

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ESTUDIO PARA MEJORAR EL PROCESO DE TRATAMIENTO DE
AGUAS Y MANEJO DE SÓLIDOS DE LOS FLUIDOS DE
PERFORACIÓN EN POZOS DEL ORIENTE ECUATORIANO**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS**

Pozo Rivadeneyra Bolívar Alejandro
m2aserviedu@hotmail.com

DIRECTOR: Ing. Melo Gordillo Vinicio René
vinicio.melo@epn.edu.ec

Quito, marzo 2015

DECLARACIÓN

Yo, Bolívar Alejandro Pozo Rivadeneyra, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

BOLÍVAR POZO RIVADENEYRA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Bolívar Alejandro Pozo Rivadeneyra, bajo mi supervisión.

Ing. VINICIO MELO
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Mis más sinceros agradecimientos a la Escuela Politécnica Nacional y a la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos de la misma institución, por dotarme de conocimientos e instrucciones que me han permitido alcanzar muchas de mis metas trazadas desde niño; sé que con mucho esfuerzo y dedicación lograré cumplir todos mis objetivos.

Agradezco a todos los excelentes docentes que han sido parte de mi formación, quienes a más de profesores he llegado a considerarles mis amigos, especialmente a los ingenieros: Raúl Valencia, Vinicio Melo y Gerardo Barros.

Como olvidar agradecer al ingeniero Mauricio Ospina, Coordinador de FES de Baker Hughes, por su confianza fui parte de la maravillosa familia de BHI; y a Javier Cedeño Field Operator de BHI, gracias por tu apoyo buen amigo.

Finalmente, agradezco a mi linda familia por estar conmigo en las buenas y en las malas, por ser parte de mis triunfos y fracasos. Además, a quienes de alguna u otra forma me han acompañado o ayudado a caminar en los difíciles caminos de la vida.

Bolívar A. Pozo R.

DEDICATORIA

*A mi amada esposa Gina, a mis princesas Mell, Micaela y Alejandra,
y a mi abnegada madre Inés, ustedes me han dado el valor para superar
las adversidades y ser cada día mejor.*

LAS AMO CON TODAS MIS FUERZAS

Bolívar Alejandro

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
CONTENIDO	VI
RESUMEN	XXI
PRESENTACIÓN	XXII
CAPÍTULO 1: FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA	1
1.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN	1
1.1.1 DEFINICIÓN	1
1.1.2 BREVE HISTORIA DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	1
1.1.3 CIRCUITO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	2
1.1.4 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	3
1.1.4.1 Remover los recortes del pozo	3
1.1.4.2 Controlar las presiones de las formaciones	4
1.1.4.3 Mantener la estabilidad del agujero	5
1.1.4.4 Mantener en suspensión las partículas sólidas	5
1.1.4.5 Soportar parte de la sarta de perforación	6
1.1.4.6 Obturar las formaciones permeables	6
1.1.4.7 Minimizar los daños al yacimiento	7
1.1.4.8 Enfriar y lubricar la broca y la sarta de perforación	7
1.1.4.9 Transmitir la energía hidráulica a las herramientas	8
1.1.4.10 Asegurar una evaluación adecuada de la formación	8
1.1.4.11 Controlar la corrosión en las herramientas y casing	8
1.1.4.12 Facilitar la cementación y completación	8
1.1.4.13 Minimizar el impacto al ambiente	9
1.1.5 PROPIEDADES FLUIDOS DE PERFORACIÓN	9
1.1.5.1 propiedades físicas	9
1.1.5.1.1 Densidad	9
1.1.5.1.2 Reología	10
1.1.5.1.2.1 Viscosidad	13
1.1.5.1.2.2 Punto cedente	14
1.1.5.1.2.3 Resistencia a la gelatinización	14
1.1.5.1.3 Filtación	14
1.1.5.1.4 Potencial de hidrógeno (ph)	15
1.1.5.1.5 Porcentaje de arena	15
1.1.5.1.6 Porcentaje de sólidos y líquidos	15
1.1.5.2 Propiedades químicas	16
1.1.5.2.1 Dureza	16
1.1.5.2.2 Reología	16
1.1.5.2.3 Alcalinidad	16
1.1.5.2.4 Prueba de azul de metileno (MBT)	16
1.1.6 CLASIFICACIÓN FLUIDOS DE PERFORACIÓN	17
1.1.6.1 Fluidos de perforación base agua	17
1.1.6.1.1 Fluidos de perforación no inhibidores	18

1.1.6.1.2	Fluidos de perforación inhibidores	18
1.1.6.1.3	Fluidos de perforación poliméricos	19
1.1.7	CRITERIOS DE SELECCIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN...	19
1.1.7.1	Costo	19
1.1.7.2	Apliación y performance	19
1.1.7.3	Aspectos de producción	20
1.1.7.4	Logística	20
1.1.7.5	Aspectos de exploración	20
1.1.7.6	Impacto ambiental y seguridad	20
1.1.8	CRITERIOS DE SELECCIÓN DE FLUIDOS BASE AGUA.....	21
1.1.9	COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS BASE AGUA	21
1.1.9.1	Fase líquida.....	22
1.1.9.2	Fase coloidal o reactiva.....	22
1.1.9.3	Fase inerte	22
1.1.9.4	Fase química.....	22
1.1.10	ADITIVOS QUÍMICOS DE LOS FLUIDOS BASE AGUA	22
1.1.10.1	Materiales densificantes	23
1.1.10.1.1	Barita.....	23
1.1.10.1.2	Carbonato de calcio	24
1.1.10.2	Materiales viscosificantes.....	24
1.1.10.3	Materiales para control de filtrado.....	25
1.1.10.4	Materiales para controlar reología	25
1.1.10.5	Materiales para controlar ph	26
1.1.10.6	Materiales para control de pérdidas de circulación	27
1.1.10.7	Materiales lubricantes y surfactantes	27
1.1.10.8	Materiales usados para flocular	29
1.1.10.9	Materiales estabilizadores de lutitas	29
1.1.10.10	Materiales para controlar la corrosión	30
1.1.10.11	Materiales para controlar bacterias y hongos	31
1.1.10.12	Materiales para precipitar contaminantes	31
1.2	FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS EN PROYECTOS DE EP PETROAMAZONAS EN EL ORIENTE EUATORIANO	32
1.2.1	GENERALIDADES.....	32
1.2.2	FLUIDOS DE PERFORACIÓN EN LA PRIMERA SECCIÓN	34
1.2.3	FLUIDOS DE PERFORACIÓN EN LA SEGUNDA SECCIÓN.....	34
1.2.4	FLUIDOS DE PERFORACIÓN EN LA TERCERA SECCIÓN	34
CAPÍTULO 2: DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE SEPARACIÓN DEL FLUIDO Y RIPIOS DE PERFORACIÓN EN AGUA RESIDUAL Y SÓLIDOS		38
2.1	SÓLIDOS EN LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	38
2.1.1	PANORAMA GENERAL	38
2.1.2	CLASIFICACIÓN DE LOS SÓLIDOS EN LOS FLUIDOS	39
2.1.2.1	Según su origen.....	39
2.1.2.2	Según el tipo de sólido	39
2.1.2.3	Según el tipo de partículas.....	40
2.1.3	EFFECTOS DE LOS SÓLIDOS EN LA VISCOSIDAD	41
2.1.3.1	Tamaño de las partículas sólidas	41
2.1.3.2	Reactividad de los sólidos.....	42

2.1.3.3	Tipo de fluido de perforación.....	42
2.1.3.4	Aditivos químicos.....	43
2.2	MÉTODOS DE CONTROL DE SÓLIDOS EN EL FLUIDO.....	44
2.2.1	MÉTODO DE DILUCIÓN.....	44
2.2.2	MÉTODO POR ASENTAMIENTO GRAVITACIONAL.....	45
2.2.3	MÉTODO POR SEPARACIÓN MECÁNICA.....	46
2.2.4	MÉTODO POR SEPARACIÓN QUÍMICA - MECÁNICA.....	46
2.3	EQUIPOS MECÁNICOS DE REMOCIÓN DE SÓLIDOS.....	46
2.3.1	REMOVEDOR DE GUMBO Y SCALPING SHAKERS.....	52
2.3.2	ZARANDAS VIBRATORIAS.....	53
2.3.2.1	Tipos de zarandas.....	55
2.3.2.1.1	Zaranda de movimiento circular.....	55
2.3.2.1.2	Zaranda de movimiento elíptico.....	56
2.3.2.1.3	Zaranda de movimiento lineal.....	56
2.3.3	MALLAS DE LAS ZARANDAS.....	58
2.3.3.1	Eficiencia de separación o punto de corte.....	58
2.3.3.2	Finura de la malla.....	60
2.3.3.3	Capacidad de flujo.....	60
2.3.3.4	Diseño de las mallas.....	61
2.3.3.5	Tramados o tejidos de las mallas.....	62
2.3.3.6	Ventajas y desventajas del uso de las zarandas.....	63
2.3.3.6.1	Ventajas.....	63
2.3.3.6.2	Desventajas.....	63
2.3.3.7	Cuidados operacionales, fallas y averías.....	63
2.3.4	HIDROCICLONES.....	64
2.3.4.1	Desarenadores (desanders).....	68
2.3.4.2	Deslimadores o desarcilladores (desilters).....	69
2.3.4.3	Ventajas y desventajas del uso de los hidrociclones.....	70
2.3.4.3.1	Ventajas.....	70
2.3.4.3.2	Desventajas.....	70
2.3.4.4	Cuidados operacionales, fallas y averías.....	70
2.3.5	LIMPIADOR DE LODOS (MUD CLEANER).....	72
2.3.5.1	Ventajas y desventajas del limpiador de lodos.....	72
2.3.5.1.1	Ventajas.....	72
2.3.5.1.2	Desventajas.....	73
2.3.6	TRES EN UNO.....	73
2.3.7	CENTRÍFUGAS DECANTADORAS.....	74
2.3.7.1	Separación por decantación y separación centrífuga.....	75
2.3.7.2	Funcionamiento de las centrífugas decantadoras.....	76
2.3.7.3	Aplicación de las centrífugas.....	77
2.3.7.4	Cuidados operacionales de las centrífugas.....	79
2.3.8	TRAMPA DE ARENA.....	80
2.3.9	DESGASIFICADORES.....	80
2.4	BOMBAS CENTRÍFUGAS.....	82
2.4.1	EROSIÓN, CORROSIÓN Y CAVITACIÓN.....	83
2.4.2	CARGA DE SUCCIÓN NETA POSITIVA (NPSH).....	85
2.4.2.1	NPSH disponible.....	85
2.4.2.2	NPSH requerido.....	85

2.4.3	FACTORES QUE MODIFICAN EL NPSH.....	86
2.4.4	POTENCIA CONSUMIDA POR LA BOMBA	87
2.4.4.1	Potencia hidráulica	87
2.4.4.2	Potencia consumida por la bomba	87
2.4.5	CURVAS DE RENDIMIENTO O DESEMPEÑO DE LAS BOMBAS	88
2.4.6	SELECCIÓN DEL TAMAÑO DE LA BOMBA.....	89
2.5	SISTEMA DE ECUALIZACIÓN Y AGITADORES.....	89
2.6	DEWATERING.....	90
2.6.1	VARIABLES DEL PROCESO DE DEWATERING.....	92
2.6.1.1	Tipos de fluidos	92
2.6.1.2	Polímero	93
2.6.1.3	Mezclado	93
2.6.1.4	Solución acuosa.....	93
2.6.1.5	Flóculos	93
2.6.1.6	Medio filtrante.....	93
2.6.1.7	Sólidos deshidratados	93
CAPÍTULO 3: TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES DEL PROCESO DE DEWATERING		96
3.1	QUÍMICA DEL AGUA	97
3.2	PARÁMETROS DE CALIDAD DEL AGUA	97
3.2.1	PARÁMETROS FÍSICOS	97
3.2.1.1	Sabor y olor	97
3.2.1.2	Color	97
3.2.1.3	Turbidez.....	98
3.2.1.4	Conductividad	99
3.2.1.5	Sólidos totales	99
3.2.2	PARÁMETROS QUÍMICOS	100
3.2.2.1	Potencial de hidrógeno (pH)	100
3.2.2.2	Dureza	101
3.2.2.3	Alcalinidad	101
3.2.2.4	Cloruros	101
3.2.2.5	Cloro residual	101
3.2.2.6	Oxígeno disuelto	102
3.2.2.7	Sulfatos.....	102
3.2.2.8	Nitratos	102
3.2.3	PARÁMETROS QUÍMICOS	102
3.2.3.1	Demanda bioquímica de oxígeno (dbo)	102
3.2.3.2	Demanda química de oxígeno	103
3.2.3.3	Fenoles.....	103
3.2.4	PARÁMETROS BACTEREOLÓGICOS	103
3.2.5	METALES PESADOS.....	104
3.2.5.1	Arsénico.....	104
3.2.5.2	Bario	104
3.2.5.3	Cadmio	105
3.2.5.4	Cromo.....	105
3.2.5.5	Cobre.....	105
3.2.5.6	Mercurio.....	105

3.2.5.7	Plata.....	106
3.2.5.8	Plomo.....	106
3.2.5.9	Zinc	106
3.3	REGLAMENTO AMBIENTAL PARA LAS OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS EN EL ECUADOR (RAOHE).....	106
3.4	PROCESO DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES	114
3.4.1	TIPOS DE FLUIDOS EN EL TRATAMIENTO DE AGUAS	116
3.4.1.1	Aguas de dewatering	116
3.4.1.2	Aguas de lavado de equipos de perforación	116
3.4.1.3	Aguas de piscina.....	116
3.4.2	COAGULACIÓN Y FLOCULACIÓN	117
3.4.2.1	Coagulación	117
3.4.2.2	Floculación	117
3.4.2.3	Mecanismos de coagulación y floculación	118
3.4.2.4	Productos químicos coagulantes y floculantes	120
3.4.2.4.1	Ventajas del sulfato de aluminio.....	120
3.4.2.4.2	Desventajas del sulfato de aluminio.....	120
3.4.3	PREPARACIÓN DE SOLUCIONES	122
3.4.4	PRUEBAS DE JARRAS	123
3.4.4.1	Limitaciones de las pruebas de jarras	125
3.4.4.2	Procedimiento de las pruebas de jarras	125
3.4.5	TRATAMIENTO EN LOS TANQUES VERTICALES	129
3.4.6	INGRESO Y DESCARGA DE AGUA EN LOS VACUUM	131
3.4.7	TRATAMIENTOS TÍPICOS DE AGUAS DE CAMPO.....	131
3.4.8	REPORTES Y DOCUMENTACIÓN.....	134
3.4.9	SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	139
3.4.9.1	Manejo de químicos.....	139
3.4.9.2	Uso del equipo de protección personal	144
3.4.9.3	Izaje o levantamiento de cargas	144
3.4.9.4	Mangueras	144
3.4.9.5	Equipos y conexiones eléctricas.....	145
3.4.9.6	Riesgos biológicos.....	145
3.4.9.7	Manos y ojos	145
3.4.9.8	Alarmas de seguridad.....	145
3.5	PROPUESTA PARA MEJORAR LAS PRUEBAS DE JARRAS	146
3.5.1	COSTO DE FABRICACIÓN DEL EQUIPO MAD-M2A-01	150
3.5.2	VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL EQUIPO MAD-M2A-01.....	150
CAPÍTULO 4:	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL TRATAMIENTO DE AGUAS	151
4.1	VOLÚMENES EN EL TRATAMIENTO DE AGUAS.....	151
4.2	COSTOS DEL TRATAMIENTO DE AGUAS.....	154
CAPÍTULO 5:	CONTROL DE SÓLIDOS RESULTANTES DEL DEWATERING Y RIPIOS DE PERFORACIÓN	159
5.1	SÓLIDOS Y RIPIOS DE PERFORACIÓN.....	159
5.2	PARÁMETROS PERMISIBLES PARA LAS DESCARGAS SÓLIDAS.....	160
5.3	PROCESO DE DISPOSICIÓN FINAL DE SÓLIDOS	161

5.4 DOCUMENTACIÓN DEL CONTROL DE SÓLIDOS	162
5.5 COSTO DEL CONTROL Y DISPOSICIÓN DE SÓLIDOS	165
5.5.1 COSTO POR USO DE QUÍMICOS	166
5.5.2 COSTO POR CONSUMO DE MALLAS	167
5.5.3 COSTO POR RENTA DE EQUIPO BÁSICO	167
5.5.4 COSTO POR PERSONAL	168
5.5.5 COSTO POR EVENTOS	169
5.5.6 COSTO POR RENTA DE EQUIPO BÁSICO Y PERSONAL EXTRA	169
5.6 SALUD, SEGURIDAD Y AMBIENTE.....	171
CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	172
6.1 CONCLUSIONES	172
6.2 RECOMENDACIONES.....	175

LISTA DE TABLAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Aditivos densificantes de los fluidos de perforación	23
1.2	Aditivos viscosificantes de los fluidos de perforación	24
1.3	Materiales de control de filtrado y pérdida de agua	25
1.4	Materiales para control de reología	26
1.5	Materiales para control de pérdida de circulación	27
1.6	Materiales para dar lubricidad al fluido de perforación	28
1.7	Tipos de surfactantes más usados en la industria	28
1.8	Materiales estabilizadores de lutitas	29
1.9	Materiales inhibidores de corrosión	30
1.10	Comparación de cuatro sistemas de fluidos de perforación utilizados para la primera sección de los pozos en los proyectos de EP PETROMAZONAS	34
1.11	Comparación de cuatro sistemas de fluidos de perforación utilizados para la segunda sección de los pozos en los proyectos de EP PETROMAZONAS	35
1.12	Comparación de cuatro sistemas de fluidos de perforación utilizados para la tercera sección de los pozos en los proyectos de EP PETROMAZONAS	36
2.1	Tamaño de los sólidos en los fluidos de perforación	41
2.2	Tiempo de sedimentación	45
2.3	Puntos de corte para diferentes medidas de mallas	59
2.4	Especificaciones de mallas para Brandt ATL	60
2.5	Fallas y averías de las zarandas	64
2.6	Fallas y averías en los hidrociclones	71
2.7	Límite de capacidad de las bombas centrífugas	89
3.1	Límites permisibles en el punto de descarga de efluentes	112
3.2	Límites permisibles en el punto de control en el cuerpo receptor	113
3.3	Límites permisibles para descargas de aguas tratadas	113
3.4	Intervalos de PZ para coagulación	118
3.5	Índice de riesgo para la salud HMIS III	141
3.6	Índice de inflamabilidad HMIS III	142
3.7	Índice de peligro físico HMIS III	142
3.8	Letras de identificación del EPP	143
3.9	Costos del equipo MAD-M2A-01	150
3.10	Ventajas y desventajas del equipo MAD-M2A-01	141
4.1	Volúmenes de agua tratada	151
4.2	Orígenes de los volúmenes de tratamiento de aguas	152
4.3	Balance material del tratamiento de aguas	153
4.4	Costo diario de alquiler de equipo y por técnico	154
4.5	Cantidad y costo de químicos en tratamiento de aguas	155
4.6	Costo total de tratamiento de aguas	156
4.7	Días de perforación y tanques tratados por sección	157
4.8	Porcentaje de tiempo productivo del técnico de aguas	158

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
5.1	Límites permisibles de lixiviados (Tabla 7a PAOHE)	160
5.2	Límites permisibles de lixiviados (Tabla 7b PAOHE)	160
5.3	Uso de químicos en el control de sólidos	166
5.4	Costo por consumo de químicos	166
5.5	Costo por consumo de mallas	167
5.6	Costo por renta de equipo básico	168
5.7	Costo por personal de control de sólidos	168
5.8	Costo por renta de equipo adicional y personal extra	169
5.9	Costo por control y tratamiento de sólidos	170

LISTA DE FIGURAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Circuito del fluido de perforación	3
1.2	Etapas de flujo del fluido de perforación en el anular	12
1.3	Clasificación de los fluidos de perforación	17
1.4	Clasificación de los fluidos de perforación base agua	18
1.5	Diseño típico de un pozo del oriente ecuatoriano en proyectos de EP PETROAMAZONAS	33
2.1	Rango recomendado de sólidos en fluidos base agua	40
2.2	Sistema de circulación en superficie	47
2.3	Disposición de los fluidos al pasar por los equipos de control de sólidos	48
2.4	Equipos mecánicos para remoción de sólidos	49
2.5	Sistema típico para lodo no densificado	49
2.6	Lodo no densificado con desgasificador	50
2.7	Lodo no densificado con centrífuga	50
2.8	Lodo no densificado con limpiador de lodo y centrífuga	51
2.9	Lodo densificado con centrifugación del flujo que sale por debajo de los hidrociclones	51
2.10	Dispositivo removedor de gumbo	53
2.11	Efecto de la vibración en el tamiz	54
2.12	Esquema de la zaranda vibratoria	54
2.13	Esquema de la zaranda de movimiento circular	55
2.14	Esquema de la zaranda de movimiento elíptico	56
2.15	Esquema de la zaranda de movimiento lineal	57
2.16	Arreglo típico de las zarandas	58
2.17	Curva de potencial de separación	59
2.18	Mallas bi y tri dimensionales	61
2.19	Mallas tensionadas y pre tensionadas	62
2.20	Tipos de tejidos de las mallas	62
2.21	Diagrama y tipos de flujos en los hidrociclones	65
2.22	Rendimiento típico de los hidrociclones	67
2.23	Punto de corte en función de la carga hidrostática	67
2.24	Aplicación de los hidrociclones	68
2.25	Desarenadores	69
2.26	Deslimadores	69
2.27	Limpiador de lodo	72
2.28	Equipo 3 en 1	73
2.29	Diagrama general de las centrífugas decantadoras	74
2.30	Principales componentes de las centrífugas	75
2.31	Fuerzas sobre una partícula sólida en la centrífuga	75
2.32	Desgasificador atmosférico	81
2.33	Desgasificador tipo vacío	81
2.34	Componentes básicos de una bomba centrífuga	82
2.35	Curva de rendimiento de una bomba centrífuga	88

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
2.36	Ecualización de los tanques del sistema activo	90
2.37	Esquema de una unidad de dewatering	91
2.38	Variables del proceso de dewatering	92
2.39	Fluido de perforación coagulado y floculado	84
2.40	Unidad de dewatering	95
2.41	Unidad de dewatering en operaciones	95
3.1	Espectrofotómetro	98
3.2	Filtración de sólidos totales	99
3.3	Equipos de medición de pH	100
3.4	Vista aérea de una plataforma petrolera on shore	115
3.5	Disposición de los tanques verticales y unidad de tratamiento de aguas	115
3.6	Coagulación por precipitación y atrapamiento	119
3.7	Remoción de color y turbiedad	119
3.8	Floculación con polímeros	120
3.9	Kit para pruebas de jarras	124
3.10	Forma recomendada para tomar la muestra de aguas	126
3.11	Clarificación del agua	127
3.12	Eficiencia del polímero en función del dosaje	127
3.13	Unidad de tratamiento de aguas	129
3.14	Gráficas de monitoreo de trampas API	137
3.15	Trampas API	138
3.16	Sistema de identificación de materiales peligrosos (HMIS III)	140
3.17	Íconos de toxicidad y peligro físico	141
3.18	Mecanismo de agitación dual (MAD-M2A-01)	147
3.19	Mecanismo de agitación manual	147
3.20	Mecanismo de agitación dual en funcionamiento	148
3.21	Coagulación de los sólidos	148
3.22	Floculación de los sólidos	149
3.23	Decantación de los sólidos floculados	149
4.1	Diagrama de flujo de balance de materiales de aguas	153
4.2	Porcentaje de volúmenes en tratamiento de aguas	154
4.3	Relación de porcentaje de costos del pozo Auca 56D	156
5.1	Descarga de sólidos hacia los tanques de sólidos	159
5.2	Celda de disposición final de sólidos y rípios de perforación	162
5.3	Tanque (Drum) con la muestra testigo de rípios de perforación	164
5.4	Costos por control y Tratamiento de Sólidos	170

LISTA DE ECUACIONES

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Presión hidrostática	4
1.2	Presión de formación	4
1.3	Peso de la tubería en el hoyo	6
1.4	Factor de flotación	6
1.5	Número de Reynolds dentro de la tubería de perforación	10
1.6	Número de Reynolds en el espacio anular	10
1.7	Velocidad del fluido dentro de la tubería de perforación	10
1.8	Velocidad del fluido en el espacio anular	10
2.1	Espesor del revoque	42
2.2	Ley de Stokes	45
2.3	Cálculo de la fuerza G	57
2.4	Cálculo de la carga hidrostática	66
2.5	Sumatoria de fuerzas sobre la partícula sólida	76
2.6	Carga de aspiración neta disponible	85
3.1	Cálculo del porcentaje masa/volumen	122
3.2	Cálculo del porcentaje masa/masa	123
3.3	Sacos de sulfato de aluminio a usarse	128
3.4	Kilogramos de polímero cyfloc 1146 a usarse	128

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
A	Área de filtración	L^2
API	Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute)	
ASME	Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (American Society of Mechanical Engineers)	
atm	Atmósferas	M/Lt^2
Ba	Bario	
bbl	Barriles	L^3
BHI	Baker Hughes	
Ca^{++}	Catión calcio	
$Ca(OH)_2$	Cal apagada	
C_c	Fracción volumétrica de los sólidos en el revoque	
Cd	Cadmio	
CE	Conductividad eléctrica	TQ^2/ML^3
C_m	Fracción volumétrica de los sólidos en el fluido de perforación	
cm	Centímetro	L
cP	Centipoises	M/Lt
Cr	Cromo	
D	Diámetro interior de la tubería de perforación o portamechas	L
D_1	Diámetro exterior de la tubería de perforación o portamechas	L
D_2	Diámetro interior del pozo o de la tubería de revestimiento	L
DBO	Demanda bioquímica de oxígeno	
DC	Corriente continua	
D_i	Diámetro interno del bowl	L
D_s	Diámetro del sólido	L
EAA	Espectrometría de absorción atómica	
EP	Empresa pública	
EPP	Equipo de protección personal	
ER	Espesor del revoque	L
F_{cp}	Fuerza centrípeta	ML/t^2
F_{cp}	Fuerza centrífuga	ML/t^2
FF	Factor de flotación	
floc	Flóculos	
g	Gramos	M
G	Número de gravedades	
gal	Galones	L^3
g_c	Aceleración de la gravedad	L/t^2

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
GPM	Galonaje por minuto	L^3/t
Ha	Carga atmosférica	M/Lt^2
HAZCOM	Comunicación de peligros (Hazard Communication)	
He	Carga de altura (Bomba a superficie del fluido)	M/Lt^2
Hf	Carga de fricción (Pérdida por fricción en la aspiración)	M/Lt^2
HGS	Sólidos de alta gravedad (materiales densificantes)	
HH	Carga hidrostática	L
HMIS	Sistema de identificación de materiales peligrosos (Hazardous materials Identification System)	
HP	Caballos de potencia (Horse power)	ML^2/t^3
Hvp	Presión de vapor del lodo a la temperatura de bombeo	M/Lt^2
INEN	Instituto Ecuatoriano de Normalización	
KCl	Cloruro de potasio	
kg	kilogramos	M
kg _{cf}	Kilogramos de cyfloc 1146	M
KOH	Hidróxido de potasio	
L	Litros	L^3
lb	Libras	M
lbf	Libras fuerza	ML/t^2
LGS	Sólidos de baja gravedad	
m	Masa	M
m _d	Masa de la disolución	L
mg	Miligramos	M
min	Minutos	T
mL	Mililitros	L^3
MQC	Mejoramiento químico en la centrífuga	
MRW	Malla de tramado rectangular plano modificado	
m _s	Masa del soluto	M
m _s	Masa contenida en un saco de producto químico	M
MSDS	Hoja de seguridad de materiales (Material Safety Data Sheet)	
MW	Densidad o peso del fluido de perforación	M/L^3
η	Rendimiento de la bomba centrífuga	
NaOH	Soda cáustica	
NH ₄ ⁺	Catión amonio	
NPSH	Carga de aspiración neta disponible	M/Lt^2
NPSH _{disp}	Carga de succión neta positiva	M/Lt^2
°C	Grados Centígrados	T
OD	Oxígeno disuelto	
P	Presión	M/Lt^2
P _{cb}	Potencia consumida por la bomba	ML^2/t^3
PDW	Malla de tramado holandés plano	
Pf	Presión de formación	M/Lt^2
pH	Potencial de hidrógeno	
Ph	Presión hidrostática	M/Lt^2

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
PHPA	Poliacrilamida (polímero encapsulador)	
pies	pies	L
pies	Pie de rey	L
ppm	Partículas por millón	M/L ³
PRW	Malla de tramado rectangular plano	
psi	Libras fuerza por pulgada cuadrada	M/Lt ²
PSW	Malla de tramado cuadrado plano	
pulg	Pulgada	L
PZ	Potencial zeta	
Q	Caudal o gasto de la bomba	L ³ /t
Qf	Caudal de flujo	L ³ /t
r	Radio	L
RAOHE	Reglamento ambiental para operaciones hidrocarburíferas en el Ecuador	
ROP	Rata de perforación	
rpm	Revoluciones por minuto	1/t
S	Siemen	TQ ² /ML ²
SG	Gravedad específica	
S _s	Sacos de sulfato de aluminio	
SST	Sólidos totales disueltos	M/L ³
TPH	Hidrocarburos totales disueltos	M/L ³
TSW	Malla de tramado cuadrado cruzado	
TVD	Profundidad vertical total	L
USD	Dólares estadounidenses	
V	Voltios	
V _a	Velocidad del fluido en el espacio anular	L/t
V _d	Volumen de la disolución	L ³
V _f	Volumen del filtrado de lodo	L ³
V _m	Volumen de la muestra de agua con la que se realizó la prueba de jarras	L ³
V _n	Válvula número ...	
V _p	Velocidad del fluido dentro de la tubería de perforación	L/t
V _q	Volumen de la solución usada en la prueba de jarras	L ³
V _s	Velocidad de caída o sedimentación	L/t
V _t	Volumen de agua tratada	L ³
W	Vatios	ML ² /t ³
w	Velocidad angular del bowl	1/t
WTA	Peso de la tubería en el aire	M
WTP	Peso de la tubería dentro del hoyo	M
WTP	Punto cedente	
Fe ⁺⁺	Catión hierro	
N _{Rca}	Número de Reynolds de la corriente de fluido que pasa por el espacio anular	
N _{Rcp}	Número de Reynolds de la corriente de fluido que pasa por la tubería de perforación	

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
%	Tanto por ciento	
%(m/m)	Porcentaje masa – masa	
%(m/v)	Relación masa – volumen	
μ	Viscosidad de un líquido	M/Lt
μ_{ca}	Viscosidad efectiva del fluido dentro del espacio anular	M/Lt
μ_{cp}	Viscosidad efectiva del fluido dentro de la tubería de perforación	M/Lt
μg	Micro gramo	M
ρ_L	Densidad del líquido	M/L ³
$\mu ohms$	Micro ohmios	
ρ_s	Densidad del sólido	M/L ³
μS	Micro siemens	TQ ² /ML ²

RESUMEN

El objetivo de este proyecto es realizar un estudio del proceso de tratamiento de aguas residuales obtenidas en la construcción de un pozo petrolero en el oriente ecuatoriano y el manejo de los sólidos de perforación, con el fin de lograr un mayor conocimiento de la tecnología usada y proponer mejoras en los procedimientos.

Con el fin de plantear mejoras en los procesos, se debe conocer sobre la procedencia del agua y ripsos de perforación, los cuales en su mayoría resultan de la desintegración del fluido de perforación, por ello, se debe conocer los aditivos químicos que lo conforman, los cuales repercutirán en el tipo y dosificación de productos químicos a usarse, así como en el método requerido para el tratamiento y disposición final.

Este proyecto permitirá obtener a los egresados de ingeniería en petróleos, y el resto de ingenierías, una gran comprensión de los fluidos de perforación, control de sólidos, tratamiento de aguas residuales y disposición final de residuos sólidos y líquidos, de esta manera incrementar su competitividad en el área petrolera.

PRESENTACIÓN

Los fluidos de perforación usados en la construcción de pozos en el oriente ecuatoriano, cuando no pueden ser reutilizados en nuevos proyectos, deben ser deshechos y sus residuos dispuestos adecuadamente de acuerdo a la reglamentación ambiental y condiciones contractuales.

Es importante el conocimiento de los tipos de fluidos usados en la perforación de los pozos petroleros, sus propiedades y funciones, el control de sólidos provenientes del hoyo, la desintegración del fluido luego de su uso, y, el tratamiento y disposición final de sus residuos líquidos y sólidos.

En este mundo competitivo, es necesario que el profesional petrolero sea versátil y multidisciplinario, pues, un mayor conocimiento del proceso que cumple el fluido de perforación desde su formulación hasta la disposición final de sus residuos, así como la reglamentación ambiental vigente que rige estos procedimientos, dará un plus al egresado de ingeniería que desee formar parte del apasionante mundo petrolero.

CAPÍTULO 1

FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA

1.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

1.1.1 DEFINICIÓN

Los fluidos de perforación, comúnmente conocidos como lodos de perforación, son mezclas líquidas o gaseosas de sustancias químicas con características definidas, capaces de circular desde la superficie hacia la barrena a través de la sarta de perforación, y retornar a superficie a través del espacio anular.

La producción de un pozo petrolero y su vida útil está estrechamente relacionada con la perforación, por ello se debe planificar, ejecutar y controlar adecuadamente el programa de perforación. El éxito del programa de perforación dependerá en gran medida del diseño adecuado del lodo, por lo que este debe contar con propiedades físicas y químicas que le permitan cumplir con ciertas funciones requeridas para un ambiente de perforación específico. El fluido de perforación no debe ser tóxico ni inflamable, debe ser inerte a las contaminaciones de sales solubles y minerales, inmune al desarrollo de bacterias y estable a altas presiones y temperaturas.

1.1.2 BREVE HISTORIA DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

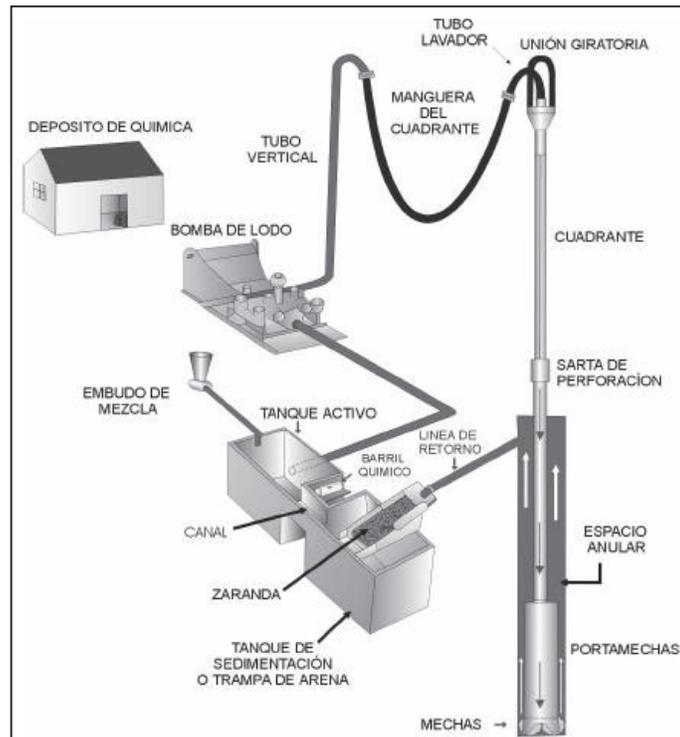
El uso de los fluidos de perforación data desde 1833 cuando Flauvile, un ingeniero francés, en una operación de perforación con una herramienta de cable (percusión) observó que el pozo alcanzó un acuífero y el agua que brotaba sacaba los recortes fuera del hoyo. Flauvile ideó un sistema para bombear agua

dentro del pozo a través de la tubería de perforación y esta retorna a superficie por las paredes del agujero. En el año 1900, mientras se perforaba un pozo de petróleo en Spindletop, Texas, los trabajadores bombearon una mezcla barrosa y viscosa de agua y arcilla dentro del pozo obteniendo resultados favorables por lo que inicialmente se incorpora el uso de mezclas de agua y arcilla sin control de propiedades. A partir de 1921 inicia la historia moderna de los fluidos de perforación con la propuesta de Stroud quien recomendó el uso de aditivos químicos inertes y pesados para mejorar las propiedades del lodo, es así que en los años 40 se desarrollan los fluidos de perforación base agua con agentes densificantes. En los años 50 y 60 se aplican polímeros a base de celulosa para controlar el filtrado. En los años 70 se desarrollan los sistemas de polímeros PHPA. En los años 80 se incorporan aceites minerales que son más compatibles con la formación; y en los años 90 se desarrollan aceites sintéticos más amigables con el medio ambiente.

1.1.3 CIRCUITO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

La preparación del fluido de perforación se la realiza en el tanque activo. Mediante el embudo se incorporan los químicos para el mezclado. La bomba de lodos succiona el fluido desde el tanque activo y lo descarga por el espacio interior del tubo vertical; luego por la manguera flexible; la unión giratoria que acopla la manguera flexible y la tubería de perforación; seguidamente el lodo pasa por la sarta de perforación; es expulsado por las toberas de la mecha; retorna a superficie por el anular transportando consigo los ripios de perforación; pasa por la línea de retorno hacia los equipos de control de sólidos y hacia el tanque de sedimentación; y finalmente hacia el tanque activo para iniciar un nuevo ciclo.

Los equipos de control de sólidos extraen los ripios y sólidos que se incorporan al sistema de fluido de perforación al pasar por el anular, de esta manera permite al fluido mantener las propiedades adecuadas de acuerdo a las exigencias de la perforación. La figura 1.1 muestra el circuito del fluido de perforación.

FIGURA 1.1 CIRCUITO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Fuente: Manual de Fluidos de Perforación PDVSA, 2002

Elaboración: PDVSA

1.1.4 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

El fluido de perforación debe permitir el alcance de los objetivos en la perforación, evaluación y terminación de un pozo. Las funciones del fluido de perforación describen las tareas que debe desempeñar para el cumplimiento de los objetivos. Las funciones más importantes son:

1.1.4.1 Remover los Recortes del Pozo

Los recortes producidos por la broca y el material que se derrumba en las paredes del hoyo deben ser retirados del pozo. El fluido de perforación actúa como un medio de transporte de las partículas sólidas del pozo a través del espacio anular hacia los equipos de control de sólidos en superficie. La remoción de los recortes o limpieza del hoyo depende del tamaño, forma y densidad de los recortes, velocidad de penetración, tiempo de circulación, viscosidad, densidad, punto cedente y velocidad del fluido en el anular.

1.1.4.2 Controlar las Presiones de las Formaciones

El fluido de perforación debe ser capaz de evitar el “influjo”, que es el ingreso de los fluidos de las formaciones hacia el hoyo, por ello la presión hidrostática de la columna de lodo debe ser la adecuada para mantener “controlado el pozo”. La ecuación 1.1 permite el cálculo de la presión hidrostática de la columna de fluido de perforación en el pozo.

$$Ph = 0,052 \times TVD \times MW \quad (1.1)$$

Donde:

Ph: Presión hidrostática [psi]

TVD: Profundidad vertical total [pies]

MW: Densidad o peso del fluido de perforación [lb/gal]

0,052 es un factor de conversión de unidades [psi / (pies x lb/gal)]

La presión hidrostática deberá ser ligeramente mayor a la presión de formación pero menor a la de fracturamiento. La presión de formación es la que ejercen los fluidos propios de las formaciones, sobre las paredes del hoyo. La ecuación 1.2 permite el cálculo de la presión de formación.

$$Pf = 0,465 \times TVD \quad (1.2)$$

Donde:

Pf: presión de formación [psi]

TVD: Profundidad vertical total [pies]

0,465 es la presión ejercida por cada pie de profundidad del agua salada de gravedad específica 1,074; siendo 0,433 para el agua dulce [psi/pies]

1.1.4.3 Mantener la Estabilidad del Agujero

La estabilidad del hoyo está relacionado directamente con las propiedades químicas y físicas del fluido de perforación. El lodo de perforación deberá ser compatible con la formación, por ejemplo, las lutitas reactivas tienden a hincharse aumentando varias veces su volumen provocando arrastres y resistencia en las herramientas en movimiento. Sales, polímeros, materiales asfálticos, glicoles, aceites, agentes tensioactivos y otros inhibidores de lutita pueden ser usados en los fluidos de perforación base agua para inhibir el hinchamiento de las lutitas e impedir el derrumbe.¹ Una excesiva fuerza de impacto y velocidad de salida del fluido en las toberas de la barrena causa un ensanchamiento del agujero generando múltiples problemas técnicos y económicos. Formaciones con grandes gargantas de poros generan pérdidas de filtrado, por lo que el fluido de perforación debe contener agentes puenteantes y de control de filtrado, etc.

1.1.4.4 Mantener en Suspensión las Partículas Sólidas Cuando se Detiene la Circulación

Por su cualidad de ser un fluido no newtoniano, es decir, su viscosidad varía con la temperatura y tensión cortante aplicadas, al parar la circulación aumenta su viscosidad hasta convertirse en un gel, esta propiedad tixotrópica permite mantener en suspensión los sólidos al detener la circulación del fluido mientras se realizan viajes o tomas de registros de pozos, evitando que se precipiten al fondo. Al reiniciar la circulación la viscosidad del fluido baja, aumentando su fluidez, entonces los sólidos que fueron suspendidos son arrastrados desde su posición retenida por el gel en el pozo hacia los equipos de control de sólidos ubicados en la superficie. Los lodos que no cumplen con esta función generan grandes problemas durante la perforación como atascamiento de la broca, aumento del arrastre y torque, etc., ya que los sólidos se precipitan al fondo formando una masa de difícil remoción.

¹ MI. Manual de Fluidos de perforación (2001). Houston. Capítulo 2, página 2.6

1.1.4.5 Soportar Parte del Peso de la Sarta de Perforación o Tubería de Revestimiento

El fluido de perforación debe generar una fuerza flotante adecuada que ayude a soportar parte del peso de la sarta de perforación o del casing, al equipo en superficie (torre). El peso de la tubería dentro del hoyo está dado por la ecuación 1.3; y la ecuación 1.4 permite el cálculo del factor de flotación.

$$WTP = WTA \times FF \quad (1.3)$$

$$FF = \frac{64,5 - MW}{64,5} \quad (1.4)$$

Donde:

WTP: Peso de la tubería dentro del hoyo [lb]

WTA: Peso de la tubería en el aire (valor en catálogos) [lb]

FF: Factor de flotación

MW: Densidad del fluido de perforación [lb/gal]

65,4 es la densidad del acero [lb/gal]

1.1.4.6 Obturar las Formaciones Permeables

El fluido de perforación deberá formar un delgado y flexible revoque de baja permeabilidad en las paredes del pozo. Sin la presencia de esta película, el lodo o su filtrado invadirá las formaciones permeables debido a la diferencia de presión (presión diferencial) entre la presión hidrostática y la presión de formación. La presión diferencial puede causar problemas como pega de tubería. Los posibles problemas relacionados con un grueso revoque y la filtración excesiva incluyen las condiciones de pozo “reducido”, registros de mala calidad, mayor torque y arrastre, tuberías atascadas, pérdida de circulación, y daños a la formación.²

² MI. Manual de Fluidos de perforación (2001). Houston. Capítulo 2, página 2.5

1.1.4.7 Minimizar los Daños al Yacimiento

En cara de la arenizca se hallan los poros por los que se desplazan los fluidos del yacimiento hacia el hoyo. Cualquier reducción de la porosidad y permeabilidad natural de una formación productiva se conoce como daño.³ Los mecanismos de daño pueden ser por migración de finos de formación, invasión de sólidos y alteraciones de humectabilidad. El daño causado por el lodo se conoce como daño por invasión de sólidos, y se da por una sobre presión o por la incompatibilidad química del lodo con la formación productora por lo que el fluido de perforación deberá ser diseñado para minimizarlo. Las zonas productoras, conocidas como zonas de pago, son los objetivos geológicos de la perforación del pozo. Un daño debido a la perforación repercutirá en la vida productiva del pozo.

1.1.4.8 Enfriar y Lubricar la Broca y la Sarta de Perforación

La temperatura de la formación dado por la suma de la temperatura de superficie con el producto de la profundidad y el gradiente geotérmico, generalmente (15 °F/1000 pies), y principalmente la fricción ejercida tanto por la rotación como por el deslizamiento de la broca y sarta de perforación con las formaciones y la tubería de revestimiento, generan una considerable cantidad de calor. Las altas temperaturas generan agrietamiento en las matrices e insertos de la broca y cambios en las propiedades del acero.

El lodo retorna a superficie a mayor temperatura que la de ingreso, el calor es liberado a la atmósfera; es decir, el lodo, el pozo y la atmósfera funcionan como un intercambiador de calor.

Para disminuir la fricción es importante la formación de una película lubricante que evite el contacto directo entre el metal con la roca, y metal con metal; el fluido de perforación debe cumplir esta función para lo cual se añaden lubricantes, refrigerantes y productos especiales.

³ MI. Manual de Fluidos de perforación (2001). Houston. Capítulo 2, página 2.6

1.1.4.9 Transmitir la Energía Hidráulica a las Herramientas y la Barrena

El fluido de perforación es el medio por el cual se transmite la potencia hidráulica, generada en las bombas de lodo, necesaria para remover los ripios y activar las herramientas de fondo que requieren de esta energía para su funcionamiento. Las propiedades del lodo ejercen una considerable influencia sobre la hidráulica por lo que deben ser manejados a niveles óptimos.

1.1.4.10 Asegurar una Evaluación Adecuada de la Formación

El fluido de perforación es un medio por el cual se transmite información útil para reconocer las condiciones del pozo. El personal de geología (Mud Loggers) toma muestras en las zarandas para reconocer la formación que se está perforando y determinar la existencia de petróleo y gas; especialistas extraen núcleos (cores) para determinar la capacidad productora de las zonas de interés; el personal de control de sólidos, fluidos de perforación y geología controla las arremetidas al notar aumento en el volumen del fluido en los tanques; los ingenieros direccionales obtienen información sobre la orientación del pozo; el personal de registros de pozos requiere que el fluido de perforación no interfiera con la toma de datos; por ello, el lodo debe ser el adecuado para el alcance de estos objetivos.

1.1.4.11 Controlar la Corrosión en las Herramientas de Perforación y Casing

El fluido de perforación debe minimizar la corrosión. El proceso de corrosión (degradación continua del metal al tratar de alcanzar su estado natural) aumentará con la disminución del pH, por lo que se debe preparar un lodo alcalino para compensar los agentes propios de las formaciones que pueden disminuir el pH del fluido mientras retorna a superficie. La corrosión produce ruptura en las tuberías, daño en las bombas de lodo o fugas en las líneas de superficie.

1.1.4.12 Facilitar la Cementación y la Completación

Previo a la corrida de casing se bajan raspadores para remover el revoque formado en las paredes del hoyo, este enjarre debe ser fácil de destruir para que

el cemento se adhiera eficientemente a las paredes del hoyo, además, al desplazar el cemento este debe sustituir al lodo que está adherido a la superficie exterior de casing, de no ser así se produce un espacio entre el casing y cemento o entre la pared de la formación con el cemento, por estos espacios se ponen en contacto las zonas productoras, siendo esto una condición indeseable.

1.1.4.13 Minimizar el Impacto al Ambiente

Luego de cumplir con su función en la perforación el lodo debe ser deshecho a sus componentes sólidos y agua residual tratada, los componentes del fluido de perforación deben facilitar esta separación por lo que se usan lodos no dispersos. Los residuos del fluido de perforación deben minimizar el daño al medio ambiente. Los profesionales a cargo de control de sólidos y tratamiento de aguas desarrollan procesos para mantener estos desechos dentro de parámetros adecuados exigidos por las operadoras, leyes y reglamentos ambientales de cada país. La disposición de los desechos de los procesos de separación del lodo se harán de acuerdo a las más estrictas normas ambientales, en el caso del Ecuador el Decreto 1215 (RAOHE).

1.1.5 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

El fluido de perforación tiene propiedades físicas y químicas que le permiten cumplir con sus funciones, las propiedades del lodo van ajustándose de acuerdo a las exigencias de la perforación.

1.1.5.1 Propiedades Físicas

1.1.5.1.1 Densidad

La densidad del fluido de perforación [lb/gal] dependerá de la cantidad de sólidos disueltos, generalmente se usa barita (baritina) como agente densificante en la primera y segunda sección del pozo, para la tercera sección se usa carbonato de calcio para minimizar el daño en la formación. La densidad es uno de los factores que altera la presión de la columna hidrostática. La presión hidrostática deberá ser ligeramente mayor que la presión de formación para mantener controlado el pozo y evitar arremetidas.

1.1.5.1.2 Reología

Es el estudio de la deformación y del flujo de la materia. Los flujos pueden ser laminares o turbulentos, esto lo determina el número de Reynolds. Las ecuaciones 1.5 y 1.6 permiten calcular el número de Reynolds; las ecuaciones 1.7 y 1.8 permiten el cálculo de la velocidad del fluido de perforación.

$$N_{Re_{cp}} = \frac{15,467 \times V_p \times D \times \rho}{\mu_{cp}} \quad (1.5)$$

$$N_{Re_{ca}} = \frac{15,467 \times V_a \times (D_2 - D_1) \times \rho}{\mu_{ca}} \quad (1.6)$$

$$V_p = \frac{25,4 \times Q}{D^2} \quad (1.7)$$

$$V_a = \frac{1,029 \times Q(\text{bbl/min})}{D_2^2 - D_1^2} \quad (1.8)$$

$$V_a = \frac{25,4 \times Q(\text{gal/min})}{D_2^2 - D_1^2}$$

Donde:

$N_{Re_{cp}}$: Número de Reynolds de la corriente del lodo dentro de la tubería de perforación

N_{Rca} : Número de Reynolds de la corriente del lodo en el espacio anular

V_p : Velocidad media del fluido dentro de la tubería de perforación [pies/min]

V_a : Velocidad media del fluido en el espacio anular [pies/min]

Q: Caudal o gasto de la bomba de lodos

D: Diámetro interior de la tubería de perforación o portamechas [pulg]

D_2 : Diámetro interior del pozo o de la tubería de revestimiento [pulg]

D_1 : Diámetro exterior de la tubería de perforación o portamechas [pulg]

μ_{cp} : Viscosidad efectiva del fluido dentro de la tubería de perforación [cP]

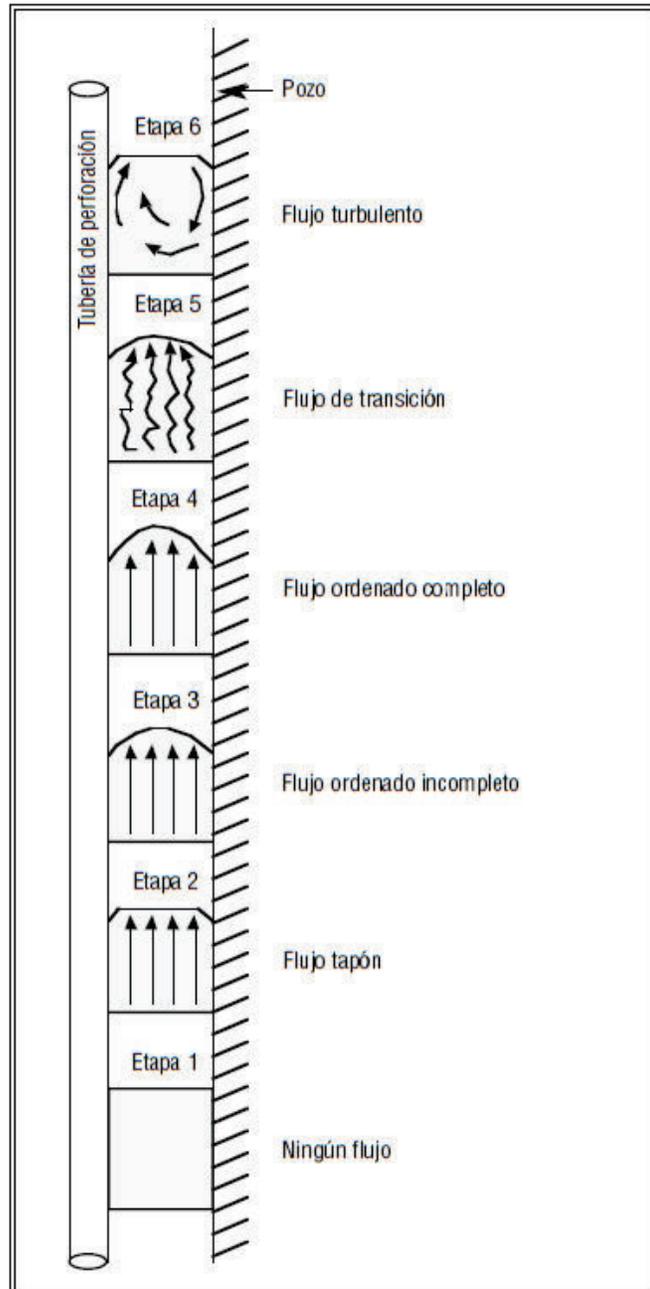
μ_{ca} : Viscosidad efectiva del fluido dentro del espacio anular [cP]

El número de Reynolds es un valor adimensional. Si su valor es menor o igual a 100 es un flujo tapón, la característica de este flujo es que la velocidad del fluido es la misma en todo el diámetro de la tubería o del espacio anular. Si el número de Reynolds es menor o igual a 2000 y mayor a 100 es un flujo laminar, en este tipo de flujo el perfil de velocidad tiene la forma de una parábola, se puede describir a este flujo como una serie de capas telescópicas cuya velocidad aumenta de capa en capa hacia el centro. Si el número de Reynolds es mayor a 4000 se trata de un flujo turbulento, en este tipo de flujo el movimiento del fluido sigue siendo a lo largo del espacio anular o de la tubería, pero la dirección del movimiento será imprevisible en cualquier punto dentro de la masa de fluido.⁴ Si el número de Reynolds está entre 2000 a 4000 se considera un flujo de transición. A más de permitir la determinación del tipo de fluido, el número de Reynolds es un factor para el cálculo de las pérdidas de presión por fricción.

Para una mejor limpieza del hoyo se prefiere un flujo turbulento en el espacio anular. La figura 1.2 muestra las etapas de flujo del fluido de perforación dentro del espacio anular.

⁴ Manual Baker Hughes Drilling Fluids, (2006). Houston. Capítulo 1, página 1.10

FIGURA 1.2 ETAPAS DE FLUJO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN EN EL ANULAR



Fuente: Manual de Fluidos de Perforación MI, 2001
Elaboración: MI

La medida de las propiedades reológicas de un fluido es importante en el cálculo de las pérdidas de presión por fricción, en la determinación de la capacidad del lodo para levantar recortes y derrumbes a la superficie, en el análisis de la contaminación del lodo por sólidos, químicos o temperatura, y en la determinación de cambios de presión en el pozo durante una extracción.

1.1.5.1.2.1 *Viscosidad*

Es la medida de resistencia interna que presenta un fluido a desplazarse bajo la acción de la presión y temperatura. Matemáticamente la viscosidad es la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte. En un fluido no newtoniano la viscosidad cambia con el esfuerzo de corte. Debido a su comportamiento no lineal se deben definir dos conceptos de viscosidad, uno en medidas relativas: viscosidad API o de embudo y viscosidad aparente, y otro en medidas absolutas: viscosidad plástica.

La viscosidad de embudo o API es una medida de la fluidez del lodo en relación al agua, su importancia práctica es que aparentemente se determina la suspensión de los ripios de perforación en el espacio anular cuando el flujo es laminar; se la mide en el embudo Marsh, y se define como el tiempo que tarda en fluir por él un cuarto de galón de lodo, generalmente se considera normal valores dentro del rango de 45 a 75 segundos.

La viscosidad efectiva o aparente se define como la medición en centipoises (cP) que un fluido Newtoniano debe tener en un viscosímetro rotacional a una velocidad de corte previamente establecida, donde el valor de la viscosidad aparente es la lectura @300 rpm o la mitad de la lectura @600 rpm.

La viscosidad plástica es la resistencia a fluir causada por la fricción mecánica entre sólidos, los sólidos con el líquido, y el líquido por sí mismo. Su medida está dada por la diferencia entre las lecturas en el viscosímetro @600 y @300 rpm a 120 °F.

La viscosidad del fluido no debe ser más alta que la requerida para la limpieza del pozo y la suspensión de la barita.

La viscosidad tiene una influencia importante en el fenómeno de escurrimiento, sobre todo en las pérdidas de presión de los fluidos. La magnitud del efecto depende principalmente de la temperatura y naturaleza del fluido. Cuando se registra un valor de viscosidad, este debe ir acompañado de la temperatura.

1.1.5.1.2.2 Punto Cedente

Conocido también como Yield Point, es la resistencia inicial al flujo causada por las fuerzas electroquímicas de atracción entre las partículas sólidas, depende de las propiedades de la superficie de los sólidos, la concentración de sólidos en el lodo, y la concentración y tipos de iones en la fase líquida. Matemáticamente el Punto cedente [lbs/100 pies²] está expresado por la diferencia entre la lectura en el viscosímetro @300 rpm y el valor de la viscosidad plástica. Es punto cedente en el segundo componente de la resistencia al flujo en un fluido de perforación y puede ser controlado mediante un tratamiento químico apropiado

1.1.5.1.2.3 Resistencia a la Gelatinización

Una propiedad fundamental del fluido de perforación es la de gelatinizarse cuando se detiene la circulación (tixotropía). La resistencia a la gelatinización es una medida de atracción física y electroquímica bajo condiciones estáticas. Si el gel se forma lentamente después de que el lodo inicia su estado de reposo se dice que la resistencia al gel es baja. El fluido de perforación deberá tener una adecuada resistencia al gel para: retener los rípidos dentro del pozo evitando que se precipiten al fondo, permitir que la arena y los recortes se depositen en el tanque de decantación, minimizar el efecto de succión al sacar la tubería y el efecto pistón al ingresarla al pozo, lograr la separación del gas incorporado, etc.

1.1.5.1.3 Filtración

Es la pérdida de agua del fluido de perforación hacia las zonas permeables. Existen dos tipos de filtrado: el filtrado estático que se da cuando se detiene la circulación, en este caso el revoque de lodo aumenta su espesor hasta que la pérdida de líquido se da a una tasa constante; y el filtrado dinámico que se produce en condiciones de circulación del lodo, en este caso no existe un considerable incremento en el espesor del enjarre ya que el flujo lo erosiona. La cantidad de invasión depende de las propiedades de roca y fluido, parámetros de perforación, características de filtración, composición y propiedades de los fluidos de perforación, y terminación. Un excesivo filtrado produce problemas de pega

diferencial, incrementos en la presión de surgencia, problemas de cementación, malas lecturas en las herramientas de registro, y daño a la formación.

1.1.5.1.4 Potencial de Hidrógeno (pH)

El pH es una medida de la acidez o alcalinidad; su valor se expresa por el logaritmo negativo de la concentración de cationes o aniones de hidrógeno. La mayoría de los fluidos de perforación son alcalinos y su pH en su mayoría se halla en un rango de 9 a 11.⁵ En pozos del oriente ecuatoriano generalmente se tienen valores de pH de 7 a 8.5 para la primera sección, de 9 a 10 para la segunda y de 9 a 10,8 para la tercera sección.

1.1.5.1.5 Porcentaje de Arena

La arena es un sólido no reactivo indeseable en el fluido de perforación, por lo que su concentración debe mantenerse en los valores más bajos posibles. La arena se elimina del lodo en las zarandas, trampa de arena y en el desarenador. La arena es abrasiva y causa daños en los equipos, por lo que su concentración debe ser de 2 a 3% como máximo.

1.1.5.1.6 Porcentaje de Sólidos y Líquidos

El fluido de perforación durante operaciones contiene tanto sólidos deseables, como la barita y bentonita; e indeseables, como ripios y arena (sólidos perforados). El control de sólidos se lo realiza en el removedor de gumbo, zarandas, trampa de arena, hidrociclones, mud cleaner, 3 en 1, y en las centrífugas decantadoras. El control de sólidos representa un alto costo al mantenimiento de los lodos y de su eficacia depende que el fluido cumpla correctamente sus funciones. Un deficiente control de sólidos causará aumento en el peso del lodo, aumento en la fricción, desgaste en las bombas y en la broca, entre otros problemas.

⁵ Amoco Mud Manual, (1996). Houston. Capítulo 4, página 4.6

1.1.5.2 Propiedades Químicas

1.1.5.2.1 Dureza

Las sales de calcio y magnesio disueltas en el agua o en el filtrado del fluido de perforación definen la dureza, estas sales son contaminantes para el lodo.

El agua dura forma depósitos en las tuberías, conocidos como escala, que pueden llegar a obstruirlas completamente.

1.1.5.2.2 Cloruros

El ion de cloruro se obtiene de la disociación del cloruro de sodio (sal común) en solución acuosa. La contaminación del fluido de perforación con esta sal puede provenir del agua que se usa para formar el lodo, perforación de domos salinos, y del agua de formación de ambiente marino. El efecto dañino de la sal en los lodos no es tanto la reacción química de los iones sino el efecto electrolítico, el cual cambia la distribución de la carga eléctrica en la superficie de la arcilla y promueve la floculación de lodos levemente tratados. Esta floculación ocasiona aumentos en las propiedades reológicas y la pérdida de filtrado.

1.1.5.2.3 Alcalinidad

Es el poder combinado de una Base medida por el máximo número de equivalentes de un ácido con el cual reacciona para formar una sal (Definición API). La prueba de alcalinidad mide la concentración de iones de OH^- , $CO_3^{=}$, HCO_3^- presentes en el fluido de perforación, pueden obtenerse de hidróxidos, carbonatos, silicatos, fosfatos, boratos, lignitos y lignosulfonatos. La alcalinidad activa y controla la química del lodo y determina la presencia de cantidades contaminantes.

1.1.5.2.4 Prueba de Azul de Metileno (MBT)

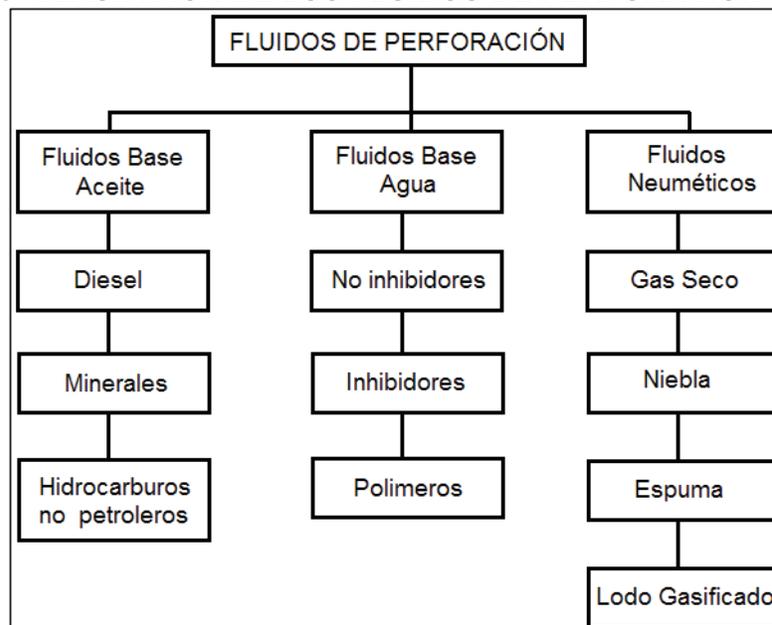
Es una prueba que determina la cantidad de arcillas reactivas en el fluido de perforación, adicionados tanto por sólidos de perforación como por bentonitas

comerciales. Básicamente consiste en adicionar una cantidad de lodo en agua destilada, se añade agua oxigenada y ácido sulfúrico, se hierve la mezcla, se añade azul de metileno y se coloca una muestra sobre papel filtro repitiendo el proceso de ser necesario aumentado la concentración de azul de metileno hasta alcanzar un punto central azul con una aureola alrededor. Se registra la cantidad de azul de metileno usado para llegar a este punto.

1.1.6 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los fluidos de perforación se clasifican según muestra la figura 1.3.

FIGURA 1.3 CLASIFICIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN



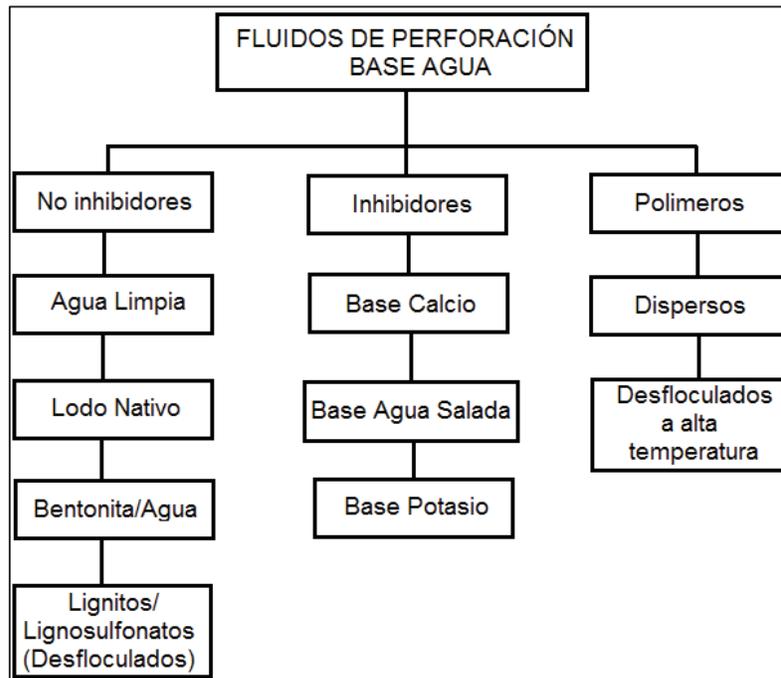
Fuente: Amoco Mud Manual, 1996

Elaboración: Amoco

1.1.6.1 Fluidos de Perforación Base Agua

En mayoría de los pozos perforados en el oriente ecuatoriano se usan los fluidos base agua, estos son fáciles de fabricar, su mantenimiento es relativamente barato, se pueden ir reformulando de acuerdo a los problemas de perforación y luego de su uso se pueden separar fácilmente los sólidos y el agua para disponerlos de acuerdo a los reglamentos ambientales. La figura 1.4 muestra la clasificación de los fluidos de perforación base agua.

FIGURA 1.4 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA



Fuente: Amoco Mud Manual, 1996

Elaboración: Amoco

1.1.6.1.1 Fluidos de Perforación No Inhibidores

Este tipo de fluidos de perforación, como su nombre lo dice, no inhiben significativamente la hinchazón de las arcillas. Están compuestos por arcillas nativas o bentonitas comerciales con soda cáustica o limo; pueden contener lignitos, lignosulfonatos o fosfatos. Los fluidos de perforación no inhibidores poseen agentes dispersantes, es decir permiten que los sólidos nativos de las formaciones se vayan incorporando al lodo. Generalmente este tipo de fluidos de perforación son usados en la primera sección del pozo, pues en esta no se requiere un mayor control sobre las propiedades reológicas. Este tipo de fluido se conoce como lodo nativo.

1.1.6.1.2 Fluidos de Perforación Inhibidores

Este tipo de fluidos de perforación retardan significativamente el hinchamiento de las arcillas. Se logra esta inhibición gracias a la presencia de cationes de sodio, calcio y potasio. Proporciona mayor dispersión de los sólidos en suspensión. Este

tipo de lodos son usados para perforar formaciones de arcillas hidratables o arenas que contienen estas arcillas.

1.1.6.1.3 Fluidos de Perforación Poliméricos

Estos fluidos de perforación se basan en macromoléculas con o sin interacción de arcillas para mejorar sus propiedades, lo que hace que sus aplicaciones sean muy diversas. Este tipo de fluidos pueden ser inhibidores o no inhibidores dependiendo si se usan cationes. Los polímeros son usados para variar la viscosidad del fluido, propiedades de filtración, y desflocular o encapsular los sólidos. Los sistemas poliméricos pueden mantener su estabilidad térmica sobre los 400°F. Aunque los beneficios son muchos, la desventaja de este tipo de fluidos son los sólidos ya que su eliminación constituyen un gran problema en el balance costo – efectividad.

1.1.7 CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL FLUIDO DE PREFORACIÓN

Para la selección de un fluido de perforación se deberán tomar en cuenta los siguientes criterios:

1.1.7.1 Costo

Es uno de los principales aspectos a tomar en cuenta. El costo del fluido tendrá un significativo impacto en el valor total del pozo, por ello se deberá hacer un balance en relación al costo del pozo, y cómo el fluido afectará la productividad del mismo.

1.1.7.2 Aplicación y Performance

El tipo de fluido dependerá de las condiciones de cada pozo, una buena práctica es revisar los historiales de pozos vecinos o que se han perforado bajo condiciones similares donde se han evidenciado buena estabilidad del pozo y bajo costo del fluido de perforación. La planificación de un nuevo pozo cuenta con el programa de fluidos de perforación, el cual se basa en la información obtenida en pozos vecinos y/o similares.

1.1.7.3 Aspectos de Producción

El fluido de perforación deberá minimizar el daño de formación. Se debe tener siempre presente la relación fluido de perforación/formación, pues, el lodo no deberá alterar las características de la formación para lo que se irán adicionando aditivos al sistema de fluidos. Zonas productivas se han perdido total o parcialmente por una mala selección de los fluidos de perforación.

1.1.7.4 Logística

La logística será considerada en el planeamiento del pozo y en el programa de lodos para áreas remotas. La eficiencia del producto, vida útil, costo de transportación, almacenamiento y volumen de inventario, deberán ser tomados en cuenta.

1.1.7.5 Aspectos de Exploración

Los geólogos interpretan los datos obtenidos en los fluidos de perforación y en los recortes que estos acarrearán, como la existencia de hidrocarburos y rutas de migración de petróleo. Desafortunadamente los aditivos que se añaden al lodo tienden a contaminar las muestras conduciendo a malas interpretaciones sobre el contenido de hidrocarburos y zonas potencialmente productivas, por lo que al seleccionar el fluido de perforación se debe tener en cuenta los aditivos a usarse y sus implicaciones en la toma de muestras e interpretación de datos.

1.1.7.6 Impacto Ambiental y Seguridad

La minimización de los impactos ambientales y aspectos de seguridad para el taladro y el pozo deberán ser tomados en cuenta en la selección de aditivos para la formulación del lodo. Las reglamentaciones ambientales y de seguridad de cada país y empresas operadoras deberán ser consideradas en la selección y formulación del fluido de perforación. EP PETROAMAZONAS exige en la actualidad el uso de lodos base agua.

1.1.8 CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA

Los sistemas de fluido de perforación más básicos se convierten en sistemas complejos a medida que la profundidad, temperatura y presión se incrementan en el pozo. El diseño y selección de un fluido de perforación base agua dependerá de los siguientes criterios:

- Aplicación: intervalo que se está perforando
- Geología: características de las formaciones
- Agua de preparación
- Tipo de pozo: vertical, inclinado, horizontal
- Problemas potenciales: previstos en el programa de perforación
- Contaminantes: sólidos, líquidos y gaseosos
- Equipo de perforación
- Datos de perforación

1.1.9 COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA

Los fluidos de perforación base agua se componen fundamentalmente por el agua que es la fase continua y los sólidos suspendidos. Las fases de un sistema base agua son:

- a) La fase líquida, o agua
- b) La fracción coloidal, que es la porción reactiva
- c) La fracción inerte, que es el material pesante y la arena
- d) La fase química

1.1.9.1 Fase Líquida

El agua es la fase continua. Se llama agua “dulce” cuando la concentración de cloruro de sodio está por debajo de los 10000 ppm, caso contrario es agua “salada”. El agua “dura” es aquella que contiene grandes cantidades de iones de calcio y potasio.

1.1.9.2 Fase Coloidal o Reactiva

Es la arcilla, la que da cuerpo al fluido. La bentonita (montmorillonita) se usa en fluidos de perforación base agua dulce, mientras que para lodos base agua salada se usan una arcilla especial a base de atapulguita.

1.1.9.3 Fase Inerte

Esta fase la constituye el material densificante como la barita o el carbonato de calcio, y los sólidos indeseables como la arena y ripios de perforación. La barita no reacciona con el agua, simplemente queda suspendida.

1.1.9.4 Fase Química

Está constituido por iones y sustancias en solución que se encargan de dar al fluido de perforación las propiedades para cumplir con las funciones exigidas por la perforación.

1.1.10 ADITIVOS QUÍMICOS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA

El fluido de perforación se forma principalmente de su componente básico mostrado en la figura 1.2, y los materiales aditivos que darán cualidades como:

- Densificar
- Viscosificar
- Controlar filtrado o pérdida de agua
- Controlar reología
- Controlar pH
- Controlar pérdida de circulación
- Lubricar
- Modificar la tensión interfacial
- Remover sólidos
- Estabilizar lutitas
- Evitar la corrosión

- Controlar bacterias y hongos
- Precipitar contaminantes. ⁶

1.1.10.1 Materiales Densificantes

Se usan para incrementar la densidad del fluido, por ende la presión hidrostática (ver ecuación 1.1). La tabla 1.1 muestra los aditivos densificantes.

TABLA 1.1
ADITIVOS DENSIFICANTES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

MATERIALES DENSIFICANTES	
DESCRIPCIÓN	ACCIÓN PRINCIPAL
Sulfato de Bario – Barita SG = 4,2	Para aumentar la densidad hasta 20 lb/gal
Óxido de Hierro – Hematita SG = 5,0	Para aumentar la densidad hasta 25 lb/gal
Carbonato de Calcio – cal molida, SG = 2,8	Agente densificante y puenteante soluble en ácido para aumentar la densidad hasta 12 lb/gal. Muy usado en zonas productoras
Carbonato de Calcio – mármol molido, SG = 2,8	Agente densificante y puenteante de alta pureza soluble en ácido para aumentar la densidad hasta 12 lb/gal.

Fuente: Manual de Fluidos de Perforación MI, 2001

Elaboración: Bolívar Pozo

La gravedad específica (SG) es la relación entre la densidad de un compuesto y la densidad del agua para sólidos y líquidos, o la densidad del aire para gases.

1.1.10.1.1 Barita

Es Sulfato de Bario natural, que contiene generalmente 65,7% de BaO y 34,3% de SO₃.⁷ Con la barita (baritina) se pueden alcanzar densidades de hasta 20 lb/gal. Generalmente la barita es usada para la perforación de la primera y segunda sección del pozo petrolero.

⁶ Fluidos de Perforación PDVSA (2002). Caracas. Capítulo 4, Tema 1, página 4

⁷ PDVSA. Ibid., página 8

1.1.10.1.2 Carbonato de Calcio

Es un sólido inerte de baja gravedad específica, utilizado para lograr densidades hasta 12 lb/gal en zonas productoras de hidrocarburos ya que este forma una costra de fácil remoción y es compatible con las arenas productoras.

1.1.10.2 Materiales Viscosificantes

Los viscosificantes se añaden al fluido para suspender el material densificante durante la perforación y mejorar la habilidad del fluido de remover los sólidos perforados. La tabla 1.2 muestra los aditivos viscosificantes usados en los fluidos de perforación.

TABLA 1.2
ADITIVOS VISCOSIFICANTES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

VISCOSIFICADORES	
DESCRIPCIÓN	ACCIÓN PRINCIPAL
Bentonita de Wyoming API	Viscosidad y control de filtración
Bentonita mezclada de alto rendimiento	Viscosidad rápida para lodos a base de agua dulce para perforar la parte superior del pozo
Atapulguita API	Viscosidad en lodos base agua salada
Sepiolita API	Viscosidad para lodos geotérmicos en lodos base agua dulce, agua salada y de alta temperatura
Floculante total orgánico	Floculante para sedimentar los sólidos durante la perforación en "aguas claras"
Extendedor de Bentonita/Floculante selectivo	Para extender el rendimiento de la bentonita en lodos de bajo contenido de sólidos y como floculante selectivo.
Biopolímero de goma xantana de alto peso molecular	Goma xantana producida por bacterias para viscosidad y suspensión en todos los lodos base agua
Biopolímero de goma welan	Goma welan producida por bacterias para viscosidad y suspensión en todos los lodos base agua con alto contenido de calcio o baja salinidad
Goma guar	Viscosidad y control de filtrado en lodos de bajo contenido de sólidos

Fuente: Manual de Fluidos de Perforación MI, 2001

Elaboración: Bolívar Pozo

1.1.10.3 Materiales para Control de Filtrado

La pérdida del agua que compone el fluido de perforación, hacia las formaciones permeables cuando el fluido se somete a una presión diferencial, es conocida como filtrado de lodo. Para evitar la pérdida de agua se usan materiales que formen un revoque impermeable, aumenten la viscosidad de la fase líquida y disminuyan la permeabilidad formando un puenteo (taponamiento de los poros). La tabla 1.3 muestra los materiales para control de filtrado.

TABLA 1.3
MATERIALES DE CONTROL DE FILTRADO Y PÉRDIDA DE AGUA

AGENTES DE CONTROL DE FILTRADO	
DESCRIPCIÓN	ACCIÓN PRINCIPAL
Mezcla de resina líquida	Estabilizar las propiedades de flujo, reducir el filtrado en sistemas de alta temperatura
Lignito resinado	Control de filtrado a temperaturas elevadas y estabilizador de reología para todos los lodos base agua
Almidón de maíz pregelatinizado	Control de filtrado y estabilizador de reología para los lodos saturados de agua salada, cal y agua dulce
Polisacárido preservado	Almidón no fermentante para control de filtrado, viscosidad y estabilización de lutitas en lodos base agua salada y agua dulce
Carboximetilcelulosa de sodio	Control de filtrado y viscosificador
Celulosa polianiónica (PAC)	Control de filtrado y viscosificador
Almidón derivado	Control de filtrado y viscosificador para sistemas de fluido de perforación de yacimiento
Copolímero de poliacrilato de sodio	Filtrado a temperaturas elevadas y estabilizador de reología para lodos de bajo contenido de calcio, bajo contenido de sólidos o no dispersos

Fuente: Manual de Fluidos de Perforación MI, 2001

Elaboración: Bolívar Pozo

1.1.10.4 Materiales para Controlar Reología

La reología se relaciona con la capacidad de limpieza y de suspensión de sólidos en los fluidos de perforación. La habilidad de un fluido de limpieza y suspensión se incrementa con la adición de viscosificantes y disminuye mediante dilución. La

tabla 1.4 muestra los materiales para controlar reología como dispersantes y defloculantes.

TABLA 1.4
MATERIALES PARA CONTROL DE REOLOGÍA

DISPERSANTES / DESFLOCULANTES	
DESCRIPCIÓN	ACCIÓN PRINCIPAL
Lignito	Diluyente, emulsificante y control de filtrado
Lignito caustizado	Diluyente, emulsificante y control de filtrado para lodos de temperaturas elevadas
Lignito de potasio caustizado	Diluyente, emulsificante y control de filtrado para lodos de base potasio
Cromolignito	Diluyente a temperaturas elevadas, emulsificante y control de filtrado
Lignosulfonato de cromo Lignosulfonato de ferrocromo	Diluyente, inhibidor, control de filtrado y estabilizador térmico
Lignosulfonato sin cromo	Diluyente aceptable con el medio ambiente, inhibidor y control de filtrado
Mezclas de extractos de tanino	Diluyente y control de filtrado para sistemas de bajo contenido de sólidos y pH alto, y lodos a base de cal
Poliacrilato – bajo peso molecular	Diluyente de polímero líquido a temperaturas elevadas
Tanino de cromo modificado	Diluyente y coloide protector

Fuente: Manual de Fluidos de Perforación MI, 2001

Elaboración: Bolívar Pozo

1.1.10.5 Materiales para Controlar pH

Para mantener el pH dentro de valores óptimos se añaden aditivos alcalinos al fluido de perforación. El pH del lodo está en un rango de 7,5 a 9,5 para fluidos de bajo pH y de 9,5 a 11,5 para fluidos de alto pH, de acuerdo a la exigencia de la perforación. ⁸

Los aditivos para control de pH son:

- Soda cáustica [NaOH]
- Hidróxido de potasio [KOH]
- Cal [Ca(OH)₂]

⁸ Fluidos de Perforación PDVSA (2002). Caracas. Capítulo 4, Tema 1, página 15

1.1.10.6 Materiales para Control de Pérdida de Circulación

Los fluidos de perforación pueden perderse parcial o totalmente en las formaciones muy permeables. La tabla 1.5 muestra los materiales usados para controlar la pérdida de circulación.

TABLA 1.5
MATERIALES PARA CONTROL DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN

MATERIALES PARA CONTROLAR LA PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN	
DESCRIPCIÓN	ACCIÓN PRINCIPAL
Carbonato de Calcio	Densificante, puenteo y sellado de las formaciones permeables
Fibra de celulosa micronizada	Puenteo y sellado de las formaciones permeables
Cáscaras de nueces	Material granular de pérdida de circulación (LCM)
Grafito de granulometría determinada	Pérdida de circulación e infiltración
Mica	LMC en escamas para pérdidas de infiltración y prevención
Cáscaras de semillas de algodón	Para todos los tipos de pérdida de circulación
LMC mezclado de alto filtrado	Mezcla de tierra diatomácea para preparación de tapones blandos para pérdida de circulación grave
Papel desmenuzado	Papel desmenuzado para pérdidas por infiltración
Fibras de celulosa	Fibras de celulosa para pérdidas de circulación y barridos en lodos base aceite

Fuente: Manual de Fluidos de Perforación MI, 2001

Elaboración: Bolívar Pozo

El carbonato de calcio dolomítico (CaCO_3 MgCO_3) de granulometría D_{50} (30/35) (el 50% de las partículas tienen un promedio de 30 a 35 micrones) se usa para controlar filtrado mediante puenteo o sello efectivo en la cara de la formación.⁹

1.1.10.7 Materiales Lubricantes y Surfactantes

Los fluidos de perforación base agua requieren adicionar lubricantes para disminuir el torque y el arrastre. El lubricante se incorpora al revoque o cubre las superficies metálicas de la sarta con una película protectora, lo cual reduce de manera efectiva la fricción mecánica entre metal – metal o metal – formación.

⁹ Fluidos de Perforación PDVSA (2002). Caracas. Capítulo 4, Tema 1, página 16

Los surfactantes son materiales que tienden a concentrarse en la interfase de dos medios, modificando la tensión superficial. Se usan para controlar el grado de emulsificación, segregación, dispersión, espuma, humectación, etc., en los fluidos de perforación.¹⁰

La tabla 1.6 muestra los materiales lubricantes, emulsificantes y agentes tensioactivos que se añaden a los fluidos de perforación. La tabla 1.7 muestra el tipo de surfactante a usarse para diferentes medios usuales en la industria.

TABLA 1.6
MATERIALES PARA DAR LUBRICIDAD AL FLUIDO DE PERFORACIÓN
LUBRICANTES, EMULSIFICANTES Y AGENTES TENSIOSACTIVOS

DESCRIPCIÓN	ACCIÓN PRINCIPAL
Lubricante de baja toxicidad	Lubricante de baja toxicidad para lodos base agua
Detergente de perforación	Reductor de tensión superficial para prevenir el embolamiento, causar la caída de arenas y emulsificar el aceite
Emulsificante no iónico	Emulsificante para emulsiones de aceite en agua
Fluido de inhibición de tubería pegada	Fluido de emplazamiento liberador de tubería pegada
Antiespumante líquido	Antiespumante de uso general para lodos base agua

Fuente: Manual de Fluidos de Perforación MI, 2001

Elaboración: Bolívar Pozo

TABLA 1.7
TIPO DE SURFACTANTES MÁS USADO EN LA INDUSTRIA

INTERFASE	FUNCIÓN
Aceite/agua	Emulsificante, directo e indirecto
Agua/aire	Espumante, antiespumante
Acero/agua	Lubricante, inhibidor de corrosión
Acero/arcilla	Detergente
Arcilla/agua	Dispersante
Aceite/arcilla	Humectante

Fuente: Manual de Fluidos de Perforación PDVSA, 2002

Elaboración: Bolívar Pozo

¹⁰ Fluidos de Perforación PDVSA (2002). Caracas. Capítulo 4, Tema 1, página 19

1.1.10.8 Materiales usados para Flocular

Los floculantes son muy usados en los fluidos de perforación y posteriormente en el tratamiento de aguas residuales del proceso de dewatering. La floculación se logra mediante la atracción o reemplazo de cargas causadas por polímeros. La coagulación se alcanza por modificación de cargas causada por sales minerales. Mediante los procesos de floculación o coagulación se logra agrupar las partículas sólidas obteniendo un mayor tamaño, lo que facilita su remoción del pozo y separación del lodo en los sistemas de control de sólidos. Los materiales usados como agentes floculantes son:

- Sales minerales
- Cal hidratada
- Polímeros sintéticos (poliacrilamidas)
- Goma guar
- Polímeros acrílicos
- Yeso

1.1.10.9 Materiales Estabilizadores de Lutitas

Para la perforación en formaciones de lutitas reactivas se deben usar fluidos base agua con alta concentración de iones inhibidores de arcillas reactivas, estos iones impiden la hidratación de las mismas. La tabla 1.8 muestra los materiales estabilizadores de lutitas.

TABLA 1.8
MATERIALES ESTABILIZADORES DE LUTITAS

ESTABILIZADORES DE LUTITAS	
DESCRIPCIÓN	ACCIÓN PRINCIPAL
Poliacrilamida – PHPA	Polímero encapsulador para lodos a base agua salada y agua dulce
Mezcla de agente tensioactivo /polímero	Aditivo patentado de control de lutitas y gumbo
Suplemento de potasio	Fuente de potasio (sin cloruros) para lodos a base de potasio
Asfalto soplado	Estabilizador de lutitas y lubricante dispersable en aceite

TABLA 1.8 CONTINUACIÓN

Asfalto sulfonado	Estabilizador de lutitas, control de filtrado y lubricante
Gilsonita con acoplador	Estabilizador de lutitas y agente de taponamiento dispersable en agua
Eliminador de hidratación orgánica	Eliminador patentado de hidratación de lutitas y gumbo
Sistema de base agua de poliglicol	Estabilizador de lutitas, control de filtrado y lubricante
Eliminador de hidratación de poliaminoácido	Eliminador patentado de hidratación de lutitas y gumbo
Hidróxido de metales mezclados (MMH)	Estabilizador de lutitas

Fuente: Manual de Fluidos de Perforación MI, 2001

Elaboración: Bolívar Pozo

1.1.10.10 Materiales para Controlar la Corrosión

Sustancias químicas como el oxígeno, dióxido de carbono y anhídrido sulfúrico tienden a corroer el metal. El oxígeno ingresa al sistema a través del embudo o las conexiones de tubería. La tabla 1.9 muestra los materiales inhibidores de corrosión.

**TABLA 1.9
MATERIALES INHIBIDORES DE CORROSIÓN**

INHIBIDORES DE CORROSIÓN	
DESCRIPCIÓN	ACCIÓN PRINCIPAL
Amina formadora de película dispersable en agua	Inhibidor de corrosión para lodos base agua dulce
Amina mezclada soluble en salmuera	Inhibidor de corrosión para sistemas de salmuera
Secuestrante de sulfuro	Secuestrante de ácido sulfhídrico a base de zinc
Secuestrante de oxígeno	Elimina el oxígeno disperso de los lodos base agua
Inhibidor de corrosión/erosión	Amina resínica de perforación neumática de pozos geométricos

Fuente: Manual de Fluidos de Perforación MI, 2001

Elaboración: Bolívar Pozo

1.1.10.11 Materiales para Controlar Bacterias y Hongos

La mayoría de fluidos de perforación contienen materiales orgánicos que pueden sufrir degradación por invasión de bacterias, algas y hongos, por lo que se hace imprescindible el uso de productos para inhibir o eliminar la reproducción y crecimiento de bacterias y hongos.

Los fluidos de perforación requieren bactericidas no oxidantes, entre los que se hallan:

- Sulfuros orgánicos
- Aminas cuaternarias
- Aldehídos
- Cloroformes

1.1.10.12 Materiales para Precipitar Contaminantes

Los contaminantes afectan las propiedades del fluido de perforación al estar disueltos, por lo que se requiere removerlos mediante una reacción para lograr precipitarlos. Los materiales que se usan como precipitantes son:

- Cal
- Yeso
- Bicarbonato de sodio
- Carbonato de sodio

Los carbonatos se remueven de los fluidos de perforación mediante la adición de cantidades calculadas de cal o yeso. El calcio, a su vez, se trata con adiciones controladas de soda ash para precipitarlo como carbonato de calcio. ¹¹

¹¹ Fluidos de Perforación PDVSA (2002). Caracas. Capítulo 4, Tema 1, página 19

1.2 FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS EN LOS PROYECTOS DE EP PETROAMAZONAS EN EL ORIENTE ECUATORIANO

1.2.1 GENERALIDADES

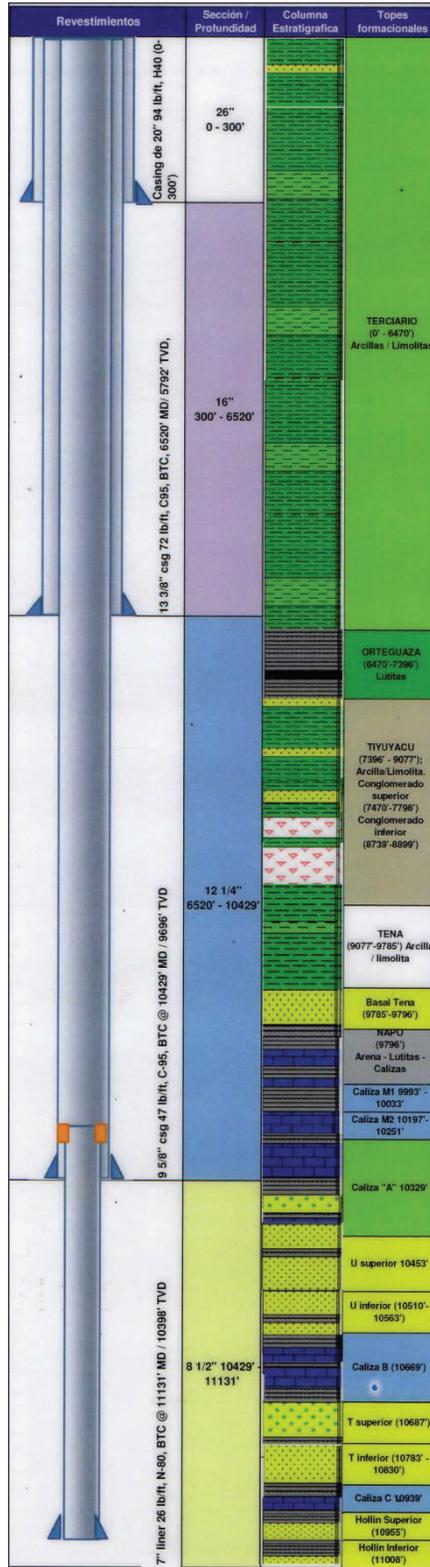
En los pozos petroleros se varía el tipo de fluido de acuerdo a la sección que se perfora, ya que cada uno de ellos presenta problemas operacionales que se prevén en el programa de perforación o que se producen durante las operaciones.

Los fluidos de perforación usados en la construcción de los pozos del oriente ecuatoriano que son parte de los proyectos de EP PETROAMAZONAS, a partir de la segunda sección, son lodos base agua no dispersos, es decir toleran una baja solubilidad de sólidos al sistema. En la primera sección se usa un lodo nativo con poco control sobre sus propiedades. El uso de fluidos de perforación no dispersos son parte de la política de la empresa operadora y facilitan en gran manera los procesos de mejoramiento químico en la centrífuga (MQC) en el control de sólidos, además los procesos de dewatering y tratamiento de aguas.

En este trabajo de investigación se analizan los pozos Auca 106D, Auca 72D y Auca 56D, perforados en el campo Auca, como ejemplos de pozo de proyectos de EP PETROAMAZONAS.

Un pozo petrolero típico está formado por tres secciones. La primera se compone del tubo conductor de 26 pulgadas y el hoyo de 16 pulgadas, en la que se usa un lodo nativo. La segunda sección consta del hoyo de 12 ¼ pulgadas, en esta sección se usa un lodo densificado con barita. La tercera sección consta del hoyo de 8 ½ pulgadas, en esta sección se halla la zona productora por lo que se usa un lodo densificado con carbonato de calcio. La figura 1.5 muestra el diseño típico de un pozo perforado en el oriente ecuatoriano en los proyectos de EP PETROAMAZONAS.

FIGURA 1.5 DISEÑO TÍPICO DE UN POZO DEL ORIENTE ECUATORIANO EN PROYECTOS DE EP PETROAMAZONAS



Fuente: Programa de Perforación pozo Auca 106D, 2014
Elaboración: Shlumberger

1.2.2 FLUIDOS DE PERFORACIÓN EN LA PRIMERA SECCIÓN

La primera sección incluye el tubo conductor y el hoyo de 16" (pulgadas). El tubo conductor se perfora con broca de 26" hasta una profundidad de 300 pies aproximadamente, se lo reviste con un conductor de 20". El hoyo de 16" se perfora con broca de 16", el zapato se asienta en la base del Terciario y se reviste con casing de 13 3/8". La tabla 1.10 muestra los fluidos de perforación usados por las más notables empresas que prestan este servicio a EP PETROAMAZONAS, para la primera sección de los pozos del oriente ecuatoriano.

**TABLA 1.10
COMPARACIÓN DE CUATRO SISTEMAS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN
USADOS PARA LA PRIMERA SECCIÓN DE LOS POZOS EN LOS
PROYECTOS DE EP PETROAMAZONAS**

SISTEMAS DE LODOS USADOS EN EP PETROAMAZONAS EN LA PRIMERA SECCION					
NOMBRE GENÉRICO DEL PRODUCTO	FUNCIÓN DEL PRODUCTO	EMPRESA			
		QMAX (GEL-QPAC- NITRATO DE CALCIO)	BHI – DF (GEL-POLIMERO- NITRATO DE CALCIO)	MI - SWACO (LODO NATIVO- DISPERSO)	BAROID (AQUAGEL)
Barita	Densificante	Barita	Mil-Bar	M-I Bar	Baroid
Bentonita	Viscosificante	Natural Gel	Mil-Gel	M-I Gel	Aquagel
Celulosa Polianiónica	Control de Filtrado	QPAC	Milpac LV/R	-	Dextrid
Ácidos grasos	Lubricidad	-	Mil-Lube	Drillzone	-
Nitrato de Calcio	Estabilizador de Lutita	Nitrato de Calcio	Shale Plex	-	-
Glutarol	Biocida	Lipcide G-2	-	-	-
Complejo Aluminico	Inhibidor de Arcilla	Maxdrill	Clay Trol	-	Pac Hv/Lv
Lignito	Dispersante	-	Ligco	SAAP	-
Carbonato de Sodio	Control de Ca++	-	Soda Ash	Soda Ash	-
Carbonato de Calcio	Puenteo, LCM	Kwik Seal	-	Super Sweep	-
Hidróxido de Sodio	Controlador de pH	Soda Cáustica	Soda Cáustica	-	Soda Cáust.
Ácido graso vegetal	Antiespumante	Defoam X	LD-9	-	-
Tensioactivo no iónico	Surfactante	Drilling Detergent	-	-	Aktaflo-S
Polímeros	Floculante	Super Sweep	New Drill	Gelex	-

Fuente: Proyecto de Titulación EPN de Johanna Torres & Diego Varela, 2012

Elaboración: Bolívar Pozo

En la perforación del tubo conductor generalmente se usa un lodo nativo conocido también como sistema base agua no densificada, la densidad es de 8,4 a 8,5 lb/gal. En los programas de perforación se prevén fracturamiento superficial y pérdida de fluido. A medida que la perforación continúa, los sólidos de formación se incorporan al fluido de perforación. Los equipos de control de sólidos son usados para eliminar la mayor cantidad de sólidos de formación. Algunos sólidos de formación son de carácter bentonítico y aumentan la viscosidad del fluido de perforación.¹²

¹² MI. Manual de Fluidos de perforación (2001). Houston. Capítulo 10, página 10.2

La densidad deberá ser baja por lo que el transporte de ripios dependerá de puntos cedentes altos. Debe limitarse el uso de desfloculantes químicos pues estos reducirán dramáticamente el punto cedente y la viscosidad.

En el hoyo de 16” generalmente se utiliza un fluido de perforación compuesto por agua, nitrato de calcio como inhibidor de arcillas, barita como densificante, bentonita como viscosificante y control de filtrado, y gel polímero para la viscosidad, floculante y no dispersante. El peso del fluido de perforación es de 8,4 a 10 lb/gal durante la perforación y de 10,3 lb/gal para la corrida de casing; el punto cedente, yield point (YP), va de 8 a 18 lbf/1000 pies², el porcentaje de sólidos debe ser menor al 10%, el pH va de 7 a 8,5; se añade nitrato de calcio de 3 a 5 lb/bbl como inhibidor de lutitas. Los problemas que se pueden presentar son embolamiento de la broca, empaquetamiento y taponamiento del flow line y del bolsillo de las zarandas.

1.2.3 FLUIDOS DE PERFORACIÓN EN LA SEGUNDA SECCIÓN

La segunda sección se la perfora con broca de 12 1/4” y se reviste con casing de 9 5/8”, el zapato se asienta en la caliza A antes de la arena U Superior. La tabla 1.11 muestra los sistemas usados en la perforación de la segunda sección.

**TABLA 1.11
COMPARACIÓN DE CUATRO SISTEMAS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN
USADOS PARA LA SEGUNDA SECCIÓN DE LOS POZOS EN LOS
PROYECTOS DE EP PETROAMAZONAS**

SISTEMAS DE LODOS USADOS EN EP PETROAMAZONAS EN LA SEGUNDA SECCIÓN					
NOMBRE GENÉRICO DEL PRODUCTO	FUNCIÓN DEL PRODUCTO	EMPRESA			
		QMAX (MAXDRILL G+)	BHI - DF (PERFLEX)	MI - SWACO (KLASTOP)	BAROID (EZ MUD DP-CLAYSEAL)
Barita	Densificante	Barita	Mil-Bar	M-I Bar	Baroid
Goma Xantana	Viscosificante	Kelzan XCD	Xamplex D	DUO-VIS	Barazan Plus
Celulosa Polianiónica	Control de Filtrado	Stardrill	Milpac LV/R	POLYPAC R	PAC R
Ácidos grasos	Lubricidad	QLube	Mil-Lube	-	Barolube Gold
Poliacrilamida PHPA	Estabilizador de Lutita	Glymax LMW	Shale Plex	Sack Black	Ez Mud DP
Glutarol	Biocida	Lipcide G-2	-	Myacide	Aldacide G
Complejo Aluminico	Inhibidor de Arcilla	Maxdrill	New-Drill	EMI-933	Clayseal Plus
Lignito	Dispersante	-	Ligco	SAAP	-
Carbonato de Sodio	Control de Ca ⁺⁺	QFree	Soda Ash	Soda Ash	-
Carbonato de Calcio	Punteo, LCM	QStop fine	CaCO ₃ A100	CaCO ₃	-
Hidróxido de Sodio	Controlador de pH	Soda Cáustica	Soda Cáustica	Soda Cáustica	Soda Cáustica
Ácido graso vegetal	Antiespumante	Defoam X	LD-9	-	-
Tensioactivo no iónico	Surfactante	Drilling Detergent	-	DRILL ZONE	Aktaflo-S

Fuente: Proyecto de Titulación EPN de Johanna Torres & Diego Varela, 2012

Elaboración: Bolívar Pozo

El fluido de perforación usado en esta sección es un lodo armado con barita, se incorporan los sólidos propios del hoyo, se usan inhibidores de arcilla, se usan polímeros PHPA como base y estabilizador de lutitas, goma xantana como viscosificante y para el control de propiedades reológicas, dispersantes y lubricantes que son productos a base de carbón molido o asfaltos. El peso del fluido de perforación va de 9,4 a 10,4 lb/gal y 10,5 lb/gal para la corrida del casing; la viscosidad plástica es de 15 a 20 cP; el YP es de 8 a 10 lbf/1000 pies², los sólidos deben ser menores al 10% y el pH de 9 a 10. En el programa de perforación se previó influjo de agua, empaquetamiento, hinchamiento de arcillas, embolamiento de la broca, posible daño de la broca en el conglomerado, alto riesgo de pega diferencial en Basal Tena y taponamiento del flow line y del bolsillo de las zarandas.

1.2.4 FLUIDOS DE PERFORACIÓN EN LA TERCERA SECCIÓN

La tercera sección se perfora con una broca de 8 1/2" y se reviste con liner de 7", el zapato del liner se asienta en la base de Hollín Inferior que generalmente es el objetivo principal de la perforación de los pozos de los actuales proyectos de EP PETROAMAZONAS en el campo Auca. La tabla 1.12 muestra los sistemas de fluidos usados en la perforación se la tercera sección.

**TABLA 1.12
COMPARACIÓN DE CUATRO SISTEMAS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN
USADOS PARA LA TERCERA SECCIÓN DE LOS POZOS EN LOS
PROYECTOS DE EP PETROAMAZONAS**

SISTEMAS DE LODOS USADOS EN EP PETROAMAZONAS EN LA TERCERA SECCION					
NOMBRE GENÉRICO DEL PRODUCTO	FUNCIÓN DEL PRODUCTO	EMPRESA			
		QMAX (DRILL IN)	BHI – DF (GEL-BEN-EX)	MI (KLASTOP)	BAROID (BARADRILL N)
Carbonato de Calcio	Densificante	CaCO3	CaCO3A100	LO-WATE	BARACARB
Goma Xantana	Viscosificante	Kelzan XCD	Xamplex D	DUO-VIS	Barazan Plus
Celulosa Polianiónica	Control de Filtrado	Stardrill	Milpac LV/R	POLYPAC R	Dextrid
Ácidos grasos	Lubricidad	QLube	Mil-Lube	-	Barolube Gold
Asfalteno	Estabilizador de Lutita	-	Shale Plex	Sack Black	-
Glutarol	Biocida	Lipcide G-2	-	Myacide	Aldacide G
Aminas	Inhibidor de Arcilla	Maxdrill	Clay Trol	EMI-933	Clayseal Plus
Lignito	Dispersante	-	-	-	-
Carbonato de Sodio	Control de Ca ⁺⁺	QFree	Soda Ash	Soda Ash	-
Carbonato de Calcio	Puenteo, LCM	QStop fine	MilCarb	-	-
Hidróxido de Sodio	Controlador de pH	Soda Cáustica	Soda Cáustica	Soda Cáustica	Soda Cáustica
Ácido graso vegetal	Antiespumante	Defoam X	LD-9	-	-
Tensioactivo no iónico	Surfactante	-	-	-	-
Polímeros	Floculante	Super Sweep	-	-	-

Fuente: Proyecto de Titulación EPN, Johanna Torres & Diego Varela, 2012

Elaboración: Bolívar Pozo

En esta sección se usa un fluido de perforación compuesto por agua, polímero densificado con carbonato de calcio (el carbonato de calcio forma una costra de fácil remoción por acidificación y que es compatible con la formación, no se usa barita debido que causa un mayor daño a la cara de la arena), se usan inhibidores de lutitas, goma xantana para la reología y almidones como reductores de filtrado. El peso del lodo va de 8,9 a 9,1 lb/gal con 9,2 para corrida de liner. La viscosidad plástica va de 14 a 22 cP, el YP va de 30 a 32 lbf/1000 pies², el pH va de 9 a 10,8. Los problemas previstos en el programa de perforación son inestabilidad del hoyo, pega por empaquetamiento, pega diferencial, inestabilidad de lutitas, washout en lutita, alta presión de flujo en Hollín Inferior ya que aporta a flujo natural.

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE SEPARACIÓN DEL FLUIDO Y RIPIOS DE PERFORACIÓN EN AGUA RESIDUAL Y SÓLIDOS

2.1 SÓLIDOS EN LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

2.1.1 PANORAMA GENERAL

El fluido de perforación contiene sólidos que han sido agregados para darle propiedades como densidad y viscosidad, pero en las operaciones de perforación el fluido se contamina con el material propio del pozo. Los fluidos de perforación “densificados”, para la segunda sección con barita y para la tercera con carbonato de calcio usan aditivos que impiden que los sólidos se dispersen en el lodo, de este modo se facilita la remoción de los sólidos no deseados del sistema de fluido de perforación. En la primera sección se atraviesan zonas que no presentan mayores desafíos a la perforación por lo que se usa un lodo nativo, es decir, los sólidos propios del pozo se dispersan en el sistema de fluido de perforación.

La acumulación de sólidos en el sistema de fluidos de perforación tiene efectos indeseables sobre el rendimiento lo que se transmite en problemas durante las operaciones de perforación, como:

- Aumento de costo por adición de químicos en la dilución del lodo.
- Baja tasa de flujo.
- Reducción de la vida útil de la broca.
- Excesiva abrasión en las bombas, líneas de lodo, unión giratoria, etc.
- Ineficiencia hidráulica.
- Pega de tubo por un grueso revoque.
- Incremento de sobre presiones.

- Mayor riesgo de reventones.
- Mayor riesgo de daño a la formación.

La remoción de los sólidos no deseados del sistema de fluido de perforación implica costos, los cuales deberán ser razonables para mantener el equilibrio entre costo – beneficio.

2.1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS SÓLIDOS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los sólidos presentes en los fluidos de perforación pueden clasificarse:

- Según su origen.
- Según el tipo de sólido.
- Según el tamaño de partículas.

2.1.2.1 Según su Origen

Los sólidos pueden ser adicionados en la preparación del fluido de perforación para darle propiedades que le permitan el cumplimiento de las funciones requeridas por las operaciones; o, pueden ser integrados al sistema de fluido de perforación durante las operaciones, provenientes de las formaciones que se atraviesan al construir el hoyo. Los primeros se consideran como deseables, mientras que los segundos como indeseables, pues alteran las propiedades del lodo.

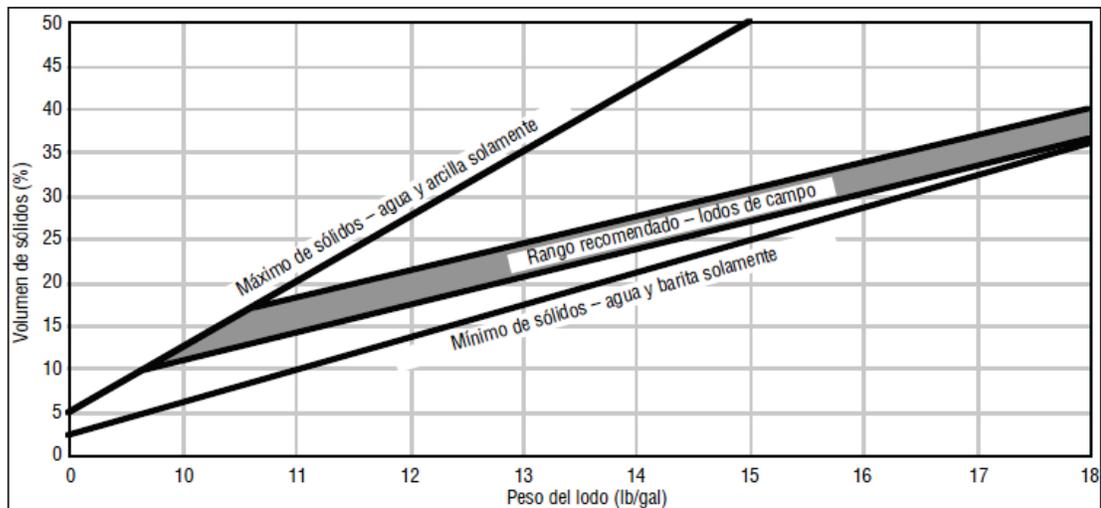
2.1.2.2 Según el Tipo de Sólido

Se consideran sólidos de baja gravedad específica (LGS) a aquellos cuya gravedad específica (SG) se halla comprendida en el rango de 2,3 a 2,8. Los sólidos de alta gravedad específica (HGS) tienen una SG mayor o igual a 4,2. Los materiales densificantes componen la categoría de HGS, mientras que los sólidos perforados, arcillas y demás aditivos están en la categoría de LGS.¹³

¹³ MI. Manual de Fluidos de perforación (2001). Houston. Capítulo 8, página 8.1

Se considera sólidos activos a las arcillas, estas al ser electroquímicamente activas a través de su área superficial atraen a otras de su especie y a los polímeros del lodo. Los sólidos inertes son aquellos que no tienen mayor actividad electroquímica a través de su superficie, por ello tienden a mantenerse en suspensión en el fluido de perforación aumentando su densidad, como la barita, el carbonato de calcio, y los demás sólidos inertes que se adicionan al sistema provenientes del pozo. La figura 2.1 muestra el rango recomendado de sólidos en fluidos de perforación base agua.

FIGURA 2.1 RANGO RECOMENDADO DE SÓLIDOS EN FLUIDOS BASE AGUA



Fuente: Manual de Fluidos de Perforación MI, 2001

Elaboración: MI

2.1.2.3 Según el Tamaño de las Partículas

Los sólidos contenidos en el fluido de perforación pueden variar desde tamaños muy pequeños como las arcillas cuyos valores pueden ser de hasta un micrón ($1\mu = 1 \times 10^{-6}m = \frac{1}{25400} \text{ pulg}$), hasta tamaños superiores a una pulgada como los recortes de perforación. Si no se remueven los recortes, serán molidos y reducidos a partículas más y más pequeñas que se hacen muy difícil de remover del fluido de perforación.¹⁴ La tabla 2.1 muestra los tamaños de los sólidos presentes en un fluido de perforación durante las operaciones.

¹⁴ Manual de Fluidos Baroid (1999). Houston. Capítulo 10, página 10.3

TABLA 2.1
TAMAÑO DE LOS SÓLIDOS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Categoría	Tamaño	Ejemplo
Coloidal	2 μ o menos	Bentonita, arcillas y sólidos perforados ultra finos
Limo	2 – 74 μ (<mallá 200)	Barita, limo y sólidos perforados finos
Arena	74 – 2000 μ (mallá 200 – 10)	Arena y sólidos perforados
Grava	Más de 2000 μ (>mallá 10)	Sólidos perforados, grava y cantos rodados

Fuente: Manual de Fluidos de Perforación MI, 2001

Elaboración: Bolívar Pozo

2.1.3 EFECTOS DE LOS SÓLIDOS EN LA VISCOSIDAD

Cuando los sólidos son añadidos al fluido de perforación base agua, parte del agua libre pasa a ser atacada químicamente por los sólidos. Esto hace decrecer la cantidad de agua libre aumentando la viscosidad del fluido. El agua absorbida está en función de:

- 1) El tamaño de las partículas sólidas.
- 2) La reactividad de los sólidos.
- 3) El tipo de fluido de perforación.
- 4) El tipo y cantidad de aditivos químicos presentes. ¹⁵

2.1.3.1 Tamaño de las Partículas Sólidas

El tamaño de las partículas sólidas presentes en el fluido de perforación dependen principalmente de:

- Dureza de la formación.
- Tipo de broca.
- Continuidad de la partícula en el sistema.
- Efecto de la hidráulica en la limpieza del hoyo.

¹⁵ Robinson, L., How to Optimize Solids Control Economics, Efficiency, Handbook by Derrick Equipment Co., "Solids Control Manual for Drilling Personnel".

Partículas de menor tamaño aumentan la viscosidad del fluido de perforación debido que el agua libre disminuye cuando el área superficial de los sólidos aumenta, ya que debe mojar las paredes. Mediante un simple análisis se puede establecer que a menor tamaño de las partículas, el área superficial aumenta.

2.1.3.2 Reactividad de los Sólidos

El yield point o punto cedente que es una medida de las fuerzas electroquímicas del fluido en condiciones de flujo depende de:

- Las propiedades de la superficie de los sólidos del lodo.
- Concentración volumétrica de los sólidos.
- El ambiente eléctrico de los sólidos.

Altas viscosidades son causadas por la introducción de arcillas reactivas o arenas al sistema durante la perforación.

2.1.3.3 Tipo de Fluido de Perforación

Una de las funciones del fluido de perforación es formar un delgado pero resistente revoque. La ecuación 2.1 permite el cálculo del revoque.

$$ER = \frac{V_f}{A \left(\frac{C_c}{C_m} - 1 \right)} \quad (2.1)$$

Donde:

ER: Espesor del revoque

Vf: Volumen de filtrado

Cc: Fracción volumétrica de los sólidos en el revoque

Cm: Fracción volumétrica de los sólidos en el fluido de perforación

A: Área de filtración

Los problemas asociados con un mal revoque son:

- Incremento en el troque y arrastre.
- Pega de tubería.
- Daño a la formación.
- Problemas de evaluación y cementación.
- Incremento de pistoneo y presión de surgencia.

2.1.3.4 Aditivos Químicos

En general, materiales añadidos al fluido de perforación causan gran dispersión de partículas de arena. Los fosfatos suelen ser fuertes dispersantes. La dispersión causada por lignitos o lignosulfonatos depende de la alcalinidad del lodo. La dispersión de las arenas puede ser inhibida por encapsulamiento de polímeros, altas concentraciones de NaCl o concentraciones moderadas de KCl.

Las arenas y arcillas al ser dispersadas en el fluido tienden a provocar derrumbes en las paredes del hoyo produciendo ensanchamiento del pozo, esto se puede evitar con los siguientes pasos:

- Evitar dispersantes.
- Usar polímeros absorbentes.
- Usar sistemas de lodos base agua salada.

Como se ha visto, las partículas sólidas presentes en el sistema de fluido de perforación causan efectos necesarios en el caso de ser aditivos químicos dispuestos intencionalmente por el ingeniero de fluidos, o efectos adversos en el caso de corresponder a los sólidos aportados por los materiales propios del pozo.

La remoción de los sólidos no deseados se la realiza con el equipo de control de sólidos en superficie.

2.2 MÉTODOS DE CONTROL DE SÓLIDOS EN EL FLUIDO DE PERFORACIÓN

El objetivo del control de sólidos en el taladro es mantener el tipo, tamaño y concentración de los sólidos en el fluido de perforación en niveles aceptables a un razonable costo. Los métodos de control de sólidos son:

- Dilución.
- Asentamiento por Gravedad.
- Separación Mecánica.
- Separación Química – Mecánica.

2.2.1 MÉTODO DE DILUCIÓN

Los fluidos de perforación base agua se diluyen con agua fresca para mantener la concentración y el área superficial de los sólidos dentro de los límites permisibles. Los dos propósitos de la dilución son:

- 1) Desplazar y diluir continuamente mientras se perfora. Este es el más enfoque más costoso del control de sólidos en la mayoría de las situaciones.
- 2) Desplazar periódicamente y diluir mientras se perfora. Esto genera los costos más efectivos que el primer enfoque. Ciertas prácticas pueden ser aplicadas para minimizar costos.

Los costos totales por dilución son: el costo por llevar agua hacia el taladro, el costo por obtener una densidad deseada del lodo luego de introducir agua fresca, más el costo por disposición del lodo que se ha descargado. Las siguientes prácticas pueden ser usadas para hacer más económica la dilución:

- 1) Minimice el volumen total de lodo a diluir.
- 2) Desplace la mayor cantidad de lodo inservible antes de añadir agua para dilución.
- 3) Hacer la dilución en un solo paso, no en una serie de pasos. ¹⁶

¹⁶ Drilling Fluids Manual Amoco Production Company (1994). Houston. Capítulo 5, página 5.28

2.2.2 MÉTODO POR ASENTAMIENTO GRAVITACIONAL

Es un método que ya no se usa actualmente ya que requiere cierto tiempo para que los sólidos se asienten. La velocidad de asentamiento de las partículas sólidas está dada por la Ley de Stokes representada por la ecuación 2.2.

$$V_s = \frac{g_c D_s^2 (\rho_s - \rho_L)}{46,3\mu} \quad (2.2)$$

Donde:

V_s : Velocidad de caída o sedimentación [pies/seg]

g_c : Aceleración de la gravedad [32,174 pies/seg²]

D_s : Diámetro del sólido [pies]

ρ_L : Densidad del líquido [lb/pies³]

ρ_s : Densidad del sólido [lb/pies³]

μ : Viscosidad del líquido [cP]

Al analizar la ecuación anterior se puede notar que a un mayor tamaño de sólido se obtiene una precipitación más rápida, así como para sólidos más pesados; mientras que, para líquidos pesados o muy viscosos la velocidad de asentamiento es menor. La tabla 2.2 muestra el tiempo que requieren para descender un metro en agua pura, algunas partículas presentes en el fluido de perforación.

TABLA 2.2
TIEMPO DE SEDIMENTACIÓN

DIÁMETRO	TIEMPO PARA CAER EN UN METRO DE AGUA
ARENA	10 segundos
ARENA FINA	2 minutos
LIMO	2 horas
PARTÍCULAS COLOIDALES	
0,001 mm	4 días
0,1 micrón	2 años
0,01 micrón	10 años

Fuente: Curso de Control de Sólidos Mi Swaco, 2004

Elaboración: Bolívar Pozo

Como se puede observar en la tabla 2.2, tamaños de partículas muy pequeños demoran mucho tiempo para asentarse, además requieren del uso de grandes espacios para mantener el fluido en reposo, estas dos variables: espacio y tiempo son críticas en las operaciones de perforación, por lo que hacen ineficiente a este método de separación de sólidos.

2.2.3 MÉTODO DE SEPARACIÓN MECÁNICA

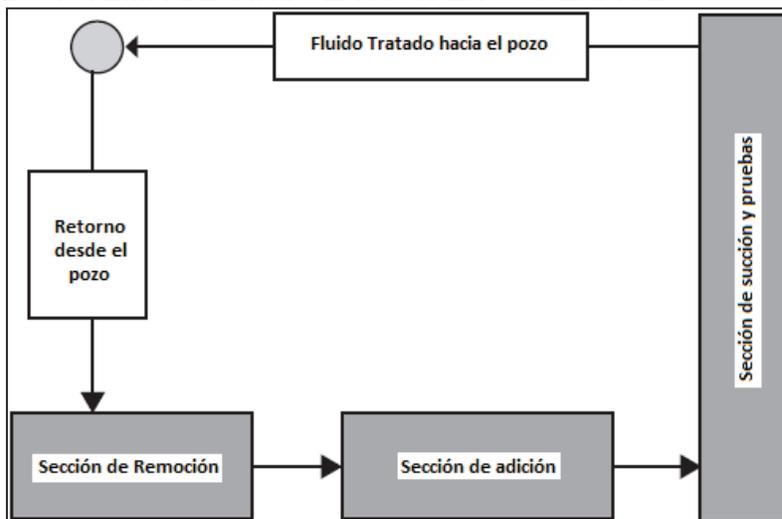
Las operaciones modernas de perforación de pozos petroleros requieren de un método eficiente de control de sólidos. El método de separación mecánica de sólidos permite mantener la cantidad de sólidos en los sistemas de fluidos de perforación dentro de los parámetros exigidos por las operaciones, a un costo razonable. Este método se basa en la aplicación de fuerzas centrífugas y gravitacionales para lograr remover los sólidos del fluido de perforación.

2.2.4 MÉTODO DE SEPARACIÓN QUÍMICA – MECÁNICA

Hay situaciones en las que los sólidos de los fluidos de perforación son muy pequeños para removerlos por el método de separación mecánico, entonces, se debe usar productos químicos como coagulantes y floculantes, los cuales agrupan los sólidos pequeños para obtener un tamaño y peso adecuado que permita su remoción en los equipos mecánicos. Este método se conoce como Mejoramiento Químico en la Centrífuga (MQC)

2.3 EQUIPOS MECÁNICOS DE REMOCIÓN DE SÓLIDOS

Uno de los principales sistemas del taladro de perforación es el sistema de circulación del fluido de perforación. Como parte fundamental del sistema de circulación se halla la sección de remoción de sólidos, que conforman los equipos de control de sólidos. La figura 2.2 muestra el sistema de circulación del fluido de perforación en superficie.

FIGURA 2.2 SISTEMA DE CIRCULACIÓN EN SUPERFICIE

Fuente: Drilling fluids Processing Handbook ASME, 2005

Elaboración: Bolívar Pozo

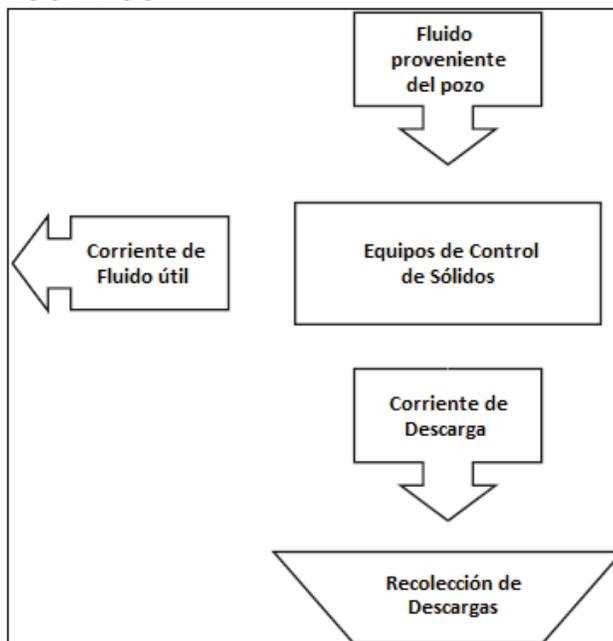
Las operaciones de los dispositivos de control mecánico de sólidos están gobernadas por los siguientes principios:

- 1) Procesamiento en secuencia: se refiere a que el 100% del fluido de perforación debe pasar por un dispositivo antes de ingresar a otro. De esta manera se garantiza que cada equipo va removiendo los sólidos de mayor a menor tamaño en forma secuencial.
- 2) Procesamiento de flujo total: se refiere a que el todo el fluido de perforación deberá pasar por los dispositivos de control de sólidos antes de volver al hoyo.
- 3) No hacer bypass: El bypass se refiere a evitar que el fluido pase por alguno de los dispositivos de remoción de sólidos, generalmente por las zarandas, esta práctica puede llevar a mayores costos de mantenimiento del fluido de perforación y daños en los otros equipos que se hallan aguas abajo.

Los dispositivos de control de sólidos permiten remover el material que no se desea que forme parte del fluido de perforación, el cual será descargado hacia las piscinas de disposición final (se estudiará en el Capítulo 5). El fluido útil se desplaza hacia la sección de adición de químicos para obtener los parámetros

requeridos por la operación. La figura 2.3 muestra la disposición del fluido de perforación al pasar por los equipos de control de sólidos durante la perforación.

FIGURA 2.3 DISPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS AL PASAR POR LOS EQUIPOS DE CONTROL DE SÓLIDOS



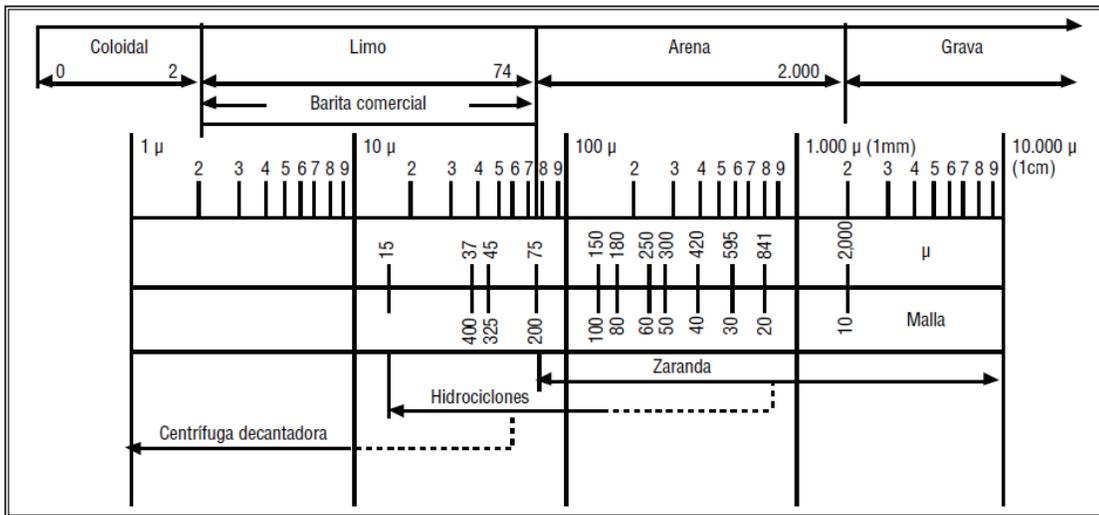
Fuente: Drilling fluids Processing Handbook ASME, 2005
Elaboración: Bolívar Pozo

El personal a cargo del control de sólidos realiza básicamente dos procesos:

- 1) Mejoramiento Químico de la Centrifuga (MQC): en la que el fluido útil es devuelto al sistema luego de pasar por los equipos de control de sólidos. Este procedimiento se lo hace bajo los requerimientos del Ingeniero de Fluidos (Iodero).
- 2) Dewatering: en la que todo el fluido de perforación es desechado, para ello se debe separar el material sólido del agua, para descargarlas en las piscinas de disposición final y reinyección según las especificaciones contractuales y reglamentación ambiental.

Los avances tecnológicos de la industria petrolera han permitido el desarrollo de equipos que remueven los sólidos mecánicamente. La figura 2.4 muestra los equipos usados para retirar las diferentes partículas sólidas del fluido de perforación.

FIGURA 2.4 EQUIPOS MECÁNICOS PARA REMOCIÓN DE SÓLIDOS

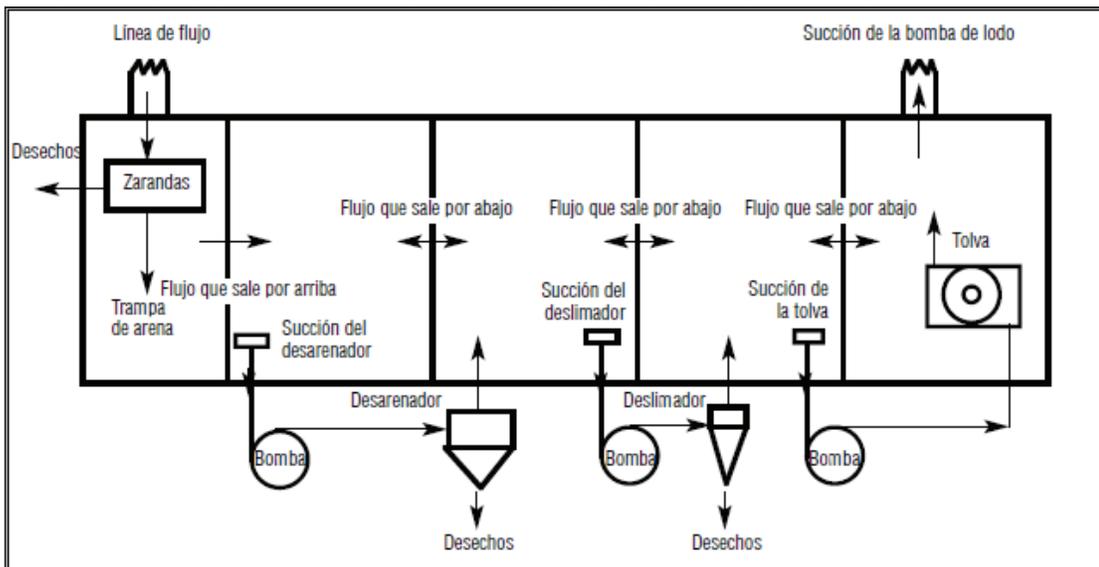


Fuente: Manual de Fluidos de Perforación MI, 2001

Elaboración: MI

Las figuras 2.5, 2.6, 2.7, 2.8 y 2.9, muestran las instalaciones típicas de la mayoría de los equipos de control de sólidos.

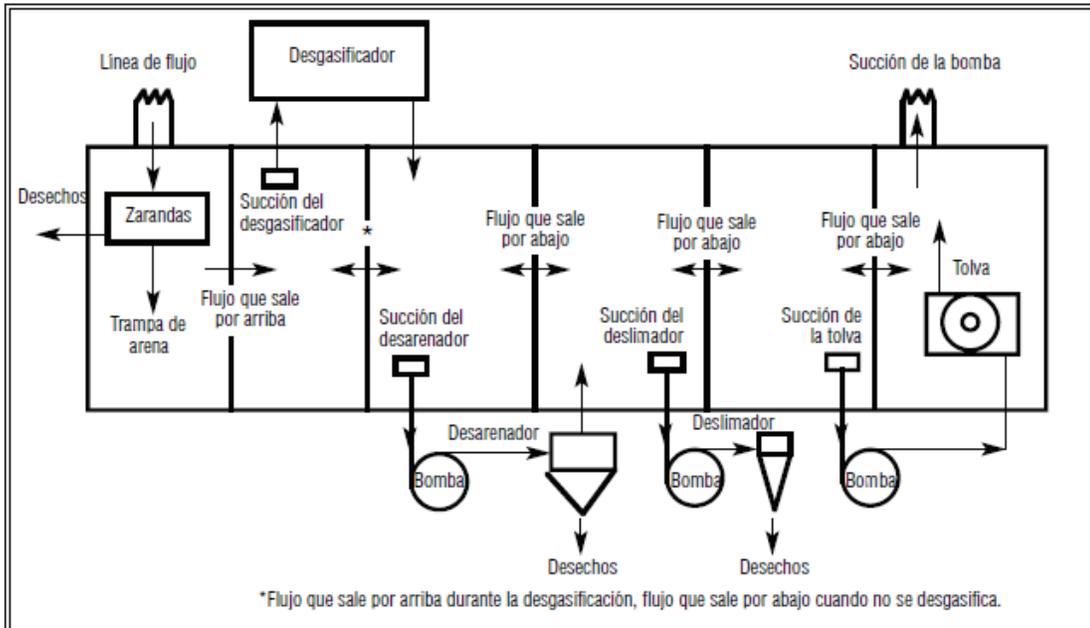
FIGURA 2.5 SISTEMA TÍPICO PARA LODO NO DENSIFICADO



Fuente: Manual de Fluidos de Perforación MI, 2001

Elaboración: MI

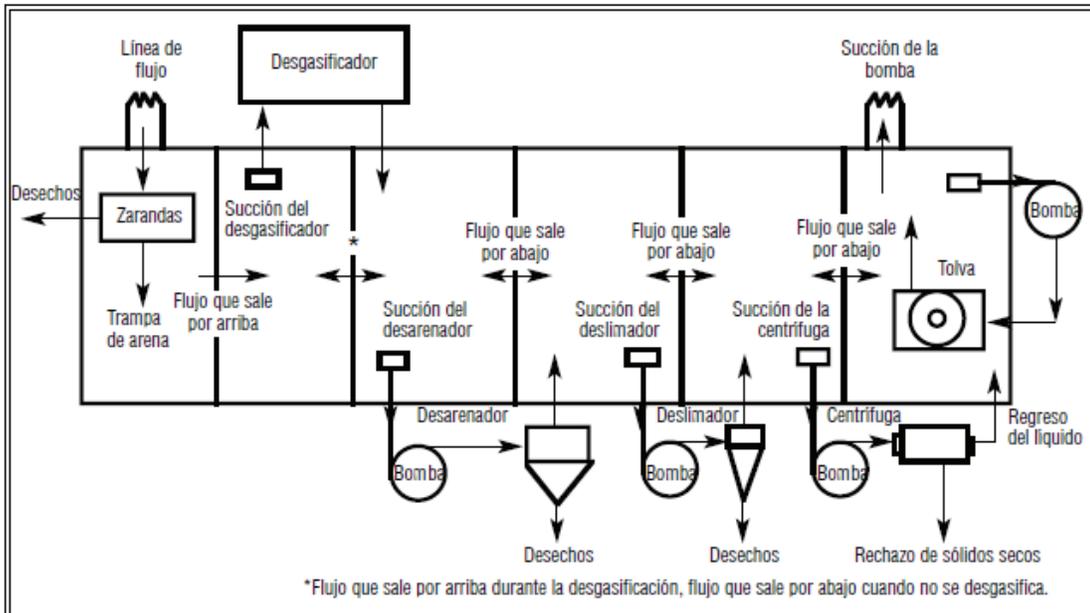
FIGURA 2.6 LODO NO DENSIFICADO CON SESGASIFICADOR



Fuente: Manual de Fluidos de Perforación MI, 2001

Elaboración: MI

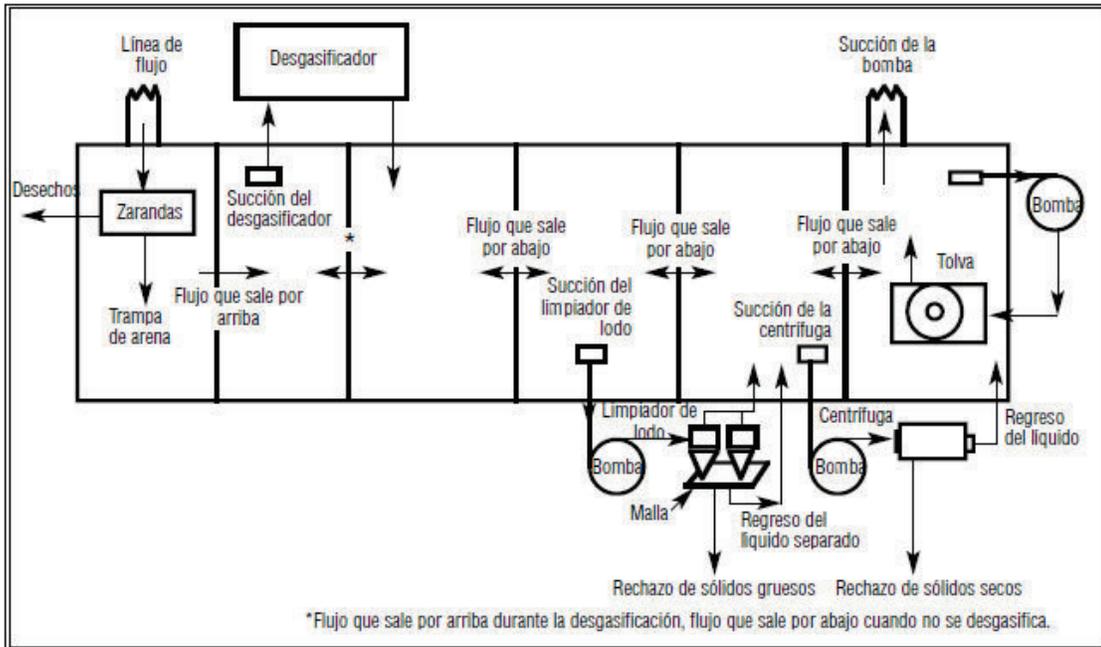
FIGURA 2.7 LODO NO DENSIFICADO CON CENTRÍFUGA



Fuente: Manual de Fluidos de Perforación MI, 2001

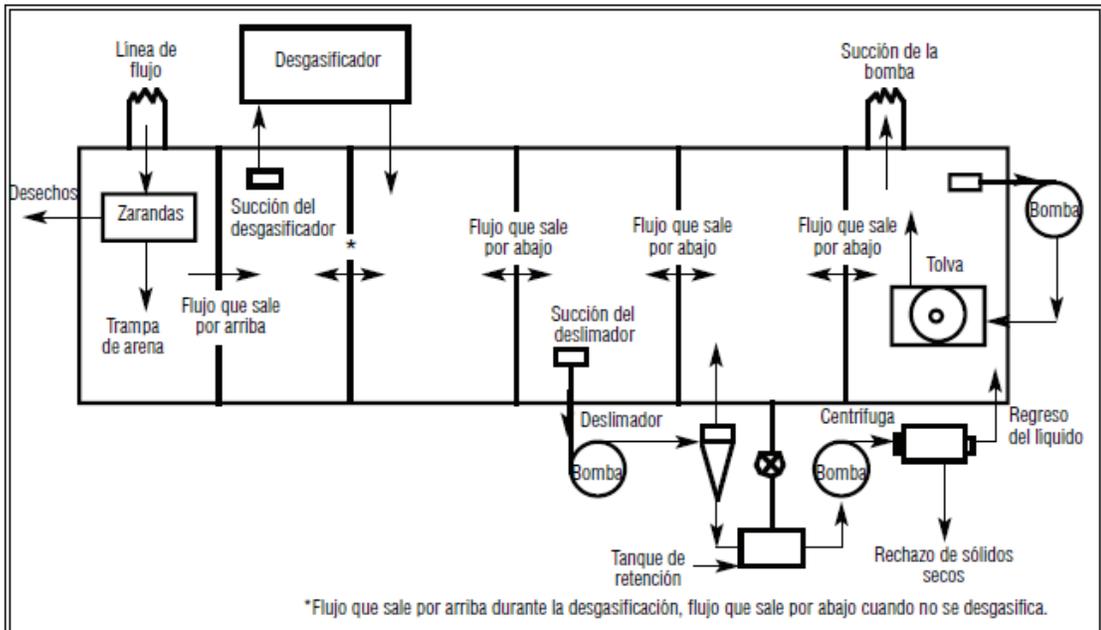
Elaboración: MI

FIGURA 2.8 LODO DENSIFICADO CON LIMPIADOR DE LODO Y CENTRÍFUGA



Fuente: Manual de Fluidos de Perforación MI, 2001
 Elaboración: MI

FIGURA 2.9 LODO DENSIFICADO CON CENTRIFUGACIÓN DEL FLUJO QUE SALE POR DEBAJO DE LOS HIDROCICLONES



Fuente: Manual de Fluidos de Perforación MI, 2001
 Elaboración: MI

Los equipos que remueven sólidos mecánicamente pueden clasificarse en dos grupos principales:

- Dispositivos tamizadores, tales como el removedor de gumbo y las zarandas vibratorias
- Dispositivos de separación centrífuga, como los hidrociclones y la centrífuga decantadora.

2.3.1 REMOVEDOR DE GUMBO Y SCALPING SHAKERS

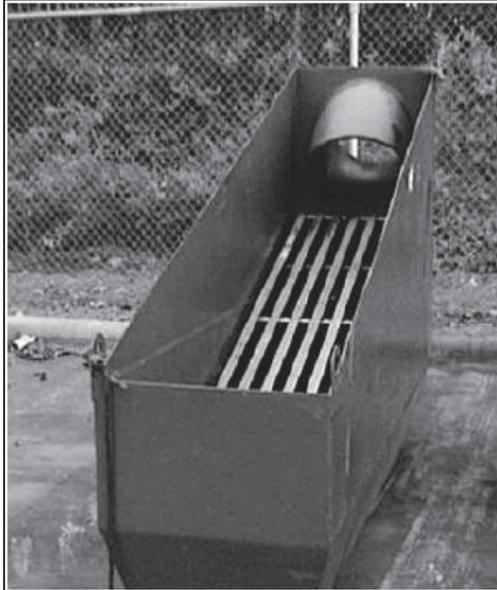
El gumbo se forma en el anular por la adherencia de partículas pegajosas con otras. Son usualmente una masa húmeda y pegajosa de arcilla o un grupo de partículas muy finas de caliza.

Los dispositivos removedores de gumbo se utilizan si las operaciones así lo requieren y deben ser colocados antes de cualquier otro equipo de control de sólidos. Muchos de estos son fabricados en el mismo sitio de la plataforma. Uno de los diseños más comunes es de barras de acero inoxidable inclinadas con un ángulo de 45°, con separaciones de 1 a 3 pulgadas y de 6 a 8 pies de largo. Una mejora a este equipo corresponde una correa sin fin formada por barras de acero dispuestas perpendicularmente al flujo del fluido de perforación, el avance de la correa es paralelo al flujo y cuesta arriba, un cepillo giratorio limpia el gumbo al final de la cinta transportadora. Otro equipo usa mallas sintéticas con grandes aberturas como la API 5 y API 10. La figura 2.10 muestra un dispositivo removedor de gumbo.

La introducción de las zarandas de movimiento lineal permitieron el uso de mallas API 200, lo que favoreció al proceso de control de sólidos, sin embargo, el gumbo no podía ser transportado cuesta arriba en un tamiz con movimiento lineal debido a que se quedaba adherido a la malla, para evitar esto se dispusieron las zarandas de movimiento circular y elípticas previo a las lineales, exclusivamente para remover el gumbo, a estas se las llamaron scalping shakers. Algunos taladros usan aún los scalping shaker en lugares donde no hay gumbo, para

remover cortes de gran tamaño antes que el fluido ingrese a las zarandas de movimiento lineal y así aumentar la vida útil de las mallas finas.

FIGURA 2.10 DISPOSITIVO REMOVEDOR DE GUMBO



Fuente: Drilling fluids Processing Handbook ASME, 2005

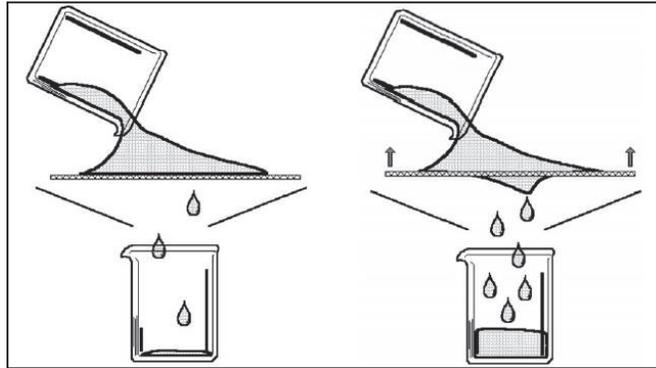
Elaboración: ASME

2.3.2 ZARANDAS VIBRATORIAS

Las zarandas vibratorias son el equipo más importante de control de sólidos, estos equipos contienen mallas (tamices) que eliminan los recortes del lodo. Es el único equipo permanente de control de sólidos que basa su funcionamiento en el tamaño físico de las partículas. La operación de las zarandas está en función de:

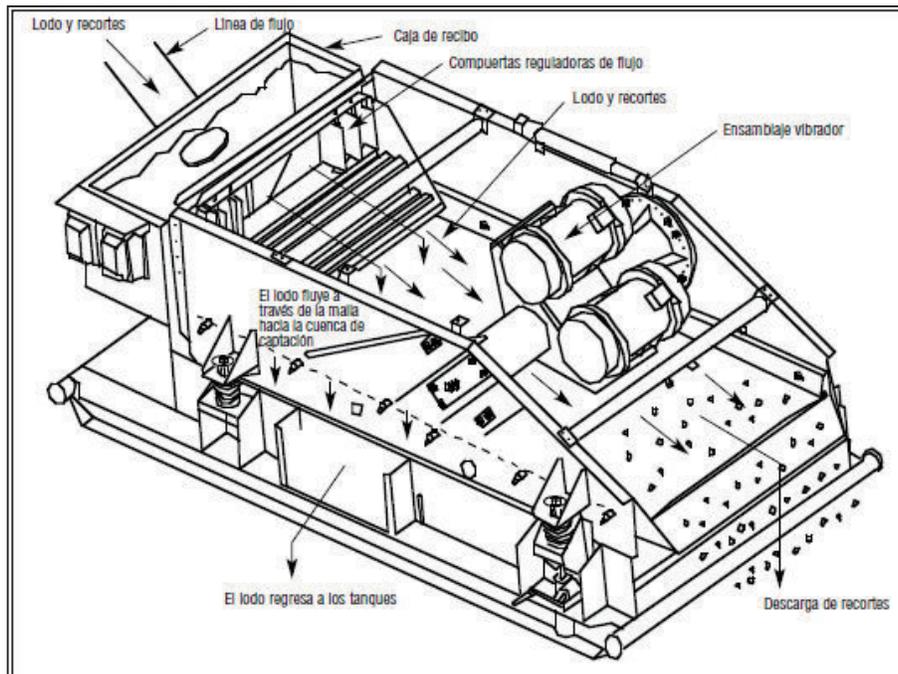
- Norma de la vibración.
- Dinámica de la vibración.
- Tamaño de la cubierta y su configuración.
- Características de las mallas (Mesh & Condición superficie).
- Reología del Fluido (Especialmente Densidad y Viscosidad).
- Ritmo de carga de Sólidos (ROP, GPM y Diámetro del hueco).

El uso de la vibración mejora la eficiencia de la separación de sólidos a través de una malla como muestra la figura 2.11.

FIGURA 2.11 EFECTO DE LA VIBRACIÓN EN EL TAMIZ

Fuente: Drilling fluids Processing Handbook ASME, 2005
Elaboración: ASME

En la figura 2.12 se observa el esquema de una zaranda de movimiento lineal. El fluido proveniente del pozo ingresa a la caja de recibo; pasa por las compuertas reguladoras de flujo y se mueve por la rampa de alimentación; las partículas sólidas cuyo tamaño son mayores a la abertura del tamiz (finura de la malla) son descargadas hacia tanques de sólidos (catch tanks); el fluido de perforación que atraviesa las mallas cae hacia la cuenca de captación para retornar a los tanques. La vibración se logra con motores que conforman en ensamblaje vibrador.

FIGURA 2.12 ESQUEMA DE LA ZARANDA VIBRATORIA

Fuente: Manual de Fluidos de Perforación MI, 2001
Elaboración: MI

La rampa de alimentación en las zarandas puede contener una pendiente positiva, negativa o nula, hacia la descarga de los sólidos, además puede contener una o varias mallas dispuestas en paralelo, esto lo determina el fabricante y su aplicación es de acuerdo a las exigencias de las operaciones.

2.3.2.1 Tipos de Zarandas

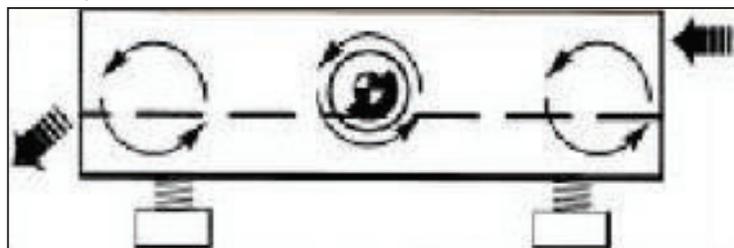
La principal clasificación de las zarandas se debe al movimiento que genera sobre el tamiz el ensamblaje vibrador. Actualmente se usan tres tipos básicos de zarandas:

2.3.2.1.1 Zaranda de Movimiento Circular

La zaranda de movimiento circular es el tipo de zaranda más antiguo en el mercado, y produce la fuerza centrífuga, o fuerza G más baja. La figura 2.13 muestra el esquema de la zaranda de movimiento circular. Las características de la zaranda de movimiento circular son:

- Su canasta se mueve en un movimiento circular uniforme.
- Patrón de Vibración Balanceado.
- Diseño Horizontal (Capacidad limitada).
- Transporte rápido y mayores fuerzas G's.
- Vibradores colocados a cada lado de la canasta en su centro de gravedad con el eje rotacional perpendicular a su canasta.
- Recomendados en zarandas primarias para remover sólidos gruesos (Scalper) o para Arcillas tipo gumbo.

FIGURA 2.13 ESQUEMA DE LA ZARANDA DE MOVIMIENTO CIRCULAR



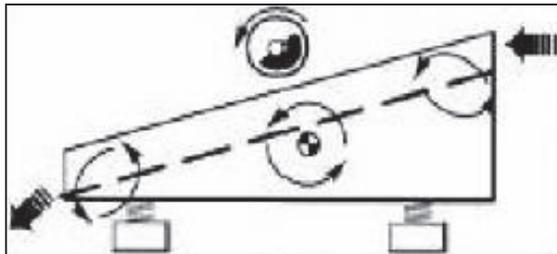
Fuente: Curso de Control de Sólidos Mi Swaco, 2004
Elaboración: Mi Swaco

2.3.2.1.2 Zaranda de Movimiento Elíptico

Es una versión modificada de la zaranda de movimiento circular, en el cual se levanta el centro de gravedad por encima de la cubierta y se usan contrapesos para producir un movimiento “oviforme” cuya intensidad y movimiento vertical varían a medida que los sólidos bajan por la cubierta.¹⁷ La figura 2.14 muestra el esquema de una zaranda (temblorina) de movimiento elíptico. Las características de este tipo de zarandas son:

- Patrón de vibración desbalanceado.
- Diferentes tipos de movimiento sobre su canasta.
- Vibradores no rotan en el centro de gravedad de la zaranda aplicándose el torque sobre esta.
- Operada con inclinación hacia la descarga de sólidos disminuyendo la capacidad.
- Recomendados para remover sólidos gruesos (Scalper) o pegajosos (Arcillas).

FIGURA 2.14 ESQUEMA DE LA ZARANDA DE MOVIMIENTO ELÍPTICO



Fuente: Curso de Control de Sólidos Mi Swaco, 2004
Elaboración: Mi Swaco

2.3.2.1.3 Zaranda de Movimiento Lineal

Este tipo de zaranda se compone de dos motores de movimiento circular montados en la misma cubierta. Los montaje de los dos motores está configurado para rotaciones contrarias para producir una fuerza G ascendente y una fuerza G descendente cuando las rotaciones son complementarias, pero ninguna fuerza G

¹⁷ MI. Manual de Fluidos de perforación (2001). Houston. Capítulo 8, página 8.7

cuando las rotaciones son contrarias. La fuerza G en este tipo de zarandas varía de 3 a 6. La ecuación 2.3 permite el cálculo del número de gravedades (G), la figura 2.15 muestra el esquema de una zaranda de movimiento lineal y la figura 2.16 muestra el arreglo típico de las zarandas en el taladro.

$$G = 0,0000142 \times Di \times w^2 \quad (2.3)$$

Donde:

G : Número de gravedades

Di : diámetro interno del bowl [pulg]

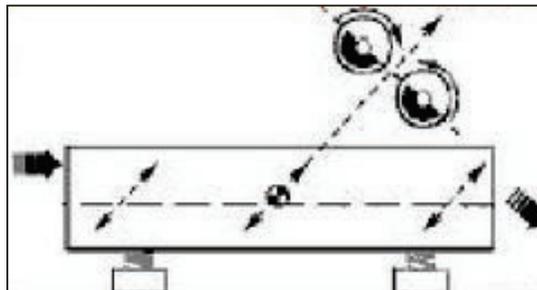
w : velocidad angular de rotación del bowl [rpm]

0,0000142 es un factor de conversión

Las zarandas de movimiento lineal tienen las siguientes características:

- El movimiento lineal se obtiene usando dos vibradores contra-rotativos.
- Patrón de vibración balanceado dinámicamente. La fuerza neta en la canasta es cero excepto a lo largo de la línea que pasa por el centro de gravedad.
- El ángulo de esta línea de movimiento es normalmente a $45^\circ / 50^\circ$ en relación a la superficie de la zaranda maximizar el transporte de sólidos.
- Buen transporte y gran capacidad de manejo de fluidos. Recomendadas para todo tipo de operación que requiera el uso de mallas finas. ¹⁸

FIGURA 2.15 ESQUEMA DE LA ZARANDA DE MOVIMIENTO LINEAL



Fuente: Curso de Control de Sólidos, Mi Swaco, 2004

Elaboración: Mi Swaco

¹⁸ http://provensid.com.ar/SACIF/index.php?option=com_k2&view=itemlist&task=category&id=2:control-de-solidos&Itemid=119

FIGURA 2.16 ARREGLO TÍPICO DE LAS ZARANDAS

Fuente: Cortesía de Kevin Andagoya, 2014
Elaboración: Bolívar Pozo

2.3.3 MALLAS DE LAS ZARANDAS

La eficiencia de las zarandas depende del entramado y calidad de su tamiz. Los términos generales usados para describir una malla son:

2.3.3.1 Eficiencia de Separación o Punto de Corte

El punto de corte o potencial de separación es el porcentaje de partículas del tamaño específico, en micrones, que se pueden remover.¹⁹ Los puntos de corte se indican con la letra “D” y con un subíndice que muestra el porcentaje eliminado. Las designaciones más comunes para las mallas son D₅₀ que representa que el 50% de las partículas sólidas son eliminadas por el dispositivo de control de sólidos. También hay las designaciones D₈₄ y D₁₆. La API (RP13E) dispone que todas las mallas deben ser rotuladas con el nombre de la malla, potencial de separación y capacidad de flujo. El porcentaje de micrones removidos aumenta al incrementar el diámetro esférico equivalente de las partículas. El cálculo del punto de corte se lo realiza mediante un método experimental y cálculos básicos.

¹⁹ Baroid Manual de Fluidos de Perforación (1999). Houston. Capítulo 10, página 10.9

Al determinar los puntos de corte para diferentes aperturas micrométricas (diferentes mallas) se obtiene una tabla como la tabla 2.3.

TABLA 2.3
PUNTOS DE CORTE PARA DIFERENTES MEDIDAS DE MALLA

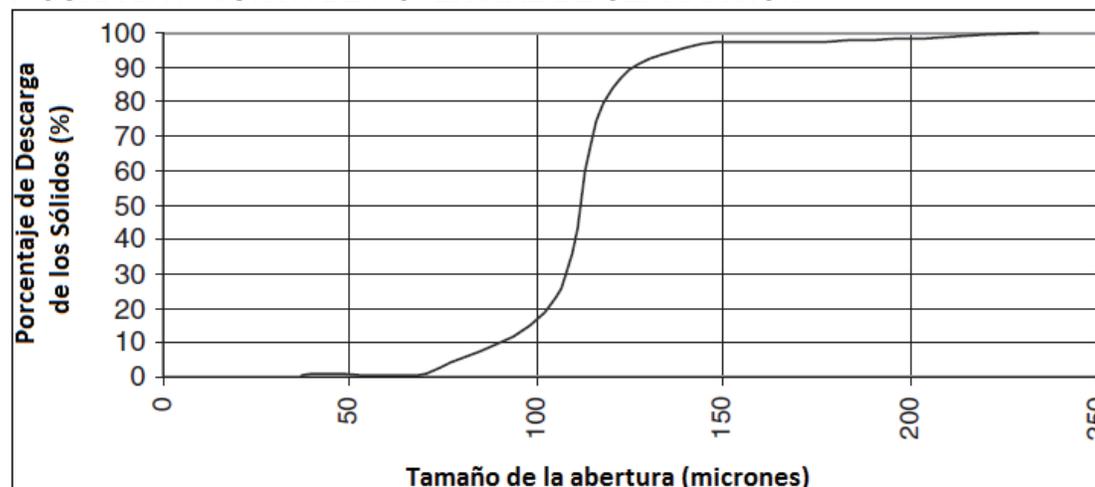
Medida de Malla	Abertura (micrones)	Peso de los sólidos secos en el efluente (gramos)	Peso de los sólidos secos en la descarga (gramos)	Velocidad de Flujo en la descarga (g/min)	Velocidad de Flujo en el efluente (g/min)	Velocidad de Flujo en el pie (g/min)	Porcentaje de descarga
400	37	17.7	8.8	9	2214	2223	0
325	44	7.1	8.8	0	888	897	1
270	63	14.2	11.7	12	1776	1788	1
200	74	10.7	38.1	38	1338	1376	3
140	105	2.3	85.2	85	288	373	23
120	118	0.7	339.2	339	88	427	79
100	140	0.2	550.7	551	25	576	96
80	177	0.3	1468.0	1468	38	1505	98
60	234	0	23450.7	23451	0	23451	100

Fuente: Drilling fluids Processing Handbook ASME, 2005

Elaboración: Bolívar Pozo

Con los resultados de la tabla se traza la curva Tamaño (micrones) vs Porcentaje de Descarga, conocida como Curva Punto de Corte o Potencial de Separación, como muestra la figura 2.17.

FIGURA 2.17 CURVA DE POTENCIAL DE SEPARACIÓN



Fuente: Drilling fluids Processing Handbook ASME, 2005

Elaboración: ASME

La Curva de Potencial de Corte se la puede realizar para cualquiera de los equipos de control de sólidos.

2.3.3.2 Finura de la Malla

El tamaño de aberturas del tamiz determina el tamaño de partículas que un tamiz puede remover. La malla es el número de aberturas por pulgada lineal medidas desde el centro del alambre. Por ejemplo, un tamiz de malla oblonga 70 por 30 (abertura rectangular) tiene 70 aberturas a lo largo de una línea de una pulgada en un sentido, y 30 aberturas a lo largo de una línea de una pulgada perpendicular a la primera. La tabla 2.4 muestra las especificaciones de varias mallas para zarandas Brandt ATL. El prefijo BHX corresponde al nombre comercial de las mallas, mientras que el número que continúa es el tamaño de la malla cuadrada.

TABLA 2.4
ESPECIFICACIONES DE MALLAS PARA BRANDT ATL

DESIGNACIÓN DE LA MALLA	TAMIZ EQUIVALENTE	PUNTO DE CORTE			CONDUCTANCIA (kD/mm)
		D_{50}	D_{16}	D_{84}	
BHX 24	20	884	872	898	15,40
BHX 38	31	579	567	588	14,70
BHX 50	44	360	255	410	12,20
BHX 70	69	215	141	280	5,30
BHX 84	81	176	123	230	4,50
BHX 110	100	149	103	190	3,40
BHX 140	104	144	102	170	2,80
BHX 175	144	103	71	133	1,90
BHX 210	170	88	63	106	1,70
BHX 250	228	63	43	80	1,40
BHX 175	252	57	42	68	1,20
BHX 325	319	45	35	51	0,98
BHX 370	336	43	32	49	0,50
BHX 425	368	40	33	42	0,61

Fuente: Manual de Fluidos de Perforación MI, 2001

Elaboración: Bolívar Pozo

2.3.3.3 Capacidad de Flujo

Las dos variables comprendidas en la capacidad de flujo son: la conductancia y el área no tapada o espacio abierto. Conductancia es la cantidad global de espacio abierto entre los alambres, en kilodarcys/milímetro. El área abierta es el área efectiva total de separación por panel o área no ocupada por los alambres, en pies cuadrados.

La Transmitancia, es la capacidad de flujo neta de las mallas individuales, es el producto de la conductancia y el área abierta de la malla.

2.3.3.4 Diseño de las Mallas

Las mallas pueden ser bi o tridimensionales.

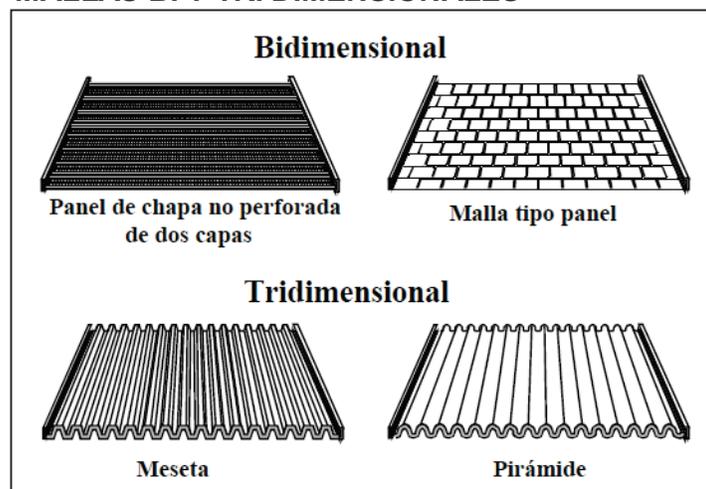
Las mallas bidimensionales se pueden clasificar como:

- Mallas de paneles, con dos o tres capas unidas en cada lado por una tira de una pieza doblada en dos.
- Malla de chapas perforadas, con dos o tres capas unidas a una chapa metálica perforada que proporciona sostén y es fácil de reparar.

Las mallas tridimensionales son mallas de chapa perforada con una superficie corrugada que corre paralelamente al flujo de fluido. Esta configuración proporciona mayor área de separación que la malla bidimensional. La figura 2.18 muestra los diseños de mallas. Las mallas tridimensionales pueden son:

- Pirámide
- Meseta ²⁰

FIGURA 2.18 MALLAS BI Y TRI DIMENSIONALES



Fuente: Manual de Fluidos de Perforación Baroid, 1999

Elaboración: Baroid

²⁰ Baroid Manual de Fluidos de Perforación (1999). Houston. Capítulo 10, página 10.9

Las mallas pueden ser tensionadas y pre-tensionadas como muestra la figura 2.19.

FIGURA 2.19 MALLAS TENSIONADAS Y PRE-TENSIONADAS



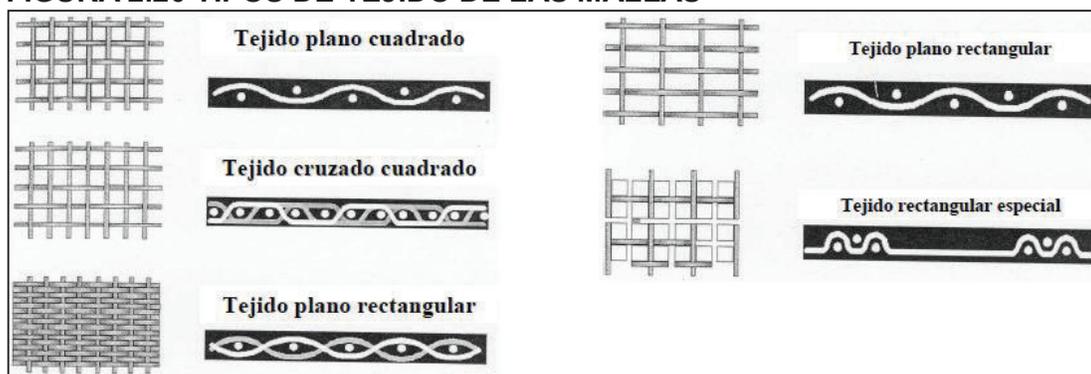
Fuente: Curso de Control de Sólidos Mi Swaco, 2004
Elaboración: Bolívar Pozo

2.3.3.5 Tramados o Tejidos de las Mallas

Algunos de los tramados más comunes disponibles en la industria petrolera son:

- Tramado cuadrado plano (PSW)
- Tramado rectangular plano (PRW)
- Tramado rectangular plano modificado (MRW)
- El tramado cuadrado cruzado (TSW) es usado para separar granos tamaño cuarzo en la industria minera.
- El tramado holandés plano (PDW) es usado principalmente como tela filtro sus aperturas son triangulares que no permiten pasar mucho flujo. La figura 2.20 muestra los diferentes tipos de tejidos de las mallas.

FIGURA 2.20 TIPOS DE TEJIDO DE LAS MALLAS



Fuente: Curso de Control de Sólidos Mi Swaco, 2004
Elaboración: Mi Swaco

2.3.3.6 Ventajas y Desventajas del uso de Zarandas

2.3.3.6.1 Ventajas

- “Simple” para operar.
- Disponibilidad.
- Si el tamizado de la malla es conocido, el punto de corte es predecible.
- Capaz de procesar el volumen total de Fluido circulado.
- Fácil de inspeccionar.
- Los sólidos pueden ser removidos antes de cualquier degradación mecánica.

2.3.3.6.2 Desventajas

- Son costosas (compra y operación).
- Su montaje necesita gran espacio.
- Las mallas del fondo en Temblorinas dobles son difíciles de inspeccionar.
- Produce sólidos húmedos en su descarga.

2.3.3.7 Cuidados Operacionales, Fallas y Averías de las Zarandas y Mallas

- Nunca haga by-pass en las Temblorinas.
- Siempre use el tamaño de malla más fino posible.
- Regule el flujo y monitoree las Temblorinas continuamente.
- Ajuste el ángulo de la zaranda de forma que el flujo cubra el 75% de la longitud de las mallas.
- Registre las mallas en uso y las horas de trabajo de cada una. Mantenga el inventario actualizado.
- Durante los viajes para sacar tubería apague las Temblorinas para así prolongar la vida de las mallas.
- Prepare un plan para hacer el cambio de mallas. Debe informar al ingeniero de Fluidos.
- Las reparaciones en las mallas pueden ser hechas con silicona o macilla epóxica .
- Si más del 20% del área efectiva de la malla ha sido reparada, cámbiela por una nueva.

- Mantenga un inventario de que tipos de mallas están siendo usadas.
- Para Fluido Base Aceite, lave las mallas con diesel a presión. No utilice agua.
- Mantenga las mallas usadas correctamente almacenadas (Horizontalmente) y marcadas.
- Cerciórese que los motores y el ajuste de los contrapesos en los vibradores sean iguales.
- Al transportar las Temblorinas ajuste los contrapesos de los vibradores a cero y use los seguros en los resortes.
- Turne las Temblorinas para prolongar la vida de las mallas.

**TABLA 2.5
FALLAS Y AVERÍAS DE LAS ZARANDAS**

Falla / Avería	Posible causa	Solución
Desgarre o rajadura de la malla	Tensión insuficiente Caucho en mal estado	Reemplace la malla y tensiónela apropiadamente
Malla suelta, no ajusta	Tornillos tensores en mal estado (torcidos, rosca mala) Malla en mal estado Falta caucho en la bandeja o está en mal estado	Reemplace los tornillos malos Reemplace la malla Reemplace el caucho
La zaranda produce un alto ruido inusual al operar	Arandelas o tornillos sueltos Tornillos tensores sueltos Rodamientos de vibradores malos	Chequee y ajústelos Chequee y ajústelos Reemplace rodamientos
Válvula o manija del by-pass atascada	Válvula o manija con sólidos y lodo	Limpie cuerpo de manija o válvula con agua o diesel
Vibradores demasiado calientes	Rodamientos sin grasa Rodamientos en mal estado	Agregue grasa a rodamientos Reemplace los rodamientos
Lodo acumulado sobre malla o derrame de mucho lodo en la descarga sólida	Malla con tamizado muy pequeño Malla suelta	Cambie a una malla de tamizado más grande o ajuste el ángulo de la bandeja de la zaranda Ajuste malla con torque apropiado
Acumulación de lodo en los bordes traseros de las mallas	Los vibradores no están rotando en direcciones opuestas Mallas mal tensionadas	Cambie la posición de un cable de alimentación eléctrica Ajuste la tensión de las mallas

Fuente: Curso de Control de Sólidos Mi Swaco, 2004

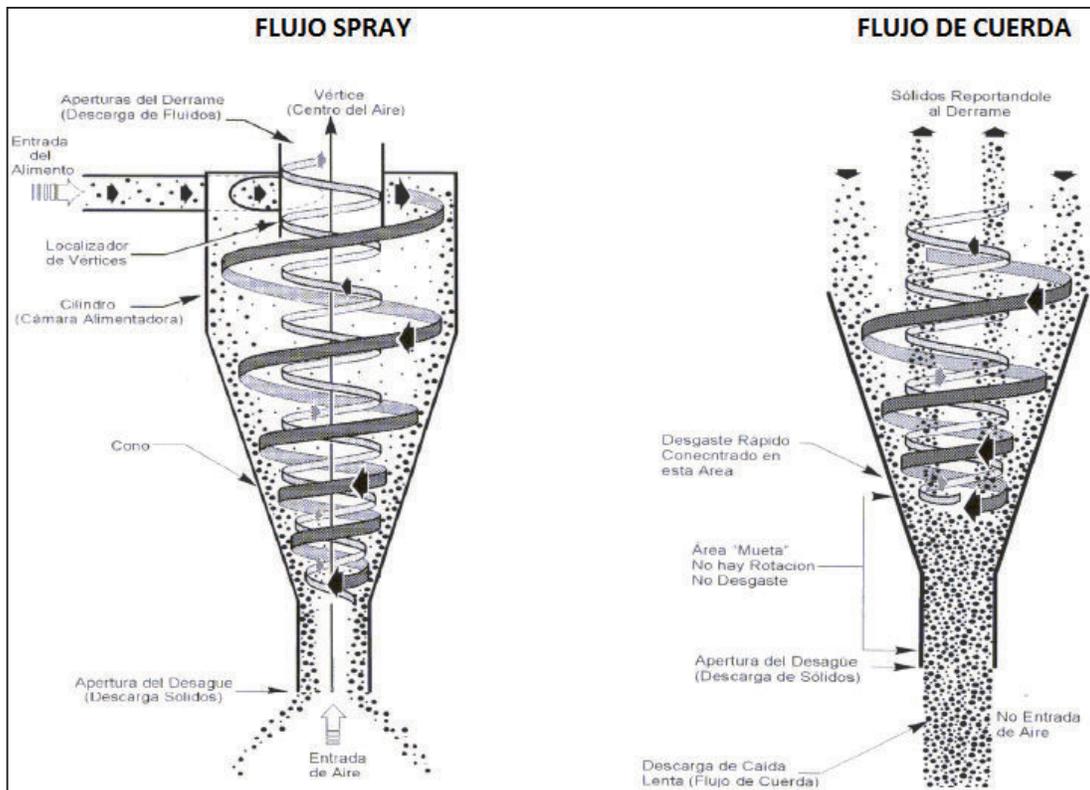
Elaboración: Bolívar Pozo

2.3.4 HIDROCICLONES

Los hidrociclones o separadores centrífugos tipo “ciclón”, clasificados como desarenadores o desarcilladores, son dispositivos cónicos de separación de sólidos en los cuales la energía hidráulica se convierte en fuerza centrífuga. El

fluido de perforación es alimentado tangencialmente, por la acción de una bomba centrífuga, a través de la entrada de alimentación hacia la cámara de alimentación. Las fuerzas centrífugas así desarrolladas multiplican la velocidad de decantación del material de fase más pesado forzándolo hacia la pared del cono. Las partículas más livianas se desplazan hacia adentro y arriba en un remolino espiral hacia la abertura de rebosamiento en la parte superior. La descarga por la parte superior es el sobreflujo o efluente. La descarga de la parte inferior es el flujo inferior. El flujo inferior debe tomar la forma de un rociado fino con una ligera succión en el centro. Las medidas de los conos y la presión de la bomba centrífuga determinan el corte obtenido. Presiones menores dan un resultado de separación más gruesa y capacidad reducida.²¹ La figura 2.21 muestra las partes de un hidrociclón y los tipos de flujo.

FIGURA 2.21 DIAGRAMA Y TIPOS DE FLUJOS DE LOS HIDROCICLONES



Fuente: Curso de Control de Sólidos Mi Swaco, 2004

Elaboración: Mi Swaco

²¹ Baroid Manual de Fluidos de Perforación (1999). Houston. Capítulo 10, página 10.14

El flujo de descarga tipo spray es el requerido para el funcionamiento correcto de los hidrociclones, pues, el aire que ingresa por el centro del rociado es el que arrastra el fluido limpio que está en la parte central del dispositivo. Un flujo tipo cuerda es una condición indeseable por lo que se debe revisar si la presión de entrada es la adecuada o si el equipo requiere mantenimiento. La única parte regulable de los hidrociclones es la descarga inferior, esto permite que el operador gradúe hasta conseguir el spray.

La presión de entrada se relaciona directamente con el término “carga hidrostática” que es la más usual para el diseño de los hidrociclones. La ecuación 2.4 permite el cálculo de la carga hidrostática.

$$HH = \frac{P}{0,052 \times MW} \quad (2.4)$$

Donde:

HH: carga hidrostática [pies]

P: Presión [psi]

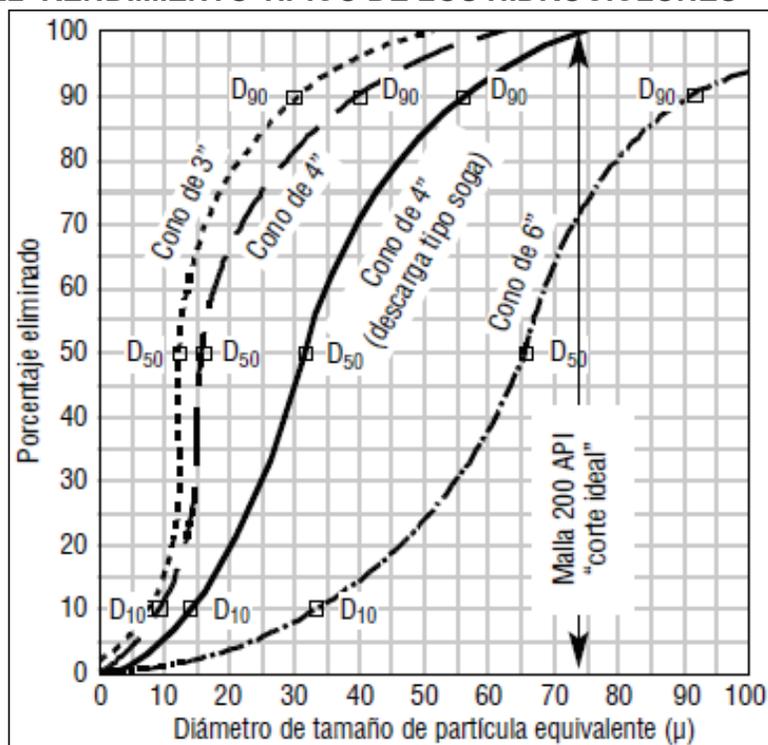
MW: Densidad del fluido de perforación [lb/gal]

0,052 es un factor de conversión de unidades [psi / (pies x lb/gal)]

La cabeza hidrostática es un dato que provee el fabricante. Muchos hidrociclones están diseñados para aproximadamente 75 pies de cabeza hidrostática en el múltiple de admisión. Si la cabeza hidrostática es menor que la de funcionamiento se procesará menos volumen de lodo y se obtendrá puntos de corte más altos del que se desea. Cabezas hidrostáticas excesivas también son perjudiciales ya que la mayoría de los sólidos serán transportados al sistema activo.

Al igual que las mallas, la eficiencia de los hidrociclones también se mide por su punto de corte, el procedimiento para la obtención de los puntos de corte de estos equipos es similar al de los tamices. La figura 2.22 muestra el rendimiento típico de los hidrociclones, en la que se observa que para mayor diámetro los puntos de corte son mayores, y además se puede ver la ventaja de estos equipos sobre el uso de la malla 200. La figura 2.23 muestra el punto de corte en función de la cabeza hidrostática para un determinado caso.

FIGURA 2.22 RENDIMIENTO TÍPICO DE LOS HIDROCICLONES

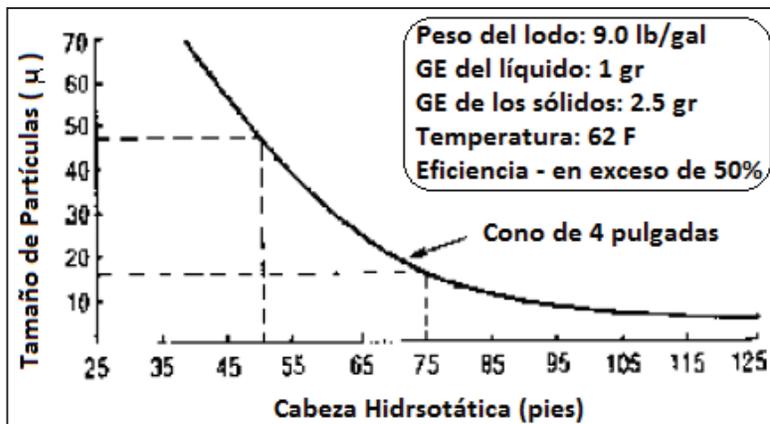


Fuente: Manual de Fluidos de Perforación MI, 2001

Elaboración: MI

La capacidad de procesamiento depende del tamaño del hidrociclón. Para un volumen determinado se prefiere el uso de varios hidrociclones pequeños que de menor número de hidrociclones grandes.

FIGURA 2.23 PUNTO DE CORTE EN FUNCIÓN DE LA CABEZA HIDROSTÁTICA

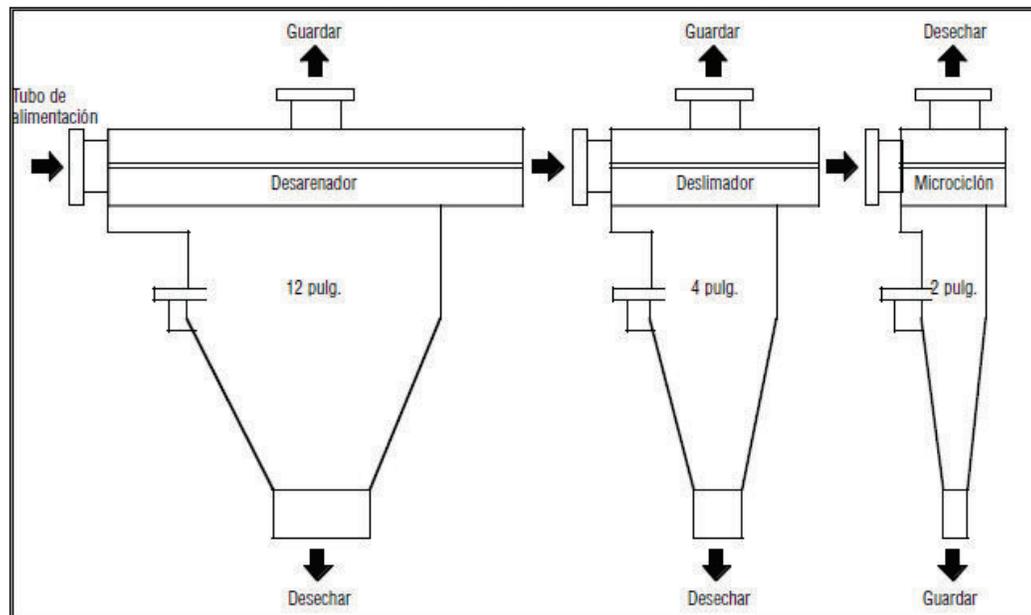


Fuente: Amoco Mud Manual, 1996

Elaboración: Bolívar Pozo

Cuando los hidrociclones son usados como desarenadores o deslimadores, se desecha el flujo que sale por debajo y se devuelve el flujo que sale por arriba al sistema activo, mientras que, cuando se usan para recuperar barita o para eyectar las arcillas, se desecha el flujo que sale por arriba ya que contiene arcillas y otras partículas finas, y se devuelve el flujo con barita que sale por abajo al sistema de lodo activo. Generalmente los desarenadores tienen diámetros de 12 pulgadas, los deslimadores tienen diámetros de 4 pulgadas y los microciclones que se usan para recuperar barita o eyectar arcillas tienen diámetros de 2 pulgadas. Como muestra la figura 2.24.

FIGURA 2.24 APLICACIONES DE LOS HIDROCICLONES



Fuente: Manual de Fluidos de Perforación MI, 2001

Elaboración: MI

2.3.4.1 Desarenadores (Desanders)

Los desarenadores eliminan las partículas del rango de 45 a 74 micrones y son usados para impedir la sobrecarga de los deslimadores. Generalmente es un hidrociclón de 6 pulgadas de diámetro interior o más grande, puede ser una unidad compuesta por dos hidrociclones de 12 pulgadas, cada una con una capacidad de 12 gpm. Los desarenadores grandes tienen la capacidad de procesar un gran caudal, pero realizan grandes cortes de tamaño de partícula. La figura 2.25 muestra una unidad de dos hidrociclones.

FIGURA 2.25 DESARENADORES

Fuente: www.mocionsoft.com, 2014
Elaboración: mocionsoft.com

2.3.4.2 Deslimadores o Desarcilladores (Desilters)

El deslimador es un hidrociclón de 4 pulgadas de diámetro interior. La unidad de desilters cuenta con 12 hidrociclones o más, cada uno tiene una capacidad de 75 gpm. La capacidad volumétrica de los deslimadores deberá ser de 125 a 150% de la velocidad de circulación. Un deslimador de 4 pulgadas operado correctamente tendrá un punto de corte D_{90} de aproximadamente 40 micrones. Como la barita cae dentro de ese rango también es separada del sistema de lodo, por ese motivo se prefiere el uso de los deslimadores en el control de sólidos de lodos no densificados o aquellos de peso menor a 12,5 lb/gal, además se usa cuando ya se desea destruir totalmente el lodo luego que ha cumplido su propósito. La figura 2.26 muestra una unidad de deslimadores.

FIGURA 2.26 DESLIMADORES

Fuente: www.psimax2000.com, 2014
Elaboración: psimax2000.com

2.3.4.3 Ventajas y Desventajas del uso de los Hidrociclones

2.3.4.3.1 Ventajas

- Operación Simple y de fácil mantenimiento.
- Barato.
- No tienen partes móviles.
- Su operación permite reducir costos, pues es reducido el desecho de fluido.
- Incrementan la vida de la broca y aumentan las ratas de perforación.

2.3.4.3.2 Desventajas

- Las propiedades del fluido afectan su desempeño.
- Su operación genera degradación de los sólidos.
- Uso de bomba centrífuga.
- Voluminoso.
- Los puntos de corte generados se pueden obtener con óptimas Temblorinas.
- La descarga solida es bastante húmeda.
- No puede usarse en fluidos con fase liquida costosa.
- Requieren correctos tamaño de bomba.
- Sus conos fácilmente se tapan.
- El mal funcionamiento de sus conos genera excesivas pérdidas de fluido.

2.3.4.4 Cuidados Operacionales, Fallas y Averías en los Hidrociclones

- No haga By-pass en las zarandas. Este mal hábito origina taponamiento en los hidrociclones.
- El número de conos debe ser el suficiente para manejar la totalidad de la circulación.
- Use el desander cuando en las Temblorinas no pueda usar mallas mayores a 140 (Punto de corte 100 micrones)
- No use la misma bomba centrífuga para alimentar el desander y desilter. Cada unidad debe tener su propia bomba.
- Las centrifugas o los mud cleaner pueden ser usados para procesar el desagüe de los hidrociclones.

- Entre pozos o en periodos de stand by largos limpie los manifolds de los hidrociclones.
- Chequee el desgaste interior de los conos.
- Chequee continuamente el funcionamiento de los conos. Los conos de los desarcilladores se tapan más fácilmente que el de los desarenadores. Use una varilla de soldar para destaparlos.
- La succión de las bombas centrifugas deben tener la longitud menos posible. No juegue con los diámetros de la tubería, use diámetros constantes de acuerdo con las especificaciones de la bomba.
- La descarga de las bombas centrifugas deben tener una longitud máxima de 75 pies evitando usar la menos cantidad de accesorios posibles, para evitar muchas pérdidas por fricción.
- Ubique un medidor de presión en la línea de alimentación de los manifolds, para determinar rápidamente si la cabeza suministrada por la bomba es la correcta.
- No permita usar conos con vértices o entradas tapadas.
- Presión de trabajo (Regla de la mano derecha): desarenador: 35 psi o 4 veces la densidad del fluido; desarcillador: 40 psi o 4.5 veces la densidad del fluido.

La tabla 2.6 muestra las fallas y averías de los hidrociclones.

TABLA 2.6
FALLAS Y AVERÍAS EN LOS HIDROCIKLONES

Falla/Avería	Posible causa
Uno o más cono no descargan, otros si	Bloqueo a la entrada o salida, remueva el cono y limpie
Algunos conos pierden el lodo entero	La entrada al cono está tapada
Repetidos bloqueos en los vórtices	Aperturas de descarga muy pequeños, by-pass en zarandas o mallas rotas
Pérdidas de lodo, corriente débil	Baja cabeza de alimentación, tamaño de bomba o válvula parcialmente cerrada
Descarga del cono no es uniforme	Gas o aire en el lodo, líneas de succión de la bomba muy pequeñas
Baja vida del impeller	Cavitación en la bomba, tasas de flujo muy altas, línea de succión bloqueada
Apagado continuo de la bomba centrifuga	Sobrecarga en el motor de la bomba, taponamientos, entrada de aire en la succión

Fuente: Curso de Control de Sólidos Mi Swaco, 2004

Elaboración: Bolívar Pozo

2.3.5 LIMPIADOR DE LODO (MUD CLEANER)

Un limpiador de lodo es básicamente una unidad de deslimadores montado sobre una zaranda de malla vibratoria. Las mallas son muy finas (120 a 325), y como regla básica la malla del limpiador de lodo debe ser más fina que la de las zarandas. El fluido de perforación luego de pasar por los deslimadores cae a la malla del limpiador de lodo. De acuerdo a las especificaciones de API el 97% de las partículas de barita tienen un tamaño inferior a 74 micrones, por lo tanto, la mayor parte de la barita será descargada por los hidrociclones y pasará a través de la malla para ser devuelta al sistema. En realidad, un limpiador de lodo desarena un lodo densificado y sirve de respaldo para las zarandas.²² El principal uso del limpiador de lodo es la remoción de sólidos perforados y la recuperación de barita, la recuperación de fases líquidas costosas como aceites sintéticos, sal saturada, KCl, etc., junto con la barita, lo que reduce los costos del fluido de perforación. La figura 2.27 muestra un limpiador de lodo.

FIGURA 2.27 LIMPIADOR DE LODO



Fuente: www.marindco.de, 2014
Elaboración: marindco.de

2.3.5.1 Ventajas y Desventajas del Limpiador de Lodos

2.3.5.1.1 Ventajas

- Recuperar la fase líquida costosa (ej. Diesel) y algo de la barita descartada por los hidrociclones.

²² MI. Manual de Fluidos de perforación (2001). Houston. Capítulo 8, página 8.17

- Produce relativamente cortes más secos.
- Fácil de operar.
- Es una unidad compacta.

2.3.5.1.2 Desventajas

- Recicla sólidos finos a través de sus mallas.
- Descarga barita con los cortes.
- Capacidad limitada.
- Degradación de los sólidos producido en la succión y entrega de la bomba centrífuga usada para su alimentación.
- Separación en parte depende de los conos. Desempeño normalmente pobre.
- Requiere para su operación de una bomba centrífuga.

2.3.6 TRES EN UNO

Un equipo 3 en 1 cuenta con una unidad de desarenadores, una unidad de deslimadores y una zaranda de malla muy fina, es decir, es un mud cleaner incorporado un desarenador. La figura 2.28 muestra un equipo de remoción de sólidos 3 en 1.

FIGURA 2.28 EQUIPO 3 EN 1



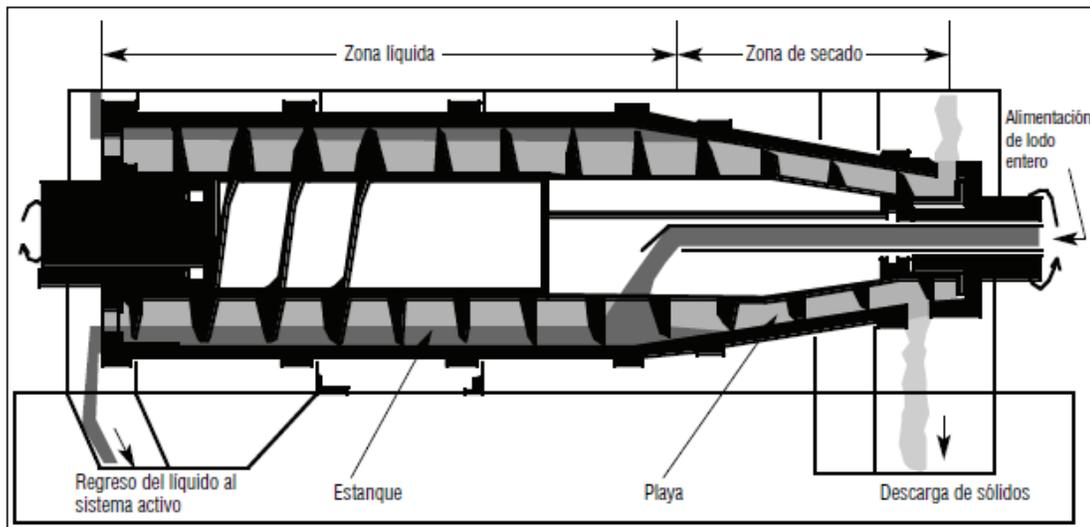
Fuente: www.gnequipment.com, 2014
Elaboración: gnequipment.com

2.3.7 CENTRÍFUGAS DECANTADORAS

Los sólidos que no fueron removidos por las zarandas y los hidrociclones, y requieren ser eliminados del sistema de fluido de perforación, demandan de un equipo mecánico capaz de lograr deponer estos aditivos, las centrífugas decantadoras son una solución y constituyen el último dispositivo mecánico del sistema de control de sólidos.

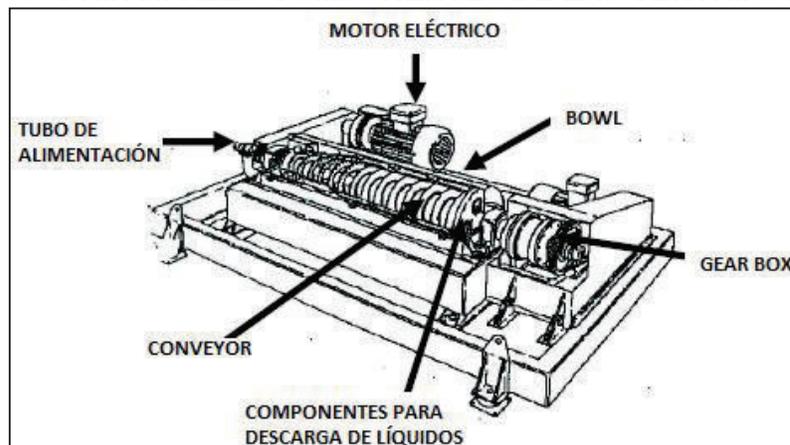
La centrífuga decantadora es básicamente un recipiente de forma cónica, conocida como bowl, rotando sobre su eje a diferente velocidad (entre 1200 a 4000 rpm). Un tornillo sin fin, conocido como conveyor, ubicado dentro del bowl, gira en la misma dirección del bowl generando una velocidad diferencial respecto al mismo, entre 18 y 90 rpm. La velocidad diferencial permite el transporte de los sólidos por las paredes del bowl en donde los sólidos han sido decantados por la fuerza centrífuga. Este dispositivo descarga sólidos relativamente secos, trabajan continuamente y alcanzan una alta eficiencia de separación. Las figuras 2.29 y 2.30 muestran el diagrama general y los principales componentes de las centrífugas decantadoras, respectivamente.

FIGURA 2.29 DIAGRAMA GENERAL DE LAS CENTRÍFUGAS DECANTADORAS



Fuente: Manual de Fluidos de Perforación MI, 2001

Elaboración: MI

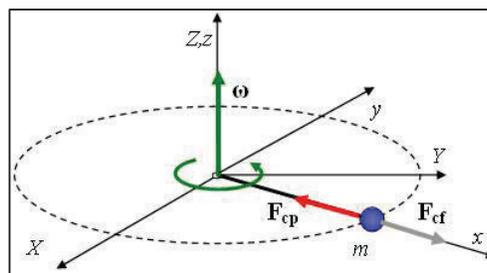
FIGURA 2.30 PRINCIPALES COMPONENTES DE LAS CENTRÍFUGAS

Fuente: Curso de Control de Sólidos Mi Swaco, 2004
 Elaboración: Mi Swaco

2.3.7.1 Separación por Decantación y Separación Centrífuga

La separación por sedimentación se rige principalmente por la Ley de Stokes (ecuación 2.2) y esta se da principalmente en la trampa de arena. Este tipo de separación depende de: la diferencia de densidades entre el sólido y el líquido, la fuerza de gravedad y el tiempo de sedimentación.

De las variables incluidas en la Ley de Stokes la única que puede ser manipulada mecánicamente es la fuerza G . El incremento de la fuerza G se logra mediante la generación de fuerzas centrípetas (centrífugas o normales). La figura 2.31 muestra el diagrama de cuerpo libre de una partícula sólida en las paredes en una centrífuga.

FIGURA 2.31 FUERZAS SOBRE UNA PARTÍCULA SÓLIDA EN LA CENTRÍFUGA

Fuente: es.wikipedia.org, 2015
 Elaboración: wikipedia.org

Al realizar sumatoria de fuerzas para esa posición, se tiene la ecuación 2.5.

$$F_{cp} = F_{cf} \quad (2.5)$$

$$F_{cf} = m\omega^2 r$$

Donde:

Fcp: Fuerza centrípeta

Fcf: Fuerza centrífuga

m: masa

w: velocidad angular

r: radio

Entonces, la fuerza centrífuga es una fuerza ficticia que aparece cuando un cuerpo describe un movimiento rotacional, y es directamente proporcional al cuadrado de la velocidad angular.

Los sólidos que requieren de horas o días para separarse por sedimentación, pueden separarse en segundos con una centrífuga. El punto de corte en una centrífuga decantadora depende de la fuerza G y el tiempo.

2.3.7.2 Funcionamiento de las Centrífugas Decantadoras

Como muestra la figura 2.30, el fluido es bombeado dentro del husillo hueco del tornillo transportador (sin fin o conveyor) donde es expulsado hacia las paredes del bowl, formando un anillo de lodo llamado "estanque". El nivel del estanque está determinado por la altura de los orificios de descarga de líquido en el extremo grande embridado del bowl. Luego la lechada fluye hacia los orificios, a través de dos canales formados por las aletas del tornillo transportador, ya que los sólidos se acumulan contra la pared del bowl. A medida que las partículas sólidas se acumulan contra la pared, las aletas del tornillo transportador las empujan hacia el extremo pequeño del bowl. Las partículas salen del estanque pasando a través del área cónica seca (playa), donde son separadas de todo el líquido libre y transportadas hacia los orificios de descarga en el extremo pequeño de la centrífuga. ²³

²³ MI. Manual de Fluidos de perforación (2001). Houston. Capítulo 8, página 8.18

Un aspecto importante del funcionamiento de la centrífuga es la dilución de la lechada que es alimentada al interior de la unidad, esto reduce la viscosidad y mantiene la eficiencia separadora de la máquina, pues, el desempeño de las centrífugas depende de:

- La fuerza G, la cual depende del diámetro y velocidad del bowl.
- La viscosidad del fluido.
- La tasa de procesamiento.
- La profundidad del depósito.
- La velocidad diferencial del bowl y conveyor.
- La posición del tubo de alimentación de la centrífuga.

Cuanto mayor es la viscosidad será necesario mayor dilución, generalmente se añaden de 2 a 4 galones de agua por minuto. La viscosidad del efluente debe ser de 35 a 37 segundos por cuarto de galón, en el embudo Marsh. Si la viscosidad baja de 35 segundos por cuarto de galón, indica que se está añadiendo mucha agua, esto crea turbulencia dentro de la centrífuga, disminuyendo su eficiencia. Si la viscosidad es superior a 37 segundos por cuarto de galón, la velocidad de sedimentación disminuye, por ende la eficiencia de separación.

El uso de las centrífugas permite la remisión de sólidos perforados pero además elimina sólidos beneficiosos como la bentonita, lo que hace que cambien las propiedades del fluido de perforación, por ello el ingeniero de fluidos deberá considerar estas pérdidas para añadir luego las dosificaciones que requerirá el fluido para mantener las propiedades que le permitan cumplir eficientemente sus funciones.

2.3.7.3 Aplicaciones de las Centrífugas

Las centrífugas de baja velocidad cuyos parámetros de operación son:

- Velocidad del bowl: 1250 – 2500 rpm
- Profundidad del depósito: 2.1 pulgadas
- Tasa de alimentación: puede variar
- Velocidad diferencial: 23 – 44 rpm

- Tubo de alimentación: completamente introducido

Este tipo de equipo se usa para recuperar barita en fluidos densificados, mientras descarta los sólidos perforados. Al eliminar los sólidos coloidales perforados permite el control de la viscosidad plástica del fluido. Para fluidos no densificados se usa para descartar sólidos perforados. Al aumentar la velocidad del bowl se aumenta la eficiencia de separación.

Las centrífugas de alta velocidad cuyos parámetros de operación son:

- Velocidad del bowl: 2500 – 2400 rpm
- Profundidad del depósito: 2.1 pulgadas
- Tasa de alimentación: puede variar
- Velocidad diferencial: Debe ser mínima
- Tubo de alimentación: completamente introducido

Descarta y controla los sólidos del fluido para lodos no densificados. Al trabajar con una máxima fuerza G se obtiene un punto de corte más fino. Se usa esta centrífuga para recuperar el líquido del efluente de la centrífuga de baja velocidad, en configuraciones duales, permitiendo recuperar fluidos muy costosos. Además esta centrífuga es usada para la deshidratación de fluidos con la ayuda de agentes coagulantes y floculantes, en los procesos de dewatering.

Para ajustar el funcionamiento de las centrífugas se puede variar:

- La velocidad del bowl.
- La velocidad diferencial entre el bowl y el conveyor.
- La profundidad del depósito.
- La posición del tubo de alimentación.
- La tasa de procesamiento.

Dependiendo del tipo de centrífuga, los ajustes de funcionamiento se pueden hacer:

- Mecánico: se necesita detener la máquina y emplear herramientas para ajustar a los parámetros requeridos.
- Eléctrico: Utiliza motores de frecuencia variable, en el panel de control se realizan los ajustes correspondientes.
- Hidráulico: Utilizan una transmisión hidráulica, en el panel de control se realizan los ajustes.

Existen además las centrífugas verticales, pero las más usadas en los proyectos de EP PETROAMAZONAS en el oriente ecuatoriano son las centrífugas horizontales ya que son más eficientes para fluidos de perforación base agua.

2.3.7.4 Cuidados Operacionales de las Centrífugas

- No operar las centrífugas sin el recubrimiento del ensamblaje rotatorio ni de las correas de seguridad.
- Antes de encender, hacer girar con la mano el bowl para determinar que tenga movimiento libre.
- Realizar mantenimiento de acuerdo a las especificaciones del fabricante, no usar el equipo en caso de escuchar algún ruido inusual.
- Dejar que la unidad alcance la velocidad rotacional deseada antes de encender la bomba de alimentación.
- No sobrecargar la centrífuga, la sobrecarga se nota cuando el acoplamiento de seguridad se desprende frecuentemente, cuando la unidad se obtura rápidamente o cuando hay rechazo de sólidos húmedos de la unidad.
- Los fluidos más viscosos requieren tasas de alimentación más bajas y volúmenes de dilución más altos.
- Asegurarse que una agitación apropiada esté disponible en la succión de la bomba centrífuga y en el tanque de retorno de la barita.
- Asegurarse de cerrar el suministro de líquido de dilución una vez que la centrífuga ha sido apagada.
- Revisar los procedimientos de arranque y parada.

- En caso necesario llamar a los técnicos antes de proceder inadecuadamente.²⁴

2.3.8 TRAMPA DE ARENA

La trampa de arena es un tanque ubicado bajo las zarandas, el cual tiene como función decantar los sólidos de tamaño arena cuando alguna malla dañada ha dejado pasar este tipo de material, o cuando se ha realizado un bypass (nunca haga bypass). Las figuras 2.5, 2.6 y 2.7 muestran las trampas de arena como parte del sistema de control de sólidos, mientras que la figura 2.16 muestra las zarandas, donde bajo las mismas se halla la trampa de arena.

2.3.9 DESGASIFICADORES

La presencia de gas en el fluido de perforación puede ser dañino para los equipos de control de sólidos, un problema para el control del pozo, y letal si es tóxico o inflamable.

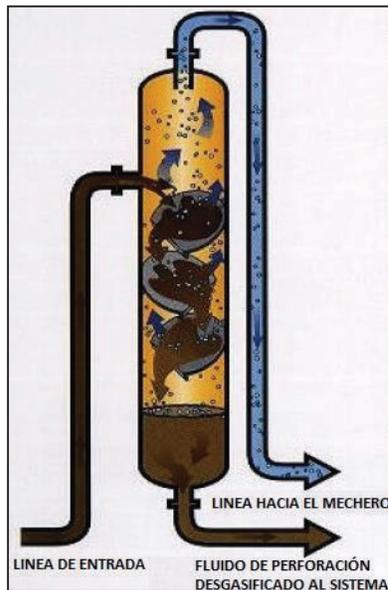
El desgasificador es un equipo dispuesto entre la trampa de arena y los primeros hidrociclones. Todo equipo de control de sólidos debe contar con desgasificadores por lo cual siempre se debe probar su funcionamiento antes del inicio de las operaciones y chequear permanentemente la succión ya que puede estar taponada.

Existen dos tipos de desgasificadores:

- Desgasificadores atmosféricos: usualmente se aplican para fluidos no densificados o de bajo peso, y de baja viscosidad.
- Desgasificadores de aspersion (vacío): utilizados en los fluidos densificados muy pesados y de alta viscosidad.

Los desgasificadores atmosféricos deben descargar horizontalmente a través de la superficie del tanque para que permita el rompimiento de las burbujas de gas. La figura 2.32 muestra el diagrama de un desgasificador tipo atmosférico.

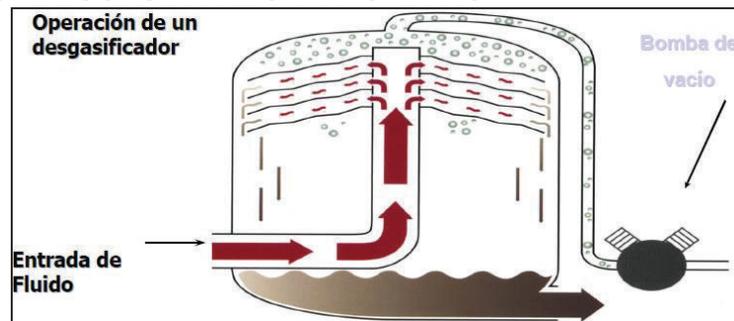
²⁴ MI. Manual de Fluidos de perforación (2001). Houston. Capítulo 8, página 8.25

FIGURA 2.32 DESGASIFICADOR ATMOSFÉRICO

Fuente: Curso de Control de Sólidos Mi Swaco, 2004
Elaboración: Mi Swaco

Como puede verse en la figura anterior, el fluido de perforación que se succiona de la trampa de arena por medio de una bomba centrífuga ingresa por la línea de entrada del desgasificador, al caer el fluido golpea contra una serie de platos dispuestos de acuerdo a un diseño de separación, al impactar cada plato el gas es separado del lodo, el fluido desgasificado cae y es descargado por la parte inferior y enviado al sistema, mientras que el gas por su baja gravedad específica se descarga por la parte superior y es enviado a los mecheros para ser quemado.

Los desgasificadores de vacío pueden descargar debajo de la superficie del fluido. La figura 2.33 muestra el diagrama de un desgasificador de vacío.

FIGURA 2.33 DESGASIFICADOR TIPO VACÍO

Fuente: Curso de Control de Sólidos Mi Swaco, 2004
Elaboración: Mi Swaco

En un desgasificador tipo vacío, el fluido de perforación ingresa en forma ascendente hacia los platos de separación, este impacto provoca que el gas se separe del lodo. Una bomba de vacío aspira por la parte superior el gas para descargarlo hacia el mechero, mientras que el fluido de perforación desgasificado cae hacia la parte inferior para ser devuelto al sistema.

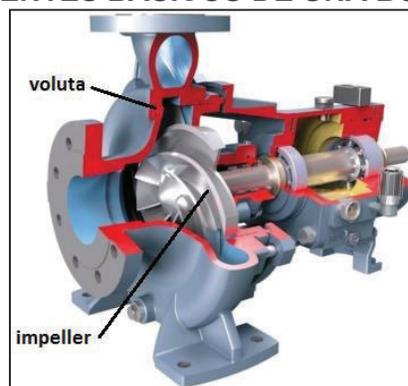
Las bombas centrífugas usadas para los desgasificadores son las más comerciales, pues, el gas hará que caviten y sufran daños, por lo que no conviene el uso de bombas sofisticadas y costosas, en cambio, las bombas centrífugas usadas para alimentar los hidrociclones y las centrífugas decantadoras deben ser muy bien seleccionadas para lograr la mayor eficiencia en estos equipos, por ello, el fluido de perforación debe estar completamente desgasificado para evitar daños en los álabes del impeller, en la voluta y en motor eléctrico.

2.4 BOMBAS CENTRÍFUGAS

Los desgasificadores, hidrociclones, la centrífuga, entre otros equipos, no funcionarían sin la asistencia de una bomba centrífuga. Una bomba centrífuga se dispone básicamente de dos componentes: el impeller (rueda impulsadora) y la voluta (carcaza). El impeller produce velocidad en el líquido y la voluta forza al líquido para descargarse de la bomba convirtiendo la velocidad en presión.

La presión de las bombas se mide en psi o en pies, donde la ecuación 2.4 permite la el cálculo de una unidad a otra. La figura 2.34 muestra sus partes básicas.

FIGURA 2.34 COMPONENTES BÁSICOS DE UNA BOMBA CENTRÍFUGA



Fuente: www.aiqu.org.uy, 2014
Elaboración: Bolívar Pozo

En toda bomba centrífuga el ingreso del fluido se da por el centro, y la descarga es tangencial.

La carga producida por la bomba es la altura vertical sobre la cual una bomba hace subir el fluido antes de consumir toda su energía. Sin embargo, la energía de la bomba no solo se consume en elevar el fluido hasta cierta altura, sino, en vencer la fricción o resistencia al flujo que se da en las tuberías (pérdida de carga distribuida) y en los accesorios (pérdida de carga localizada) por los que se desplaza el fluido. La pérdida de carga total es la suma de las pérdidas de carga distribuida y localizada. Por ejemplo, si un desarenador requiere 74 pies de carga para su funcionamiento y la altura de aspiración vertical hasta el desarenador es de 15 pies, la pérdida de fricción en tuberías y accesorios es de 6 pies, entonces, el total de pies requeridos es de 95 pies de carga, donde se requiere 21 pies de carga para desplazar el fluido hasta el desarenador.

2.4.1 EROSIÓN, CORROSIÓN Y CAVITACIÓN

Muchas veces se confunde los tres términos cuando se refiere a daños en el rotor o en las paredes internas de la voluta; es importante saberlos diferenciar para determinar la causa del daño y la forma de corregir los parámetros de operación con el fin de evitar las consecuencias de estos tres fenómenos.

Erosión, es el producto de la acción de las partículas sólidas en suspensión que se desplazan con gran velocidad.

Corrosión, es el desgaste del material por incompatibilidad del material con el líquido, lo que produce una reacción química destructiva.

En las bombas centrífugas ocurren inevitablemente efectos inesperados en el líquido, es decir, presiones reducidas debido a la propia naturaleza del flujo o por el movimiento impreso por las piezas móviles hacia el fluido. Si la presión absoluta baja hasta alcanzar la presión de vapor o tensión de vapor del líquido a la temperatura en que éste se encuentra, se inicia un proceso de vaporización del mismo. Inicialmente, en las áreas más diversas, se forman pequeñas bolsas, burbujas o cavidades (de ahí el nombre de cavitación) dentro de las cuales el

líquido se vaporiza. Luego, es conducido por el flujo líquido, producido por el órgano propulsor, y con gran velocidad llega a las regiones de alta presión donde se procesa o se colapsa con la condensación del vapor para luego retornar al estado líquido. Las burbujas que contienen vapor de líquido parecen ser originadas en pequeñas cavidades de las paredes del material o en torno de pequeñas impurezas contenidas en el líquido, en general próximas a las superficies, conocidas como núcleos de vaporización o de cavitación cuya naturaleza constituye objeto de investigaciones interesantes e importantes. Por consiguiente, cuando la presión reinante del líquido se torna mayor que la presión interna de la burbuja de vapor las dimensiones del mismo se reducen bruscamente, ocurriendo así un colapso y provocando el desplazamiento del líquido circundante para su interior, generando así una presión de inercia considerable. Las partículas formadas por la condensación chocan muy rápidamente unas con otras así como cuando se encuentran con alguna superficie que se interpongan con su desplazamiento. Las superficies metálicas donde chocan las diminutas partículas resultantes de la condensación son sometidas a una acción de fuerzas complejas originadas de la energía liberada por esas partículas, que producen golpes separando los elementos del material con menor cohesión y formando pequeños orificios que, con la prolongación del fenómeno, dan a la superficie un aspecto esponjoso, corroído. Es la erosión por cavitación. El desgaste puede tomar proporciones tales que pedazos de materiales pueden desgarrarse de las piezas. Cada burbuja de vapor así formada, tiene un ciclo entre el crecimiento y el colapso del orden de unas pocas milésimo de segundo produciendo altísimas presiones que afectan en forma concentrada la zona afectada. Para tener una idea de ese proceso algunos investigadores mencionan que este ciclo se repite en una frecuencia que puede alcanzar el orden de 25.000 burbujas por segundo y que la presión probablemente transmitida a las superficies metálicas adyacente al centro del colapso de las burbujas puede alcanzar un valor de 1000 atm., y teniendo en cuenta el carácter cíclico del fenómeno, las acciones mecánicas repetidas en la misma región metálica ocasionan un aumento local de la temperatura de hasta 800 °C. ²⁵

²⁵ KSB Manual de Selección y Aplicación de Bombas Centrífugas (2002). Módulo 4, página 106

2.4.2 CARGA DE SUCCIÓN NETA POSITIVA (NPSH)

Con el fin de caracterizar las condiciones de una buena “aspiración”, se introdujo en la terminología de las estaciones de bombeo el término NPSH. Este concepto representa la disponibilidad de energía con la que el líquido entra en el flange de succión de la bomba.

2.4.2.1 NPSH Disponible

La carga de aspiración neta disponible es una característica de la instalación en la que opera la bomba, y de la presión disponible del líquido en el lado de succión de la bomba. Depende de la presión atmosférica, altura del lodo sobre el eje de la bomba y la carga de fricción de la tubería de aspiración. La ecuación 2.6 permite el cálculo de la carga de aspiración neta disponible.

$$NPSH_{disp} = H_a + H_e + H_f + H_{vp} \quad (2.6)$$

Donde:

$NPSH_{disp}$: Carga de aspiración neta disponible

H_a : Carga atmosférica

H_e : Carga de altura (Bomba a superficie de lodo)

H_f : Carga de fricción (Pérdida por fricción en la aspiración)

H_{vp} : Presión de vapor del lodo a la temperatura de bombeo

2.4.2.2 NPSH Requerido

La mayoría de las curvas características de las bombas incluyen la curva de NPSH requerido en función del caudal. Esta curva es una característica propia de la bomba y en rigor puede ser obtenida solamente en forma experimental en los bancos de prueba de los fabricantes.

La expresión NPSH representa la energía como altura absoluta de líquido en la succión de la bomba por encima de presión de vapor de este líquido, a la temperatura de bombeo, referida a la línea de centro de la bomba. Por consiguiente, el fin práctico del NPSH es el de poner limitaciones a las

condiciones de succión de la bomba, de modo de mantener la presión en la entrada del rodete por sobre la presión de vapor del líquido bombeado. La presión más baja ocurre en la entrada del rodete, por consiguiente, si mantenemos la presión en la entrada del rodete por sobre la presión de vapor no tendremos vaporización en la entrada de la bomba y evitaremos así el fenómeno de la cavitación. El fabricante define, de esta manera, las limitaciones de succión de una bomba mediante la curva de NPSH requerido.

Para la definición del NPSH requerido por una bomba se utiliza como criterio la caída en un 3% de la altura manométrica para un determinado caudal. Este criterio es adoptado por el Hydraulic Institute Standards y el American Petroleum Institute (API 610).

Toda vez que la energía disponible iguale o exceda los valores de NPSH requerido, no habrá vaporización del líquido, lo que evitará la cavitación y las respectivas consecuencias; de esta manera, la bomba debe seleccionarse observando que NPSH disponible sea mayor o igual al NPSH requerido. El valor del NPSH es el valor de NPSH disponible menos el valor de NPSH requerido, debiendo la diferencia ser por ende positiva.

2.4.3 FACTORES QUE MODIFICAN EL NPSH

Mientras mayor es el valor del NPSH disponible en una instalación, menos será el riesgo que la bomba entre en régimen de cavitación. Para obtener valores elevados de NPSH disponibles, debemos considerar los siguientes criterios:

- Reducir la altura geométrica de succión negativa o aumentar la altura geométrica de succión positiva.
- Minimizar las pérdidas de carga en la succión. Se recomienda usar tuberías cortas.
- Verificar el valor de la presión atmosférica local.
- La temperatura de bombeo tiene influencia sobre la viscosidad, presión de vapor, peso específico, etc.

- Eventualmente, una misma instalación puede trabajar con más de un tipo de líquido. Es necesario verificar el caso crítico analizando las características de cada producto.
- Cambiar el caudal de operación, implica alterar la pérdida de carga de succión.
- Variando la presión en el depósito de succión, se altera el NPSH disponible.

Mientras que, como se busca disminuir el valor del NPSH requerido se pueden usar los siguientes procedimientos:

- Reduciendo la pérdida de carga en la entrada de la bomba, a través del diseño en forma hidrodinámica y cuidando el grado de acabado del maquinado.
- Reducción de las velocidades absolutas y relativas en la entrada del rodete (rotor).
- Variando la rotación, pues el NPSH requerido varía con el cuadrado de la rotación.
- Uso de un inductor. El inductor es un rodete auxiliar al principal ubicado al frente del mismo.

2.4.4 POTENCIA CONSUMIDA POR UNA BOMBA

2.4.4.1 Potencia Hidráulica

El trabajo útil realizado por una bomba centrífuga es naturalmente el producto del peso del líquido movido por la altura desarrollada. Si consideramos este trabajo por unidad de tiempo, tendremos la potencia hidráulica.

2.4.4.2 Potencia Consumida por la Bomba

Para calcular la potencia consumida por la bomba, basta con utilizar el rendimiento de la bomba, porque la potencia hidráulica no es igual a la potencia consumida, ya que existen pérdidas debidas al roce en el propio motor, en la bomba, etc.

El rendimiento de la bomba es la relación entre la potencia hidráulica y la potencia consumida; así, la potencia consumida por la bomba se expresa por la ecuación 2.7.

$$P_{cb} = \frac{Q_f \times HH \times SG}{3960 \times \eta} \quad (2.7)$$

Donde:

P_{cb} : Potencia consumida por la bomba [hp]

Q_f : Caudal del fluido [gal/min]

HH: carga hidrostática [pies]

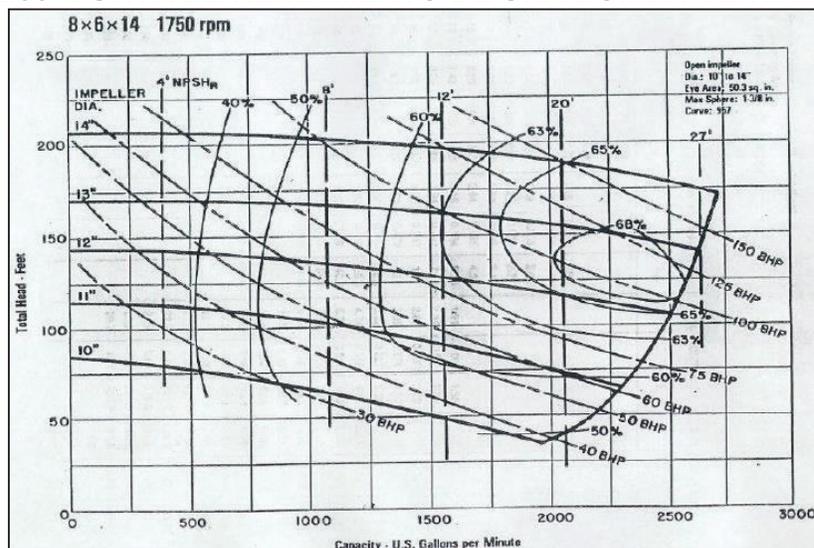
SG: Gravedad específica

η : Rendimiento de la bomba

2.4.5 CURVAS DE RENDIMIENTO O DESEMPEÑO DE LAS BOMBAS

Las curvas de rendimiento o desempeño de las bombas son representaciones gráficas que muestran el funcionamiento de la bomba centrífuga, obtenida a través de las experiencias del fabricante, quienes diseñan las bombas para vencer diversas alturas manométricas con diversos caudales, verificando también la potencia absorbida y la eficiencia de la bomba, como muestra la figura 2.35.

FIGURA 2.35 CURVA DE RENDIMIENTO DE UNA BOMBA CENTRÍFUGA



Fuente: Curso de Control de Sólidos Mi Swaco, 2004

Elaboración: Mi Swaco

2.4.6 SELECCIÓN DEL TAMAÑO DE LA BOMBA

Para un eficiente funcionamiento de los dispositivos de control de sólidos, la bomba centrífuga con la que operan debe ser cuidadosamente seleccionada, para lo cual se usan los siguientes criterios:

- 1) Conocer el límite de capacidad de la bomba, como se muestra en la tabla 2.7.

TABLA 2.7
LÍMITE DE CAPACIDAD LAS BOMBAS CENTRÍFUGAS

TAMAÑO DE LA BOMBA	CAUDAL MÁXIMO (gal/min)
2x3	450
3x4	750
4x5	1100
5x6	1600
5x6 Magnum	1800
6x8	1600
6x8 Magnum	2400

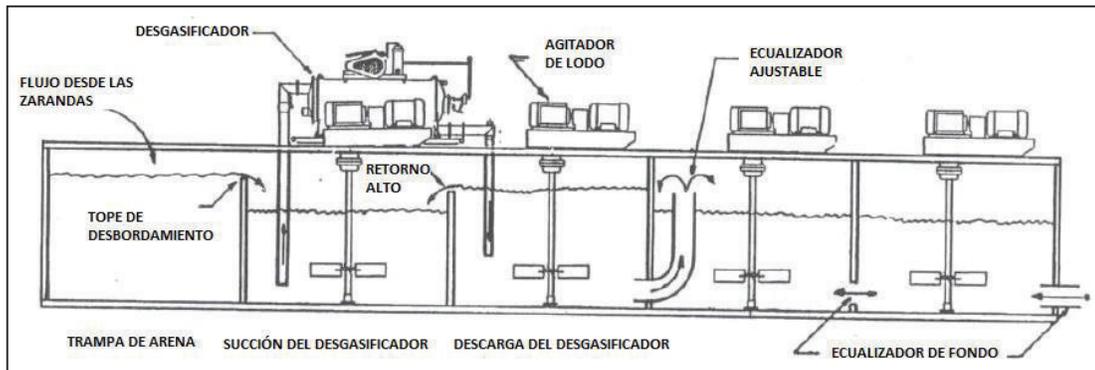
Fuente: Curso de Control de Sólidos Mi Swaco, 2004

Elaboración: Mi Swaco

- 2) Leer de la curva de desempeño de la bomba, la potencia requerida para el agua. El valor para otros fluidos diferentes al agua es el producto del valor de la lectura de la potencia requerida en la gráfica por la gravedad específica del líquido.
- 3) La potencia de la bomba se determina mediante la ecuación 2.7, donde el rendimiento se obtiene de las curvas de desempeño, en caso de no contar con las mismas se usará el valor de 0,75 para el rendimiento.

2.5 SISTEMA DE ECUALIZACIÓN Y AGITADORES

Las líneas de ecualización son requeridas entre los compartimientos y cada uno de los tanques del sistema activo. Permiten el flujo constante de los fluidos, permitiendo el nivel constante en los tanques y compartimientos. La completa ecualización a través de todo el sistema mantendrá constante los niveles en los tanques, eliminando la posibilidad de niveles bajos en la succión que puedan causar cavitación en las bombas centrífugas. La figura 2.36 muestra la ecualización entre los tanques y compartimientos del sistema activo.

FIGURA 2.36 ECUALIZACIÓN DE LOS TANQUES DEL SISTEMA ACTIVO

Fuente: Curso de Control de Sólidos Mi Swaco, 2004

Elaboración: Mi Swaco

La ecualización a la salida de los diferentes equipos de control de sólidos debe ser:

- Salida de la trampa de arena: alto
- Desgasificador: alto
- Desarenador: bajo
- Desarcillador: bajo
- Centrífugas: alto (ajustable)
- Mezcla – Adición: bajo
- Mezcla – Succión: bajo

Los agitadores son necesarios en todos los tanques con excepción de la trampa de arena. Permiten una uniforme suspensión de los sólidos y disminuyen el asentamiento de estos en las esquinas de los tanques. El tamaño y tipo de agitador está definido por el diseño de los tanques.

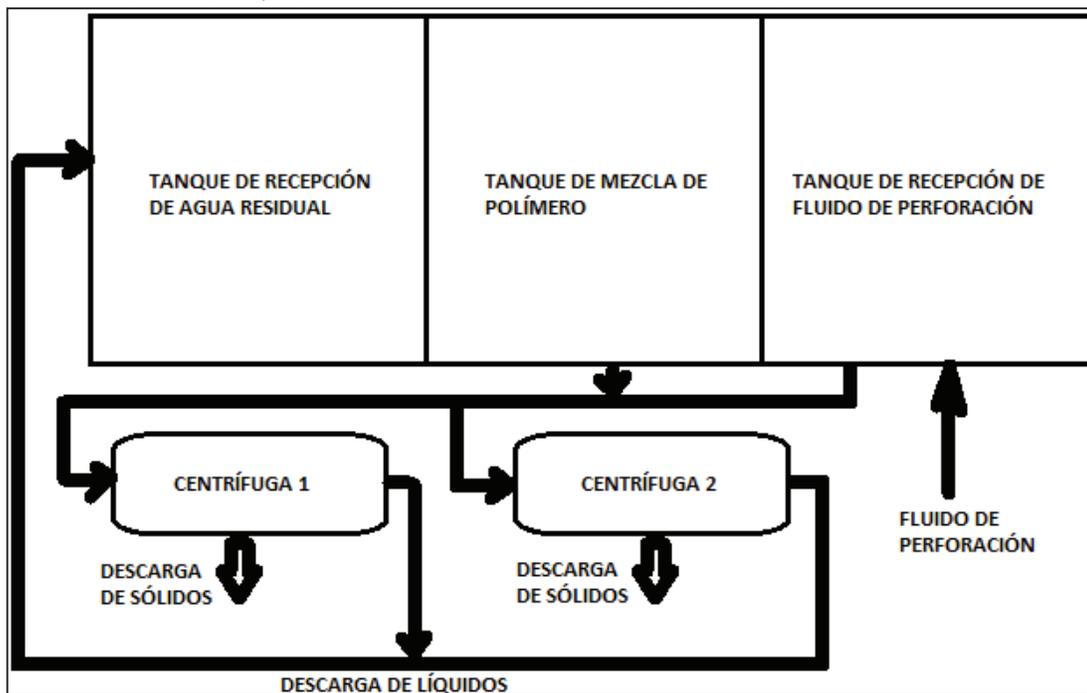
2.6 DEWATERING

El dewatering es un proceso de separación físico – química de las fases sólida y líquida de un fluido desecho. Su aplicación está en el tratamiento de volúmenes de lodo en exceso, cuando se desea destruir el fluido luego de la perforación de uno de los intervalos del pozo o cuando se ha terminado un proyecto de perforación y el lodo no puede ser usado para futuros proyectos. En el dewatering se remueven la mayoría de los sólidos coloidales de los fluidos de perforación,

dando como productos los sólidos que se dispondrán en las piscinas de disposición final, y aguas residuales que serán tratadas e inyectadas.

El proceso de dewatering o deshidratación se lleva a cabo en las “Unidades de Dewatering”, las cuales cuentan generalmente con dos centrífugas decantadoras y tres tanques. En la unidad de dewatering se llevan a cabo dos procesos básicos: MQC (Mejoramiento Químico de la Centrífuga), en este proceso el líquido es devuelto al sistema activo y lo que se busca es obtener los parámetros que el ingeniero de fluidos requiera, y el dewatering, proceso en el cual todo el fluido es desechado. La figura 2.37 muestra un esquema de la unidad de dewatering.

FIGURA 2.37 ESQUEMA DE UNA UNIDAD DE DEWATERING



Fuente: Observaciones de campo, 2014

Elaboración: Bolívar Pozo

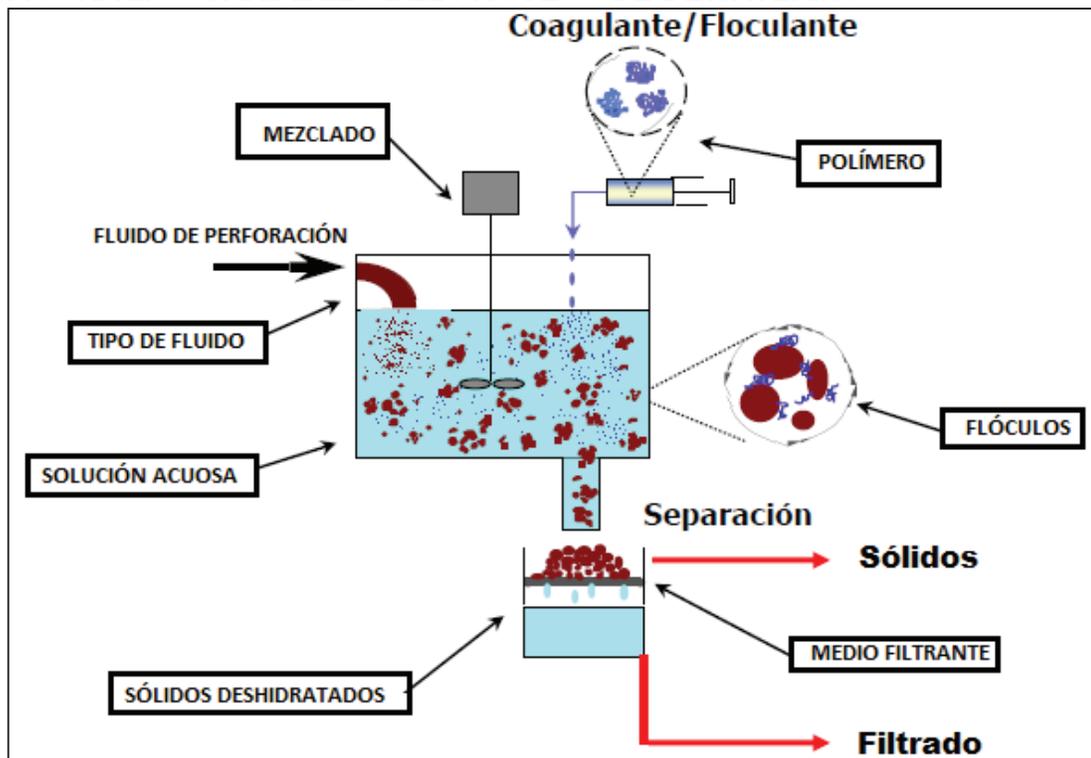
No es importante el orden de uso de los tanques, esto depende del fabricante y la empresa prestadora de servicios. En el tanque de recepción del fluido de perforación se acumula el lodo a ser deshidratado y se añade un coagulante. En el tanque de mezcla de polímero se tiene un polímero orgánico disuelto en agua. Tanto el fluido de perforación coagulado como el polímero disuelto son

bombeados hacia las centrífugas decantadoras produciéndose la mezcla de ambas sustancias en las líneas de flujo previo al ingreso del tubo de alimentación. En las centrífugas se produce la separación de los sólidos coloidales y el agua residual que son descargadas hacia los tanques de sólidos (catch tanks) y hacia el tanque de recepción de agua residual, respectivamente.

2.6.1 VARIABLES DEL PROCESO DE DEWATERING

Las variables que intervienen en la eficiencia del proceso de dewatering se muestran en la figura 2.38.

FIGURA 2.38 VARIABLES DEL PROCESO DE DEWATERING



Fuente: Dewatering y Tratamiento de Aguas Mi Swaco, 2004
Elaboración: Bolívar Pozo

2.6.1.1 Tipo de Fluido

- Tipo de carga eléctrica y densidad de carga.
- Distribución del tamaño de partículas.
- Concentración de partículas.
- Fracción de partículas solubles e insolubles.

2.6.1.2 Polímero

- Tipo de carga y densidad.
- Peso molecular.
- Distribución del peso molecular.
- Configuración estructural de la molécula.
- Estabilidad química.
- Capacidad de disolución.

2.6.1.3 Mezclado

- Intensidad.
- Efectividad de transporte.
- Velocidad.

2.6.1.4 Solución Acuosa

- Ph.
- Contenido de iones.
- Contenido de iones con alto potencial de carga.
- Contenido de compuestos orgánicos solubles.

2.6.1.5 Flóculos

- Integridad mecánica del flóculo.
- Densidad y porosidad.
- Potencial de desprendimiento de agua.
- Eficiencia de captura de partículas pequeñas.

2.6.1.6 Medio Filtrante

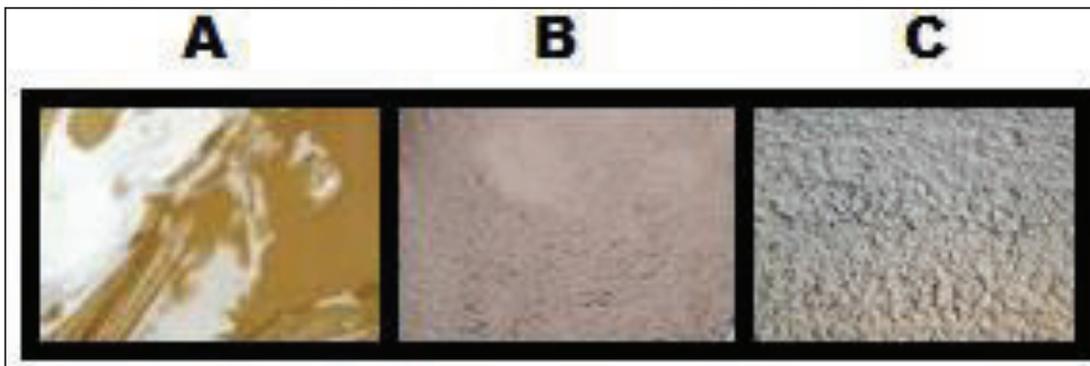
- Tipo de proceso (gravedad, presión, vacío o flotación).
- Eficiencia mecánica del equipo.
- Limpieza del medio filtrante.

2.6.1.7 Sólidos Deshidratados

- Consistencia de los sólidos
- Claridad del efluente
- Porcentaje de sólidos

Es importante que el técnico en tratamiento de aguas ensaye con diferentes dosificaciones de coagulante en un volumen determinado de fluido de perforación, hasta obtener grumos. La figura 2.39 muestra en el caso A la apariencia del fluido de perforación al ingresar a la unidad de dewatering, y, en el caso B se muestra la apariencia del fluido de perforación coagulado. Luego que se obtiene la coagulación se debe ensayar con diferentes dosificaciones de floculante. El caso C (figura 2.39) muestra el fluido floculado. El ingeniero de tratamiento de aguas debe informar al operador de la unidad de dewatering la cantidad de coagulante y floculante a usar para lograr el resultado deseado, estos valores se obtienen mediante relaciones estequiométricas entre el volumen ensayado, con el volumen de fluido de perforación que será desintegrado. Es importante la intervención del técnico de tratamiento de aguas en este proceso ya que de esto depende la calidad del agua a ser tratada en lo posterior. Un mal dewatering complica el tratamiento de aguas residuales.

FIGURA 2.39 FLUIDO DE PERFORACIÓN COAGULADO Y FLOCULADO



Fuente: www.trienxis.com, 2014
Elaboración: Bolívar Pozo

En las unidades de dewatering labora un operador y un ayudante en jornada de 12 horas. El ingeniero de sólidos se responsabiliza que las descargas sólidas estén sujetas a las normas ambientales y condiciones contractuales. El líquido resultante se bombea a los tanques verticales de 450 barriles para su posterior tratamiento a cargo del técnico en tratamiento de aguas. Las figuras 2.40 y 2.41 muestran las unidades de dewatering.

FIGURA 2.40 UNIDAD DE DEWATERING

Fuente: Tesis de Miguel Perugachi Silva UTE, 2009
Elaboración: CETAGUA

FIGURA 2.41 UNIDAD DE DEWATERING EN OPERACIONES

Fuente: Cortesía de Kevin Andagoya, 2014
Elaboración: Bolívar Pozo

CAPÍTULO 3

TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES DEL PROCESO DE DEWATERING

3.1 QUÍMICA DEL AGUA

La molécula de agua se forma de dos átomos de hidrógeno unidos a un átomo de oxígeno formando un ángulo de 105° , tomando una forma asimétrica, dipolar por la irregular distribución de las cargas eléctricas, que determina la formación de enlaces de hidrógeno. Como resultado de los enlaces de hidrógeno la atracción intermolecular es muy fuerte y la energía de liberación para formar vapor es alta.

Esta estructura particular de la molécula de agua produce alta tensión superficial y constante dieléctrica. La constante dieléctrica representa el factor por el cual hay que dividir las fuerzas entre dos partículas próximas, por ejemplo, dos iones del signo opuesto al hallarse dentro del agua, de allí se deriva su capacidad de dilución y el carácter particularmente ionizante de los medios acuosos para las sales.

La molécula de agua en contacto con una estructura cristaliza iónica, se orienta alrededor de los iones exteriores neutralizando la fuerza de atracción de los iones interiores y liberándolos del cristal, al mismo tiempo que los hidrata evitando su retorno a la red cristalina. En el agua los iones se mantienen como tales con sus cargas eléctricas dotándola de un poder conductor que no tiene en estado puro. El agua presenta un gran poder conductor de disolución no solo para sólidos iónicos sino para sustancias gaseosas y sólidos no iónicos convirtiéndose en el disolvente más universal que existe.²⁶

²⁶ Manual de Tratamiento de Aguas Brandt (2001). Página 10

3.2 PARÁMETROS DE CALIDAD DEL AGUA

Los parámetros de calidad del agua se determinan por las características y propiedades que posee para una determinada aplicación. Los parámetros de calidad del agua se pueden clasificar en cuatro grupos: físicos, químicos, biológicos y radiológicos.

3.2.1 PARÁMETROS FÍSICOS

3.2.1.1 Sabor y Olor

Las mediciones de color y olor son organolépticas, es decir, se perciben con los sentidos, por lo que los valores son cualitativos y subjetivos, no existen instrumentos de medición para determinarlos cuantitativamente.

Generalmente los olores se deben a los gases liberados por la descomposición de la materia orgánica. Las aguas residuales industriales pueden contener compuestos olorosos en sí mismos, o compuestos con tendencia a producir olores durante los diferentes procesos de tratamiento.

3.2.1.2 Color

El agua es un líquido incoloro, los colores que toma depende del tipo de sustancia que esté disuelta o material suspendido. El color causado por sólidos suspendidos se conoce como color aparente, mientras que el color que se da por partículas disueltas se conoce como color verdadero y se conoce luego de filtrar la muestra.

En las aguas residuales el color se debe a los iones metálicos (hierro y magnesio), lodo, arcillas, plancton, vegetales en descomposición, productos químicos descargados (lignitos y lignosulfatos), etc. El color gris, gris oscuro o negro puede deberse a la formación de sulfuros metálicos por reacción del sulfuro liberado en condiciones anaerobias con los metales presentes en el agua residual.

El color de la muestra previamente filtrada es determinado mediante el paso de un haz luminoso a una longitud de onda definida a través de la muestra, en un

equipo conocido como espectrofotómetro. La figura 3.1 muestra un espectrofotómetro.

FIGURA 3.1 ESPECTROFOTÓMETRO



Fuente: www.andia.co, 2014
Elaboración: Bolívar Pozo

En el envase de vidrio (celda) se vierte agua destilada hasta la marca (10 mL); en el espectrofotómetro se selecciona la propiedad a medir; se coloca la celda dentro de la cavidad que halla al desplazar la tapa; se selecciona “cero” para que el equipo quede listo para la medición; se vacía la celda y se vierte el fluido a leer en ella; se ingresa la celda al espectrofotómetro y se selecciona “medir” para obtener la lectura del parámetro deseado.

3.2.1.3 Turbidez

Es la propiedad óptica que origina que la luz se disperse y absorba, en vez de transmitirse en línea recta a través de la muestra.

La materia en suspensión como arcilla, materia orgánica e inorgánica finamente divididas, compuestos orgánicos solubles coloreados, microorganismos y partículas ópticamente negras como el carbón activado causan turbidez en el agua.

3.2.1.4 Conductividad

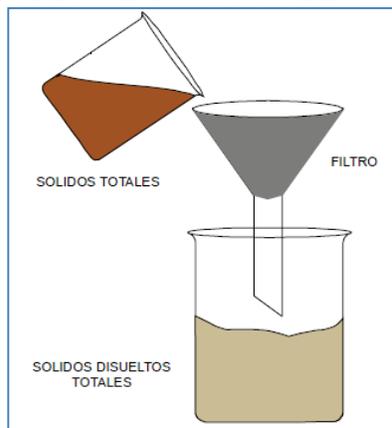
Es la medida de la capacidad del agua para conducir electricidad. Es indicativo de la materia ionizable total presente en el agua. La conductividad depende de la presencia de iones y de su concentración total, de su movilidad, valencia y concentraciones relativas, así como de la temperatura de medición. En aguas residuales industriales la conductividad se genera por la presencia de sales minerales presentes como: el cloruro de sodio, sulfato de magnesio, carbonatos y bicarbonatos de calcio, etc., salmueras y productos químicos empleados en los fluidos de perforación. ²⁷

La medición puede hacerse in situ con un equipo portátil, generalmente un multiparámetro. La unidad de medida de la conductividad generalmente está dada en microsiemens por metro donde: $1\mu S/m = 10\mu ohms/cm$.

3.2.1.5 Sólidos Totales

Son los materiales suspendidos o disueltos en aguas limpias o residuales. Los sólidos totales son los que quedan en el recipiente luego de la evaporación de una muestra. Los sólidos totales incluyen los sólidos totales suspendidos (retenidos por un filtro), y los sólidos disueltos totales. La figura 3.2 muestra la filtración de sólidos totales.

FIGURA 3.2 FILTRACIÓN DE SÓLIDOS TOTALES



Fuente: Manual de Tratamiento de Aguas Brandt, 2001
Elaboración: Brandt

Los sólidos totales se deben a la presencia de materia orgánica, sales disueltas, arcillas, compuestos disueltos, etc. La evaluación de los sólidos suspendidos es importante en el control de procesos de tratamiento de aguas residuales ya que estos taponan los poros de las areniscas en la que se inyecta el agua tratada y se les atribuye daños en las bombas. La medición se la hace con el espectrofotómetro.

3.2.2 PARÁMETROS QUÍMICOS

3.2.2.1 Potencial de Hidrógeno (pH)

El pH es una medida de las concentraciones de iones de hidrógeno e hidroxilo, y se define como: $pH = -\log[H^+]$

En el equilibrio encontramos 10^{-7} moles/L de H^+ por lo que al reemplazar este valor en la ecuación de pH se obtiene 7, es decir en el equilibrio el $pH=7$. Valores mayores de pH indican que el fluido es alcalino (básico), mientras que valores menores de 7 indican que el fluido es ácido.

La medición del pH se lo hace con el método colorimétrico, el cual emplea indicadores que exhiben diferentes colores de acuerdo con el pH de una solución; otro método usado es el electrométrico, el cual mide el potencial de un electrodo sensitivo a pH con referencia a un electrodo estándar. La figura 3.3 muestra los equipos de medición de pH.

FIGURA 3.3 EQUIPOS DE MEDICIÓN DE pH



Fuente: www.coleparmer.com, 2014
Elaboración: Bolívar Pozo

3.2.2.2 Dureza

La dureza representa la suma de las concentraciones de los iones de calcio y magnesio, ambos expresados como carbonato de calcio.

La dureza se origina por el contacto del agua con el suelo de formación rocosa y en áreas donde la capa del suelo es gruesa y hay calizas presentes. Durante el tratamiento de aguas residuales se debe controlar la adición de cal hidratada para el ajuste de pH, ya que esta hace aumentar los valores obtenidos en la dureza. La dureza provoca incrustaciones en los equipos de contención y conducción de agua caliente, estas incrustaciones forman escala que llega incluso a tapar completamente los conductos.

3.2.2.3 Alcalinidad

Es una medida de la capacidad del agua para neutralizar ácidos y constituye la suma de todas las bases titulables. Contribuyen a la alcalinidad principalmente los iones de bicarbonato, carbonato, y oxhidrilo, pero también fosfatos, ácido silícico u otros ácidos de carácter débil.

3.2.2.4 Cloruros

El ión cloruro es uno de los aniones mayormente encontrados en aguas residuales. Altas concentraciones de cloruros afecta estructuras metálicas generando corrosión. Para determinar los cloruros presentes se usa el espectrofotómetro.

3.2.2.5 Cloro Residual

El cloro aplicado al agua en su forma molecular o de hipoclorito sufre una hidrólisis inicial para producir cloro libre consistente en cloro molecular acuoso, ácido hipocloroso e ión hipoclorito. El cloro libre reacciona con el agua para formar ácido clorhídrico e hipocloroso, generando finalmente hipoclorito, esto ejerce una fuerte acción bactericida.

3.2.2.6 Oxígeno Disuelto

Los niveles de oxígeno disuelto en aguas dependen de la actividad física, química y bioquímica del sistema de aguas. El oxígeno disuelto (OD) aumenta su concentración en el tratamiento de aguas por la agitación y aireación. El oxígeno disuelto es necesario para la respiración de microorganismos aeróbicos así como para otras formas de vida. El oxígeno disuelto se determina con el espectrofotómetro.

3.2.2.7 Sulfatos

El ión sulfato se distribuye ampliamente en la naturaleza correspondiente a sales moderadamente solubles a muy solubles. Existen compuestos orgánicos que contienen azufre y durante el tratamiento ocurre la oxidación completa que conduce a liberar el azufre como ión sulfato. La oxidación de la pirita y otros minerales contenidos en el suelo aportan grandes cantidades de sulfatos. Los sulfatos influyen en el olor y la corrosión de las tuberías.

La concentración de sulfatos se determina en una muestra determinada de agua añadiendo un producto comercial, como el SulfaVer 4, y se ingresa la celda en el espectrofotómetro.

3.2.2.8 Nitratos

El nitrato es uno de los estados de oxidación del nitrógeno encontrándose en aguas normales hasta en 10 ppm. En aguas industriales se pueden conseguir concentraciones mucho mayores. Los nitratos se aportan por algunos productos para controlar el filtrado de perforación.

3.2.3 PARÁMETROS INDICATIVOS DE CONTAMINACIÓN ORGÁNICA

3.2.3.1 Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO)

Es la cantidad de oxígeno consumido en la eliminación de materia orgánica del agua, mediante procesos biológicos aerobios. La velocidad a la que se lleva a cabo las reacciones oxidativas de la DBO está regida por la población de

microorganismos y la temperatura. Esta se realiza generalmente en dos etapas: inicialmente los microorganismos utilizan la materia orgánica para obtener energía y para su crecimiento (sintetización), y otra etapa de utilización de oxígeno en el crecimiento de nuevas bacterias. A una mayor cantidad de materia orgánica vertida a un cuerpo de aguas, mayor será la necesidad de oxígeno para su descomposición.

3.2.3.2 Demanda Química de Oxígeno

Mide la capacidad de consumo de un oxidante químico, dicromato o permanganato, por parte de la materia oxidable contenida en el agua. Indica el contenido de materias orgánicas oxidables y otras sustancias reductoras como el Fe^{++} y el NH_4^+ .

3.2.3.3 Fenoles

Los fenoles incluyen una mezcla de derivados de fenol, como orto, meta y parasustituidos o por un grupo alquílico, aldehído, arílico, nitro, fenilo, nitroso y ácido sulfónico.

Este tipo de compuestos pueden estar presentes en aguas naturales, en suministro de agua potable, aguas residuales domésticas e industriales, principalmente en la industria de refinación de petróleo, papel, acero, y de materiales plásticos y sintéticos. El aumento en los fenoles se debe a la degradación de algunos compuestos del lodo (lignitos, soltex, etc.).

3.2.4 PARÁMETROS BACTERIOLÓGICOS

La bacteria *Escherichia coli*, y el grupo de coliforme en su conjunto, son los organismos más comunes utilizados como indicadores de la concentración fecal. Las bacterias son microorganismos de forma cilíndrica capaces de fermentar la lactosa y la glucosa. Otros organismos como indicadores de contaminación son los estreptococos fecales y los clostridios. Estos últimos son microorganismos anaerobios formadores de esporas.

3.2.5 METALES PESADOS

Los efectos de los metales pesados en aguas para consumo y residuales pueden ser beneficiosos, tóxicos o simplemente molestos. Algunos metales resultan esenciales mientras que otros resultan perjudiciales a los sistemas de tratamiento de aguas. Los metales que en mayor concentración se hallan en aguas residuales son:

3.2.5.1 Arsénico

El arsénico en concentraciones de 100 mg/L puede ocasionar envenenamientos o causar efectos crónicos por su acumulación en el cuerpo. También se le atribuyen propiedades cancerígenas.

Este metal puede encontrarse en el agua como resultado de una disolución de minerales, descargas industriales o aplicación de insecticidas.

El método usado en su determinación es el de la espectrometría de absorción atómica (EAA) de hidruros que transforma el arsénico en hidruro y emplea una llama de argón-hidrógeno.

3.2.5.2 Bario

El bario en concentraciones mayores de 550 mg/L se considera letal para los seres vivos. Su ingestión, inhalación, o absorción produce afecciones al corazón, vasos sanguíneos y nervios. A pesar de ser un metal que se encuentra abundantemente en la naturaleza (es el decimosexto elemento en orden de abundancia), en el agua solo se encuentra en trazas, pero en aguas residuales del dewatering del fluido de perforación se hallan en mayor valor.

La determinación de la concentración de Bario se obtiene en el espectrofotómetro luego de aportar al agua un producto comercial como el BariVer 4.

3.2.5.3 Cadmio

El cadmio es altamente tóxico y puede causar alteraciones en algunas arterias, produce también cánceres en animales de laboratorio que han sido relacionados epidemiológicamente con ciertos cánceres humanos.

Las concentraciones de cadmio pueden llegar hasta las aguas a través de vertidos industriales o por deterioros de tubería galvanizada.

3.2.5.4 Cromo

En los procesos industriales se utilizan muchas sales de cromo que pueden llegar hasta las aguas naturales a través de las descargas industriales. El cromo puede encontrarse en las aguas en forma hexavalente o trivalente, aunque la forma trivalente raramente aparece en el agua potable. La forma hexavalente es la forma más tóxica para la vida acuática ya que su toxicidad varía con el pH.

3.2.5.5 Cobre

El cobre es usado en los sistemas de suministro de agua para el control de crecimientos biológicos en depósitos y tuberías de distribución. La corrosión de las aleaciones que contienen cobre en accesorios de tuberías puede aumentar las concentraciones de cobre en el agua de un sistema de conducción.

Sin embargo, el cobre es esencial para los seres humanos: se ha determinado en 2.0 mg la necesidad diaria de cobre para una persona adulta.

3.2.5.6 Mercurio

El mercurio se encuentra distribuido en rocas y suelos, en tejidos de plantas y animales en concentraciones de 1.0 mg/L y 2.0 mg/L. En la atmósfera está presente en el vapor y en forma de partículas, sin embargo las cantidades son bastante bajas. El mercurio de una u otra forma invade el cuerpo humano por medio de los tejidos, la piel o la ingestión de comida.

3.2.5.7 Plata

Concentraciones de 0.4 a 1 mg/L pueden ocasionar cambios patológicos en los riñones e hígado. Causa efectos tóxicos sobre peces de agua dulce aún en concentraciones de 0.17 µg/L. Cantidades relativamente pequeñas de plata actúan como bactericidas y se aplican limitadamente en la desinfección de aguas de piscinas.

3.2.5.8 Plomo

El plomo es un metal tóxico que se acumula en el cuerpo humano. Las aguas naturales pueden llegar a tener hasta 20 µg/L., generados por descargas de industrias, minas o fundidoras. Altas concentraciones de plomo producen síntomas anómalos en los tejidos, intestinos y aparato respiratorio. Cuando el plomo se absorbe, la mayor parte se libera rápidamente por combinaciones orgánicas, solo una baja fracción se acumula.

3.2.5.9 Zinc

Es un elemento esencial y beneficioso para el crecimiento humano. Concentraciones por encima de 5 mg/L pueden ser causa de un sabor amargo y de opalescencia en aguas alcalinas. El zinc está presente en las aguas por el deterioro del hierro galvanizado y dezincado del latón o por contaminación de residuos industriales.

3.3 REGLAMENTO AMBIENTAL PARA LAS OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS EN EL ECUADOR (RAOHE)

El Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (RAOHE), conocido también como el Decreto Ejecutivo 1215, fue expedido en el Gobierno del Doctor Gustavo Noboa Bejarano y publicado en el Registro Oficial No. 265 del 13 de Febrero de 2001. Contempla una serie de principios que regulan todas las actividades relacionadas con el sector hidrocarburífero en nuestro país. Los capítulos que contempla el RAOHE son:

- CAPÍTULO I: Jurisdicción y Competencia.
- CAPÍTULO II : Programa y Presupuestos Ambientales.
- CAPÍTULO III: Disposiciones Generales.
- CAPÍTULO IV: Estudios Ambientales.
- CAPÍTULO V: Prospección Geofísica u otras.
- CAPÍTULO VI: Perforación Exploratoria y de Avanzada.
- CAPÍTULO VII: Desarrollo y Producción.
- CAPÍTULO VIII: Industrialización.
- CAPÍTULO IX: Almacenamiento y Transporte de Hidrocarburos y sus Derivados.
- CAPÍTULO X: Comercialización y Venta de Derivados de Petróleo Producidos en el País e Importados.
- CAPÍTULO XI: Obras Civiles.
- CAPÍTULO XII: Límites Permisibles.
- CAPÍTULO XIII: Vigilancia y Monitoreo Ambiental.
- CAPÍTULO XIV: De las Sanciones y Denuncias.

El CAPÍTULO III, Art. 24, dice: **“Manejo de productos y sustitución de productos químicos convencionales.-** Para el manejo y almacenamiento de productos químicos se cumplirá con lo siguiente:

- a) Instruir y capacitar al personal sobre el manejo de productos químicos, sus potenciales efectos ambientales así como señales de seguridad correspondientes, de acuerdo a normas de seguridad industrial;
- b) Los sitios de almacenamiento de productos químicos serán ubicados en áreas no inundables y cumplirán con los requerimientos específicos de almacenamiento para cada clase de productos;
- c) Para el transporte, almacenamiento y manejo de productos químicos peligrosos, se cumplirá con las respectivas normas vigentes en el país y se manejarán adecuadamente las hojas técnicas de seguridad (material safety data sheet) que deben ser entregadas por los fabricantes para cada producto;

- d) En todas las actividades hidrocarburíferas se utilizarán productos naturales y/o biodegradables, entre otros los siguientes: desengrasantes, limpiadores, detergentes y desodorizantes domésticos e industriales, digestores de desechos tóxicos y de hidrocarburos provenientes de derrames; inhibidores parafínicos, insecticidas, abonos y fertilizantes, al menos que existan justificaciones técnicas y/o económicas debidamente sustentadas; y,
- e) En todas las operaciones hidrocarburíferas y actividades relacionadas con las mismas se aplicarán estrategias de reducción del uso de productos químicos en cuanto a cantidades en general y productos peligrosos especialmente, las cuales se identificarán detalladamente en el Plan de Manejo Ambiental.”

El CAPÍTULO III, Art. 26, dice: “**Seguridad e higiene industrial.**– Es responsabilidad de los sujetos de control, el cumplimiento de las normas nacionales de seguridad e higiene industrial, las normas técnicas INEN, sus regulaciones internas y demás normas vigentes con relación al manejo y la gestión ambiental, la seguridad e higiene industrial y la salud ocupacional, cuya inobservancia pudiese afectar al medio ambiente y a la seguridad y salud de los trabajadores que prestan sus servicios, sea directamente o por intermedio de subcontratistas en las actividades hidrocarburíferas contempladas en este Reglamento.

Es de su responsabilidad el cumplimiento cabal de todas las normas referidas, aún si las actividades se ejecutan mediante relación contractual con terceros.

Toda instalación industrial dispondrá de personal profesional capacitado para seguridad industrial y salud ocupacional, así como de programas de capacitación a todo el personal de la empresa acorde con las funciones que desempeña.”

El CAPÍTULO III, Art. 28, dice: “**Manejo de desechos en general:**

- a) **Reducción de desechos en la fuente.**– Los Planes de Manejo Ambiental deberán incorporar específicamente las políticas y prácticas para la reducción en la fuente de cada una de las categorías de los desechos descritos en la Tabla No. 8 del Anexo 2 de este Reglamento;

- b) **Clasificación.-** Los desechos constantes en la Tabla No. 8 del Anexo 2 de este Reglamento serán clasificados, tratados, reciclados o reutilizados y dispuestos de acuerdo a normas ambientales y conforme al Plan de Manejo Ambiental;
- c) **Disposición.-** Se prohíbe la disposición no controlada de cualquier tipo de desecho. Los sitios de disposición de desechos, tales como rellenos sanitarios y piscinas de disposición final, contarán con un sistema adecuado de canales para el control de lixiviados, así como tratamiento y monitoreo de éstos previo a su descarga; y,
- d) **Registros y documentación.-** En todas las instalaciones y actividades hidrocarburíferas se llevarán registros sobre la clasificación de desechos, volúmenes y/o cantidades generados y la forma de tratamiento y/o disposición para cada clase de desechos conforme a la Tabla No. 8 del Anexo 2 de este Reglamento. Un resumen de dicha documentación se presentará en el Informe Anual Ambiental.”

El CAPÍTULO III, Art. 29, literales a), b) y c), dice: “**Manejo y tratamiento de descargas líquidas.-** Toda instalación, incluyendo centros de distribución, sean nuevos o remodelados, así como las plataformas off-shore, deberán contar con un sistema convenientemente segregado de drenaje, de forma que se realice un tratamiento específico por separado de aguas lluvias y de escorrentías, aguas grises y negras y efluentes residuales para garantizar su adecuada disposición. Deberán disponer de separadores agua-aceite o separadores API ubicados estratégicamente y piscinas de recolección, para contener y tratar cualquier derrame así como para tratar las aguas contaminadas que salen de los servicios de lavado, lubricación y cambio de aceites, y evitar la contaminación del ambiente. En las plataformas off-shore, el sistema de drenaje de cubierta contará en cada piso con válvulas que permitirán controlar eventuales derrames en la cubierta y evitar que estos se descarguen al ambiente. Se deberá dar mantenimiento permanente a los canales de drenaje y separadores.

- a) **Desechos líquidos industriales, aguas de producción, descargas líquidas y aguas de formación.-** Toda estación de producción y demás instalaciones

industriales dispondrán de un sistema de tratamiento de fluidos resultantes de los procesos.

No se descargará el agua de formación a cuerpos de agua mientras no cumpla con los límites permisibles constantes en la Tabla No. 4 del Anexo 2 de este Reglamento;

- b) **Disposición.**- Todo efluente líquido, proveniente de las diferentes fases de operación, que deba ser descargado al entorno, deberá cumplir antes de la descarga con los límites permisibles establecidos en la Tabla No. 4 del Anexo 2 de este Reglamento.

Los desechos líquidos, las aguas de producción y las aguas de formación deberán ser tratadas y podrán ser inyectadas y dispuestas, conforme lo establecido en el literal c) de este mismo artículo, siempre que se cuente con el estudio de la formación receptora aprobado por la Dirección Nacional de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas en coordinación con la Subsecretaría de Protección Ambiental del mismo Ministerio.

Si estos fluidos se dispusieren en otra forma que no sea a cuerpos de agua ni mediante inyección, en el Plan de Manejo Ambiental se establecerán los métodos, alternativas y técnicas que se utilizarán para su disposición con indicación de su justificación técnica y ambiental; los parámetros a cumplir serán los aprobados en el Plan de Manejo Ambiental;

- c) **Reinyección de aguas y desechos líquidos.**- Cualquier empresa para disponer de desechos líquidos por medio de inyección en una formación porosa tradicionalmente no productora de petróleo, gas o recursos geotérmicos, deberá contar con el estudio aprobado por la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas que identifique la formación receptora y demuestre técnicamente:

c.1) que la formación receptora está separada de formaciones de agua dulce por estratos impermeables que brindarán adecuada protección a estas formaciones;

c.2) que el uso de tal formación no pondrá en peligro capas de agua dulce en el área;

- c.3) que las formaciones a ser usadas para la disposición no contienen agua dulce; y,
- c.4) que la formación seleccionada no es fuente de agua dulce para consumo humano ni riego, esto es que contenga sólidos totales disueltos mayor a 5,000 (cinco mil) ppm.

El indicado estudio deberá incorporarse al respectivo Plan de Manejo Ambiental;”

El CAPÍTULO VI, Art. 52, literal d.2, numerales 2.1 y 2.2, dice: **“Del tratamiento y disposición final de fluidos y rípios de perforación.-**

- 2.1. Todo sitio de perforación en tierra o costa afuera dispondrá de un sistema de tratamiento y disposición de los fluidos y sólidos que se produzcan durante la perforación.
- 2.2. Durante la perforación y concluida ésta, los fluidos líquidos tratados a medida de lo posible deberán reciclarse y/o podrán disponerse conforme con lo dispuesto en el artículo 29 de este Reglamento. El monitoreo físico-químico de las descargas al ambiente se realizará diariamente y será documentado y reportado a la Subsecretaría de Protección Ambiental en informes mensuales.”

La Tabla 4 del Anexo 2 del RAOHE establece: **“Límites permisibles para el monitoreo ambiental permanente de aguas y descargas líquidas en la exploración, producción, industrialización, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos y sus derivados, inclusive lavado y mantenimiento de tanques y vehículos.**

4.a) límites permisibles en el punto de descarga de efluentes (descargas líquidas).

4.b) límites permisibles en el punto de control en el cuerpo receptor (inmisión).

Tienen que cumplirse los límites establecidos en los dos puntos; quiere decir que si el efluente cumple con los límites establecidos pero en el punto de control se sobrepasan los límites, tienen que tomarse las respectivas medidas para disminuir

los valores en el efluente hasta cumplir con la calidad exigida en el punto de control (inmisión). Cualquier efluente debe ser oxigenado (aireación) previo a su descarga.

La periodicidad de los muestreos y análisis deberá cumplir con lo siguiente:

- Diario en refinerías y para descargas de perforación durante todo el periodo de perforación;
- Mínimo una vez al mes en todas las demás instalaciones hidrocarburíferas que generan descargas líquidas y en todas las fases de operación, excepto aquellos referidos en el siguiente punto;
- Semestralmente para las fases, instalaciones y actividades de almacenamiento, transporte, comercialización y venta de hidrocarburos que generen descargas líquidas.

La tabla 3.1 muestra los límites permisibles en el punto de descarga de efluentes (descargas líquidas), la tabla 3.2 muestra los límites permisibles en el punto de control de un cuerpo receptor (inmisión).

TABLA 3.1
LÍMITES PERMISIBLES EN EL PUNTO DE DESCARGA DE EFLUENTES

PARÁMETRO	Expresado en	Valor permisible	Valor límite permisible	Promedio anual	Destino de descarga
Potencial hidrógeno	pH	---	5<pH<9	5,0<pH<9	Todos
Conductividad eléctrica	CE	μS/cm	<2500	<2000	Continente
Hidrocarburos totales	TPH	mg/L	<20	<15	Continente
Hidrocarburos totales	TPH	mg/L	<30	<20	Mar abierto
Demanda química de oxígeno	DQO	mg/L	<120	<80	Continente
Demanda química de oxígeno	DQO	mg/L	<350	<300	Mar abierto
Sólidos totales	ST	mg/L	<1700	<1500	Todos
Bario	Ba	mg/L	<5	<3	Todos
Cromo (total)	Cr	mg/L	<0,5	<0,4	Todos
Plomo	Pb	mg/L	<0,5	<0,4	Todos
Vanadio	V	mg/L	<1	<0,8	Todos
Nitrógeno global (incluye N orgánico, amoniacal y óxidos)	NH ₄ - N	mg/L	<20	<15	Todos
Fenoles		mg/L	<0,15	<0,10	Todos

Fuente: RAOHE, 1998

Elaboración: Bolívar Pozo

TABLA 3.2
LÍMITES PERMISIBLES EN EL PUNTO DE CONTROL EN EL CUERPO RECEPTOR

PARAMETRO	Expresado en	Unidad	Valor límite permisible	Promedio anual	Destino de descarga
Temperatura		°C	+3°C		General
Potencial hidrógeno	pH	---	6,0<pH<8,0	6,0<pH<8,0	General
Conductividad eléctrica	CE	µS/cm	<170	<120	Continente
Hidrocarburos totales	TPH	mg/L	<0,5	<0,3	General
Demanda química de oxígeno	DQO	mg/L	<30	<20	General
Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAPs)	C	mg/L	<0,0003	<0,0002	General

Fuente: RAOHE, 1998

Elaboración: Bolívar Pozo

Hasta el momento se han puntualizado las partes fundamentales del RAOHE que debe conocer el técnico en tratamiento de aguas. En EP PETROAMAZONAS se establecen límites permisibles para cumplimiento de las empresas de servicios de acuerdo a las condiciones contractuales, pero siempre apegadas a los límites establecidos en el Reglamento 1215. En la mayoría de contratos de EP PETROAMAZONAS para tratamiento de aguas residuales se establecen los parámetros permisibles a alcanzar mostrados en la tabla 3.3.

TABLA 3.3
LÍMITES PERMISIBLES PARA DESCARGAS DE AGUAS TRATADAS

PARÁMETROS	UNIDADES	RANGO
Potencial de Hidrógeno (pH)	---	6 – 8
Sólidos Totales Disueltos (SST)	(mg/L)	< 70
Oxígeno Disuelto	(mg/L)	< 8
Bario	(mg/L)	< 7
Sulfato (SO ₄)	(mg/L)	< 3000
Calcio (Ca ⁺⁺)	(mg/L)	< 500
TPH	(mg/L)	< 15

Fuente: Baker Hughes, 2014

Elaboración: Bolívar Pozo

Los parámetros más estrictos y demandado su cabal cumplimiento son la cantidad de sólidos disueltos (SST) y el pH, puesto que EP PETROAMAZONAS inyecta toda el agua tratada, y estos dos parámetros son los más influyentes en la corrosión y daño de los equipos de inyección.

3.4 PROCESO DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES

El técnico en tratamiento de aguas, o ingeniero de aguas es el profesional responsable del cumplimiento de los parámetros exigidos por el Reglamento Ambiental y por las condiciones contractuales con EP PETROAMAZONAS, para las descargas de agua tratada provenientes del dewatering y agua lluvia acumulada en las piscinas de disposición final de rípios de perforación.

En los proyectos de EP PETROAMAZONAS se exige que el tratamiento de aguas se realice en tanques verticales (generalmente de 430 o 450 barriles), donde se acumula el agua del dewatering y el agua proveniente de las piscinas.

Anteriormente, el tratamiento de aguas lo hacía un operador directamente en las piscinas de disposición final de rípios, las cuales debían estar en la misma locación del taladro necesariamente. Luego se introdujo el uso de tanques australianos que son varias láminas metálicas verticales unidas con tornillos y tuercas y una geomembrana que recubre su parte interior quedando anclado al piso. La introducción de los tanques australianos evitó el hecho de tener una piscina para disposición de rípios en la plataforma de perforación, disminuyendo el área de impacto. Otro diseño fueron los tanques rectangulares que eran fijos y de fácil transportación con el inconveniente de su limitada capacidad y una agitación no uniforme por su diseño.

Hoy en día, el uso de tanques verticales permite el manejo de grandes volúmenes de agua, agitación uniforme, facilidad operativa y de transporte. La figura 3.4 muestra la vista aérea de plataforma de perforación petrolera, en ella el taladro y los 6 tanques verticales generalmente usados, 4 de ellos para almacenamiento del fluido de perforación, y 2 para el almacenamiento y tratamiento de aguas residuales del dewatering y agua de piscina. La figura 3.5 muestra los tanques verticales, la unidad de dewatering, la unidad de tratamiento de aguas y al ingeniero de tratamiento de aguas.

FIGURA 3.4 VISTA AÉREA DE UNA PLATAFORMA PETROLERA ON SHORE

Fuente: www.watershed-mapping.rpi.edu, 2014

Elaboración: watershed-mapping.rpi.edu

FIGURA 3.5 DISPOSICIÓN DE TANQUES VERTICALES Y UNIDAD DE TRATAMIENTO DE AGUAS

Fuente: Cortesía de Kevin Andagoya, 2014

Elaboración: Bolívar Pozo

3.4.1 TIPOS DE FLUIDOS EN EL TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES

3.4.1.1 Aguas de Dewatering

Es el agua que proviene de la separación líquido/sólido del fluido de perforación con cierto contenido de polímero, aditivos solubles dosificados al lodo y partículas coloidales.

3.4.1.2 Aguas de Lavado del Equipo de Perforación

Son lavados de tuberías y equipos, contienen sólidos suspendidos y lodo derramado sobre la plataforma del equipo de perforación. También agua usada en el enfriamiento de las bombas.

3.4.1.3 Agua de Piscina

Básicamente el agua de piscina es agua lluvia que se ha acumulado y agua que se drena de los rípios de perforación depositados en las piscinas de disposición final.

Estas aguas se almacenan en los tanques verticales para su tratamiento y posterior descarga.

Las aguas grises no están a cargo de la empresa que presta el servicio de tratamiento de aguas residuales.

Las aguas lluvias que caen en la plataforma de perforación son vertidas hacia las "Trampas API" donde el Ingeniero en tratamiento de aguas debe controlar diariamente el pH y la conductividad, donde el pH debe ser menor a 9 y la conductividad menor a $2000 \mu S/cm$. En caso de sobrepasar los límites permisibles se debe llevar a tratamiento.

Las aguas de cementación y/o con contenidos de aceite tampoco son responsabilidad del técnico en tratamiento de aguas, pues, estos se envían a la piscina de contaminados, previa autorización del Company Man.

3.4.2 COAGULACIÓN Y FLOCULACIÓN

Las aguas residuales contienen dos tipos de sólidos:

- Sedimentables (partículas con diámetro mayor de 10 micras), y
- No sedimentables. Estos últimos son sólidos suspendidos, coloidales y disueltos.

Los sólidos suspendidos generalmente arcilla, cieno, etc., son partículas en el orden de magnitud de 1 micra. Las partículas coloides que suelen ser causantes de la turbidez y el color consisten en limo fino bacterias, lignitos, etc., tienen tamaño de partícula entre 1 micra y una milésima de micra. Sólidos con tamaños menores entran en el dominio de moléculas disueltas en el agua (calcio, alcalinidad, sulfatos, cloruros nitratos, etc.) estos son los llamados sólidos disueltos.

Los procesos de coagulación y floculación se emplean para remover los sólidos suspendidos y los coloides de las aguas residuales.

3.4.2.1 Coagulación

La coagulación química puede definirse como el proceso por el cual se reducen las fuerzas de repulsión existentes entre las partículas coloidales, mediante la aplicación de sustancias químicas (coagulantes) al agua y su distribución uniforme en ella (agitación); estos productos neutralizan las cargas eléctricas, por lo general negativas, sobre la superficie del coloide. Este proceso de desestabilización de las partículas permite la aglutinación de las mismas. La coagulación comienza en el instante en que se agregan los químicos coagulantes y dura solo fracción de segundos.

Algunos coagulantes de uso común son: sales de aluminio, sales de hierro, y polielectrolitos.²⁸

²⁸ Manual de Tratamiento de Aguas Brandt (2001). Página 72

3.4.2.2 Floculación

La floculación es el fenómeno de transporte de partículas previamente coaguladas o desestabilizadas. Es el puente que une dos o más partículas, que colisionan para formar partículas más grandes de fácil asentamiento llamadas flóculos. Es favorecido por la agitación suave del agua. El flóculo de color (coloides) es débil, quebradizo y se sedimenta muy lentamente. El flóculo de turbiedad (sólidos suspendidos) es fuerte y se asienta relativamente rápido.

3.4.2.3 Mecanismos de Coagulación y Floculación de Coloides

a) *Por adsorción y neutralización:* Los iones que poseen cargas opuestas a la de los iones del coagulante/floculante sufren una adsorción y neutralización, determinado por el Potencial Zeta (Potencial existente entre la capa formada por los iones positivos alrededor de la partícula negativa en movimiento). En este caso la dosis del coagulante es función de la carga que tenga el ión aplicado.

El Potencial Zeta (PZ) es usado en grandes plantas de tratamiento que cuentan con un equipo de laboratorio adecuado para su determinación. El procedimiento consiste en controlar el PZ del agua coagulada y modificar la dosis de coagulante cuando el PZ se desvía del intervalo que produce la mínima turbiedad. La tabla 3.4 sirve como guía para encontrar los valores de PZ adecuados.

TABLA 3.4
INTERVALOS DE PZ PARA COAGULACION

PZ Promedio	COAGULACIÓN
+3 a 0	Máxima
-1 a -4	Excelente
-5 a -10	Regular
-11 a -20	Pobre
-21 a -30	Mala o nula

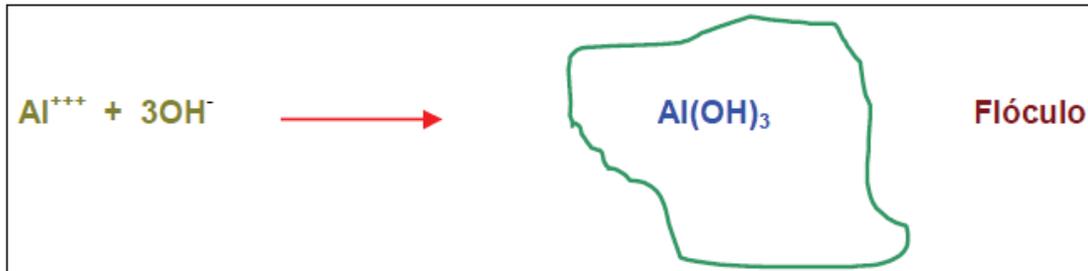
Fuente: Manual de Tratamiento de Aguas Brandt, 2001

Elaboración: Brandt

Este método no es usual en los procesos de tratamiento de aguas en los proyectos de EP PETROAMAZONAS ya que encarecen los costos. Este método se usa en grandes plantas de tratamiento de agua potable.

b) *Por precipitación y Atrapamiento*: En este método se promueve la precipitación de hidróxidos metálicos cuya solubilidad es baja. La figura 3.6 muestra el proceso de coagulación por atrapamiento.

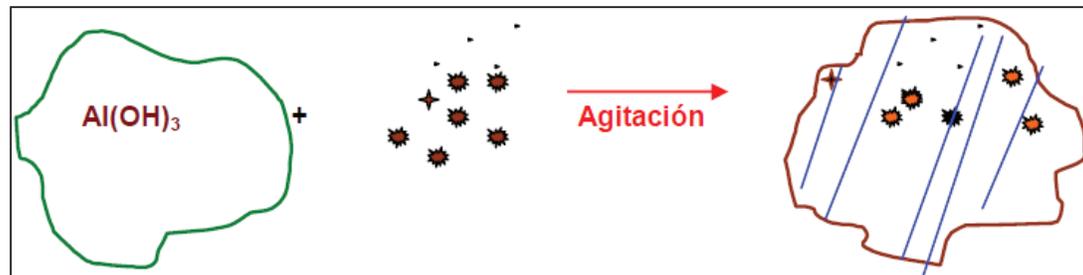
FIGURA 3.6 COAGULACIÓN POR PRECIPITACIÓN Y ATRAPAMIENTO



Fuente: Manual de Tratamiento de Aguas Brandt, 2001
Elaboración: Brandt

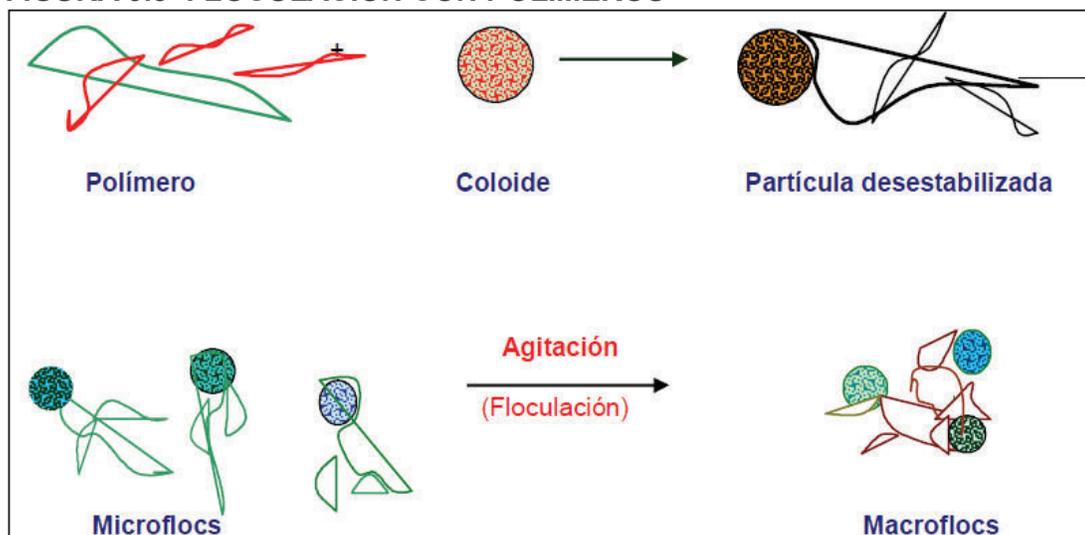
Mediante este mecanismo las partículas coloidales quedan atrapadas y ocluidas en el precipitado, a medida que se forman. La remoción de color y turbiedad en aguas sigue este mecanismo que se muestra en la figura 3.7.

FIGURA 3.7 REMOCIÓN DE COLOR Y TURBIEDAD



Fuente: Manual de Tratamiento de Aguas Brandt, 2001
Elaboración: Brandt

c) *Puente Químico (Desestabilización con Polímeros)*: En este mecanismo parte de los grupos funcionales de la molécula de polímero se adsorben en la superficie de una partícula, dejando otra parte de la molécula extendida en la solución. Una segunda partícula con polímero adsorbido y superficie vacante se une al segmento libre de otra, formando un puente “floc” de mayor tamaño y peso. La figura 3.8 muestra el proceso de floculación con la adición de polímeros.

FIGURA 3.8 FLOCULACIÓN CON POLÍMEROS

Fuente: Manual de Tratamiento de Aguas Brandt, 2001

Elaboración: Brandt

3.4.2.4 Productos Químicos Coagulantes y Floculantes

Existen coagulantes inorgánicos (metálicos) y orgánicos. El coagulante inorgánico más usado es el sulfato de aluminio, el producto comercial llamado alumbre, tiene la fórmula $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3 \cdot 14\text{H}_2\text{O}$.

3.4.2.4.1 Ventajas del Sulfato de Aluminio en el Tratamiento de Aguas

- Adiciona hidróxidos metálicos ($\text{Al}(\text{OH})_3$) que promueven la coagulación y floculación de los coloides.
- Facilita la remoción de color, por cuanto puede bajar el pH al rango óptimo de remoción (5 - 6).
- Su costo es relativamente bajo.
- Su aplicación y manipulación son sencillas.

3.4.2.4.2 Desventajas del Sulfato de Aluminio

- Aumenta la salinidad del agua tratada, especialmente los sulfato.
- Produce grandes volúmenes de lodo (flóculos voluminosos).
- Produce un flóculo muy débil y propenso al arrastre.
- Requiere mayores ajustes de pH en el agua tratada.

También existen otros coagulantes inorgánicos de menor uso como:

Cloruro Férrico (FeCl_3), Sulfato Férrico ($\text{Fe}_2(\text{SO}_4)_3$), Hidroxicloruro de Aluminio, ($\text{AlCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$), Aluminato de Sodio (NaAlO_2) y la Cal ($\text{Ca}(\text{OH})_2$)

En la industria se consiguen coagulantes orgánicos (polielectrolitos), fabricados con diversos nombres por distintas compañías, los cuales superan muchos de los problemas inherentes de los coagulantes inorgánicos. Los polímeros orgánicos coagulantes son moléculas con carga positiva y de bajo peso molecular. Las dos características que determinan la utilidad de un polímero en un tratamiento son sus propiedades físicas y químicas. La composición química se refiere a la estructura química de la molécula y a la configuración que toman sus monómeros. La composición se refiere al tamaño (peso molecular), y la forma de la molécula del polímero lineal, ramificada, densidad de la carga, etc.

Los polímeros floculantes tienen pesos moleculares muchos más altos y proporcionan largos puentes entre los pequeños flóculos para promover el crecimiento de la partícula. Los floculantes pueden ser catiónicos, aniónicos o no iónicos. A diferencia de las sales inorgánicas los polímeros no producen flóculos voluminosos, estos no afectan el pH del agua tratada, no aumentan la salinidad del agua, los flóculos formados son más densos y de mayor velocidad de sedimentación, y fácil manipulación. Una desventaja es el alto costo.

Se entiende como polímeros aniónicos y catiónicos, aquellos con radicales que al disolverse producen iones con carga negativa y positiva respectivamente. Los no iónicos al disolverse producen iones tanto positivos como negativos.²⁹

Los floculantes tipo en polvo aniónicos y no – iónicas más comerciales son:

- Cyfloc 4000, 4010, 4020, 4500, cyfloc 1143

Los floculantes tipo emulsión aniónicos y no – iónicas más comerciales son:

- Cyfloc 5200, 5300, 5500

Los floculantes tipo en polvo catiónicos más comerciales son:

- Cyfloc 1133, cyfloc 1143, 1148, 1125

²⁹ Manual de Tratamiento de Aguas Brandt (2001). Página 76

Los floculantes tipo emulsión catiónicos más comerciales son:

- Cyfloc 1154, 1156, 1136, 1151, 1137, 1230

Los floculantes catiónicos tipo líquidos más comerciales son:

- Cyfloc 7000

Los coagulantes catiónicos tipo líquidos más comerciales son:

- Cyfloc 6100, 6120, 6620, 6200, 8100, 8200, SF C 7787

Para el proceso MQC (mejoramiento químico en la centrifuga) se usa mayormente el cyfloc 1143, mientras que para el dewatering y tratamiento de aguas se usa principalmente el cyfloc 1146.

3.4.3 PREPARACIÓN DE SOLUCIONES

Para el tratamiento de aguas se debe realizar pruebas de laboratorio y así determinar el nivel óptimo de químicos a usarse, para ello es necesario preparar las soluciones ya que el sulfato de aluminio y el cyfloc 1146 se comercializan en estado sólido, y se requieren tenerlas en soluciones líquidas para una mayor efectividad de las pruebas de laboratorio (pruebas de jarras).

Ya que el tratamiento de aguas se desarrolla generalmente en tanques verticales 450 barriles, de los cuales se llenan hasta los 430 barriles, por facilidad práctica la solución de sulfato de aluminio debería prepararse al 3% (m/v), mientras que la solución de polímero cyfloc 1146 es al 0,7% (m/v). La ecuación 3.1 permite el cálculo del porcentaje masa – volumen (%(m/v)) usado exclusivamente cuando el disolvente es agua destilada.

$$\%(m/v) = \frac{m_s}{v_d} \times 100 \quad (3.1)$$

Donde:

%(m/v): Porcentaje masa – volumen [%]

m_s : Masa de soluto [g]

v_d : Volúmen de la disolución [ml]

Puesto que el disolvente a usarse es agua destilada cuya relación es tal que: 1ml de agua destilada pesa 1 g, por lo tanto, el %(m/v) es igual al %(m/m). La ecuación 3.2 muestra el cálculo de porcentaje (m/m).

$$\%(m/m) = \frac{m_s}{m_d} \times 100 \quad (3.2)$$

Donde:

%(m/m): Porcentaje masa – masa [%]

m_s : Masa de soluto [g]

m_d : Masa de la disolución [g]

Por ello, para la preparación de la solución al 3% de sulfato de aluminio se pueden seguir los siguientes pasos:

- 1) Colocar un vaso de precipitación en la balanza electrónica y ponerla en cero.
- 2) Si el vaso de precipitación tiene una capacidad de 500 ml se vierten 485 ml de agua destilada o a su vez que el peso de la balanza marque 485 gramos.
- 3) Anadir sulfato de aluminio en grano cuidadosamente hasta que la balanza marque 500 gramos o 15 gramos de sulfato de aluminio.
- 4) Agitar hasta obtener una disolución total del sulfato de aluminio en el agua. Para una mejor mezcla se puede hacerla en un balón aforado.

Para la preparación de la solución al 0,7% de Cyloc 1146 se pueden seguir los siguientes pasos:

- 1) Colocar un vaso de precipitación en la balanza electrónica y ponerla en cero.
- 2) Si el vaso de precipitación tiene una capacidad de 500 ml se vierten 496,5 ml de agua destilada o a su vez que el peso de la balanza marque 496,5 gramos
- 3) Anadir el polímero cyfloc 1146 en grano cuidadosamente hasta que la balanza marque 500 gramos, o 3,5 gramos de cyfloc 1146.

- 4) Agitar hasta obtener una disolución total del cyfloc 1146 en el agua. Para una mejor mezcla se puede hacerla en un balón aforado.

3.4.4 PRUEBAS DE JARRAS

La prueba de jarras es un método muy sencillo para determinar las dosis óptimas de coagulantes, floculantes y otros químicos, así como el procedimiento a seguir en el tratamiento de aguas. Con este ensayo se trata de simular el proceso de coagulación y floculación que ocurre en los tanques verticales. No existe un patrón o procedimientos estandarizados para su realización debido que el agua residual a tratar varía dependiendo de su procedencia; tipo de fluido de perforación del cual se originó; tipo y concentraciones de químicos usados en el Deawatering; sólidos coloidales presentes, los cuales se integraron al fluido en el pozo; etc.

Estas pruebas se realizan generalmente en vasos de precipitación de 500 ml, generalmente 3, donde se coloca el agua a tratar, se añade la solución de coagulante en diferentes dosis agitando vigorosamente hasta obtener la coagulación, luego, añadiendo floculante en diferentes dosis, con una agitación lenta hasta obtener la floculación deseada. La figura 3.9 muestra el kit para pruebas de jarras.

FIGURA 3.9 KIT PARA PRUEBAS DE JARRAS



Fuente: Manual de Tratamiento de Aguas Brandt, 2001
Elaboración: Brandt

3.4.4.1 Limitaciones de las Pruebas de Jarras

Debido a que el ensayo se realiza sobre un pequeño volumen de agua en comparación con el gran volumen del agua a tratar, el ensayo de jarras constituye una reproducción pobre del proceso de tratamiento. Algunos de los factores que generan diferencias en los resultados obtenidos en la prueba de jarras y los resultados en el tratamiento en las piscinas son:

- Dispersión insuficiente de químicos. Las dosificaciones y agitación del agua pueden ser controladas mejor en la prueba de jarras que en las piscinas
- Agitación. El grado de agitación que se tiene en las piscinas y el que se maneja en las jarras no es el mismo, esto hace que los procesos de coagulación - floculación sean diferentes en los dos procesos
- Diseño deficiente de los sistemas de agitación. Se refiere a grados de agitación muy intenso o muy suave, mala dispersión de químicos, cortos circuitos, etc.

Sin embargo, a pesar de las anteriores limitaciones la prueba de jarras sigue siendo el mejor método que hasta ahora disponemos para controlar la dosis correcta de coagulantes. De igual manera, cuando la prueba se realiza con cierta creatividad, las limitaciones pueden minimizarse.

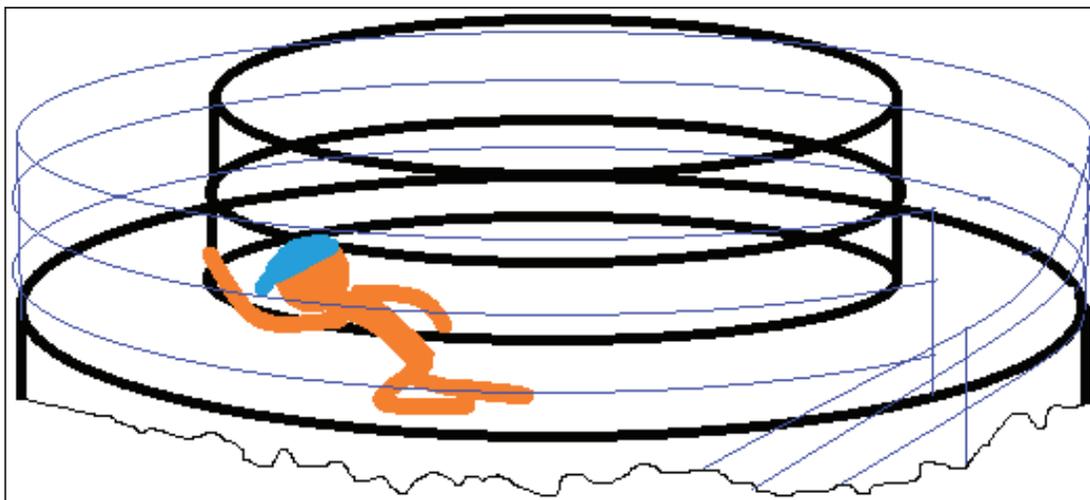
3.4.4.2 Procedimiento de las Pruebas de Jarras

a) *Preparación de la muestra:* Para que los resultados de las pruebas de jarras sean más realistas, se debe hacer circular el agua a tratar en los tanques verticales, estos tanques generalmente tienen una capacidad de 450 barriles, pero deben ser llenados hasta máximo 430 barriles; también es importante airear con la ayuda de un compresor y un sistema diseñado en los tanques. El tiempo de circulación y aireado debe ser de 30 minutos a dos horas antes de tomar la muestra de agua para las pruebas de jarras.

b) *Toma de la muestra:* Por seguridad se debe tomar la muestra en la unidad de tratamiento de aguas, pero los técnicos en tratamiento de aguas no acostumbran a hacerlo, aduciendo que no es una muestra representativa ya que los resultados

de las pruebas de jarras no concuerdan con lo que ocurre en los tanques de tratamiento, y las muestras de la parte superior de los tanques es más representativa. Se recomienda entonces diseñar un artefacto en forma de cucharón, similar a los usados por los ingenieros de fluidos para la toma de muestra del lodo de perforación, este dispositivo también ayudará en la toma de muestra del fluido antes del dewatering para la determinación de química a usarse. Si se va a tomar la muestra directamente con una jarra de plástico, se debe adoptar medidas de seguridad como muestra la figura 3.10.

FIGURA 3.10 FORMA RECOMENDADA PARA TOMA DE MUESTRA DE AGUA



Fuente: Observaciones de campo, 2014
Elaboración: Bolívar Pozo

c) *Adición de químicos a la muestra:* La muestra de agua se remueve en la jarra y se vierte en vasos de precipitación, generalmente de 500 ml, se recomienda en dos o tres vasos. En un vaso de precipitación, con la ayuda de una pipeta se añade la solución preparada de sulfato de aluminio al 3% (m/v) en dosis ascendentes hasta alcanzar la coagulación, luego se añade la solución de polímero cyfloc 1146 al 0,7% (m/v) en dosis ascendentes hasta alcanzar la floculación deseada. Se toman los valores de pH y sólidos totales disueltos, se determina si los parámetros están dentro del rango exigido por EP PETROAMAZONAS, tabla 3.3, y se anotan los valores en mililitros de químicos usados. La figura 3.11 muestra la coagulación y floculación del agua.

FIGURA 3.11 CLARIFICACIÓN DEL AGUA

Fuente: www.elaguapotable.com, 2014

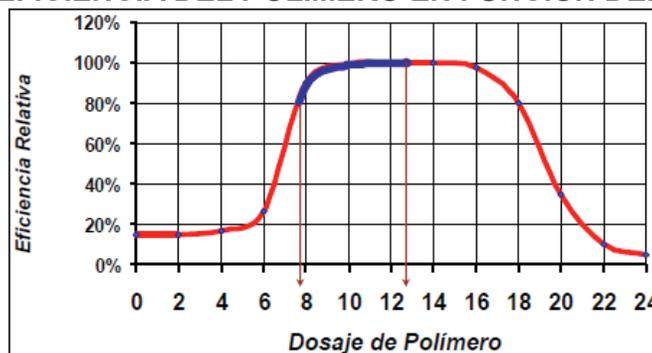
Elaboración: elaguapotable.com

Los flocúlos pueden precipitarse al fondo o flotar en la superficie del agua, esto no constituye un obstáculo para el drenaje, aunque se prefiere que los flocúlos se precipiten al fondo, esto es una señal de eficiencia del proceso.

En los otros vasos de precipitación con muestras de agua se prueba colocando dosis de una solución de cal hidratada al 3% (m/v) antes o después de añadir el sulfato de aluminio, pues, la cal tiende a romper las cadenas poliméricas con las que cuentan las aguas residuales facilitando la coagulación. Se determina cuál de los procesos es el más óptimo y eficiente.

Previa a la adición de sulfato de aluminio se debe tener un pH de 6 a 7,4 para una mayor efectividad, esto se logra con ácido sulfúrico, pero como su manejo es riesgoso no se lo aplica en la práctica.

Se debe tener cuidado con la adición del polímero, pues este tiene un límite de eficiencia como lo muestra la figura 3.12.

FIGURA 3.12 EFICIENCIA DEL POLÍMERO EN FUNCIÓN DEL DOSAJE

Fuente: Dewatering y Tratamiento de Aguas Mi Swaco, 2004

Elaboración: Mi Swaco

d) *Determinación de la cantidad de químicos a usarse en los tanques:* De las pruebas de jarras se establece el proceso y el valor más eficiente de volumen de químicos a usarse, estos valores permiten el cálculo de la cantidad de químicos a usarse en los tanques con el uso de las ecuaciones 3.3. y 3.4.

$$s_s = \frac{v_t \times v_q \times X\% \times m_{ss}}{6,2898 \times v_m \times 10} \quad (3.3)$$

$$kg_{cf} = \frac{v_t \times v_q \times X\% \times 10}{6,2898 \times v_m} \quad (3.4)$$

Donde:

s_s : Sacos de sulfato de aluminio a usarse en los tanques verticales

v_t : Volumen del agua a tratar, almacenada en el tanque vertical [bbl]

v_q : Volumen de solución usada en la prueba de jarras [ml]

m_{ss} : Masa contenida en cada saco [kg]

$X\%$: Concentración de la solución usada en la prueba de jarras [%]

v_m : Volumen de la muestra de agua con la que se realizó la prueba de jarras [ml]

kg_{cf} : Kilogramos de cyfloc 1146 a usarse en los tanques verticales [kg]

6,2829 es el factor de conversión de metros cúbicos a barriles

10 es un factor de conversión de miligramos por mililitro a kilogramos por metros cúbicos.

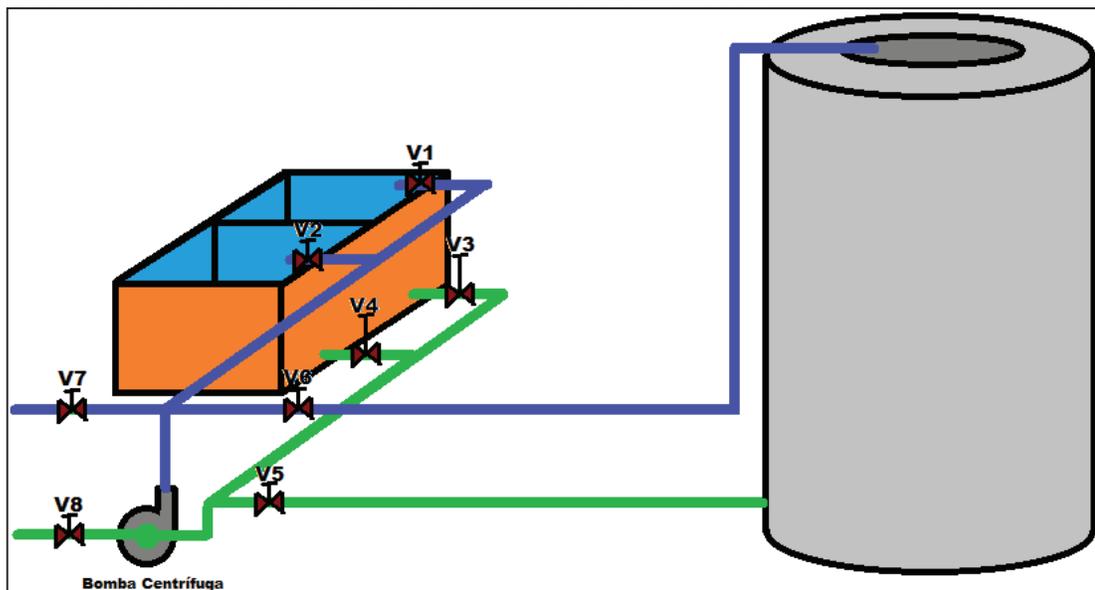
Para el cálculo de los sacos de cal a usarse también se puede aplicarse la ecuación 3.3.

Debido a que en el campo no siempre se cuenta con calculadora o computadora para desarrollar los cálculos, se debe preparar la solución de sulfato de aluminio al 3% y de polímero cyfloc 1143 al 0,7%, como los tanques se llenan hasta 430 barriles, el vaso de precipitación es de 500 ml, entonces, cada mililitro de solución de sulfato de aluminio aportado en la prueba de jarras será como aportar un saco de sulfato en el tanque, al igual que la cal hidratada; así mismo, cada mililitro de solución de polímero cyfloc 1146 aportado en el vaso de precipitación en la prueba de jarras será como aportar 1 kilogramo en el tanque.

3.4.5 TRATAMIENTO EN LOS TANQUES VERTICALES

Luego de determinar la cantidad de sacos de sulfato de aluminio, cal hidratada y polímero cyfloc 1146 a usarse en los tanques, así como el procedimiento adecuado cuya información se obtiene de las pruebas de jarras, se debe hacer la disolución en la “Unidad de Tratamiento de Aguas”, la cual consta generalmente de dos tanques rectangulares de 16 barriles cada uno, también cuenta con una bomba centrífuga que mediante un sistema de tubería, mangueras y válvulas permite la circulación en un solo tanque, entre los dos tanques, de los tanques de la unidad de tratamiento de aguas hacia los tanques verticales y viceversa, y de los tanques verticales hacia la descarga para que los camiones vacuum ingresen agua de piscina o extraigan agua tratada para su respectiva inyección. La figura 3.13 muestra un esquema de la unidad de tratamiento de aguas incluido un tanque vertical de 450 barriles.

FIGURA 3.13 UNIDAD DE TRATAMIENTO DE AGUAS



Fuente: Observaciones de campo
Elaboración: Bolívar Pozo

La figura anterior muestra las conexiones y válvulas mínimas que existen en una unidad de tratamiento de aguas. Es indispensable que previo a cualquier operación, el técnico en tratamiento de aguas se asegure que todas las válvulas estén cerradas (las válvulas están cerradas cuando la manija está perpendicular a

la línea de flujo y abierta cuando está paralela). Para la operación de la unidad de tratamiento de aguas se pueden seguir los siguientes pasos:

- 1) Antes de iniciar el tratamiento se recomienda poner a airear el tanque vertical y mantener el aireado durante todo el proceso, no se debe abrir toda la válvula del aire, pues esto producirá una fuerte agitación en los tanques, gran cantidad de espuma y rebose del agua; se recomienda poner la palma de la mano en la pared del tanque y abrir la válvula hasta sentir una agitación moderada dentro de este.
- 2) Para el llenado de alguno de los compartimientos de la unidad de tratamiento de aguas se deberían abrir las válvulas V5 y V1, o V5 y V2; no se debe llenar por completo, se debe dejar unos 20 centímetros libres ya que se crea espumas que pueden causar rebose en estos tanques. Es importante tener siempre antiespumante para evitar estos incidentes.
- 3) Una vez llenado uno de los tanques de la unidad se abre la válvula V3 o V4 dependiendo que tanque esté operando, y se cierra la válvula V5.
- 4) Se enciende la bomba centrífuga con el botón verde del tablero de botones que se halla en la misma unidad.
- 5) Se añaden los sacos de sulfato de aluminio calculados en las pruebas de jarras y se deja circular hasta que se disuelvan. Se debe tener una manguera con agua fresca para ayudar en la disolución y limpieza de la unidad.
- 6) Una vez disuelto el sulfato de aluminio se abre la válvula V6 y se cierra la V2 o V1, según cuál se estuvo usando, esto inicia la descarga de la solución desde la unidad de tratamiento de aguas hasta el tanque vertical.
- 7) Si en el fondo queda sulfato sólido disolver con el agua fresca y bombear la solución hacia el tanque vertical.
- 8) Una vez que toda la solución ha sido descargada se abre la válvula V5 y se cierra la V3 o V4, según la que se estuvo operando, y se deja circular el agua del tanque vertical por aproximadamente 20 minutos para que se disuelva homogéneamente el sulfato de aluminio. El aireado ayuda también en la disolución.
- 9) Apagar la bomba centrífuga con el botón rojo del tablero de control.

El mismo proceso usado con el sulfato de aluminio se hace con la cal hidratada.

10) La adición del polímero cyfloc 1146 se la hace en la parte alta del tanque vertical, mientras el agua se halla agitándose por la aireación se riega el polímero lentamente, pues una abrupta adición forma masas compactas de polímero y no permite una disolución eficiente. Luego de verter todo el polímero se deja airear por otros 10 minutos o hasta notar que se han formado los flocs.

Para mayor seguridad, antes del paso 9 se debe tomar una muestra del agua en el tanque vertical y llevarla al laboratorio para determinar si se cumple o no la coagulación y floculación, caso contrario se debería añadir más sulfato hasta obtener los resultados deseados.

Tener cuidado de no sobrepasar el límite de eficiencia del polímero, pues luego el agua se vuelve una sustancia viscosa de características indeseables.

3.4.6 INGRESO Y DESCARGA DE AGUA CON CAMIONES VACUUM

Para ingresar agua de piscina al tanque se debe abrir las válvulas V8 y V6, en cambio para descargar el agua tratada para ser llevados por los camiones vacuum se deben abrir las válvulas V5 y V7, y encender la bomba centrífuga.

Antes de descargar de agua tratada a los camiones vacuum se debe extraer los flocs que se hallan en el fondo del tanque vertical hasta obtener únicamente agua, esto se lo puede verificar en la unidad de tratamiento de aguas, los flocs se deben hacer pasar por las centrífugas decantadoras para volver el agua a otro tanque de almacenamiento para su posterior tratamiento, y los sólidos descargarlos a los tanques de sólidos. Algunas veces los flocs no se asientan y flotan en la superficie, por ello mientras se descarga el agua tratada en los vacuum se debe controlar en la unidad de tratamiento de aguas que no se haya llegado hasta el límite agua – flocs.

3.4.7 TRATAMIENTOS TÍPICOS DE AGUAS DE CAMPO

El tratamiento aplicado al agua depende de las características del fluido de perforación y del origen del agua.

1) *Iniciando la perforación:* Las operaciones de perforación generalmente inician con un lodo base bentonita o lodo "floculado" en los huecos de mayor diámetro 26" y 16". Las aguas residuales recibidas en las piscinas inicialmente se caracterizan por tener baja concentración de sólidos suspendidos y coloides. Las aguas de dewatering se caracterizan por tener bajo color y turbiedad. En general estas aguas se pueden procesar y disponer rápidamente aún en épocas de lluvia.

Las condiciones de las aguas tratada y residual permiten ser recirculadas y normalmente se hace para actividades del taladro, como en la preparación de lodo cuando no se usa sulfato, lavado de equipo, refrigeración de los motores, etc.

Asegurarse que las dosis de sulfato de aluminio determinadas para el tratamiento no exceda la concentración máxima permitida de sulfatos en el agua tratada. Esto se puede hacer tomando lectura de sulfatos a la prueba de jarras seleccionada.

El agua de recirculación destinada a la preparación de lodo no debe tener aguas grises (lavandería y cocina), ni descargas de la red fox. El agua de recirculación debe mantenerse en aireación constante.

2) *Fluidos de Perforación con PHPA, Lignito-lignosulfonato y Asfalto:* En esta etapa normalmente se envía a dewatering determinados volúmenes de lodo. El agua resultante de este proceso presenta alto color debido a la presencia de lignito-lignosulfonato y asfaltos cuyas partículas son de tamaño coloidal generando alta coloración. Por esta razón el tratamiento demanda un mayor consumo de químicos para lograr la calidad esperada.

La conductividad de las aguas residuales se ve incrementada por la presencia de sólidos disueltos en el agua proveniente del dewatering.

Las características iniciales de este tipo de aguas, en especial el color, que representa uno de los problemas que requieren mayor cuidado en las pruebas de jarras para la selección y dosificación de los químicos.

Sí el pH del agua a tratar se encuentra por encima de 10, se recomienda bajarlo entre 7 y 8, con ácido acético, para facilitar el desempeño del sulfato en la coagulación. El pH óptimo de remoción de color esta entre 5 y 6.5.

La clarificación final del agua dependerá finalmente del tipo de polímero(s) escogidos según la evaluación de los resultados de la prueba de jarras.

Los flóculos resultantes en el tratamiento de este tipo de aguas, especialmente los formados por los coloides son débiles y livianos, y se requiere usar un polímero floculante de alto peso molecular, para aumentar el peso de los flóculos acelerando su sedimentación.

La aplicación del cloro se debe hacer después de ajustar el pH del agua tratada a pH neutro. Sí la conductividad final del agua tratada está por encima del rango permitido se debe diluir con agua fresca.

3) *Aguas Residuales con Fluidos Espaciadores:* En el desplazamiento del lodo base agua o aceite a salmuera u otro tipo de lodo, se usan entre otros los siguientes fluidos: Espaciador base polímero de alta viscosidad; píldora de limpieza de revestimiento, esta es una solución de uno o varios solventes en agua (Etilhexanol); píldora de surfactantes en agua para finalizar la remoción de la suciedad del revestimiento.

Para el tratamiento del agua que contiene la mezcla de la píldora viscosa, soluciones de solventes (Dirt Magnet, Hog Wash, etc.) y surfactantes (rinse), se requiere usar métodos no convencionales de tratamiento debido a la dificultad que presenta la floculación y coagulación del polímero viscosificante y a la necesidad de reducir por biodegradación los componentes orgánicos no tóxicos. El siguiente es el método recomendado:

- Airear / recircular el agua hasta una completa homogeneización.
- Realizar la prueba de jarras con el agua a tratar siguiendo los procedimientos arriba especificados.
- Aumentar el pH del agua hasta 9 a 10 aplicando cal hidratada, que ayuda en la coagulación y también incrementa la alcalinidad del agua permitiendo que el

sulfato de aluminio sea más efectivo en la desestabilización de las moléculas del polímero viscosificante.

- Dosificar sulfato de aluminio en concentraciones tales que la concentración de sulfatos en el agua tratada no excedan los permitidos. Airear.
- Si el agua de las piscinas contiene agua de dewatering (WBM), se hace necesario aplicar polímero, después del sulfato de aluminio.
- Aplicar polímero coagulante catiónico del tipo hidroxiclорuro de aluminio a una concentración optima determinada previamente en la prueba de jarras.
- Agregar la solución de polímero floculante del tipo poliacrilamida para acelerar la sedimentación de los flóculos.
- Hacer cloración del agua tratada aplicando hipoclorito de calcio.
- Ajustar pH con cal hidratada sí está por debajo del rango exigido.
- Dejar en reposo el agua durante dos horas por lo menos.
- Airear el agua mínimo 48 horas para promover la biodegradación por oxidación de los componentes orgánicos (solventes, surfactantes).
- Tomar muestras del agua tratada para determinar los parámetros de rutina incluida la concentración de surfactantes.
- Adicionalmente se analiza una muestra del agua tratada en un laboratorio especializado para determinar la concentración de los solventes por cromatografía de gases. ³⁰

3.4.8 REPORTES Y DOCUMENTACIÓN DEL TRATAMIENTO DE AGUAS

El ingeniero en tratamiento de aguas es el responsable que la descarga de aguas tratadas cumpla con los parámetros establecidos en los contratos y normas ambientales vigentes, como respaldo de su trabajo debe reportar y solicitar autorizaciones al personal de EP PETROAMAZONAS para enviar su agua a inyección con la ayuda de los camiones vacuum.

Para obtener la autorización se debe llevar una muestra etiquetada del agua tratada al laboratorio del campo de EP PETROAMAZONAS para que allí se verifique el cumplimiento de los parámetros.

³⁰ Manual de Tratamiento de Aguas Brandt (2001). Página 88

Para solicitar la descarga de agua se imprime un documento con el siguiente formato:

AUTORIZACIÓN DE DESCARGA DE AGUA

OPERADORA	EP PETROAMAZONAS
LOCACIÓN	
RIG	
NOMBRE DEL POZO	
ANÁLISIS REALIZADO POR	
VOLUMEN A DESCARGAR (bb)	
VOLUMEN ACUMULADO (bb)	
CÓDIGO DE MUESTRA	
FECHA	

Parámetros	pH	SST	Oxígeno Disuelto	Bario Ba	Sulfato SO ₄	Calcio Ca ⁺⁺	TPH
Rango	6-8	<70	<8	<7	<3000	<500	<15
Unidades		(mg/l)	(mg/l)	(mg/l)	(mg/l)	(mg/l)	(mg/l)
Análisis Compañía							
Análisis Operadora							

_____	_____	_____
Tratamiento Químico Compañía	Supervisor SSA de PAM	Reinyección de PAM
_____	_____	_____
Supervisor Compañía	Tratamiento Químico de PAM	Company Man de PAM

Se debe recolectar las firmas de todos los funcionarios nombrados previa la descarga de agua. De los parámetros descritos en el formato se medirán y controlarán aquellos que constan en el contrato.

Además se debe llevar un registro semanal de parámetros de agua tratada, con el siguiente formato:

REGISTRO SEMANAL DE PARÁMETROS DE AGUA TRATADA

Empresa Encargada del Tratamiento:

Locación:

Taladro:

Pozo:

Zona de Descarga de Agua Tratada:

Semana:

Resultados:

No. De Autorización	Fechas de Descarga	pH 6-8	SST <70 ppm	Oxígeno Disuelto <8	Saturación de Oxígeno %	Ba <5 ppm	SO ₄ <3000 ppm	Calcio <5000 ppm	Descarga (bbl)	Lugar de Descarga

Ingeniero Tratamiento de Aguas
COMPAÑÍA

Supervisor
COMPAÑÍA

Otro registro que debe llevar el ingeniero en tratamiento de aguas es el de los parámetros de pH y conductividad del agua en las trampas API. Las trampas API son construcciones que se hacen generalmente en dos esquinas de la plataforma de perforación para evitar fugas de líquidos generados en las operaciones de perforación, hacia el medio ambiente. La lectura de estos parámetros debe hacerse diariamente y reportarle semanalmente.

El formato para informar el monitoreo de las trampas API se desarrolla en el siguiente formato:

Operadora:
 Locación:
 Pozo:
 Fecha:
 Analista:

MONITOREO IN SITU DE TRAMPAS API

Fecha	Conductividad Eléctrica			Potencial de Hidrógeno			
	API No.1	API No.2	Valor Referencial	API No.1	API No.2	Valor Mínimo	Valor Máximo
L			2000			5	9
M			2000			5	9
Mi			2000			5	9
J			2000			5	9
V			2000			5	9
S			2000			5	9
D			2000			5	9

UBICACIÓN DE LAS TRAMPAS API

API No.1	
API No.2	

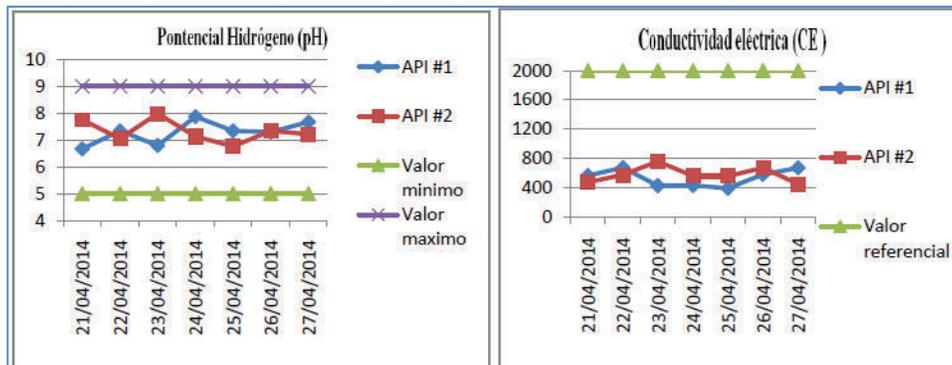
Insertar las gráficas (ver esquema en la Figura 3.14)

 Ingeniero Tratamiento de Aguas
 COMPAÑÍA

 Supervisor
 COMPAÑÍA

La figura 3.14 muestra un ejemplo de la gráficas a insertar en el reporte de monitoreo de trampas API, mientras que la figura 3.15 muestra una trampa API.

FIGURA 3.14 GRÁFICAS DE MONITOREO DE TRAMPAS API



Fuente: Observaciones de campo, 2014
 Elaboración: Bolívar Pozo

FIGURA 3.15 TRAMPAS API

Fuente: Manual de Tratamiento de Aguas Brandt, 2001
 Elaboración: Brandt

Es responsabilidad del técnico en tratamiento de aguas la entrega de la piscina de disposición final de residuos sólidos de perforación al Supervisor de Taladros de SSA de EP PRETROMAZONAS al finalizar la perforación del pozo, ya que para la entrega la celda debe estar libre de agua, la cual el ingeniero de aguas debe llevar a tratamiento. El Acta de Entrega de la Celda de Cortes y Ripios de Perforación se presenta con el siguiente formato:

ACTA DE ENTREGA DE LA CELDA DE CORTES Y RIPIOS DE PERFORACIÓN

Nombre de la Empresa: EP PETROAMAZONAS

Periodo/Año:

Nombre de la Contratista:

Taladro:

Locación del Taladro:

Pozo:

Lugar de Disposición de Cortes:

Celda de Disposición:

Tipo de Celda de Disposición:

Profundidad a la que se Empezó a Depositar los Cortes y Ripios:

Fecha de Recepción de la Celda:

Fecha de Entrega de la Celda:

Volúmenes y Características de la Celda:

(continúa...)

(continuación)

DATOS		VALORES	UNIDADES
Número de Celdas Utilizadas			N/A
Profundidad Media de Celdas			m
Nivel Freático Medio			m
Volumen Total	Celda #		bbl
Profundidad a la que se Empezó a Depositar			pies
Volumen Dispuesto	Celda #		bbl
Volumen Disponible	Celda #		bbl

(Insertar Gráfico de Pastel de Volumen y Porcentaje de Volumen Dispuesto y Volumen y Porcentaje de Volumen Disponible)

(Insertar el Croquis o Plano del área de Disposición Final de Ripios y Cortes)

(Detallar las Condiciones de los Cortes en la Celda y Estado de Entrega de la misma)

(Insertar Fotografías del Estado de la Celda al Ser Entregada)

Firmas de responsabilidad

_____	_____
Tratamiento Químico Compañía	Supervisor SSA de PAM
_____	_____
Supervisor Compañía	Company Man de PAM

3.4.9 SEGURIDAD INDUSTRIAL

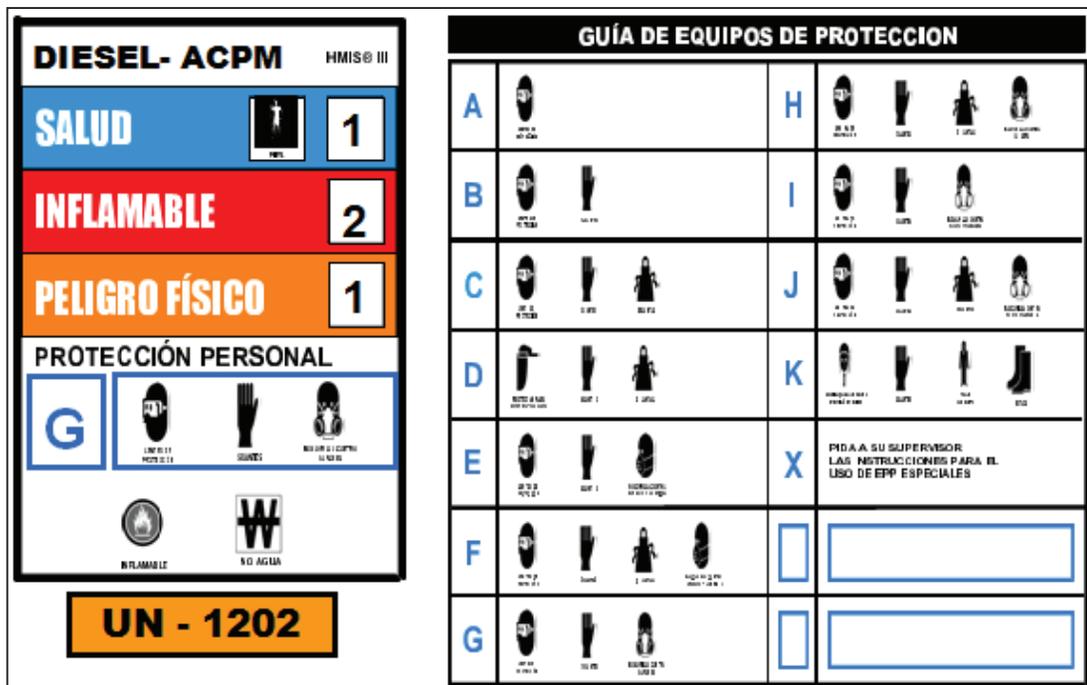
3.4.9.1 Manejo de Químicos

El técnico en tratamiento de aguas trabaja con químicos corrosivos para la piel e irritantes para el sistema respiratorio como el sulfato de aluminio, e incluso si se

usa policloruro de aluminio como coagulante este tiende a calentarse en contacto con el agua, es por ello que, el profesional debe conocer sobre el Sistema de Identificación de Materiales Peligrosos (HMIS) de cada producto.

El HMIS (Hazardous Materials Identification System) es un sistema de uso frecuente que emplea números y colores en las etiquetas. El Sistema de Identificación de Materiales Peligrosos fue desarrollado por el National Paint & Coatings Association (NPCA) para ayudar a los empleadores a cumplir con los requerimientos de comunicación de peligros (HAZCOM) de la OSHA. El propósito del empleo de HMIS es tratar de dar la mayor información posible de riesgos a la salud a todos los empleados en el lugar de trabajo. La figura 3.16 muestra un ejemplo de un HMIS III, que se halla en vigencia.

FIGURA 3.16 HMIS III



Fuente: es.slideshare.net/guezaef/presentacin-hmis-iii, 2014
 Elaboración: Gerson Quijano

La franja azul se identifica con riesgo para la salud, este tiene dos casilleros, en el casillero izquierdo se coloca un ícono en el que se señala el principal órgano afectado por la exposición a dicho producto, si va acompañado de un asterisco

indica que el daño a ese órgano es crónico. La figura 3.17 muestra los íconos que se insertan en este espacio.

FIGURA 3.17 ÍCONOS DE TOXICIDAD Y PELIGRO FÍSICO



Fuente: es.slideshare.net/guezaef/presentacin-hmis-iii, 2014

Elaboración: Gerson Quijano

En el casillero de la derecha de la franja azul se exhibe un número que indica el grado de riesgo para la salud, según muestra la tabla 3.5.

**TABLA 3.5
ÍNDICE DE RIESGO PARA LA SALUD HMIS III**

4	Amenaza inmediata a la vida, daño mayor o permanente puede resultar desde simples o repetidas sobreexposiciones.
3	Daño mayor probable a menos que se tomen acciones preventivas y se de tratamiento médico inmediato.
2	Puede ocurrir daño temporal o menor.
1	Posible daño menor reversible o irritación.
0	Riesgo no significativo en la salud.

Fuente: es.slideshare.net/guezaef/presentacin-hmis-iii, 2014

Elaboración: Bolívar Pozo

HMIS III identifica con una franja roja la inflamabilidad del producto, los índices de inflamabilidad están dados por la tabla 3.6.

TABLA 3.6
ÍNDICE DE INFLAMABILIDAD HMIS III

4	Gases inflamables o líquidos inflamables muy volátiles con puntos de inflamación por debajo de 73°F (23 °C) y puntos de ebullición menores a 100 °F (38 °C). materiales que pueden incendiarse espontáneamente en contacto con el aire.
3	Materiales capaces de incendiarse bajo casi todas las condiciones normales de temperatura. Incluyen líquidos inflamables con puntos de inflamación por debajo de 23 °C (73 °F) y puntos de ebullición por encima de 38 °C (100 °F). (Clase IB y IC)
2	Materiales que deben ser moderadamente calentados o expuestos a temperaturas ambientales altas antes de que la ignición se produzca. Incluyen líquidos con un punto de inflamación por encima de 38 ° pero por debajo de 93,5 °C. (Clase II & IIIA)
1	Materiales que deben ser precalentados antes de que su ignición ocurra. Incluye líquidos, sólidos y semisólidos que tienen puntos de inflamación por encima de 93,5 °C. (Clase IIIB)
0	Materiales que no se queman.

Fuente: es.slideshare.net/guezaef/presentacin-hmis-iii, 2014

Elaboración: Bolívar Pozo

En la franja naranja se muestra el índice de peligro físico. La tabla 3.7 muestra el índice de peligro físico para HMIS III.

TABLA 3.7
ÍNDICE DE PELIGRO FÍSICO HMIS III

4	Materiales que son capaces de reaccionar explosivamente con el agua, detonan o descomponen explosivamente, se polimerizan o auto reaccionan a presión y temperatura normales (25 °C y 1 atm),
3	Materiales que pueden formar mezclas explosivas en el agua o son capaces de detonar o reaccionar explosivamente en presencia de fuentes de iniciación fuertes. Materiales que pueden polimerizarse, descomponerse, auto reaccionan tienen otro cambio químico a presión y temperatura normales (25 °C y 1 atm) que representan un riesgo moderado de explosión.
2	Materiales que son inestables y pueden sufrir cambio químicos violentos a presión y temperatura normales (25 °C y 1 atm) con riesgo bajo de explosión. Materiales que pueden reaccionar violentamente con el agua o forma peróxidos bajo exposición al aire.
1	Materiales que son normalmente estables pero pueden volverse inestables a altas temperaturas o presiones. Materiales que pueden reaccionar con el agua no violentamente o sufren polimerización peligrosa en presencia de inhibidores.
0	Materiales que son normalmente estables aún bajo condiciones de fuego y no reaccionan con el agua, polimerizan, descomponen, condensan o auto reaccionan. No explosivos

Fuente: es.slideshare.net/guezaef/presentacin-hmis-iii, 2014

Elaboración: Bolívar Pozo

La franja blanca del HMIS III tiene dos secciones, en el recuadro izquierdo se coloca la letra correspondiente con el equipo de protección personal (EPP) a

usarse en el manejo del producto, mientras que en el rectángulo derecho se ponen los respectivos íconos. La tabla 3.8 muestra el EPP a usarse según la letra asignada.

TABLA 3.8
LETRAS DE IDENTIFICACIÓN DEL EPP

Letra	Equipo
A	Gafas de seguridad
B	Gafas de seguridad y guantes
C	Gafas de seguridad, guantes y mandil
D	Careta, guantes y mandil
E	Gafas de seguridad, guantes y respirador para polvos
F	Gafas de seguridad, guantes, mandil y respirador para polvos
G	Gafas de seguridad, guantes y respirador para vapores
H	Googles para salpicaduras, guantes, mandil y respirador para vapores
I	Gafas de seguridad, guantes y respirador para polvos y vapores
J	Googles para salpicaduras, guantes, mandil y respirador para polvos y vapores
K	Capucha con línea de aire o equipo SCBA, guantes, traje completo de protección y botas
X	Consulte con su supervisor las indicaciones especiales para manejo de estas sustancias

Fuente: es.slideshare.net/guezaef/presentacin-hmis-iii, 2014

Elaboración: Bolívar Pozo

Para conseguir la información completa del producto que se usa en el tratamiento de químico de aguas se debe recurrir a las Hojas de Seguridad del Material (MSDS). Es obligación del fabricante del producto proveer de las MSDS al usuario. El ingeniero en tratamiento de aguas debe disponer del etiquetado en los diferentes pallets con sacos de químicos y en los sacos que por diferentes circunstancias han sido removidos del pallet. El MSDS de cada producto que se usa debe estar disponible en el laboratorio y en la bodega de químicos para que pueda ser usado por cualquier persona del área de trabajo.

La Bodega de Químicos debe contar con los siguientes equipos:

- Extintor de incendios multipropósitos
- Estación lavaojos
- Techo

- Barda de contención en caso de derrame de químicos
- Tablero de información de productos químicos
- Kit de seguridad en la que consta las MSDS de cada producto

3.4.9.2 Uso del Equipo de Protección Personal

Es importante que el técnico en tratamiento de aguas obre con el ejemplo y sea el primero en demostrar la cultura de seguridad. En el patio del taladro petrolero es indispensable el uso del overo de algodón, casco, gafas de seguridad y botas puntas de acero. Cuando se vaya a tratar un tanque de agua debe colocarse adicionalmente una máscara “full face”, guantes de nitrilo tipo quirúrgicos y guantes de pupos, también puede usar guantes de nitrilo grandes y un mandil PVC; el overol debe estar fuera de las botas. Debe tener precaución con el manejo del polímero pues vuelve el piso y los guantes resbaladizos; luego de terminar el tratamiento de un tanque de agua debe tomar un baño y cambiarse de vestimenta. En el laboratorio se puede retirar el casco y las gafas. Siempre mantener en orden y aseado su estación y equipo de trabajo, eso da mucho que decir de un profesional y evita accidentes.

3.4.9.3 Izaje o Levantamiento de Cargas

Cuando se deba llevar químicos desde la bodega hasta la unidad de tratamiento de aguas se debe usar el montacargas del taladro, este está disponible las 24 horas. Usar equipo de izaje en buen estado. Para elevar un saco desde el pallet hasta la unidad se debe levantar el costal siguiendo las indicaciones que enseñan en los entrenamientos de seguridad. Cuando se suba escaleras siempre una mano debe estar libre para sujetarse del pasamano.

3.4.9.4 Mangueras

La explosión de mangueras ha generado graves accidentes al personal de control de sólidos y tratamiento de aguas, por ello siempre se debe verificar el perfecto estado de las mangueras, juntas y abrazaderas. Toda manguera de aire debe tener su guaya de seguridad en las juntas o extremos. Cuando se vaya a

desacoplar una manguera de aire se debe despresurizarla, caso contrario esta puede soltarse abruptamente causar graves lesiones o pérdida de vidas.

3.4.9.5 Equipos y Conexiones Eléctricas

Los equipos y conexiones eléctricas deben estar en perfecto estado, no deben existir fugas de energía eléctrica ya que pueden ponerse en contacto con el metal de la unidad de tratamiento de aguas y causar descargas eléctricas mortales, se debe verificar permanentemente y solicitar al supervisor la inmediata reparación de algún equipo averiado. Algunas empresas mantienen el slogan: “ningún trabajo es tan importante y ninguna tarea es tan urgente como para poner en riesgo la vida”.

3.4.9.6 Riesgos Biológicos

En el oriente ecuatoriano existen casos de dengue, fiebre amarilla, paludismo y otras enfermedades relacionadas con la picadura de mosquitos. En los taladros y campamentos se fumiga permanentemente para evitar que estos insectos se aproximen a los trabajadores, sin embargo existe la posibilidad de ser víctima del contagio de alguna de estas afecciones. Otro peligro son las serpientes que buscan lugares cálidos, varias de estas han sido encontradas confundidas con cables eléctricos o desplazándose por el patio de los taladro o en los campamentos, siempre se debe estar alerta para evitar fatalidades.

3.4.9.7 Manos y Ojos

Nuestras manos son la mejor herramienta y no tiene repuestos, cuidémosla evitando usar herramientas modificadas, identificando zonas de atrapamiento, el EPP nos ayuda a mitigar los daños, pero no a evitar el peligro. Nuestros ojos son invaluable, usemos siempre las gafas y las máscaras o visores cuando se lo requiera.

3.4.9.8 Alarmas de Seguridad

En los taladros de tienen identificados códigos de alarma de seguridad, esto enseñan en la inducción previo al ingreso a un taladro, existen alarmas por

incendio y arremetidas de pozo, en las cuales debe salir rápido y en orden hacia las puertas del cercado de la plataforma del pozo. En caso de alarma de presencia de H₂S se debe contener inmediatamente la respiración y correr en dirección contraria hacia donde apunta la manga de viento dispuesta en zonas estratégicas del taladro. En caso de ataque terrorista, peligro biológico, etc., se seguir las instrucciones que indica el personal de seguridad del taladro. Primero póngase a buen recaudo y permita que las brigadas hagan su trabajo, en el taladro hay personal bien entrenado para estos casos, participe de las brigadas y capacítese para saber cómo actuar, tome con seriedad los simulacros, pues en cualquier momento puede ser un caso real.

3.5 PROPUESTA PARA MEJORAR LAS PRUEBAS DE JARRAS

Uno de los principales inconvenientes en las pruebas de jarras es el mecanismo de agitación, pues al usar agitadores no se cumple con lo que ocurre en el tanque vertical, además, no se visualiza por completo el proceso al tratar de agitar el agua de una manera adecuada.

En el tanque vertical se tiene dos mecanismos de agitación:

- La circulación de agua que se logra con la bomba centrífuga de la unidad de tratamiento de aguas, y
- La aireación que se da con un compresor.

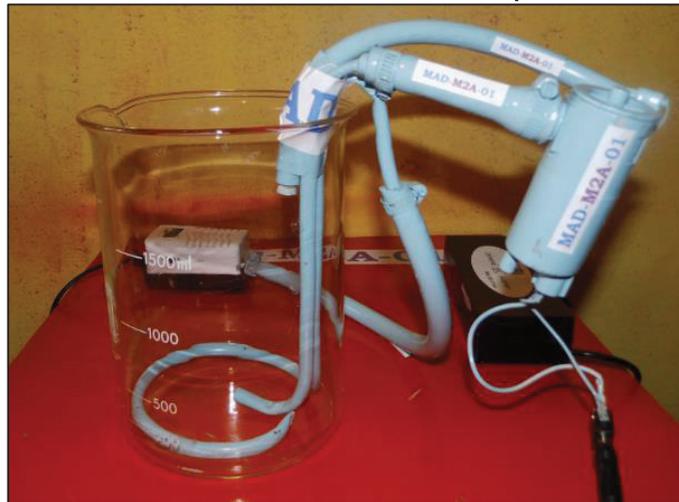
En las pruebas de jarras, muchas veces se detiene la agitación para adicionar los químicos, esto ya constituye una alteración al caso real, lo que al sumar el hecho que el mecanismo de agitación (de las pruebas) tampoco es el usado en los tanques de tratamiento de aguas, por ambas razones es necesario buscar un método más eficiente, para que las pruebas de jarras sean más acordes a la realidad.

Esta propuesta, trata de mejorar el mecanismo de agitación en las pruebas de jarras con un método más realista, para ello se construye un equipo que contiene los siguientes elementos:

- 1) Compresor de aire de 2,5 W usado en peceras (120 V AC).
- 2) Bomba centrífuga de agua genérica para limpiaparabrisas, de 18 W (12 V DC).
- 3) Vaso de precipitación de 1000 ml.
- 4) Fuente de poder de 12 V DC, y 1,5 A.
- 5) Mangueras y tubería para simular un caso real.

La figura 3.18 muestra las partes del equipo que en adelante conocerá como el MAD-M2A-01.

FIGURA 3.18 MECANISMO DE AGITACIÓN DUAL (MAD-M2A-01)



Fuente: Pruebas de funcionamiento, 2014
Elaboración: Bolívar Pozo

La figura 3.19 muestra las dificultades que se presentan al agitar manualmente con una varilla mientras se adicionan los químicos.

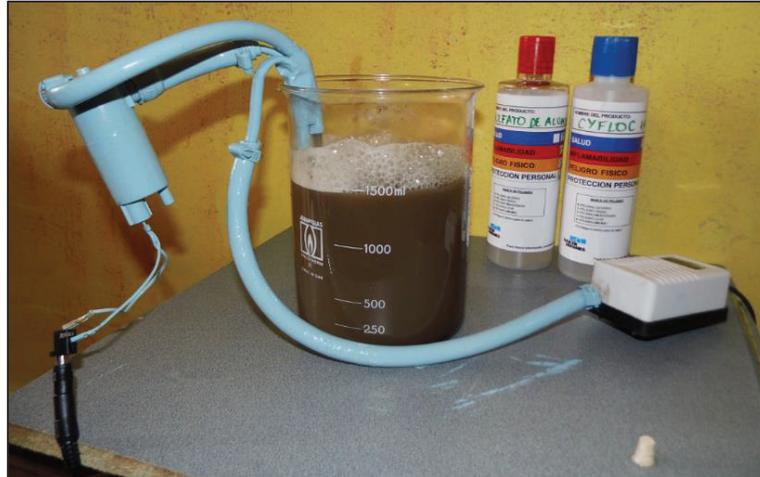
FIGURA 3.19 MECANISMO DE AGITACIÓN MANUAL



Fuente: Pruebas de funcionamiento, 2014
Elaboración: Bolívar Pozo

La figura 3.20 muestra el MAD-M2A-01 en operaciones, previo a la adición de los químicos.

FIGURA 3.20 MECANISMO DE AGITACIÓN DUAL EN FUNCIONAMIENTO



Fuente: Pruebas de funcionamiento, 2014
Elaboración: Bolívar Pozo

La figura 3.21 muestra la adición de sulfato de aluminio hasta la coagulación. La figura 3.22 muestra la adición de polímero cyfloc 1146 hasta la floculación. Las ventajas de este equipo de agitación son visibles, al permitir una agitación adecuada mientras el ingeniero de tratamiento de aguas aporta los químicos y observa los procesos de una manera más realista.

FIGURA 3.21 COAGULACIÓN DE LOS SÓLIDOS

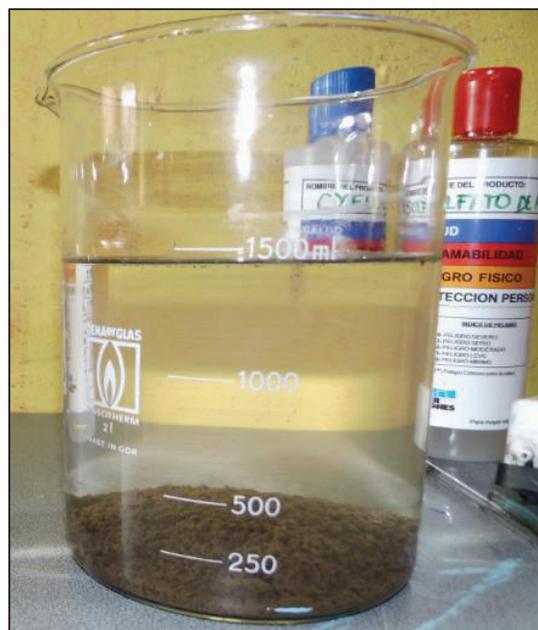


Fuente: Pruebas de funcionamiento, 2014
Elaboración: Bolívar Pozo

FIGURA 3.22 FLOCULACIÓN DE LOS SÓLIDOS

Fuente: Pruebas de funcionamiento, 2014
 Elaboración: Bolívar Pozo

La figura 3.23 muestra el agua tratada en la que se pueden visualizar los flóculos decantados.

FIGURA 3.23 DECANTACIÓN DE LOS FLÓCULOS

Fuente: Pruebas de funcionamiento, 2014
 Elaboración: Bolívar Pozo

Gracias a este avance se logra obtener una forma real de agitación y visualizar el proceso de coagulación y floculación para un mejor entendimiento y estudio de lo que ocurre en los tanques verticales.

3.5.1 COSTO DE FABRICACIÓN DEL EQUIPO MAD-M2A-01

La tabla 3.9 muestra el costo de los elementos que conformarían el equipo, y el costo global de fabricación del mismo.

TABLA 3.9
COSTO DEL EQUIPO MAD-M2A-01

ELEMENTOS	COSTO (USD)
Amazón de cobre	10
Bomba Centrífuga 10W	35
Compresor de aire 2,5W	15
Vaso de precipitación 1500 ml	10
Fuente de poder 12V; 1,5A	25
Mangueras y ajustes	5
Base de MDF	5
Pintura	5
Mano de obra y gastos varios	50
COSTO TOTAL DEL EQUIPO	150

Fuente: Pruebas de funcionamiento, 2014
Elaboración: Bolívar Pozo

3.5.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL EQUIPO MAD-M2A-01

La tabla 3.10 es un cuadro de doble entrada en la que se enlistan las ventajas y desventajas del uso de equipo MAD-M2A-01 versus la forma de agitación manual en las pruebas de jarras.

TABLA 3.10
VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL EQUIPO MAD-M2A-01

	VENTAJAS	DESVENTAJAS
FORMA DE AGITACIÓN MANUAL	<ul style="list-style-type: none"> • Bajo costo. • Fácil de operar. • No requiere uso de electricidad. 	<ul style="list-style-type: none"> • Mecanismo de agitación no concuerda con la realidad. • Requiere de personal experimentado para su realización. • Los resultados difieren de los obtenidos luego del tratamiento de aguas.
MAD-M2A-01	<ul style="list-style-type: none"> • Método de agitación real. • Los resultados son más exactos. • Fácil de operar. • Permite visualizar los procesos para hacer mejoras. 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere del uso de electricidad. • Mayor costo del equipo. • La muestra debe ser filtrada previamente.

Fuente: Pruebas de funcionamiento, 2014
Elaboración: Bolívar Pozo

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL TRATAMIENTO DE AGUAS

4.1 VOLÚMENES EN EL TRATAMIENTO DE AGUAS

Para determinar los costos es importante conocer el volumen de agua tratada para cada una de las secciones del pozo. En este capítulo se analizan los pozos Auca 72D, Auca 106D Y Auca 56D debido a la disponibilidad de la información de los recaps finales de campo. La tabla 4.1 muestra los volúmenes para estos tres pozos.

TABLA 4.1
VOLÚMENES DE AGUA TRATADA

POZO	SECCIÓN	VOLUMEN DE AGUA RECIBIDA (bbl)	TANQUES (430 bbl)
AUCA 72D	16"	4110	10
	12 ¼"	3440	8
	8 ½"	1900	5
TOTAL AUCA 72D		9450	23
AUCA 106D	16"	860	2
	12 ¼"	4730	11
	8 ½"	5160	12
TOTAL AUCA 106D		10750	25
AUCA 56D	16"	860	2
	12 ¼"	860	2
	8 ½"	5590	13
TOTAL AUCA 56D		7310	17

Fuente: Recaps finales de campo, 2014

Elaboración: Bolívar Pozo

De la tabla anterior se puede establecer que el volumen de agua a tratar en la construcción de estos pozos oscila entre 7000 a 11000 barriles. En la sección de 16", como se indicó en el capítulo anterior, el principal aporte es el agua de

piscina, entonces, el gran volumen de agua tratada para el pozo Auca 72D en la primera sección corresponde al agua de piscina, pues, al recibir esta piscina se hallaba con una gran cantidad de agua lluvia, la que debía ser evacuada para su tratamiento e inyección.

La tabla 4.2 muestra el origen del agua a tratar para cada uno de los tres pozos analizados.

TABLA 4.2
ORIGEN DE LOS VOLÚMENES DE TRATAMIENTO DE AGUAS

POZO	FUENTE	VOLUMEN DE AGUA (bbl)
AUCA 72D	AGUA DE DEWATERING	6291
	AGUA DE CONTRAPOZO	1720
	AGUA DE CELDAS ADF	1312
	AGUA DE LAVADO TANQ.	127
TOTAL AUCA 72D		9450
AUCA 106D	AGUA DE DEWATERING	6241
	AGUA DE CONTRAPOZO	0
	AGUA DE CELDAS ADF	3838
	AGUA DE LAVADO TANQ.	671
TOTAL AUCA 106D		10750
AUCA 56D	AGUA DE DEWATERING	5595
	AGUA DE CONTRAPOZO	760
	AGUA DE CELDAS ADF	823
	AGUA DE LAVADO TANQ.	132
TOTAL AUCA 56D		7310

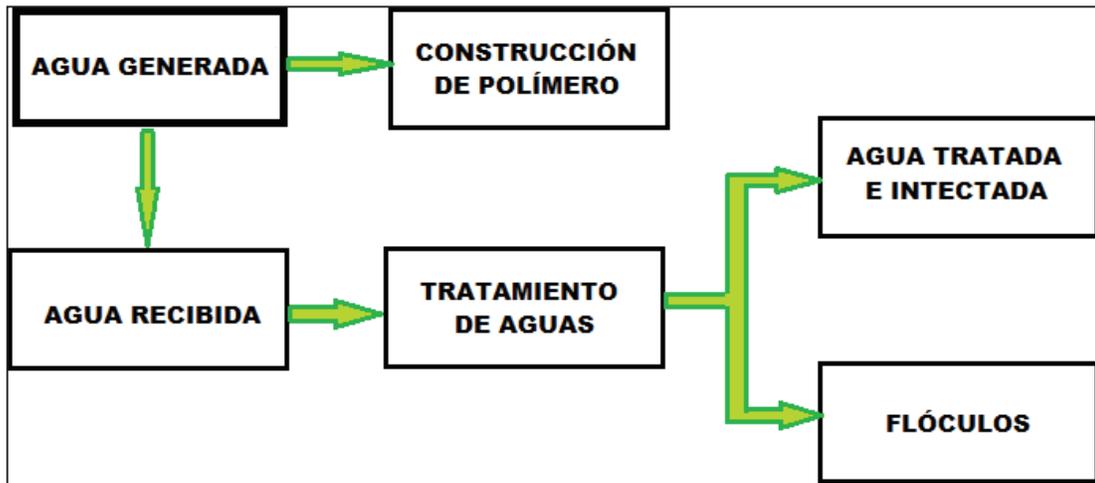
Fuente: Recaps finales de campo, 2014

Elaboración: Bolívar Pozo

La tabla anterior confirma que el alto volumen de agua en la primera sección del pozo Auca 72D se debe al agua de piscina.

El agua generada, se refiere al volumen total de agua proveniente de la construcción del pozo, de la cual cierto volumen se recircula al sistema activo para la construcción de polímero, y el volumen restante se recibe en los tanques verticales para su tratamiento; este último volumen se divide en agua tratada e inyectada, y volumen de flóculos que se envían nuevamente a las centrifugas. La figura 4.1 muestra el diagrama del balance de materiales en el tratamiento de aguas, y la tabla 4.3 muestra el balance de materiales para los pozos analizados.

FIGURA 4.1 DIAGRAMA DE FLUJO DEL BALANCE DE MATERIALES EN EL TRATAMIENTO DE AGUAS DE DEWATERING



Fuente: Recaps finales de campo, 2014

Elaboración: Bolívar Pozo

**TABLA 4.3
BALANCE DE MATERIALES EN EL TRATAMIENTO DE AGUAS DE DEWATERING**

POZO	PROCEDENCIA	VOLUMEN DE AGUA (bbi)
AUCA 72D (QMAX)	AGUA GENERADA	11382
	AGUA RECIRCULADA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE POLÍMERO	1932
	AGUA RECIBIDA	9450
	AGUA INYECTADA	7220
	FLÓCULOS	2230
AUCA 106D (BHI)	AGUA GENERADA	10810
	AGUA RECIRCULADA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE POLÍMERO	60
	AGUA RECIBIDA	10750
	AGUA INYECTADA	9500
	FLÓCULOS	1250
AUCA 56D (BHI)	AGUA GENERADA	7453
	AGUA RECIRCULADA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE POLÍMERO	143
	AGUA RECIBIDA	7310
	AGUA INYECTADA	6460
	FLÓCULOS	850

Fuente: Recaps finales de campo, 2014

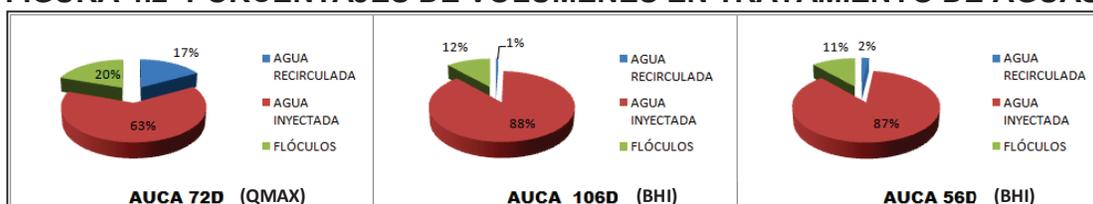
Elaboración: Bolívar Pozo

Al analizar la tabla anterior se nota que para el pozo Auca 72D existe un gran volumen de agua recirculado al sistema activo, esto depende de las condiciones

operativas en la construcción del pozo y de los métodos adoptados por las compañías contratistas. En el pozo Auca 72D la compañía de fluidos fue QMAX, mientras que en las otras fue BHI.

La cantidad de flóculos presentes en el agua tratada depende de las condiciones del dewatering. La empresa encargada del control de sólidos en la construcción de los tres pozos analizados fue BHI. La figura 4.2 muestra el porcentaje de flujos de volúmenes en el tratamiento de aguas para los tres pozos analizados.

FIGURA 4.2 PORCENTAJES DE VOLÚMENES EN TRATAMIENTO DE AGUAS



Fuente: Recaps finales de campo, 2014

Elaboración: Bolívar Pozo

4.2 COSTOS DEL TRATAMIENTO DE AGUAS

Para el tratamiento de aguas residuales, la compañía contratista alquila sus equipos y Técnico a EP PETROAMAZONAS. Generalmente los contratos se manejan por un valor de alquiler diario de los equipos con dos escenarios: uno en stand by y el otro cuando el equipo está en operación. La tabla 4.4 muestra los costos de alquiler diario de los equipos y técnico para el tratamiento de aguas del pozo Auca 56D. Se consideró este pozo debido a que es el único del cual se cuenta con el último reporte diario de campo, el cual detalla costos.

**TABLA 4.4
COSTO DIARIO DE ALQUILER DE EQUIPOS Y POR TÉCNICO EN EL POZO
AUCA 56D**

EQUIPOS	COSTO DIARIO OPERATIVO (USD)	COSTO DIARIO STAND BY (USD)
BOMBA CENTRÍFUGA 25HP	45,00	22,50
UNIDAD DE TRATAMIENTO DE AGUAS	70,00	35,00
LABORATORIO PORTATIL	97,00	72,75
COMPRESOR ELÉCTRICO DE AIRE	101,90	79,52
TANQUE VERTICAL	80,00	60,00
TÉCNICO TRATAMIENTO DE AGUAS	357,78	357,78

Fuente: Reportes diarios de campo del pozo Auca 56D, 2014

Elaboración: Bolívar Pozo

Para determinar el Costo Total Acumulado se hace la suma de los costos diarios cuando los equipos están en stand by u operativos, según los reportes diarios de campo firmados por Company Man.

Otro valor importante es el uso de químicos. La tabla 4.5 muestra la cantidad y costo de químicos usados en el pozo Auca 56D.

TABLA 4.5
CANTIDAD Y COSTO DE QUÍMICOS EN TRATAMIENTO DE AGUAS DEL POZO AUCA 56D

POZO	PRODUCTO	SACOS (25kg)	USD/ SACO	USD/ PRODUCTO
AUCA 56D	SULFATO DE ALUMINIO	104	25,97	2700,88
	POLICLORURO DE ALUMINIO	46	70,46	3241,16
	POLIMERO CYFLOC 1146	4	394,45	1577,80
	CAL HIDRATADA	28	17,08	478,24
	COSTO TOTAL POR PRODUCTOS QUÍMICOS			7998,08

Fuente: Recap final y reportes diarios de campo para el pozo Auca 56D, 2014

Elaboración: Bolívar Pozo

La tabla anterior muestra un ahorro cuando se utiliza sulfato de aluminio como coagulante en lugar de policloruro de aluminio, por ello, los nuevos contratos de EP PETROAMAZONAS establecen exclusivamente el uso de sulfato de aluminio, aunque al uso de este se le atribuye la formación de bacterias en los pozos inyectoros.

El costo total de tratamiento de aguas depende del tiempo de perforación, la cantidad de químicos usados, el volumen de agua a tratar, y el costo de alquiler diario de equipos y servicios del técnico de tratamiento de aguas. La tabla 4.6 muestra el costo total del tratamiento de aguas para el pozo Auca 56D; la figura 4.3 muestra los porcentajes de costos en el tratamiento de aguas.

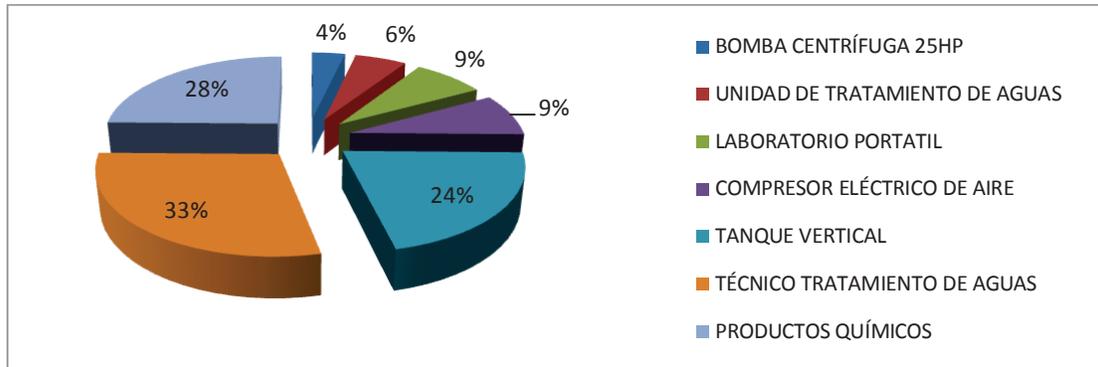
TABLA 4.6
COSTO TOTAL DE TRATAMIENTO DE AGUAS EN EL POZO AUCA 56D

EQUIPOS	(USD) TOTAL
BOMBA CENTRÍFUGA 25HP	1170,00
UNIDAD DE TRAT. DE AGUAS	1820,00
LABORATORIO PORTATIL	2522,00
COMPRESOR ELÉCTRICO DE AIRE	2649,40
TANQUE VERTICAL	4160,00
TÉCNICO TRATAMIENTO DE AGUAS	9302,28

TABLA 4.6 CONTINUACIÓN

PRODUCTOS QUÍMICOS	7998,08
COSTO TOTAL DEL TRATAMIENTO DE AGUAS	29621,76

Fuente: Recap y Reportes Diarios de Campo para el pozo Auca 56D, 2014
Elaboración: Bolívar Pozo

FIGURA 4.3 RELACIÓN DE PORCENTAJE DE COSTOS EN EL POZO AUCA 56D

Fuente: Recap y Reportes Diarios de Campo para el pozo Auca 56D, 2014
Elaboración: Bolívar Pozo

Como muestra la figura anterior el aporte más importante es el costo de servicios por el técnico de tratamiento de aguas (33%) por quien se paga durante todo el proyecto de perforación, mientras que el costo por químicos (24%) es el segundo costo importante, muchas empresas tratan de ahorrar químicos en el tratamiento de aguas para minimizar costos, de allí la importancia de las pruebas de jarras ya que estas permiten la obtención de cantidades óptimas de productos químicos a usarse. Para ahorrar costos por el rubro más considerable (ingeniero de tratamiento de aguas), sería recomendable que este técnico esté en el pozo exclusivamente cuando las operaciones así lo exijan, y de esta manera optimizar su tiempo de permanencia y gastos por tiempo muerto, para lo cual se debe hacer una planificación de tiempos y tomar en consideración esta característica en los nuevos contratos de EP PETROAMAZONAS. La tabla 4.7 muestra el tiempo en días de duración de la perforación de cada sección y el número de tanques tratados por sección para los tres pozos analizados, información obtenida de los recaps finales de campo.

TABLA 4.7
DÍAS DE PERFORACIÓN Y TANQUES TRATADOS POR SECCIÓN

POZO	SECCIÓN	TIEMPO DE PERFORACIÓN (DÍAS)	TANQUES (430 bbl)
AUCA 72D	16"	8	10
	12 ¼"	7	8
	8 ½"	6	5
AUCA 106D	16"	8	2
	12 ¼"	11	11
	8 ½"	5	12
AUCA 56D	16"	5	2
	12 ¼"	7	2
	8 ½"	10	13

Fuente: Recaps finales de campo, 2014

Elaboración: Bolívar Pozo

Basándose en la tabla anterior, se tiene que para el pozo Auca 72D se tenía un gran volumen inicial de agua en la piscina de disposición final de sólidos, por lo que el técnico en tratamiento de aguas trabajó durante la perforación de la primera sección para evacuar este volumen; en la segunda sección del pozo se observa que se sigue extrayendo agua de piscina y presenta agua de dewatering, por lo que en la tercera sección se trató agua de dewatering en su mayoría. Para el pozo Auca 106D se observa también un alto volumen de agua de piscina, pero el técnico empezó a evacuarla durante la perforación de la segunda sección del pozo y continuó drenando esta agua hasta la tercera sección, adicionando el tratamiento de agua de dewatering. Para el pozo Auca 56D se observa que no existía mayor cantidad inicial de agua en la piscina por lo que durante la perforación de la primera y segunda sección se trató agua exclusivamente de dewatering, mientras que para la tercera sección se trató ya agua de piscina junto con la de dewatering.

Un buen técnico de tratamiento de aguas logra tratar al menos 2 tanques de agua de 430 barriles por día, tomando como referencia este valor se detalla la tabla 4.8 en la que se muestra el porcentaje de tiempo productivo del ingeniero de tratamiento de aguas en la perforación del pozo Auca 56D y de los pozos Auca 72D y 106D.

TABLA 4.8
PORCENTAJE TIEMPO PRODUCTIVO DEL TÉCNICO DE AGUAS

POZO	SECCIÓN	DÍAS	TANQUES TRATADOS	TANQUES REFERENCIA	PRODUCTIVO (%)
AUCA 72D	16"	8	10	16	63
	12 ¼ "	7	8	14	57
	8 ½ "	6	5	12	42
AUCA 106D	16"	8	2	16	13
	12 ¼ "	11	11	22	50
	8 ½ "	5	12	10	120
AUCA 56D	16"	5	2	10	20
	12 ¼ "	7	2	14	14
	8 ½ "	10	13	20	65

Fuente: Recaps finales de campo, 2014

Elaboración: Bolívar Pozo

De los resultados de la tabla anterior se justifica la presencia del ingeniero de aguas durante toda la perforación de la primera sección siempre y cuando exista un alto volumen de agua en la piscina de ripios, y que en ese tiempo vacíe toda el agua posible. Durante la perforación de la segunda sección no se justifica la presencia del ingeniero de aguas en todo el período, pues, si en la primera sección se trató el agua de piscina, para la segunda sección sólo se debería tratar agua de dewatering y de piscina remanente. Para la perforación de la tercera sección si se justifica la presencia del ingeniero de aguas durante toda la operación, ya que debe entregar la piscina de ripios y cortes, el tambor (DRUM) de muestra, tratar el agua del dewatering del lodo usado durante la perforación, etc.

Otro valor importante es el alquiler de los dos tanques verticales, se debería hacer un estudio para determinar la posibilidad de ahorrar costos de este aporte, y de los demás valores, al costo total por tratamiento de aguas.

CAPÍTULO 5

CONTROL DE SÓLIDOS RESULTANTES DEL DEWATERING Y RIPIOS DE PERFORACIÓN

5.1 SÓLIDOS Y RIPIOS DE PERFORACIÓN

Como se estudió en el Capítulo 2, los ripios de perforación se obtienen de los diferentes equipos de control de sólidos: removedor de gumbo, zarandas, desarenadores, desarcilladores, mudcleaner y de las centrífugas decantadoras. Los sólidos comprenden tanto los ripios de perforación como aquellos materiales sólidos que se aditivan al fluido de perforación para darle propiedades específicas, y que finalmente son removidos, generalmente, en los desarcilladores, mudcleaners y en las centrífugas decantadoras. Los sólidos por efecto de la gravedad caen desde los dispositivos de control de sólidos hacia los tanques de sólidos (catch tanks), o directamente hacia las piscinas de disposición final de ripios cuando esta se halla en la misma plataforma de perforación. La figura 5.1 muestra la descarga de sólidos hacia el tanques de sólidos.

FIGURA 5.1 DESCARGA DE SÓLIDOS HACIA LOS TANQUES DE SÓLIDOS



Fuente: Observaciones de Campo, 2014
Elaboración: Bolívar Pozo

5.2 PARÁMETROS PERMISIBLES PARA DESCARGAS SÓLIDAS

El RAOHE provee las tablas 7a y 7b como límites permisibles de lixiviados para disposición final de lodos y ripios de perforación en superficie. Las tablas 5.1 y 5.2 muestran las tablas 7a y 7b del RAOHE respectivamente.

TABLA 5.1
LÍMITES PERMISIBLES DE LIXIVIADOS (TABLA 7a RAOHE)
SIN IMPERMEABILIZACIÓN EN LA BASE

PARAMETRO	Expresado en	Unidad	Valor límite permisible
Potencial hidrógeno	pH	---	6<pH<9
Conductividad eléctrica	CE	μS/cm	4000
Hidrocarburos totales	TPH	mg/L	<1
Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAPs)	C	mg/L	<0,003
Cadmio	Cd	mg/L	<0,05
Cromo total	Cr	mg/L	<1,0
Vanadio	V	mg/L	<2,0
Bario	Ba	mg/L	<5

Fuente: RAOHE, 1998

Elaboración: Bolívar Pozo

TABLA 5.2
LÍMITES PERMISIBLES DE LIXIVIADOS (TABLA 7b RAOHE)
CON IMPERMEABILIZACIÓN EN LA BASE

PARAMETRO	Expresado en	Unidad	Valor límite permisible
Potencial hidrógeno	pH	---	4<pH<12
Conductividad eléctrica	CE	μS/cm	8000
Hidrocarburos totales	TPH	mg/L	<50
Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAPs)	C	mg/L	<0,005
Cadmio	Cd	mg/L	<0,5
Cromo total	Cr	mg/L	<10,0
Vanadio	V	mg/L	<2
Bario	Ba	mg/L	<10

Fuente: RAOHE, 1998

Elaboración: Bolívar Pozo

El profesional a cargo del control de sólidos y manejo de desechos sólidos es el ingeniero de sólidos, quien además desempeña las funciones de Supervisor del ingeniero de aguas, Operadores de la unidad de dewatering, y demás personal involucrado en el control de sólidos y manejo de residuos de perforación.

Los residuos sólidos deben estar sujetos a las disposiciones del RAOHE, el cual además establece lo siguiente:

“Los lodos y ripios de perforación, para su disposición final en superficie tienen que cumplir con los parámetros y límites permisibles indicadas en la tabla,

dependiendo de si el sitio de disposición final cuenta con una impermeabilización de la base o no. El muestreo se realizará de tal manera que se obtengan muestras compuestas representativas en función del volumen total dispuesto en el respectivo sitio.

Los lodos de decantación procedentes del tratamiento de los fluidos de perforación se incluirán en el tratamiento y la disposición de los lodos y ripios de perforación. Además del análisis inicial para la disposición final, se requiere un seguimiento a través de muestreos y análisis periódicos:

1. a los siete días de la disposición de los lodos y ripios tratados;
2. a los tres meses de la disposición;
3. A los seis meses de la disposición.”

Los contratos actuales de EP PETROAMAZONAS establecen el uso de celdas (piscinas) de disposición final exclusivamente con impermeabilización en la base, por ende rige la tabla 7b. En caso que los residuos sólidos no cumplan con los parámetros establecidos por el la Tabla 7b del RAOHE se debe hacer un tratamiento previo antes de su disposición final, algunas empresas mezclan los sólidos y ripios con agentes orgánicos como ALLI ALPA para acelerar el proceso de degradación natural.

5.3 PROCESO DE DISPOSICIÓN FINAL DE SÓLIDOS

Los sólidos deben ser dispuestos en piscinas, las cuales se hallan en Áreas de Disposición Final (ADF) o en la misma plataforma de perforación. En las locaciones que tienen la celda en la misma plataforma de perforación se puede disponer los equipos de control de sólidos de tal manera que los ripios y sólidos caigan directamente en la piscina, o acoplar un mecanismo para lograr este objetivo. Cuando la piscina está alejada de los equipos de control de sólidos se hace indispensable el uso de tanques de sólidos debajo de los dispositivos de control de sólidos; una retroexcavadora traslada los sólidos a baldes de volquetas las cuales transportan hacia las celdas de disposición final. La figura 5.2 muestra la celda de disposición final de sólidos y ripios de perforación.

FIGURA 5.2 CELDA DE DISPOSICIÓN FINAL DE SÓLIDOS Y RIPIOS

Fuente: Observaciones de Campo, 2014

Elaboración: Bolívar Pozo

5.4 DOCUMENTACIÓN DEL CONTROL Y MANEJO DE SÓLIDOS

El ingeniero de sólidos se responsabiliza de la recepción de la celda de disposición final de sólidos y ripios de perforación, para ello debe realizar un Acta de Recepción de la misma con el siguiente formato:

ACTA DE RECEPCIÓN DE LA CELDA DE CORTES Y RIPIOS DE PERFORACIÓN

Nombre de la Empresa: EP PETROAMAZONAS

Periodo/Año:

Nombre de la Contratista:

Taladro:

Locación del taladro:

Pozo:

Lugar de Disposición de Cortes:

Celda de disposición:

Tipo de Celda de Disposición:

Fecha de Recepción de la Celda:

Tabla de Volúmenes y Características de la Celda

DATOS		VALORES	UNIDADES
Número de celdas Utilizadas:			N/A
Profundidad Media de Celdas:			m
Nivel Freático Medio:			m
Volumen Total	Celda #		bbl

(continúa...)

(continuación)

(Insertar Gráfico de Patel del Volumen Disponible en la Celda y Volúmen Usado por un proyecto anterior)

(Insertar Plano o Cróquis del Área de Disposición Final en la que se halla la celda)

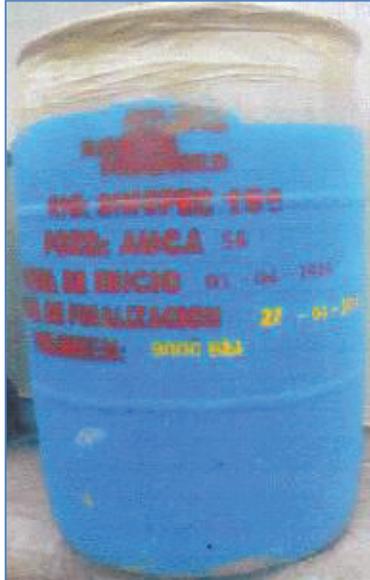
(Insertar Fotografía de la condición al recibir la celda)

Firmas de responsabilidad

_____	_____
Tratamiento Químico Compañía	Supervisor SSA de PAM
_____	_____
Supervisor Compañía	Company Man de PAM

Según las tablas 7a y 7b del RAOHE se establece que a los 7 días, 3 meses y 6 meses de dispuestos los sólidos ripios de perforación en la celda de disposición final se debe realizar análisis para determinar si los valores estipulados en dichas tablas se hallan dentro de los límites permisibles. Una empresa tercera se encarga de llevar a cabo el análisis, para ello es necesario tomar una muestra testigo de los sólidos descargados durante la perforación de las tres secciones del pozo y guardarla en un tanque, tambor o barril (DRUM), generalmente de plástico, el cual será al final del proyecto depositado en una locación dispuesta por el personal de SSA de EP PETROAMAZONAS. La figura 5.3 muestra un tambor que contiene la muestra testigo de sólidos y ripios de perforación.

FIGURA 5.3 TAMBOR CON LA MUESTRA TESTIGO DE RIPIOS DE PERFORACIÓN



Fuente: Observaciones de Campo, 2014
Elaboración: Bolívar Pozo

Se debe hacer un acta de entrega del tambor como constancia de haber cumplido con este requisito, el formato para el acta debe ser como se muestra a continuación:

ACTA DE ENTREGA DE LA MUESTRA TESTIGO DE RIPIOS DE PERFORACIÓN

Nombre de la Empresa: EP PETROAMAZONAS

Periodo/Año:

Nombre de la Contratista:

Taladro:

Locación:

Disposición:

Pozo:

Por medio de la presente acta, la compañía XXXXXXXXXXXX hace la entrega de los ripios de perforación, cumpliendo con los reglamentos ambientales de EP PETROAMAZONAS al momento de finalizar la perforación y disposición final de cortes.

En este tambor fueron dispuestos los cortes del siguiente pozo:

(Continúa...)

(continuación)

Volumen Total Dispuesto en la Celda:

Fecha de Inicio de la Perforación:

Fecha de Finalización de la Perforación y Disposición Final:

Fecha de toma de la primera muestra:

(Adjuntar fotografías de toma de la muestra y el DRUM listo para la entrega)

(Adjuntar fotografías o croquis de la locación donde reposará finalmente el DRUM que contiene la muestra testigo.)

Firmas de responsabilidad

_____	_____
Tratamiento Químico Compañía	Supervisor SSA de PAM
_____	_____
Supervisor Compañía	Company Man de PAM

5.5 COSTOS DEL CONTROL Y DISPOSICIÓN DE SÓLIDOS

Los costos asociados con el proceso de control de sólidos y disposición de rípios de perforación dependen de las condiciones contractuales. Los costos por el control de sólidos y disposición se pueden clasificar en:

- Costo por uso de químicos
- Costo por consumo de mallas
- Costo por renta de equipo básico
- Costo por personal
- Costo por eventos
- Costo por renta de equipo adicional y personal extra

5.5.1 COSTO POR USO DE QUÍMICOS

En cuanto al control de sólidos el uso de químicos se da en tres procesos: el MQC, dewatering y tratamiento de sólidos. El tratamiento de sólidos es un proceso en el que se adiciona un agente orgánico, como ALLI ALPA, en los tanques de sólidos para mezclarlo con los sólidos y rípios de perforación previo a su disposición final, para acelerar el proceso de degradación natural. La tabla 5.3 muestra el consumo de químicos para el control de sólidos en los pozos Auca 72D, Auca 106D y Auca 56D; y la tabla 5.4 muestra el costo por consumo de químicos. Se analizan estos tres pozos debido a que se tienen los Recaps finales.

TABLA 5.3
USO DE QUÍMICOS EN EL CONTROL DE SÓLIDOS

POZO	PROCESO	PRODUCTOS QUÍMICOS						
		SULFATO DE ALUMINIO 25 Kg/saco	POLIMERO OFXC1146 25 Kg/saco	POLIMERO OFXC1143 25 Kg/saco	CAL HIDRATADA 25 Kg/saco	AGENTE ORGÁNICO 50 Kg/saco	POLICLORURO DE ALUMINIO 25 Kg/saco	ACIDO FOSFÓRICO 5 Gal/caneca
AUCA 72D	MQC			24				
	DEWATE.	99	18	31	133			1
	TRA. SOL.					105		
	TOTAL	99	18	55	133	105	0	1
AUCA 106D	MQC			14				
	DEWATE.	103	11	15	159			
	TRA. SOL.					90		
	TOTAL	103	11	29	159	90	0	0
AUCA 56D	MQC			15				
	DEWATE.	57	9	19	101		2	
	TRA. SOL.					70		
	TOTAL	57	9	34	101	70	2	0

Fuente: Recaps finales de campo, 2014

Elaboración: Bolívar Pozo

TABLA 5.4
COSTO POR CONSUMO DE QUÍMICOS

PRODUCTO	CANTIDAD POR POZO			(USD)/ UNIDAD	COSTO POR POZO (USD)		
	AUCA 72	AUCA 106	AUCA 56		AUCA 72	AUCA 106	AUCA 56
SULFATO DE ALUMINIO (25 Kg/saco)	99	103	57	25,97	2571,03	2674,91	1480,29
POLIMERO OFXC1146 (25 Kg/saco)	18	11	9	394,45	7100,10	4338,95	3550,05
POLIMERO OFXC1143 (25 Kg/saco)	55	29	34	394,45	21694,75	11439,05	13411,30
CAL HIDRATADA (25 Kg/saco)	133	159	101	17,08	2271,64	2715,72	1725,08
AGENTE ORGÁNICO (50 Kg/saco)	105	90	70	34,63	3636,15	3116,70	2424,10
POLICLORURO DE ALUMINIO (25 Kg/saco)	0	0	2	70,46	0	0	140,92
ACIDO FOSFÓRICO (5 Gal/caneca)	1	0	0	173,16	173,16	0	0
COSTO TOTAL POR POZO (USD)					37446,83	24285,33	22731,74

Fuente: Recaps finales de campo, 2014

Elaboración: Bolívar Pozo

5.5.2 COSTO POR CONSUMO DE MALLAS

Como se estudió en el Capítulo 2, el uso de las mallas en las zarandas y en el limpiador de lodo es indispensable en el control de sólidos, depende del ingeniero de fluidos solicitar la instalación de mallas nuevas o el uso de mallas usadas en proyectos anteriores, así como el tipo de malla a usarse, siempre con las recomendaciones del ingeniero de sólidos. La tabla 5.5 muestra el costo por consumo de mallas en los tres pozos analizados.

**TABLA 5.5
COSTO POR CONSUMO DE MALLAS**

MALLA	CANTIDAD POR POZO			(USD)/ UNIDAD	COSTO POR POZO (USD)		
	AUCA 72	AUCA 106	AUCA 56		AUCA 72	AUCA 106	AUCA 56
API 230	6	5		675,00	4050,00	3375,00	
API 200			3	582,75			1748,25
API 170				499,50			
API 140				499,50			
API 120	9	12	9	471,75	4245,75	5661,00	4245,75
API 100	5		12	471,75	2358,75		5661,00
API 80				471,75			
API 70		6		471,75		2830,50	
COSTO TOTAL POR POZO (USD)					10654,50	11866,5	11655,00

Fuente: Recaps finales de campo, 2014

Elaboración: Bolívar Pozo

5.5.3 COSTO POR RENTA DE EQUIPO BÁSICO

La compañía contratista renta su equipo a EP PETROAMAZONAS para llevar a cabo las operaciones de control de sólidos, generalmente la misma empresa encargada del control de sólidos es, además, la encargada del tratamiento de aguas, por ello en este capítulo se estudian los costos exclusivos del control de sólidos, ya que los costos de tratamiento de aguas fueron tratados en el capítulo anterior. Los equipos básicos comprenden la unidad de dewatering, bombas centrífugas y de diafragma, laboratorio y equipos de laboratorio, tanques de sólidos, tanques verticales, centrífugas decantadoras, etc. La tabla 5.6 muestra el costo por renta del equipo básico y se establece el costo total para el pozo Auca 56. Se considera este pozo para los posteriores análisis, debido que se cuenta con la información del último reporte diario de campo.

TABLA 5.6
COSTO POR RENTA DE EQUIPO BÁSICO DEL POZO AUCA 56D

EQUIPO BÁSICO	COSTO DÍA EN OPERACIONES (USD)	COSTO DÍA EN STAND BY (USD)	COSTO ACUMULADO (USD)
CENTRÍFUGA ALTO VOLUMEN	390,39	195,20	10150,14
CENTRÍFUGA ALTA VELOCIDAD	335,00	167,50	8710,00
TANQUE DE SÓLIDOS 200 bbl	65,00	48,75	1690,00
TANQUE DE SÓLIDOS 100 bbl	40,54	30,41	1054,04
BOMBA DE DIAFRAGMA DE 3"	40,00	20,00	2080,00
BOMBA CENTRÍFUGA 75 HP	80,00	40,00	2080,00
BOMBA CENTRÍFUGA 25 HP	45,00	22,50	1170,00
UNIDAD DE DEWATERING 240 bbl	320,00	160,00	8320,00
CAMPER – LABORATORIO	66,40	68,60	1726,40
TANQUE VERTICAL 480 bbl	80,00	60,00	8320,00
COSTO TOTAL POR RENTA DE EQUIPOS BÁSICOS			45300,58

Fuente: Reportes diarios de campo para el pozo Auca 56D, 2014

Elaboración: Bolívar Pozo

5.5.4 COSTO POR PERSONAL

El personal que labora en el control de sólidos comprende de:

- 1 Técnico de Control de Sólidos (Ingeniero de Sólidos)
- 2 Operadores de la Unidad de Dewatering
- 2 Ayudantes de los Operadores

El ingeniero de sólidos es un profesional que labora 24 horas en el taladro, mientras que los operadores y ayudantes tienen turnos de 12 horas, por ello se compone de dos brigadas en las que está presente un operador y un ayudante. La tabla 5.7 muestra el costo por el personal de tratamiento de sólidos para el pozo Auca 56D.

TABLA 5.7
COSTO POR PERSONAL DE CONTROL DE SÓLIDOS

PERSONAL	COSTO DIARIO (USD)	COSTO ACUMULADO (USD)
Supervisor de Control de Sólidos	486,78	12656,28
Técnico Operador de C. de Sólidos	234,25	6090,50
Obrero – Ayudante de C. de Sólidos	139,58	3629,08
COSTO TOTAL POR PERSONAL		22375,86

Fuente: Reportes diarios de campo para el pozo Auca 56D, 2014

Elaboración: Bolívar Pozo

5.5.5 COSTO POR EVENTOS

Se refiere a “eventos” aquellos que contempla la Tabla 7b del Registro Oficial 265, equivalente con la del RAOHE, la que establece que se deben llevar tomas de muestras de lixiviados de lodos y rípios de perforación a los 7 días, 3 y 6 meses luego de la disposición final, para ello, una tercera empresa toma la muestra del DRUM que fue dispuesto en un área determinada por el personal de SSA de EP PETROAMAZONAS, en la toma de las muestras deben estar presentes un representante de la compañía contratista que llevó a cabo la tarea de control de sólidos, un representante de SSA de EP PETROAMAZONAS, y el técnico del laboratorio que tomará y analizará la muestra testigo. Por los tres eventos de toma de muestras, la operadora estatal canceló USD 2000 para el pozo Auca 56D.

5.5.6 COSTO POR RENTA DE EQUIPO ADICIONAL Y PERSONAL EXTRA

Para el transporte de los residuos sólidos se requieren volquetas y una retroexcavadora, algunas veces se alquila un tanque de sólidos extra y para supervisión de movilización se contrata un técnico que recorre el trayecto de las volquetas para controlar que no haya regueros y los transportistas cumplan con su función. La tabla 5.8 muestra los costos por renta de equipo adicional y personal extra para el pozo Auca 56D.

TABLA 5.8
COSTO POR RENTA DE EQUIPO ADICIONAL Y PERSONAL EXTRA

EQUIPO ADICIONAL Y PERSONAL EXTRA	COSTO DIARIO OPERATIVO (USD)	COSTO DIARIO STAND BY (USD)	COSTO ACUMULADO (USD)
Retroexcavadora	441,79	331,34	15904,44
Volqueta	456,23	342,17	36954,63
Tanque de Sólidos	65,00	48,75	1690,00
Supervisor de Movilización	234,25	234,25	5856,25
COSTO TOTAL POR PERSONAL			60405,32

Fuente: Reportes diarios de campo para el pozo Auca 56D, 2014
Elaboración: Bolívar Pozo

La tabla 5.8 muestra un resumen de los costos por control y tratamiento de sólidos para el pozo Auca 56D.

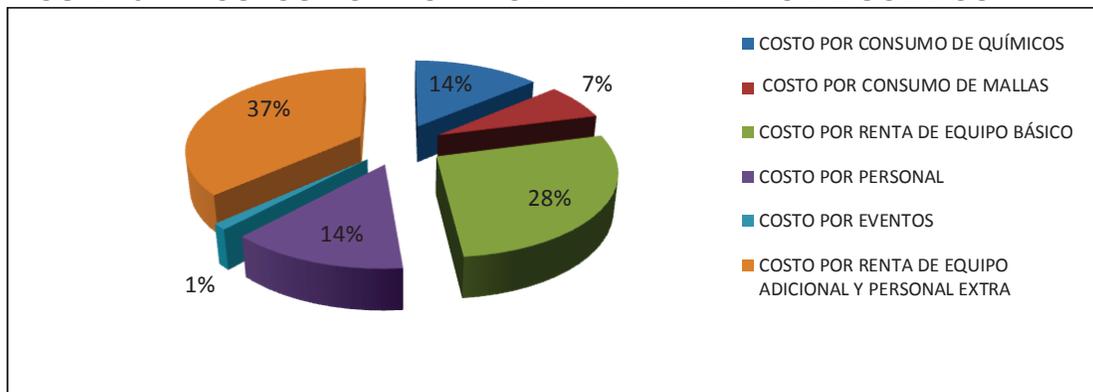
TABLA 5.9
COSTO POR CONTROL Y TRATAMIENTO DE SÓLIDOS POZO AUCA 56D

TIPO DE COSTO	COSTO ACUMULADO (USD)
COSTO POR CONSUMO DE QUÍMICOS	22731,74
COSTO POR CONSUMO DE MALLAS	11655,00
COSTO POR RENTA DE EQUIPO BÁSICO	45300,58
COSTO POR PERSONAL	22375,86
COSTO POR EVENTOS	2000,00
COSTO POR RENTA DE EQ. ADIC. Y PERS. EXTRA	60405,32
COSTO TOTAL POR TRATAMIENTO DE SÓLIDOS	164468,50

Fuente: Recaps finales y reportes diarios de campo para el pozo Auca 56D, 2014
 Elaboración: Bolívar Pozo

La figura 5.4 muestra la relación de porcentajes de costos por el Control y tratamiento de sólidos.

FIGURA 5.4 COSTOS POR CONTROL Y TRATAMIENTO DE SÓLIDOS



Fuente: Recaps finales y reportes diarios de campo para el pozo Auca 56D, 2014
 Elaboración: Bolívar Pozo

Como se puede observar en la figura anterior, el valor más importante en el control y tratamiento de sólidos se debe al Costo por Renta de Equipo Básico y Personal Extra (37%), esto es importante considerar, pues, existen períodos durante la perforación de un pozo en los cuales las volquetas pasan muchos días en stand by, debido a que no se está haciendo Dewatering o se está en labores de revestimiento del hoyo; en estos periodos el personal y equipo extra ganan sin realizar actividades, por lo que se debería hacer un estudio para determinar los tiempos necesarios en los cuales es justificable el pago por estos equipos. Así mismo, el personal de Control de Sólidos, sobre todo Operadores y Ayudantes tienen mucho tiempo libre en varios períodos de perforación y tan sólo laboran

durante el dewatering, es importante establecer tareas diarias para ellos como el mantenimiento de equipos y capacitaciones.

5.6 SALUD, SEGURIDAD Y AMBIENTE

Como se mencionó en el Capítulo 3, la seguridad industrial es un eje fundamental en el trabajo dentro de un área tan compleja como es la plataforma de perforación, donde se desarrollan todo tipo de actividades y se expone a muchos peligros como: químicos, radiológicos, físicos, biológicos, etc., por ello hay que tener en cuenta los etiquetados de los productos, disponer de áreas específicas para el almacenamiento de químicos, mantener los equipos y herramientas en buen estado, participar de las charlas de seguridad por parte del personal de la compañía contratista, el personal del taladro o de EP PETROAMAZONAS. Se debe tener cuidado con las cargas pesadas, presiones, altas temperaturas, exposiciones a gases tóxicos, atrapamientos, pisos resbalosos, y todos los peligros que pueden significar un riesgo para nuestra salud y vidas.

El trabajo en un taladro de perforación es reconfortante, pero peligroso, por ello siempre se debe estar prevenido porque en cualquier momento puede ocurrir una desgracia, siempre hay que recordar que el EPP que usamos únicamente nos ayuda a prevenir los riesgos, pero no a evitarlos, y que siempre nos espera alguien en casa.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

El fluido de perforación es el medio por el cual se extraen los ripios del hoyo, además, soporta las paredes del pozo durante la construcción del agujero, controla las presiones de las formaciones, entre otras funciones; por lo que, el mantenimiento de sus propiedades debe ser tomado con mucha seriedad por los involucrados en la perforación, sobre todo por parte de Company Man, la compañía de Fluidos y la empresa de Control de Sólidos. El taladro debe contar con equipos de control de sólidos en buen estado y 100% operativos.

Los proyectos de EP PETROAMAZONAS en el oriente ecuatoriano se desarrollan generalmente con el uso de fluidos de perforación base agua, los cuales están formados por: una fase líquida, la fracción coloidal o reactiva, la fracción inerte y la fase química. La primera sección se perfora con un lodo nativo, la segunda sección con barita como material pesante, y la tercera sección con carbonato de calcio como fase inerte (pesante) debido que este químico es compatible con las formaciones y crea una costra de fácil remoción.

Los equipos de control de sólidos principalmente permiten mantener el fluido de perforación con las propiedades deseadas para el logro de los objetivos, y extraen del lodo los ripios y arenas que causarían daño a los equipos mecánicos, tanques y conductos. Las zarandas vibratorias constituyen el primero y más importante dispositivo de control de sólidos, por lo que el personal encargado debe dar un adecuado mantenimiento antes, durante y después de la perforación a las temblorinas y a todos los demás dispositivos, siguiendo las recomendaciones del fabricante, y capacitándose para comprender su funcionamiento y manejo.

La unidad de dewatering, en la que se hallan las centrífugas decantadoras, se usa para el desarrollo de dos procesos: el mejoramiento químico en la centrífuga (MQC), en el que se trata de bajar el peso del fluido de perforación al extraer los sólidos de tamaño coloidal; y el dewatering, proceso en el cual se desintegra el lodo en sus componentes sólidos, los cuales se descargan en las piscinas de disposición final, y el agua residual, la cual también contiene sólidos que serán separados del agua en el tratamiento de aguas. El agua tratada se inyecta en los pozos reinyectores dispuestos por la operadora.

La calidad del agua tratada que se llevará a reinyección debe estar sujeta a la tabla 4a del RAOHE, aunque la empresa operadora puede exigir rangos más estrictos, siempre que se hallen dentro de los impuestos por el Reglamento Ambiental. Para los proyectos de EP PETROAMAZONAS en el oriente ecuatoriano se exige principalmente que el agua tratada cumpla con un pH entre 6 a 8 y sólidos disueltos totales (SST) menor a 70 mg/L.

En el tratamiento de aguas se usa generalmente sulfato de aluminio como material coagulante. La coagulación es el proceso en el cual se redistribuyen las cargas de las arcillas, y como consecuencia, estas se agrupan. Para lograr la floculación se usa un polímero orgánico, como el cyfloc 1146, el cual actúa en la formación de flóculos de un tamaño y peso que permiten su decantación, por lo tanto el agua queda libre de sólidos coloidales y lista para su descarga.

Para determinar el proceso, tipo y cantidad de químicos a usarse en el tratamiento de aguas se debe ensayar en el laboratorio con muestras de agua residual obtenida en los tanques verticales, a este proceso se lo conoce como “pruebas de jarras”, las cuales generalmente son hechas con mecanismos de agitación manual cuyos resultados difieren de la realidad, por ello es necesario desarrollar técnicas más realistas, y así lograr una mejor comprensión de los fenómenos que ocurren durante el tratamiento en los tanques verticales, y prever cualquier situación que se pueda presentar.

El MAD-M2A-01 es un equipo de agitación que cuenta con los dos mecanismos usados en los tanques verticales: circulación de agua e inyección de aire. Este

equipo evita la discontinuidad de la agitación, y permite que el ingeniero de aguas se concentre específicamente en la adición de los químicos y en la determinación del proceso adecuado. Este equipo permite un mejor estudio del tratamiento de aguas por ser un mecanismo más realista y a un bajo costo de fabricación; se puede prever la formación de espumas, puntos exactos de coagulación y floculación, y deja una ventana abierta para futuras mejoras a los procesos y pruebas de jarras.

En el tratamiento de aguas, el agua procede de tres fuentes: agua de piscina, agua de dewatering y agua de lavado de tanques. El ingeniero de aguas debe tratar el agua de piscina durante la perforación de la primera sección ya que en la segunda sección se trata agua de piscina remanente y agua de dewatering; en la tercera sección se trata agua de dewatering y de lavado de tanques, además, a la finalización de esta sección debe ocuparse de las documentaciones e informes. Durante la perforación de la segunda sección es cuando más tiempo libre tiene el ingeniero de aguas, mientras que en la tercera sección es cuando más está ocupado.

El agua de piscina es fácil de tratar, así como el agua de dewatering de la primera sección ya que proviene de un lodo nativo, por lo que se usan pocas cantidades de químicos para su tratamiento. El agua de la segunda y tercera sección requieren del uso de productos (como cal apagada) que rompan las cadenas poliméricas, y de esta manera se minimice la cantidad de coagulantes.

Los mayores costos en el tratamiento de aguas se da por los servicios del ingeniero de aguas, uso de químicos y alquiler de tanques verticales. El uso de sulfato de aluminio como coagulante reduce significativamente los costos de uso de químicos, en relación al uso de policloruro de aluminio, sin embargo, al sulfato de aluminio se le atribuye la propagación de bacterias que obstruyen las tuberías en los pozos reinyectores. El polímero floculante es el químico más costoso en el tratamiento de aguas, aunque no se usan grandes cantidades, su costo unitario (por saco) hace que constituya un importante rubro, además, al no tener una forma eficiente de aplicación en los tanques, gran cantidad de polímero no se disuelve en el agua, lo que produce pérdidas de este químico.

En el control de sólidos, los mayores costos se dan por alquiler de equipo, principalmente por el equipo extra. El costo por personal y uso de químicos para los procesos de MQC y dewatering, son similares y representan cerca de un 15% cada uno del costo total por el control de sólidos.

El costo por el servicio de tratamiento de aguas, al incluir la renta de equipos, asciende a 30.000 dólares aproximadamente, mientras que el costo total por control de sólidos asciende a 170.000 dólares aproximadamente. Generalmente, la misma compañía se encarga de la prestación de ambos servicios, y es más, es recomendable que sea la misma empresa para lograr que la descarga de residuos sólidos y líquidos sean manejados coordinadamente. Por lo tanto, la operadora debe prever un costo aproximado de 200.000 dólares para el servicio de control de sólidos y tratamiento de aguas, aunque mediante estudios de optimización de tiempos de permanencia de personal, equipos y uso de químicos se podría bajar estos costos.

El tiempo de perforación (drill time) para el pozo Auca 56D es de 22 días, mientras que, los días de trabajo del equipo de control de sólidos y tratamiento de aguas es de 26 días, esto se debe a que luego de la perforación del pozo se debe seguir realizando dewatering al fluido de perforación utilizado durante la construcción del pozo, además se debe entregar el tambor con la muestra testigo, la piscina de disposición final, documentaciones, etc., esto tarda aproximadamente 4 días adicionales a la perforación. Luego del periodo de perforación se puede liberar al personal y equipo que ya no es necesario, pues el Company Man evitará firmar las facturas en las que se cobre por quienes ya no justifican su presencia en el pozo; por ello, no se puede calcular el drill time en base a equipos y personal extra.

6.2 RECOMENDACIONES

Es importante que el egresado de ingeniería petrolera conozca sobre los procesos de control de sólidos y tratamiento de aguas, pues, el orden de ascenso que se maneja para profesionales en el taladro es: (1) Ingeniero en Tratamiento de

Aguas, (2) Ingeniero en Control de Sólidos, (3) Ingeniero de Fluidos, (4) Asistente de Company Man y (5) Company Man.

Para determinar el proceso de tratamiento de aguas y cantidad de químicos a usarse, es necesario conocer la procedencia del agua. Si es un agua de dewatering se debe tener en claro el tipo de fluido de perforación que se está desintegrando, sus componentes químicos y sus características, de este modo se podrá preveer el método a usarse.

En el dewatering, el ingeniero de aguas debe involucrarse directamente para determinar la cantidad de coagulantes y floculantes a usarse, pues el agua que resulte de este proceso será la que trate este profesional más adelante. Aguas de dewatering con un alto contenido de sólidos complicarán el tratamiento de aguas requiriendo el uso de una gran cantidad de químicos, encareciendo el proceso.

La cantidad de químicos a usarse en el tratamiento de aguas debe ser el óptimo, no solo por economizar costos, sino también porque al aplicar mayores cantidades que el punto óptimo genera gastos innecesarios, pues, o bien ya no tendría efecto sobre el proceso, o traerá dificultades, como la aplicación de mayores cantidades de polímero de la óptima forma una mezcla viscosa con sólidos suspendidos de difícil remoción. Por ello, mejoras en las pruebas de jarras son necesarias.

Nunca se debe hacer by pass en los equipos de control de sólidos, pues esto trae como consecuencia el daño en los demás equipos de control de sólidos, en las bombas centrífugas, en los tanques, etc.

Es importante el uso del EPP adecuado como la máscara full face en el momento de adición de los químicos en la unidad de tratamiento de aguas, evitar subir a la cima de los tanques verticales innecesariamente, se debe preferir tomar la muestra de agua en la unidad de tratamiento de aguas, debido que, tomar en la parte alta de los tanques verticales constituye un riesgo de caídas por las escaleras o hacia el interior del tanque.

El polímero al contacto con el agua forma una sustancia resbaladiza, por ello se debe evitar su derramamiento, en caso de que esto ocurra, se debe lavar con abundante agua la zona de incidencia.

Al trasladar una paleta de químicos dentro de los cubetos se debe cubrir con una carpa impermeable y etiquetar de inmediato la carpa con un HMIS III para que el resto del personal del taladro conozca a qué agente se expone y los peligros potenciales.

El personal a cargo del tratamiento de aguas y de control de sólidos debe conocer la normativa ambiental vigente, el uso de documentación técnica y de seguridad industrial. En el taladro se debe tomar muy en serio cuestiones de seguridad como las Hazcom, alarmas y procedimientos en caso de siniestros.

Se recomienda realizar un estudio sobre los tiempos productivos del personal y equipos de control de sólidos y tratamiento de aguas en el taladro, pues, durante mucho tiempo en la construcción de un pozo, que en promedio dura 25 días, el personal y algunos equipos no realizan actividades de mayor importancia y continúan facturando a la empresa operadora, encareciendo el costo de perforación de un pozo.

GLOSARIO

A

Adsorción: En química, la adsorción de una sustancia es su acumulación en una determinada superficie interfacial entre dos fases. El resultado es la formación de una película líquida o gaseosa en la superficie de un cuerpo sólido o líquido.

Alli Alpa: Agente orgánico compuesto por afrecho de arroz y otros residuos.

Arremetidas: Es la entrada de fluidos provenientes de la formación al pozo, tales como aceite, gas, agua, o una mezcla de éstos.

Azul de metileno: El azul de metileno es un compuesto químico aromático heterocíclico con la fórmula molecular $C_{16}H_{18}N_3SCl$.

B

Barrena: Es la herramienta de corte localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación, utilizada para cortar o triturar la formación durante el proceso de perforación rotaría.

C

Coagulación: La coagulación es el proceso de desestabilizar la carga electrostática para promover que los coloides se agrupen.

Coloide: Los coloides son las partículas de muy bajo diámetro que son responsables de la turbidez o del color del agua superficial. Debido a su muy baja sedimentación la mejor manera de eliminarlos es por los procesos de coagulación-floculación.

Company Man: Representante de la compañía operadora en el taladro. Máxima autoridad en el taladro.

Contractuales: Reglamentadas por un contrato.

D

Dilución: La dilución es el procedimiento que se sigue para preparar una disolución menos concentrada a partir de una más concentrada.

Drum: Tanque o barril.

E

Emulsión: La emulsión es un proceso que consiste en la mezcla de dos líquidos diferentes que no se puedan mezclar, es decir, que sean inmiscibles entre sí.

Espacio anular: Es el espacio entre dos círculos. En el caso de un pozo, es el espacio entre dos tuberías o entre una tubería y la pared del hueco.

Eyectar: Expulsar o catapultar.

F

Floculación: La floculación es un proceso químico mediante el cual, con la adición de sustancias denominadas floculantes, se aglutinan las sustancias coloidales presentes en el agua, facilitando de esta forma su decantación y posterior filtrado.

Flow line: Línea de flujo, es la tubería de lleva el fluido de perforación desde el pozo hacia las zarandas.

Formación: Conjunto heterogéneo de capas sedimentarias, estructuradas o no, en un depositadas en un mismo lugar durante un mismo período.

H

Hidrocarburo: Los hidrocarburos son compuestos orgánicos formados únicamente por átomos de carbono e hidrógeno.

I

Inhibidores: Sustancia usada para impedir o reprimir el ejercicio de facultades o hábitos de un proceso.

L

Lignitos: El lignito es un carbón mineral que se forma por compresión de la turba, convirtiéndose en una sustancia desmenuzable en la que aún se pueden reconocer algunas estructuras vegetales.

Lignosulfonatos: Los Lignosulfonatos son aditivos orgánicos para los fluidos de perforación, derivados de subproductos del proceso de manufactura del papel sulfito en el que se emplean maderas de coníferas.

N

Número de Reynolds: El número de Reynolds (Re) es un número adimensional utilizado en mecánica de fluidos, diseño de reactores y fenómenos de transporte para caracterizar el movimiento de un fluido.

O

Off shore: Operaciones petroleras costa afuera, es decir, en el mar.

On shore: Operaciones petroleras en el continente.

P

Permeabilidad: La permeabilidad se define como la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados.

Poliacrilamida: La emulsión es un proceso que consiste en la mezcla de dos líquidos diferentes que no se puedan mezclar, es decir, que sean inmiscibles entre sí.

Polímero: El polímero es un compuesto químico que posee una elevada masa molecular y que es obtenido a través de un proceso de polimerización. En tanto, la polimerización consiste en la unión de varias moléculas de un compuesto a partir del calor, la luz o un catalizador, con la misión de conformar una cadena de múltiples eslabones de moléculas y así entonces obtener una macromolécula.

Presión deformación: La presión de los fluidos de formación del subsuelo, comúnmente expresada como la densidad de fluido requerida en el pozo para equilibrar la presión de poro. Un gradiente de presión normal podría requerir 1,08 kg/m³ [9 lbm/gal], mientras que un gradiente extremadamente alto puede necesitar 2,16 kg/m³ [18 lbm/gal] o más.

Presión hidrostática: Es la presión que ejerce un líquido en reposo, sobre un cuerpo sumergido dentro de él. Esta presión se origina debido al peso del líquido que actúa sobre el área o superficie del cuerpo.

R

Remoción: Una remoción, por lo tanto, consiste en llevar una cosa de un lugar hacia otro o en modificar la situación, el estado o la condición.

S

Sarta de perforación: Componentes metálicos armados secuencialmente que conforman el ensamblaje de fondo (BHA) y la tubería de perforación.

Sintéticas: Son Elementos sintéticos aquellos elementos químicos creados artificialmente y cuya existencia no ha sido observada en la naturaleza.

Stand by: Cuando se suspenden las operaciones.

T

Tixotropía: Es la propiedad que tienen todos los lodos de perforación de pasar de gel a líquido mediante agitación. Ciertos geles pueden licuarse cuando se agitan vibran y solidifican de nuevo cuando cesa la agitación o la vibración.

Tornillo sin fin: En ingeniería mecánica se denomina tornillo sin fin a una disposición que transmite el movimiento entre ejes que están en ángulo recto (perpendiculares).

Tóxico: Es la capacidad de una sustancia de producir efectos perjudiciales sobre un ser vivo, al entrar en contacto con él.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Amoco Production Company, (1994), "Drilling Fluids Manual", Houston
pp 5.28
- Amoco, (1996), "Mud Manual" Houston pp 4.6
- ASME, (2005), "Drilling Fluids Processing Handbook", UK pp 1 - 648
- Baker Hughes Inteq, (1999), "Drill-in Fluid Systems", Houston
- Baroid, (1997), "Manual de Fluidos de Perforación", Houston, pp 10.4 – 10.9
- Baroid, (1999), "Manual de Fluidos" Houston pp 10.3
- BHI, (2006), "Drilling Fluids" Houston pp 1.10
- Brandt, (2001), "Manual de Tratamiento de Aguas", Bogotá pp 10 – 88
- Johanna Torres & Diego Varela, (2012), Proyecto de Titulación, EPN, Quito
- KSB, (2002), "Manual de Selección y Aplicación de Bombas Centrífugas"
pp 106
- MI, (2001), "Manual de Fluidos de Perforación", Houston pp 2.5 – 8.25
- MI SWACO, (2004), Dewatering y Tratamiento de Aguas, México
- MI SWACO, (2004), Curso de Control de Sólidos, México

- PDVSA, (2002), "Fluidos de Perforación" Caracas pp 4 – 19
- Perugachi S. Miguel, "Estudio del Funcionamiento del sistema de Control de Sólidos utilizando Centrífugas Decantadoras – CETAGUA S.A.", (Tesis, Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Universidad Tecnológica Equinoccial, 2009)
- Rodriguez V. David, "Tratamiento de Fluidos de Perforación Base Agua que se encarga de separación de cortes y para cumplir con la Reglamentación Ambiental en el área de Sacha Central"
- Robinson L., "Solids Control Manual for Drilling Personnel", How to Optimize Solids Control Economics, Efficiently, Handbook by Derrick Equipment Co.
- Romay Yrán, (2008), "Fluidos de Perforación", México
- Vallesteros A. Chistina, "Evolución de Diferentes Sistemas para el Tratamiento de Residuos de Perforación en el Campo Tarapoa operado por la empresa Andes Petroleum S.A", (Tesis, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2007)
- http://media.wix.com/ugd/de4c15_8c09ba7e47cc3319c961ff4c522be359.pdf

- http://provensid.com.ar/SACIF/index.php?option=com_k2&view=itemlist&task=category&id=2:control-de-solidos&Itemid=119
- http://www.cib.espol.edu.ec/Digipath/D_Tesis_PDF/D-31784.pdf
- http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/g/geothermal_gradient.aspx
- <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/128/A5.pdf?sequence=5>
- <http://www.scribd.com/doc/36225584/Manual-de-Fluidos-de-Perforacion>
- <http://www.scribd.com/doc/96306188/Historia-de-Los-Fluidos-de-Perforacion>
- <http://www.slideshare.net/gabosocorro/lab-de-lodos-y-cemmentos-clase-5>