



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 10 de marzo de 2021

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Neiva

El (Los) suscrito(s):

VICTOR ALFONSO MOSQUERA HINESTROZA, con C.C. No. 1.088.240.587,

FLAVIO NELSON TOVAR CUENCA, con C.C. No. 7.728.015,

_____, con C.C. No. _____,

_____, con C.C. No. _____,

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o _____

Titulado **ESTUDIO DE LOS MÉTODOS DE CONTROL DE POZOS COSTA AFUERA PERFORADOS BAJO BALANCE**

presentado y aprobado en el año 2021 como requisito para optar al título de **INGENIERO DE PETROLEOS**;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que, con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que, de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores”, los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: Victor A. Marguera

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: [Handwritten Signature]

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: ESTUDIO DE LOS MÉTODOS DE CONTROL DE POZOS COSTA AFUERA PERFORADOS BAJO BALANCE

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
MOSQUERA HINESTROZA	VICTOR ALFONSO
TOVAR CUENCA	FLAVIO NELSON

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
GUERRERO MARTIN	CAMILO ANDRÉS
ESCOBAR MACUALO	FREDDY HUMBERTO

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
----------------------------	--------------------------

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: INGENIERO DE PETRÓLEOS

FACULTAD: INGENIERÍA

PROGRAMA O POSGRADO: INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

CIUDAD: NEIVA

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2021 **NÚMERO DE PÁGINAS:** 246

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 4
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

Diagramas ___ Fotografías ___ Grabaciones en discos ___ Ilustraciones en general x Grabados ___
Láminas ___ Litografías ___ Mapas ___ Música impresa ___ Planos ___ Retratos ___ Sin ilustraciones ___ Tablas
o Cuadros x

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento: **N/A**

MATERIAL ANEXO: **N/A**

PREMIO O DISTINCIÓN (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*): **N/A**

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. <u>Brotos</u>	<u>Outbreaks</u>	6. <u>Presión de fondo</u>	<u>Botton pressure</u>
2. <u>Densificar</u>	<u>Densify</u>	7. <u>Técnicas de perforación</u>	<u>Drilling techniques</u>
3. <u>Estrangulador</u>	<u>Throttle</u>	8. <u>Fluidos gasificados</u>	<u>Aerated fluids</u>
4. <u>Riesgo</u>	<u>Risk</u>	9. _____	_____
5. <u>Sarta de perforación</u>	<u>Drillstring</u>	10. _____	_____

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Debido a la preocupación que muchos sectores expresan, en relación al déficit de exploración y producción de hidrocarburos por razones tales como el bajo costo del barril de crudo o los impedimentos por parte de las corporaciones regionales, presionadas por instituciones o grupos ambientales, la tendencia o por lo menos ya se considera en mayor medida, es la búsqueda de estos recursos energéticos mar adentro o costa afuera, usando una técnica conocida como bajo balance o underbalanced, la cual tiene muchos beneficios pero también grandes problemas si no se realiza de la manera adecuada. Es por esto que en este artículo se da a conocer la técnica y los métodos de control más utilizados para controlar los brotes o influjos de agua, crudo o gas cuando se está perforando este tipo de pozos ubicados en campos costa afuera. Obteniendo como conclusión que el método del perforador, el método de esperar y densificar y por último, el método concurrente o combinado son los más comunes y que todos estos métodos utilizan prácticamente los mismos procedimientos y sólo difieren en definir cuándo circular y si se utilizará o no un fluido con peso de control.



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO

AP-BIB-FO-07

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

3 de 4

Empty box for the description of the thesis or degree work.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

Due to the concern expressed by many sectors, in relation to the deficit in the exploration and production of hydrocarbons for reasons such as the low cost of the barrel of crude or the impediments on the part of regional corporations, pressured by environmental institutions or groups, the trend or at least is already considered to a greater extent, is the search for these energy resources offshore, using a technique known as low balance or underbalanced, which has many benefits but also big problems if it is not done in the right way. This is why this article presents the most widely used control technique and methods to control the outbreaks or influxes of water, crude or gas when drilling this type of wells located in offshore fields. Concluding that the drill method, the wait and densify method and finally, the concurrent or combined method are the most common and all these methods use virtually the same procedures and only differ in defining when to circulate and whether or not to use a killing-weight fluid.



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	4 de 4
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: CONSTANZA VARGAS CASTELLANOS

Firma: Constanza Vargas Castellanos.

Nombre Jurado: LUIS HUMBERTO ORDUZ

Firma: 

**ESTUDIO DE LOS MÉTODOS DE CONTROL DE POZOS COSTA AFUERA
PERFORADOS BAJO BALANCE**

VICTOR ALFONSO MOSQUERA HINESTROZA

FLAVIO NELSON TOVAR CUENCA

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA

2021

**ESTUDIO DE LOS MÉTODOS DE CONTROL DE POZOS COSTA AFUERA
PERFORADOS BAJO BALANCE**

VICTOR ALFONSO MOSQUERA HINESTROZA

FLAVIO NELSON TOVAR CUENCA

Tesis de grado presentada como requisito para optar al título de

Ingeniero de petróleos

DIRECTOR

M.sc. CAMILO ANDRÉS GUERRERO MARTIN

CO-DIRECTOR

PhD. FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA

2021

DEDICATORIA

En primer lugar debo darle gracias a Dios por permitirme alcanzar este logro tan importante en mi vida. Esta tesis de grado la quiero dedicar especialmente a mi hermano del alma Didier Andrés Mosquera (Q.E.P.D), por todo su apoyo incondicional hasta el último día de su vida, sé que desde el cielo se siente muy orgulloso de mí por este gran logro.

A mi madre María Estella Hinestroza, quien hasta este punto de mi proceso formativo me apoyó con todo su esfuerzo para que pudiera cumplir el deseo de ser un profesional.

Por último, quiero agradecerle con toda mi alma a mi novia Lesly Stephania Medina quien ha jugado un papel muy importante en mi vida, es la mujer que amo con toda mi alma, fue y ha sido mi apoyo en los momentos más difíciles de mi vida y en la última etapa de este proceso formativo fue quien no dejó que me rindiera con su apoyo incondicional, la cual fue testigo de lo difícil que fue llegar hasta aquí, por eso le doy gracias a Dios por permitirme disfrutar de su compañía.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
OBJETIVOS.....	2
METODOLOGÍA.....	3
1. HISTORIA DE LA PERFORACIÓN COSTA AFUERA	4
2. MARCO TEÓRICO	8
2.1 Perforación bajo balance.....	8
2.2 Beneficios y limitaciones de la perforación bajo balance	9
2.2.1 Vibraciones de la sarta y ensamble de fondo	11
2.2.2 Influjos de agua.....	11
2.2.3 Corrosión	12
2.3 Criterios utilizados para la identificación de zonas en las que es posible perforar bajo balance	13
2.3.1 Yacimientos agotados o depletados	13
2.3.2 Formaciones sensibles a interacciones roca-fluido o fluido-fluido.....	13
2.3.3 Formaciones duras.....	14
2.3.4 Formaciones con alta permeabilidad y donde existen arenas consolidadas	14
2.3.5 Formaciones con baja saturación de aceite	14

2.3.6 Formaciones con alto nivel de anisotropía.....	15
2.3.7 Pozos horizontales	15
2.4 Fluidos utilizados en la perforación bajo balance.....	16
2.4.1 Fluido ligero.....	16
2.4.2 Aire	18
2.4.2.1 Incendios	20
2.4.3 Nitrógeno	21
2.4.4 Gas natural	22
2.4.4.1 Ojo de llave	24
2.4.5 Niebla	25
2.4.6 Espuma.....	26
2.4.6.5 Espuma estable.....	32
2.4.6.6 Espumas rígidas	33
2.4.6.7 Calidad de la espuma.....	37
2.4.7 Líquidos gasificados.....	40
2.4.7.2 Velocidad Anular	46
2.4.7.3 Flujo crítico y subcrítico.....	47
2.5.1 Depósitos flotantes	52
2.5.2 Anillos de lodo	52
2.5.3 Hueco apretado	53

2.5.4 Formaciones goteando	53
3. PROCEDIMIENTOS Y TÉCNICAS EN LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE COSTA AFUERA.	55
3.1 Técnicas de perforación bajo balance	63
3.1.1 Sarta parásita.	63
3.1.2 Sarta concéntrica.	64
3.1.3 Sarta de perforación	66
3.2 Perforación con presión controlada (MPD)	68
4. EQUIPOS UTILIZADOS EN LA PERFOACIÓN COSTA AFUERA	70
4.1 Torres de perforación costa afuera	70
4.2 Barcazas	70
4.3 Plataformas de columnas plegables.....	71
4.4 Plataformas Semi-Sumergibles.....	72
4.5 Buques de perforación.....	74
4.6 Plataformas fijas	75
5. ALGUNOS DE LOS CÁLCULOS NECESARIOS PARA EL CONTROL BROTOS O INFLUJOS EN UN POZO.....	76
5.1 Tiempo de desplazamiento en el interior de la sarta de perforación	76
5.2 Densidad de control (DC).....	80
5.3 Presión inicial de circulación (ICP).....	80

5.4 Presión final de circulación (FCP).....	81
6. MÉTODOS DE CONTROL DE POZOS COSTA AFUERA PERFORADOS	
BAJO BALANCE	83
6.1 Método del perforador	84
6.2 Método de esperar y densificar.....	86
6.3 Método concurrente (Combinado)	87
6.4 Método volumétrico	90
6.5 Método de lubricar y purgar	93
6.6 Método circulación inversa	95
6.7 Información básica necesaria para utilizar los métodos de control	97
6.8 Factores que pueden influir en la aparición de un brote en el pozo.....	98
6.8.1 Factores que originan un brote.....	100
6.9 Problemas comunes y complicaciones durante las operaciones de control de pozos.....	102
6.9.1 Obstrucción en las boquillas de la broca	103
6.9.2 Estrangulador taponado.....	104
6.9.3 Lavado o erosión del estrangulador	105
6.9.4 Falla en las bombas.....	105
6.9.5 Lavado o erosión en la sarta	106
6.10 Consideraciones en el control de pozos.....	107

6.10.1 Clasificación de La Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC, Por Sus Siglas En Inglés) para la perforación de pozos bajo balance	107
6.10.2 Dispositivo de control de rotación (RCD, por sus siglas en inglés)	113
6.10.3 Válvula de retención	114
6.10.4 Consideraciones en la desviación de flujo	115
6.10.4.1 Procedimiento de desviación con agua	116
6.10.4.2 Procedimiento de desviación con lodo	116
6.10.5 Colapso de la tubería vertical marina (Riser)	117
6.10.6 Pérdida del riser	118
6.10.7 Desconexión de la tubería vertical marina (Riser)	118
6.11 Líneas de estrangulamiento	119
6.11.1 Fricción – CLFP (presión de fricción en la línea de estrangulación)	120
6.11.2 Sistema de línea de estrangulamiento y la fricción	120
6.12 Gas atrapado en la BOP y vaciado del riser	122
7. HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN EL CONTROL DE POZOS COSTA AFUERA	124
7.1 Componentes del ensamblaje del fondo del pozo (BHA)	124
7.1.1 Motor de fondo	124
7.1.2 Válvula de circulación	124

7.1.3 Herramienta de orientación	125
7.1.4 Módulo de herramientas direccionales	125
7.1.5 Herramienta de liberación	125
7.1.6 Módulo de instrumentos.....	126
7.1.7 Válvula de despliegue de fondo (DDV, por sus siglas en inglés).....	126
7.2 Componentes en superficie.....	126
7.2.1 Cabeza rotatoria. (El IADC los denomina genéricamente como dispositivos rotatorios de control. (RCD)).....	127
7.2.2 Compresores y bombas reforzadoras de presión (o Boosters).....	129
7.2.3 Membrana generadora de nitrógeno en sitio (NPU)	131
7.2.4 Separador.....	131
7.3 Equipo de control.....	132
7.3.1. Preventores de reventones (Blowout Preventors, BOP).....	133
7.3.2 Línea de estrangular	143
7.3.3 Estrangulador.....	147
7.3.4 Acumuladores.....	149
7.3.5 Fuentes de energía.....	151
7.4 Herramientas y equipos específicos utilizados costa afuera para el control de pozos.....	164
7.4.1 Equipo de detección	166

7.4.2	Indicadores de nivel de presas	166
7.4.3	Contador de emboladas de la bomba	167
7.4.4	Indicadores de flujo	168
7.4.5	Tanque de viajes.....	168
7.4.6	Registro de velocidades de penetración (Software)	169
7.4.7	Detector de gas	169
7.4.8	Medidor de densidad del fluido de perforación	169
7.4.9	Manómetros.....	170
7.4.10	Sistema Guía.....	171
7.4.11	Conector del cabezal	172
7.4.12	Conector de conductor marino	173
7.4.13	Junta flexible	174
7.4.14	Riser o tubería del conductor marino	175
7.4.15	Junta telescópica	177
7.4.16	Vehículo asistido de forma remota (ROV)	177
7.4.17	Preventores de flujo	178
7.4.18	Líneas de estrangular	183
7.4.19	Múltiple de estrangulación.....	186
7.4.20	Sistemas de desviación.....	187
8.	CASOS DE ESTUDIO.....	191

9. RESULTADOS Y DISCUSIONES	213
10. CONCLUSIONES.....	220
11. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	224

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.	5
Descubrimientos significativos en aguas profundas en la década de 1980.	5
Tabla 3.	17
Fluido base y agentes de reducción de densidad para la perforación bajo balance.	17
Tabla 4.	20
Características del aire como fluido de perforación.	20
Tabla 5.	24
Características del gas como fluido de perforación.	24
Tabla 6.	26
Características de la niebla como fluido de perforación.	26
Tabla 7.	28
Ajustes de presión de inyección en superficie.	28
Tabla 8.	29
Condiciones de la espuma en la línea de descarga.	29
Tabla 9.	29
Acciones de acuerdo con el retorno.	29
Tabla 10.	30
Características de la mezcla QUIK-FOAM.	30
Tabla 11.	31

Cantidades aproximadas de QUIK-FOAM.....	31
Tabla 12.	33
QUIK-FOAM para influjo de agua.....	33
Tabla 13.	34
KCl/QUIK-FOAM.....	34
Tabla 14.	35
Formulación DAP/QUIK-FOAM.....	35
Tabla 15.	35
Formulación HEC/QUIK-FOAM.....	36
Tabla 16.	36
Características de la espuma estable como fluido de perforación.	36
Tabla 18.	39
Puntos de cedencia, viscosidad plástica para diferentes calidades de espuma.	39
Tabla 19.	41
Formula de lodo cal/IMPERMEX.....	41
Tabla 20.	42
Propiedades típicas del lodo cal/IMPERMEX.....	42
Tabla 21.	43
Sistema de lodo DAP/PAC.....	43
Tabla 22.	43

Propiedades típicas del lodo DAP/PAC.....	43
Tabla 23.	45
Características de un líquido gasificado como fluido de perforación.....	45
Tabla 24.....	85
Procedimiento del método del perforador.....	85
Tabla 25.....	87
Procedimiento del método de esperar y densificar.....	87
Tabla 26.....	88
Procedimiento del método concurrente (combinado).....	88
Tabla 27.....	90
Situaciones para utilizar el método volumétrico.....	90
Tabla 28.	112
Clasificación IADC para fluidos de perforación.	112
Tabla 29.	112
Matriz de clasificación de pozos IADC.....	112
.....	112
Tabla 30.	137
Rango de cierre de arietes variables.....	137
Tabla 31.	141
Guía para la selección del elastómero sellante	141

Tabla 32.....	191
Mayores accidentes ocurridos costa afuera durante los últimos 40años.....	191
Tabla 33.....	195
Riesgos identificados durante la operación de perforación.....	195
Tabla 34.....	196
Cadena de sucesos ocurridos en el caso macondo.....	196
Tabla 35.....	219
Contratos offshore en Colombia a febrero de 2019.....	219

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Metodología utilizada en el documento	3
Figura 2. Unidades de perforación costa afuera	6
Figura 3. Esquema de la perforación bajo balance	15
Figura 5. Capacidad de arrastre de recortes.....	54
Figura 6. Configuración de un árbol de completamiento y pruebas, y del conjunto preventor de reventones (BOP) submarino.....	59
Figura 7. Herramienta SenTREE3	60
Figura 8. Herramienta SenTREE7	61
Figura 11. Diseño de sarta parásita.....	64

Figura 12. Diseño de sarta concéntrica	66
Figura 13. Diseño de sarta de perforación	68
Figura 14. Barcaza petrolera de fondo plano	71
Figura 15. Plataforma de columnas plegables	72
Figura 16. Plataforma semi-sumergible.....	73
Figura 17. Buques de perforación petrolera.....	74
Figura 18. Plataformas petroleras fijas	75
Figura 18. Secuencia de acciones para el método del perforador.....	84
Figura 19. Cabeza rotaria.....	128
Figura 20. Cabezas sellantes	128
Figura 21. Compresor de pistón.....	130
Figura 22. Booster.....	130
Figura 23. Membrana generadora de nitrógeno en sitio (NPU)	131
Figura 24. Separador de cuatro fases	132
Figura 25. Preventor anular	134
Figura 26. Preventor de ariete sencillo	136
Figura 27. Preventor de ariete doble	136
Figura28. Arietes Variables	138
Figura29. Arietes ciegos	139
Figura 30. Arietes ciegos de corte	140

Figura 31. Carrete de control	142
Figura 32. Línea de estrangulamiento de 5M, 10M y 15M Psi	144
Figura 33. Múltiple de estrangulación para 2000 y 3000 Psi	146
Figura 34. Estrangulador Ajustable	148
Figura 35. Volumen de fluido disponible por Acumulador o Botella	150
Figura 36. Sistema Koomey, utilizado para operar los preventores	152
Figura 38. Sistema Koomey.....	154
Figura 40. Consola de control remoto para el Sistema Koomey	160
Figura 43. Arreglo de preventores para presiones de trabajo de 10,000 y 15,000 lb/pg2	164
Figura 44. Representación gráfica del equipo de perforación costa afuera	165
Figura 45. Totalizador de volumen de presa de lodos.	166
Figura 46. Contador de emboladas o strokes (Crown, s.f, p.1).	167
Figura 47. Sensor de flujo.....	168
Figura 48. La balanza de lodos es un instrumento elemental para crear lodos de control con alta precisión	170
Figura 49. Lo manómetros son indispensables en el control de brotes en aguas profundas, prácticamente son nuestros ojos a miles de metros de profundidad	171
Figura 50. Base guía permanente.....	172
Figura 51. Conector del cabezal	173

Figura 52. Conector del conductor marino	174
Figura 53. Tubería marina vertical (Riser)	175
Figura 54. Los Riser o conductores marinos se encuentran cubiertos por materiales especiales que logran mantenerlos a flote.....	176
Figura 55. Junta telescópica.....	177
Figura 56. Vehículo operado de forma remota (ROV).....	178
Figura 57. Ejemplo de arreglo de preventores según normas API	180
Figura 58. Arreglo de preventores submarinos para 2000 psi	181
Figura 59. Arreglo de preventores submarinos para 5000 psi	182
Figura 60. Imágenes del preventor anular submarino.....	183
Figura 61. Conexiones de la línea de estrangulamiento	185
Figura 62. Líneas de estrangulamiento a lo largo del riser	185
Figura 63. Múltiple de estrangulación.	187
Figura 64. Sistema de desviación	188
Figura 65. Sistema de control para perforación bajo balance.....	189
Figura 67. Muestra del taponamiento para el abandono temporal del pozo, hasta que otro equipo se hiciera cargo de su puesta en producción	201
Figura 68. Estado mecánico del pozo en estudio e información de pérdida de carga en el anular y en la columna.	205
Figura 69. Ensayo de absorción para estimación del MPPS. Presión del ensayo 1200 psi, Peso de fractura 13,9.....	208

Figura 69. Diferencias entre fluidos de perforación en operaciones bajo y sobre balance	213
Figura 70. Esquema condensado de la circulación del fluid.....	214
Figura 71. Acciones a tomar según los riesgos.....	215

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, según la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), la relación de reservas/producción de petróleo en Colombia es de 6,3 años, por ese motivo, la perforación de pozos exploratorios tipo A1, A2 y A3 es una necesidad constante para la búsqueda de crudo. Por otra parte, dado el potencial de hidrocarburos costa afuera del país, se requiere construir una base sólida en conocimientos científicos basados en la técnica operacional de los procesos de control de pozos perforados costa afuera, de igual manera es importante producir documentos académicos y técnicos sobre las tecnologías emergentes referentes a este proceso, como lo es el método de perforación bajo balance.

En consonancia con lo anterior, el presente trabajo responde a una necesidad latente y tendrá como eje central, la técnica bajo balance (*underbalanced*). Se abordarán temáticas como el desarrollo de los diferentes métodos utilizados en el control de pozos perforados bajo balance operados costa afuera; las técnicas operacionales de control y manejo necesarias para el tratamiento de los brotes o influjos que se puedan presentar en el pozo; las herramientas y equipos que se utilizan en dicha operación y en ese mismo sentido, los fluidos necesarios para que se pueda implementar la condición de bajo balance. También se analizarán dos casos puntuales relacionados con la perforación costa afuera.

OBJETIVOS

Objetivo General.

Redactar de un estado del arte sólido, consistente y actual sobre las ventajas y desventajas del control de pozos offshore perforados bajo balance.

Objetivos Específicos.

Identificar los problemas operacionales que se presentan en la perforación de pozos offshore bajo balance.

Definir los parámetros y las variables categóricas presentes en los procesos de perforación de pozos bajo balance.

Estudiar la eficacia de los métodos de control de pozos más empleados por las compañías operadoras.

Identificar los casos de éxito y las lecciones aprendidas de la perforación de esta clase de pozos a nivel mundial.

METODOLOGÍA

El presente trabajo tiene el siguiente marco metodológico: inicialmente será recolectada la mayor información posible acerca de las generalidades del control de pozos; perforación bajo balance; control de pozos en perforación bajo balance en ambientes costa afuera, sus principios mecánicos y operacionales. Posteriormente, dicha información es organizada en dos aspectos fundamentales, descripción detallada de la operación de bombeo de lodo en equipos submarinos en las operaciones de control de pozos y parámetros técnico-operaciones vitales para que el procedimiento sea exitoso. Finalmente fueron expuestos, casos puntuales comunes en esta clase de operaciones que permiten aplicar los conocimientos organizados y desarrollados a lo largo de este trabajo. La Figura 1 ejemplifica de manera clara la metodología anteriormente propuesta



Figura 1. Metodología utilizada en el documento (Autoría propia).

1. HISTORIA DE LA PERFORACIÓN COSTA AFUERA

El interés por la exploración costa afuera a profundidades mayores tiene sus inicios hacia los años setenta, donde se consideraba aguas profundas a columnas de agua de 300 m o más. El primer descubrimiento fue hecho por la compañía Shell Oil en 1975, con la plataforma COGNAC, una estructura fija que se componía de tres estructuras separadas dispuestas una sobre otra, alcanzando una profundidad de 312 m.

El hecho determinante que hizo que las compañías petroleras incursionaran en este ambiente fue la crisis del petróleo en 1973, a raíz de la decisión de la Organización de Países Árabes Exportadores de Petróleo de no exportar más petróleo a los países que habían apoyado a Israel durante la guerra del Yom Kippur. Esto hizo que los gobiernos y compañías tomaran la decisión de minimizar su dependencia energética y por lo tanto explorar en nuevas áreas.

Otro hecho importante que motivó la búsqueda de hidrocarburo costa afuera, fue el aumento del precio del crudo, previsto por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), a más de 40 USD por barril. A partir de entonces, el número de plataformas en operación en el Golfo de México aumentó en 1981 al doble de las que había en 1975, llegando aproximadamente a 231.

Inicialmente se obtuvieron resultados decepcionantes, como es el caso de algunos descubrimientos de gas hechos en Australia, y el suceso de que algunos campos encontrados en el Golfo de México disminuyeran su tamaño a la mitad de los descubiertos en la década anterior. Sin embargo, a mediados de los años ochenta la situación cambió al descubrirse grandes cantidades de petróleo en Brasil y el Golfo de México. Con esto, compañías como Conoco, Shell, British

Petroleum, Exxon, y Oryx se convirtieron en pioneras en la exploración en estas áreas (Pinzón y Silva, 2012, p.30).

Tabla 1.

Descubrimientos significativos en aguas profundas en la década de 1980.

AÑO	COMPAÑÍA	CAMPO	PRFUNDIDAD (en metros)	VOLUMEN (millones de barriles)
1981	Conoco	Joliet	526	65
1981	BP	Pompano	438	163
1984	Shell	Tahoe	424	71
1985	Shell/BP/Mobil	Popeye	630	85
1985	Shell/Amoco/Exxon	Ram Powell	989	379
1986	Shell	Mensa	1608	116
1986	Shell	Auger	689	386
1987	Oryx/Exxon	Neptune/Thor	56	108
1988	Shell/BP	Mars	902	538

La tabla 1 muestra cuales fueron los descubrimientos más significativos en aguas profundas en la década de los años 80s (Pinzón y Silva, 2012, p.30).

Hacia los años cincuenta inició la construcción de las primeras plataformas de perforación Jack-up, primero con la construcción de “DeLong-Mcdermott”, en 1950 y luego con “Mr. Gus”, en 1954. Debido a que estas plataformas eran apoyadas en el fondo marino, fue necesario el desarrollo de una nueva forma de perforación que permitiera alcanzar mayores profundidades. Por lo que fueron diseñados los barcos perforadores.

Inicialmente se construyó “CUSS 1” en 1961, el cual dio paso a una nueva opción de perforación exploratoria con plataformas flotantes, de esta manera aparece, para ese mismo tiempo, el primer semisumergible “Bluewater I”; sin embargo fue a partir de la segunda generación de semisumergibles, construidos entre 1969 y 1974, que se alcanzaron profundidades mayores de 300 m. En la siguiente figura podemos apreciar este tipo de unidades de perforación.

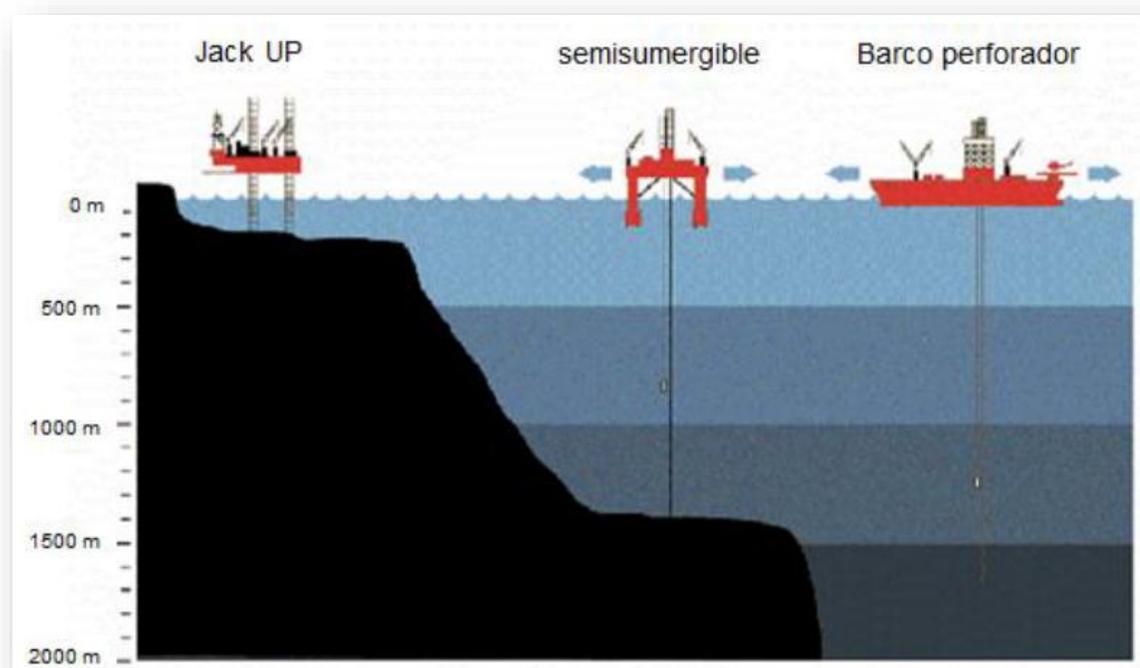


Figura 2. Unidades de perforación costa afuera (Pinzón y Silva, 2012, p.31).

En 1971 fue construido “SEDCO 445”, el primer intento de barco perforador con posicionamiento dinámico, el cual contaba con un sistema acústico para tal fin. Más adelante en la

década de 1980, se alcanzó un gran desarrollo tecnológico para estas unidades de perforación gracias a la aparición del sistema de posicionamiento global, (GPS, por sus siglas en inglés).

En 1984, Placid Oil, H.L. anunció un gran descubrimiento en 474 metros de agua en el Golfo de México, el cual fue desarrollado por medio de una plataforma flotante, la primera de este tipo utilizada en el Golfo. En 1988 se instaló la plataforma “BULLWINKLE” con la que se alcanzó una profundidad de 412 m, la mayor profundidad alcanzada con una estructura fija y en 1989, gracias a la experiencia en el Mar del Norte, se instaló la primera plataforma flotante de pierna tensionada, TLP (Tension Leg Platform), en el campo “JOLIET” en el Golfo de México. Para ese mismo tiempo Brasil tuvo éxito en sus exploraciones en la cuenca Campos, al encontrar en 1985 el campo “MARLIM” y en 1987 el campo “MARLIM SUL”, ambos tres veces más grandes que los descubiertos en el Golfo de México (Pinzón y Silva, 2012, p.32).

Los descubrimientos realizados a la fecha, así como los retos de buscar hidrocarburos en áreas fronterizas, requirieron desarrollar la tecnología necesaria para tal fin. Un excelente aporte fue el uso de la sísmica marina 3D, ya que con esto era posible reducir la incertidumbre en las estimaciones de los hidrocarburos que podrían contener los yacimientos. Otro importante logro alcanzado fue obtenido por la compañía Shell Oil al realizar estudios de las arenas turbiditas en el mundo y la posterior exploración en algunos campos, que confirmó que yacimientos en arenas turbiditas en aguas profundas podrían almacenar grandes volúmenes de hidrocarburos.

Con los avances de la tecnología fue posible desarrollar innovadores sistemas de perforación y producción, inicialmente se construyeron plataformas fijas y sistemas de plataformas tensantes de pierna tensionada (TLP, por sus siglas en inglés), más tarde se desarrollaron nuevas unidades como torres Compliant, plataformas tipo Spars, y estructuras de concreto, Condeep (concrete deepwater structure). Con estos avances la industria costa afuera pasó a un siguiente

nivel y ya en el siglo XXI se logró llegar a profundidades mayores. Así, aparece un nuevo término conocido como aguas ultra-profundas (1500 m); así, se da paso a una producción de petróleo que mantiene la tendencia a la perforación en estos ambientes (Pinzón y Silva, 2012, p.32).

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Perforación bajo balance

Cerca de la tercera parte de los pozos perforados hoy en día en tierra firme dentro de los Estados Unidos utilizan equipo y tecnología para perforación bajo balance. En Canadá es cerca del 43% y China esperaba que fuera el 25% en el 2005; de igual forma, México también se ha visto beneficiado desde 1995, continuando con esta tendencia en varios pozos de la Región Sur (localizados en el estado de Tabasco, México). Entre las compañías que ya dominan la técnica de perforar bajo balance se encuentran Petróleos Mexicanos (PEMEX), Weatherford, Precisión Drilling, Sperry Sun, Royal Dutch Shell, entre otras (Vela, 2005, p.3).

La perforación bajo balance (Underbalanced Drilling), está definida como la perforación intencional de una formación cuya presión excede la presión hidrostática ejercida por la columna de lodo. El fluido de perforación puede ser lodo base agua o lodo base aceite, lodo aireado o espuma, o gas como el aire, nitrógeno o metano (Datalog, 2002, p.163).

Primeramente, la perforación bajo balance se usa para mejorar la tasa de perforación (ROP, por sus siglas en inglés), elimina los riesgos potenciales de pega diferencial y pérdida de circulación, y protege las formaciones productoras. La perforación bajo balance se hace para reducir el costo total de perforar un pozo y hacer producir un yacimiento. Si este costo resultara

ser mayor que el generado con la perforación convencional, entonces podemos decir que el beneficio es limitado (Datalog, 2002, p.163).

La condición de bajo balance, puede ser generada naturalmente con fluidos de baja densidad (agua o sistemas a base de hidrocarburos ligeros) en algunas situaciones en donde existe alta presión natural de la formación. Esta técnica es referida comúnmente como perforación con flujo (Vela, 2005, p.1).

“En muchas situaciones la misma condición bajo balance es generada artificialmente mediante la inyección continua de algún tipo de gas no condensable dentro del sistema de fluido líquido circulante, para así reducir la densidad hidrostática efectiva” (Vela, 2005, p.1).

2.2 Beneficios y limitaciones de la perforación bajo balance

La perforación bajo balance ofrece numerosos beneficios sobre la perforación convencional, los cuales proporcionan las ventajas de reducir costos y mejorar la producción.

Entre estos beneficios están:

- Mejora de forma dramática de la rata de perforación.
- Mayor capacidad para mantener un pozo vertical en formaciones duras (sin tener que reducir el peso aplicado sobre la broca (WOB, por sus siglas en inglés) y las revoluciones por minuto (RPM), como en la perforación convencional)
- Riesgo mínimo de perder circulación.
- Se evita la pega diferencial.

➤ Se protege el yacimiento de daño a la formación, al evitar que haya invasión de fluidos y por lo tanto evitando el taponado mecánico de los poros por shales / arcillas hidratadas (Datalog, 2002, p.163).

No se puede esperar que la perforación bajo balance cambie radicalmente toda situación de pozos que tengan baja producción, o de pozos que nunca hayan producido, ya que existen limitaciones y circunstancias bajo las cuales nunca se debe perforar un pozo bajo balance, a continuación mencionaremos algunas (Datalog, 2002, p.163).

- La perforación bajo balance no debe usarse cuando se perforen formaciones frágiles que puedan colapsar cuando no estén soportadas por una columna hidrostática de lodo.
- Las formaciones fracturadas o con alto buzamiento, son naturalmente susceptibles al colapso si no se les contiene con una columna hidrostática de lodo.
- Los mantos gruesos de carbón generalmente están fracturados, y colapsan o se derrumban cuando se perforan bajo balance. Igualmente pueden producir agua, lo que afecta adversamente la perforación con aire y / o gas.
- La perforación bajo balance no debe ser usada en Lutitas (Shales) sobrepresionados o de gran espesor, ni en depósitos salinos.
- La perforación bajo balance en zonas sobrepresionadas someras, puede ocasionar que se origine un influjo súbito o muy grande de fluidos de formación, lo cual podría conducir al tipo de patada de pozo más peligroso y severo (Datalog, 2002, p.163).

2.2.1 Vibraciones de la sarta y ensamble de fondo

La vibración de la sarta de perforación ha sido un problema crítico en operaciones de perforación de pozos bajo balance, ya que hay menos cantidad de líquido en el pozo para amortiguar el efecto de vibración. El impacto en la sensibilidad de las herramientas de fondo puede ser más severo, reduciendo la vida útil de las mismas.

El efecto de la vibración por la falta de líquido es especialmente severo en las conexiones de la tubería de perforación, sobre todo en el ensamble de fondo. El punto crítico es la interface entre la tubería de perforación y los collares de perforación. Para ayudar a reducir estas vibraciones se debe diseñar la sarta para que el punto neutro esté por debajo de las combinaciones (crossover) de la tubería de perforación y los collares de perforación (Sepúlveda, 2010, p.32).

2.2.2 Influjos de agua

La presencia de influjos de agua puede impedir la perforación bajo balance por varias razones. Por un lado, el influjo de agua en un yacimiento depletado puede causar problemas graves, ya que, si el gasto es suficientemente alto, el pozo se puede controlar como resultado de este influjo. Por otro lado, cuando se perfora con espumas, el influjo de agua puede comprometer la estabilidad de la espuma, disminuyendo su capacidad de arrastre y cambiando las condiciones hidráulicas del sistema.

Otro aspecto a tener en cuenta con los influjos de agua, es que, cuando se perfora con solo aire o gas, el agua de formación puede humedecer los recortes de perforación en el fondo del pozo, causando que se adhieran unos a otros y se acumulen especialmente en la parte

superior de los collares de perforación (Drill Collar), donde el diámetro de la tubería se reduce y la velocidad anular disminuye repentinamente; esta acumulación de cortes forma lo que se conoce como anillos de lodo, los cuales pueden llegar a ser de tal magnitud que pueden ocasionar atrapamiento o pega de la sarta de perforación (Sepúlveda, 2010, p.29).

2.2.3 Corrosión

En la perforación bajo balance, la corrosión es producida por la degradación del hierro al realizarse una reacción química con el agua y el oxígeno, o con gases corrosivos presentes en la formación tales como el Ácido Sulhídrico (H_2S) y Dióxido de Carbono (CO_2). El Hierro degradado es convertido en hidróxido de hierro que es comúnmente denominado oxido, el cual se reconoce por ser flojo, escamoso y de color rojizo.

Hay varios factores que alteran la rapidez con que la corrosión se presenta tales como, la temperatura, la presión, el pH, la salinidad y el contenido de H_2S y CO_2 . En las operaciones bajo balance, se utiliza un anillo de corrosión en la sarta de perforación que sirve de testigo para identificar la severidad con que la corrosión se está presentando en el sistema y determinar el método más adecuado para controlarla (Sepúlveda, 2010, p.30).

2.3 Criterios utilizados para la identificación de zonas en las que es posible perforar bajo balance

A continuación, se describirán algunos criterios fundamentales, los cuales deben ser considerados en el momento que desean desarrollar operaciones de perforación bajo balance en zonas idóneas geológicamente.

2.3.1 Yacimientos agotados o depletados

Las zonas de baja presión son buenas candidatas para la perforación bajo balance ya que, la presión estática del yacimiento es menor que la presión equivalente de circulación que puede ser alcanzada con un fluido compresible de una sola fase. Sin la alternativa de la perforación bajo balance, muchas zonas no serían perforadas a causa de la posibilidad de pérdida de circulación y pegadura de tubería, la cual puede ser uno de los problemas cuando se perfora convencionalmente (Méndez, Paredes y Serapio, 2012, p,20).

2.3.2 Formaciones sensibles a interacciones roca-fluido o fluido-fluido

En zonas donde la permeabilidad es reducida debido a una interacción entre el fluido de perforación y la roca del yacimiento o entre el fluido de perforación y los fluidos del yacimiento, la invasión de filtrado incompatible dentro de la formación puede causar reacciones adversas, las cuales pueden ser, por ejemplo, el hinchamiento de arcillas y la precipitación de parafinas y asfaltenos, con los fluidos de formación. La perforación bajo balance puede ser usada para eliminar la introducción de fluidos potencialmente reactivos dentro de yacimientos sensibles a la invasión de fluidos utilizados en la perforación (Méndez, Paredes, y Serapio, 2012, p.21).

2.3.3 Formaciones duras

La reducción en la carga hidrostática y el diferencial entre la presión de poro y la carga hidrostática, contribuyen a una mejora substancial en la tasa de penetración (ROP, por sus siglas en inglés) con respecto a la perforación convencional con lodo de perforación. En formaciones de roca dura, la ROP puede ser aproximadamente diez veces más alta. Esto reduce el tiempo de perforación y los costos asociados, lo cual puede ser una razón dominante para perforar bajo balance (Méndez et al., 2012, p.21).

2.3.4 Formaciones con alta permeabilidad y donde existen arenas consolidadas

En algunos casos, el daño causado por la perforación convencional puede extenderse aún más dentro de la formación, el cual puede ser corregido con tratamientos de estimulación. Es difícil diseñar sistemas efectivos de fluidos para perforar sobre balance para yacimientos de este tipo debido a que es difícil generar ajustes uniformes y estables para prevenir la invasión de filtrado y sólidos del lodo (Méndez et al., 2012, p.21).

2.3.5 Formaciones con baja saturación de aceite

Debido a la invasión de fluido, la perforación convencional puede incrementar la saturación de agua cerca del pozo subsecuentemente, reduciendo su capacidad de producir hidrocarburos. La perforación bajo balance minimiza el desplazamiento y entrapamiento de fluidos dentro de la formación, maximizando de este modo la producción de hidrocarburos (Méndez et al, 2012, p.21).

2.3.6 Formaciones con alto nivel de anisotropía

Algunas formaciones exhiben amplias variaciones en sus características tales como la permeabilidad, porosidad o su distribución de tamaño de poro. Los sistemas convencionales son realizados para perforar las secciones con mejores características de la zona productora mientras dañan otras porciones de menor calidad, pero que pueden ser potencialmente productoras. La perforación bajo balance puede resultar en una producción más uniforme del intervalo objetivo (Méndez et al., 2012, p.22).

2.3.7 Pozos horizontales

La invasión de filtrado es una preocupación en los pozos horizontales, donde el yacimiento es expuesto a fluidos de perforación dañinos por un largo periodo de tiempo. La perforación bajo balance puede mantener el deterioro de la formación en un nivel mínimo, debido a que los fluidos de perforación no son forzados a entrar dentro de la formación objetivo por una alta presión hidrostática (Méndez et al., 2012, p.22).

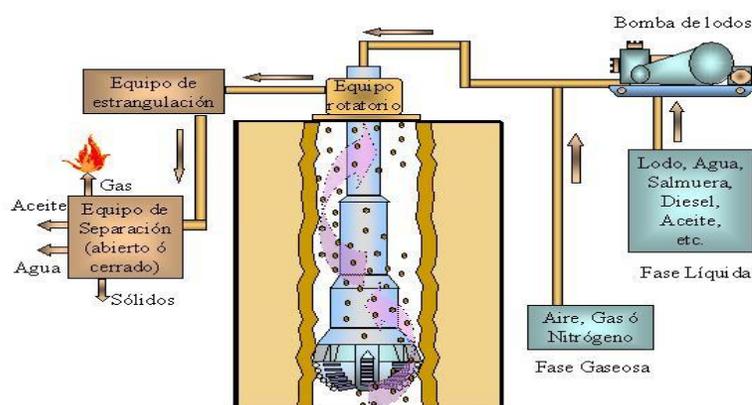


Figura 3. Esquema de la perforación bajo balance (Sepúlveda, 2010,p.50).

2.4 Fluidos utilizados en la perforación bajo balance

La caracterización de yacimientos es considerada ahora como un componente crucial para hacer más eficiente la explotación del petróleo y el gas, por lo tanto, los pozos se perforan de una manera que se intente minimizar el daño a la formación en la región cercana al pozo. La meta de la perforación bajo balance es no dañar a la formación, o por lo menos, reducir al máximo los efectos adversos sobre la permeabilidad natural de las rocas del yacimiento. En la perforación convencional lo ideal sería lograr el mismo objetivo, pero como es realizada con una presión sobre balance, el fluido de perforación invade y daña la roca (Vela, 2005, p.26).

Se ha reconocido que mientras se perfore con fluidos convencionales, se puede inducir un daño significativo a la permeabilidad original, ya que la presión dentro del pozo necesita estar sobre la presión de poro de la formación. Para hacer frente a esta eventualidad, la industria petrolera desarrolló un método para perforar con una presión de fondo por debajo de la presión de poro, lo que dio como resultando el concepto de perforación en bajo balance (Vela, 2005, p.26).

2.4.1 Fluido ligero

Una de las mayores consideraciones en la planeación de un pozo perforado bajo balance, es el tipo de fluido de perforación que se utilizará, decidiéndose si es óptimo un fluido tipo salmuera o de agua fresca, diésel, crudo nativo, gasificado con gas natural o nitrógeno, aire, aceite mineral o algún otro diseño de lodo ligero; e incluso uno de diseño más convencional. Para llevar a cabo la selección, se debe recolectar datos e información de los pozos aledaños, así como discutir con los encargados de cada especialidad. Nunca se debe perder de vista que la principal consideración es la compatibilidad con la formación (Vela, 2005, p.27).

Existen diversas consideraciones que se deben tener en cuenta al momento de diseñar un fluido de perforación bajo balance, tales como la compatibilidad con la formación y los hidrocarburos a producir, capacidad de acarreo de recortes, estabilidad a altas temperaturas, potencial corrosivo para la tubería y equipo, aspectos de manejo de herramientas de fondo y transmisión de datos, así como seguridad del personal, equipo y el medio ambiente (Vela, 2005, p.27).

El diseño del sistema de fluido de perforación bajo balance depende mucho de las velocidades y la turbulencia que se tienen que generar en el sistema para que se efectúe una limpieza efectiva del pozo, eliminando la necesidad de aditivos viscosificantes. La densidad equivalente de circulación (DEC, por sus siglas en inglés) del fluido de perforación, puede ser reducida para crear condiciones de bajo balance mediante la adición de agentes reductores de la densidad al fluido base (Vela, 2005, p.27).

Tabla 3.

Fluido base y agentes de reducción de densidad para la perforación bajo balance.

Fluido base	Agentes de reducción de la densidad
Agua producida	Nitrógeno
Agua fresca	Gas natural
Salmuera inhibida	Aire reducido en oxígeno
Salmuera inhibida con control de sólidos	Aire

Crudo producido	Gas de combustión
Crudo refinado	Sólidos suspendidos de baja densidad
Espumas	Líquidos de baja densidad

La tabla 3 muestra los fluidos base y algunos agentes utilizados para reducir la densidad cuando se perfora bajo balance (Vela, 2005,p.27).

Debido a la reducción en la densidad equivalente de circulación (DEC), se esperan mayores presiones en la superficie y posibles problemas de limpieza del pozo, si el sistema no es diseñado y mantenido adecuadamente. Aun así, se ha identificado que los sistemas de fluidos de perforación bajo balance que mejor pueden ser utilizados son:

- ✓ Aire (gas natural y nitrógeno también están contemplados).
- ✓ Niebla.
- ✓ Espuma estable.
- ✓ Líquidos gasificados (Vela, 2005, p.28).

2.4.2 Aire

La perforación con aire seco, involucra la inyección de este fluido en el pozo a gastos capaces de alcanzar velocidades anulares que removerán a los recortes. A partir de tales características, casi siempre sólo se utiliza en pozos verticales de diámetro pequeño, sin presencia de gas amargo. Éste componente tiene una restricción importante, y es que resulta ser potencialmente explosivo incluso en el fondo del pozo ya que puede mezclarse con el gas natural de la formación. Es por esto que se tiene como herramienta la correlación para estimar el

porcentaje de Oxígeno mínimo necesario (Ec 1) en función de la presión que se tenga para iniciar una posible combustión (Vela, 2005, p.29).

La perforación con aire emplea gas comprimido para limpiar el pozo. El aire es el gas que se usa más comúnmente, pero también se puede usar gas natural y otros gases.

Los problemas que pueden aparecer en la perforación por gas incluyen:

- ✓ Regulación de la presión del gas
- ✓ Afluencia de fluidos del yacimiento
- ✓ Erosión de las paredes del pozo

A medida que el flujo de gas y recortes desgasta la pared del pozo y ensanchan el espacio anular, se requiere un mayor aumento del volumen de gas para mantener la velocidad del gas. A veces se rocía una neblina de agua o lodo en el interior del pozo para inhibir las lutitas y reducir torque y arrastre.

El aspecto más importante de la perforación con gas es mantener una velocidad anular adecuada. Si la velocidad anular cae por debajo del punto en que puede limpiar el pozo, los recortes se acumularán y causarán pega de la tubería. Normalmente se requiere una velocidad anular de 3,000 pies/min para perforación con aire.

Una referencia útil para perforación con aire y gas es "Volúmenes requeridos para perforación con aire y gas" por R.R. Angel, Gulf Publishing Company. Este pequeño manual contiene tablas que indican los volúmenes requeridos para diversas combinaciones de tamaños de pozos y coeficientes de penetración tanto para gas natural como para aire (Baroid, 1999, p.221).

Tabla 4.

Características del aire como fluido de perforación.

Sistemas de fluidos	Ventajas	Desventajas
Aire	Alta ROP y reducción de tiempos de perforación	Posibles problemas si se encuentra flujo de agua
	Bajos costos de barrenas	Erosión del agujero si esta poco consolidado
	Bajos requerimientos de aguas	Posibilidad de incendio en el fondo si se encuentra hidrocarburos
	No necesita desechar lodos	Renta de equipo suplementario
	Bajos costos de aditivos	No es adecuado en presencia de H_2S

La tabla 4 muestra las características del aire como fluido de perforación bajo balance (Vela, 2005, p.29).

2.4.2.1 Incendios

Cuando se usa aire, y se perforan zonas que pueden aportar gas o aceite, puede haber posibilidad de incendios dentro del pozo o en la superficie. Para que ocurra un incendio o explosión, la composición de la mezcla de hidrocarburo y aire tiene que estar en el rango de explosividad y debe haber una fuente de ignición como por ejemplo un anillo de lodo o una chispa.

Como los anillos de lodo pueden llegar a sellar el anular de tal manera que se genera un incremento de presión de la mezcla aire-hidrocarburo, hasta que ocurre una ignición espontánea

como ocurre en un motor Diesel. Las chispas también pueden ser generadas por la fricción de la sarta con minerales duros en la cara de la formación.

Esta situación se elimina con el uso de nitrógeno o metano, pues no hay oxígeno para la combustión, o usando fluidos no inflamables (Sepúlveda, 2010, p.31). De todas maneras si se llegara a presentar aire, el se tiene la (Ec 1) para determinar el porcentaje de oxígeno mínimo requerido. Se sabe que en superficie a una presión de 14,7 psi, el porcentaje de Oxígeno es de 20,95% con una cantidad mínima de 11,67%; ahora bien en el fondo de pozo se utiliza la ecuación a la presión determinada.

2.4.3 Nitrógeno

Las operaciones que utilizan nitrógeno como fluido de perforación o como componente de este, tienen ventajas notables sobre el aire, ya que la mezcla de Nitrógeno con hidrocarburos gaseosos no es inflamable, reduciendo al mínimo la posibilidad de fuegos subterráneos. De acuerdo con el Colegio de Minas de E.U., a una presión atmosférica se requiere menos del 12.8 % de oxígeno, antes de que sea posible crear una mezcla inflamable de O_2 , N_2 y Metano.

La mínima concentración de oxígeno requerida para una mezcla inflamable está influenciada por la presión existente y puede estar representada mediante la siguiente correlación:

$$O_{min} = 13.98 - 1.98 * \log[P] \quad (1)$$

Donde:

O_{min} : Porcentaje de Oxígeno

P: Presión Absoluta, Psi

Las operaciones de perforación que emplean nitrógeno como fluido circulante, levantan los recortes y el influjo de líquidos de la misma forma que el aire. Similar al aire, el gasto de Nitrógeno en el espacio anular generalmente es turbulento; consecuentemente, la densidad es la propiedad que más impacta en el transporte de recortes. Debido a que la densidad del Nitrógeno es ligeramente menor que la del aire a una temperatura y presión estándar, la eficiencia en el transporte de recortes será la misma que cuando se usa aire, al mismo gasto de inyección en superficie (Sepúlveda, 2010, p.41).

2.4.4 Gas natural

De igual forma que el Nitrógeno, el gas natural puede usarse como fluido de circulación en las operaciones de perforación bajo balance. El empleo de gas natural previene la formación de mezclas inflamables en el fondo, cuando se perfora el intervalo productor de hidrocarburos. El gas natural forma casi invariablemente, una mezcla combustible cuando se libera en la atmósfera; esto implica tener un mayor potencial de fuego en la superficie, por lo que es necesario realizar ajustes en los procedimientos de operación con relación al empleo de aire.

La gravedad específica del gas natural (densidad dividida entre la densidad de aire) depende de su composición, pero está en el rango de 0.6 a 0.7, por consiguiente, la velocidad terminal y relación de levantamiento de recortes será diferente a la lograda con inyección de aire asumiendo el mismo volumen de circulación.

A continuación, se muestra la fórmula donde se observa que la velocidad terminal de transporte de corte es inversamente proporcional a la raíz cuadrada de la densidad del fluido.

$$V_t = \sqrt{\frac{4gdc\delta c}{3Cd\delta f}} \quad (2)$$

Donde:

V_t : Velocidad terminal (ft/s)

dc : Diámetro de la partícula

δc : Densidad de la partícula (lbm/ft³)

δf : Densidad del fluido (lbm/ft³)

g : Aceleración gravitacional (32.17 ft/s²)

Cd : Coeficiente de arrastre.

El efecto neto es que el volumen de inyección de gas requerida para una eficiente limpieza de agujero es mayor cuando se usa gas natural que cuando se usa aire o nitrógeno.

Características de la perforación con aire-gas:

- ✓ Velocidades altas de penetración.
- ✓ Aumenta la vida útil de la broca.
- ✓ Aumenta el rendimiento de la broca.
- ✓ Buenos trabajos de cementación.
- ✓ Alta productividad del yacimiento.
- ✓ No puede manejar grandes influjos de agua.
- ✓ Pueden presentarse baches de aire agua.

- ✓ Pueden producirse anillos de lodo en la tubería si hay influjo de agua.
- ✓ La buena limpieza del pozo depende de la velocidad en el anular

(Sepúlveda, 2010, p.44).

Tabla 5.

Características del gas como fluido de perforación.

Sistemas de fluidos	Ventajas	Desventajas
Gas (Nitrógeno o Natural)	Alta ROP y reducción de tiempos de perforación	Posibles problemas si se encuentra flujo de agua
	Bajos costos de barrenas	Erosión del agujero si esta poco consolidado
	Bajos requerimientos de aguas	Costo y disponibilidad de gas
	No necesita desechar lodos	Seguridad de equipo y personal
	Bajos costos de aditivos	Equipo suplementario, sistemas cerrados si espera presencia de H_2S

La tabla 5 muestra algunas de las características del gas como fluido de perforación bajo balance (Vela, 2005, p.30).

2.4.4.1 Ojo de llave

Dado que la perforación con gas se hace generalmente en rocas duras que pueden presentar buzamiento, pueden existir, aunque no es lo común (Datalog, 2002, p.168).

2.4.5 Niebla

La perforación con niebla involucra la inyección de un agente espumante en la corriente del aire, la cual se mezcla con agua tratada para cubrir los recortes; para que se considere a este sistema como tal, la fracción del volumen de líquido debe ser menor al 2.5%. La niebla tiene las mismas ventajas que el aire, pero sin el riesgo de una explosión en el fondo; sin embargo, las desventajas se presentan al necesitar gastos de inyección entre un 30% y 40% mayores que los del aire, en aspectos de reciclaje del agua y la presencia de arcillas hidratables (Vela, 2005, p.30).

La perforación con niebla es una de las diferentes técnicas en que el fluido es una mezcla de dos fases de líquido y gas. Otros fluidos de perforación que contienen fases líquidas y gaseosas incluyen a las espumas y los lodos gasificados. En la práctica es frecuente obtener perforación con niebla, cuando al perforar con aire se incorpora una pequeña cantidad de agua con un agente espumante. La espuma tiene mucha mayor viscosidad que la niebla o el aire seco y mucha mayor eficiencia en el transporte de recortes. La fase líquida en la perforación con niebla es agua con surfactante y un inhibidor de corrosión, formando la niebla por la inyección de líquido dentro del flujo de gas.

Típicamente, la perforación con niebla requiere de alrededor de un quinto de la concentración de espumante que las espumas estables. Por ejemplo, si se requiere de 0.75 a 2 por ciento de espumante, para crear una espuma estable, entonces la concentración del mismo agente para la perforación con niebla estará probablemente en el rango de 0.1 a 0.5 por ciento. La perforación con niebla tiene sus limitaciones características, las cuales incluyen: grandes equipos de compresión, permisos para disposición de agua residual, elevada inestabilidad del pozo y alta corrosión en las partes metálicas del equipo (Sepúlveda, 2010, p.45).

Tabla 6.

Características de la niebla como fluido de perforación.

Sistemas de fluidos	Ventajas	Desventajas
Niebla	Alta ROP y reducción de tiempos de perforación	Posibles problemas si se encuentra flujo sustancial de agua; costo de gas si no se utiliza aire
	Bajos costos de barrenas	Erosión del agujero si esta poco consolidado
	Bajos requerimientos de agua	Problemas con estabilidad de lutitas
	No necesita remoción de lodos	Desecho de agua/gas utilizado
		No es recomendable el aire en presencia de H_2S
Costos medos en aditivos	Renta de equipo complementario	

La tabla 6 muestra algunas de las características de la niebla como fluido de perforación bajo balance (Vela, 2005, p.30).

2.4.6 Espuma

La perforación con espuma usa esta como agente de transporte para la remoción de recortes, en lugar de la velocidad del aire. La perforación con espuma requiere menos volumen que la perforación con aire y se vale de la fuerza de las burbujas para eliminar los recortes, mientras que la perforación con aire y rociado fino dependen de tasas de flujo extremadamente altas. Una indicación de eficaz perforación con espuma la da un flujo de espuma continuo y regular en la línea de descarga. Un flujo pulsante e irregular, es decir cuando se presenta

cabeceo, puede indicar problemas con las columnas de flujo. Además de limpiar el pozo, la espuma deposita una costra fina sobre las paredes del pozo para mejorar su estabilidad. Para espesar la espuma y mejorar la limpieza del pozo y su tolerancia al agua, se usan polímeros y/o bentonita a fin de mezclarlos en una lechada.

En la perforación con espuma, el aire inyectado controla la cantidad de espuma. Los requerimientos de volumen de aire se calculan usando la siguiente ecuación:

$$\text{Velocidad en pies/min} = \frac{183.4 \text{ ft}^3/\text{min}}{D_h^2 - D_p^2} \quad (3)$$

Donde:

D_h = diámetro del pozo en pulgadas

D_p = diámetro de la tubería de perforación en pulgadas

Durante la operación de perforación, los cambios en la cantidad de inyección de espuma se hacen con base en:

- ✓ Cambios en el carácter de la espuma en la línea de descarga
- ✓ Cambios en el torque
- ✓ Cambios en la presión

2.4.6.1 Presión de inyección con espuma en la superficie.

La perforación con espuma es de máxima efectividad cuando se mantiene lo más baja posible la presión en la tubería vertical. La presión sobre la tubería vertical puede variar entre 80

y 350 psi. Los cambios de presión e tubería son el mejor medio para detectar problemas. Al identificar cambios de presión, se debe regular la cantidad de inyección de espuma y el porcentaje de volumen de gas para estar de acuerdo con el cambio. La Tabla 7 provee los ajustes correctivos para diferentes tipos de cambios de presión.

Tabla 7.

Ajustes de presión de inyección en superficie.

Cambio de presión	Causa probable	Tratamiento
Caída rápida	El gas ha pasado a través de la mezcla de espuma, impidiendo la formación de espuma estable.	Aumentar la tasa de inyección de líquido y/o reducir la tasa de inyección.
Aumento lento y gradual	Hay un aumento en la cantidad de recortes o fluido de la formación que está siendo levantado a la superficie.	Aumentar ligeramente las tasas de inyección de gas/aire.
Aumento rápido	La broca está tapada o la tubería de perforación está atrapada por la formación.	Dejar de perforar y tratar de reanudar la circulación moviendo la tubería de perforación

La tabla 7. Muestra las posibles causas y el tratamiento cuando cambia la presión de inyección en superficie (Baroid, 1999, p.223).

2.4.6.2 Estado de la espuma en la línea de descarga.

Bajo condiciones normales de perforación, la espuma en la línea de descarga debe ser de aspecto y textura similares a la espuma de una crema de afeitarse. Si la espuma no es espesa o no mantiene su forma, se deben ajustar las cantidades de la inyección de solución de gas y espuma. Consultar la Tabla 6 para seguir los pasos apropiados.

Tabla 8.

Condiciones de la espuma en la línea de descarga.

Condiciones de la espuma en la línea de descarga	Causa probable	Tratamiento
El gas sopla libremente con fina neblina de espuma	El gas ha pasado a través de la mezcla de espuma líquida, impidiendo la formación de espuma estable.	Aumentar la tasa de inyección de líquido y/o reducir la tasa de inyección de gas.
La espuma es fluida y acuosa (cortada por sal)	Agua salada de la formación está diluyendo la espuma.	Aumentar la tasa de inyección de líquido y gas. Si es necesario, aumentar el porcentaje de agente espumante químico.
La espuma es fluida y acuosa (manchada por aceite)	Aceite de la formación está contaminando la espuma.	Aumentar las tasas de inyección de líquido y gas.

La tabla 8 muestra las condiciones de la espuma en la línea de descarga, las posibles causas y el tratamiento que se debería seguir (Baroid, 1999, p.224).

2.4.6.3 Acumulación o regularidad del retorno de espuma en la línea de descarga.

Para óptima remoción de los recortes, los retornos de espuma en la línea de descarga deben ser continuos. La acumulación y descarga pueden indicar problemas con la columna de espuma.

Tabla 9.

Acciones de acuerdo con el retorno.

Si el pozo está...	Entonces...
Descargando a intervalos regulares durante la perforación	Continuar perforando mientras los intervalos de descarga sean regulares y cortos.

Acumulando (intervalos irregulares)	Aumentar el concentrado de espumante para mejorar la calidad de la espuma.
--	--

La tabla 9 muestra las acciones que deben seguirse de acuerdo con el retorno de fluidos (Baroid, 1999, p.225).

2.4.6.4 Formulaciones y aplicaciones de la perforación con espuma.

El QUIK-FOAM, lo que traducido al español sería algo así como espuma ligera, es el principal agente de la compañía de productos de perforación industrial Baroid para sistemas de perforación con espuma. Este agente no es tóxico y es biodegradable, y debe usarse en concentraciones de 1.5 – 2.0 L. por barril para inyección de espuma.

Tabla 10.

Características de la mezcla QUIK-FOAM.

Descripción	QUIK-FOAM es una mezcla patentada de sulfatos de alcohol etoxilados (AES) biodegradable, es un agente espumante eficaz. QUIK-FOAM puede agregarse a agua dulce, salmuera y agua salobre para aplicaciones de perforación por aire/espuma, aire/gel-espuma o pulverización.
Aplicaciones/Funciones	<p>Aumentar la capacidad de remoción de detritos.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Incrementa la habilidad de transportar grandes volúmenes de agua. ▪ Aumenta la capacidad limpiadora del flujo de aire dentro del pozo. ▪ Elimina las fuerzas pegajosas de las arcillas húmedas, de tal modo que elimina los anillos pegajosos de lodo arcilloso y evita el empaquetamiento de las paredes. ▪ Reducir la erosión de formaciones poco consolidadas. ▪ Ideal para perforar en zonas con pérdida de circulación. ▪ Incrementar la estabilidad del pozo de sondeo. ▪ Reduce los requerimientos de volumen de aire.

	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Elimina el polvo durante operaciones de perforación por aire. 	
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Espuma de alta calidad y gran producción con una consistencia similar a la de la espuma de afeitar. ▪ Es muy estable con excelente tiempo de retención. ▪ Versátil y compatible con varios tipos de composición del agua. ▪ Sufre fácilmente biodegradación primaria y definitiva (>99%). ▪ Producto probado para aplicaciones de múltiples disciplinas. 	
Propiedades típicas	Aspecto	Líquido transparente de color amarillo pálido.
	Gravedad específica	1.03
	pH (Solución de un 0.5%)	7.1
	Punto de inflamación, PMCC °F, °C	82, (28)
	Punto de fluidez, °F, °C	0, (-18)

La tabla 10 muestra la mezcla patentada de QUIK-FOAM como agente espumante (Baroid, 2008, p.1).

Tabla 11.

Cantidades aproximadas de QUIK-FOAM.

Cantidades aproximadas de QUIK-FOAM agregadas al agua de inyección

Aplicación	Cantidad/100 gal	Cantidad/bbl	Litros/m ³
Perforación por aire seco (como supresor de polvo)	0.5 - 1 pintas	0.2 - 0.5 pintas	0.5 - 1.5
Perforación por pulverización de lodo en arcillas pegajosas.	1 - 2 cuartos	1 - 2 pintas	2.5 - 5
Perforación con espuma y gel-espuma.	0.5 - 2 galones	1.5 - 7 pintas	5 - 20
Como limpiador del espacio anular.	1 pinta*	0.5 pintas**	0.5**

La tabla 11 muestra las cantidades aproximadas de la mezcla QUIK-FOAM que se deben agregar al agua de inyección. * En la tubería de perforación, seguido de 3 a 5 galones de agua; ** seguido de 20 litros (5.3 galones) de agua. (Baroid, 2008, p.2).

2.4.6.5 Espuma estable

Se crea una espuma en combinación con surfactantes y arcillas, o polímeros, para formar una espuma estable de alta capacidad de acarreo en el fondo del pozo, la cual decrece según se acerque a la superficie debido a la disminución velocidad anular; su composición contiene cerca de un 97% de gas y sólo un 3% de líquido, ya que se trata de burbujas rodeadas de una fina película líquida.

Su elección es idónea para pozos de diámetro grande, en donde los gastos de inyección de gas requerido para otros fluidos de perforación más livianos, no sean económicamente factibles; además, es menos susceptible a la segregación gravitacional, la cual puede ocasionar una combustión en el fondo de secciones horizontales largas. Otra de las ventajas, es que da una

mejor estabilidad al pozo cuando se atraviesan formaciones poco consolidadas, aún más que otros fluidos ligeros de perforación (Vela, 2005, p.30).

2.4.6.6 Espumas rígidas

Se pueden agregar a la espuma aditivos de fluido de perforación cuando ocurra algún problema específico tal como un influjo de agua. Cuando el influjo de agua es intenso, se pueden usar los siguientes sistemas QUIK-FOAM modificados:

- QUIK-FOAM para influjo de agua
- KCL/QUIK-FOAM
- Fosfato di-amónico (DAP)/QUIK-FOAM
- HEC/QUIK-FOAM

La prueba de viscosidad del embudo de Marsh es la única prueba de control para la mezcla de inyección de espuma, el cual tiene como resultado estándar de 40 a 50 segundos/cuarto de lodo. No está demás recomendar que se debe verificar la viscosidad del embudo antes de agregar QUIK-FOAM.

QUIK-FOAM para influjo de agua: La siguiente formulación de QUIK-FOAM es para casos de pronunciamiento de agua.

Tabla 12.

QUIK-FOAM para influjo de agua.

Aditivo	Función	Concentraciones típicas en lb/bbl y (kg/m ³)
---------	---------	--

Carbonato de sodio	Mejora las cualidades espumantes y aumenta el rendimiento de la bentonita.	1.0 (3)
AQUAGEL	Da estabilidad a la espuma y es el principal componente del revoque.	12.0 (36)
PAC-R	Aditivo polimérico que confiere rigidez y estabilidad a la espuma y reduce la permeabilidad del revoque.	1.0 (3)
QUIK-FOAM	Agente espumante.	Fluido de inyección, 0.01-2% en volumen.

La tabla 12 muestra la formulación de QUIK-FOAM para un influjo de agua. Para esta formulación, se debe agregar los materiales en el orden que se describe en la tabla. Agregar QUIK-FOAM después del mezclado inicial y revolver lentamente para evitar la formación de espuma antes de la inyección (Baroid, 1999, p.226).

KCl/QUIK-FOAM. La siguiente formulación de QUIK-FOAM es para casos de intenso influjo de agua con lutitas sensibles al agua.

Tabla 13.

KCl/QUIK-FOAM.

Aditivo	Función	Concentraciones típicas en lb/bbl y (kg/m³)
AQUAGEL (opcional)	Pre-hidratado, funciona igual que QUIK-FOAM para influjo de agua.	6.0-8.0 (17-23)
Cloruro de potasio (KCl)	Ayuda a prevenir derrumbes en lutitas sensibles al agua	10.0-25.0 (29-71)
PAC-R	Funciona igual que QUIK-FOAM para influjo de agua.	0.75-1.5 (2.1-4)

QUIK-FOAM	Agente espumante	Fluido de inyección, 0.01-2% en volumen.
BARACOR 700	Inhibidos de corrosión	1.0-2.0 (3-6)

La tabla 13 muestra la formulación para influjos de agua muy intensos (Baroid, 1999, p.227).

DAP/QUIK-FOAM. La siguiente formulación de QUIK-FOAM es para casos de intenso influjo de agua, problemas de corrosión y lutitas sensibles al agua en áreas ambientalmente sensibles.

Tabla 14.

Formulación DAP/QUIK-FOAM.

Aditivo	Función	Concentraciones típicas en lb/bbl y (kg/m³)
DAP (Fosfato de biamonio)	Para corrosión solamente.	2.0 (6)
	Para estabilidad de lutitas.	6.0 (17)
PAC-R	Rigidez y estabilidad del pozo	1.5-2.5 (4-7)
EZ-MUD	Estabilidad o rigidez adicional del pozo; también puede sustituir a PAC-R	1.0-2.0 (3-6)
QUIK-FOAM	Agente espumante	Fluido de inyección, 0.01-2% en volumen.
BARACOR 700	Inhibidor de corrosión	1.0-2.0 (3-6)

La tabla 14 muestra la formulación para los casos de intenso influjo de agua, corrosión y lutitas sensibles al agua. Cabe agregar que el aditivo BARACOR 700 no puede ser necesario en este caso (Baroid, 1999, p.227).

HEC/QUIK-FOAM. La siguiente formulación de QUIK-FOAM se usa donde hay necesidad de un polímero soluble en ácido para evitar daño a la formación.

Tabla 15.

Formulación HEC/QUIK-FOAM.

Aditivo	Función	Concentraciones típicas en lb/bbl y (kg/m ³)
BARAVIS	Viscosificador	1.5-2.5 (4-7)
Cloruro de potasio (opcional)	Inhibe el hinchamiento de las lutitas	10.0-25.0 (29-71)
QUIK-FOAM	Agente espumante	Fluido de inyección, 0.01-2% en volumen.
BARACOR 700	Inhibidor de corrosión	1.0-2.0 (3-6)

La tabla 15 muestra la formulación necesaria para polímeros solubles en ácido (Baroid, 1999, p.228).

Tabla 16.

Características de la espuma estable como fluido de perforación.

Sistemas de fluidos	Ventajas	Desventajas
	Alta ROP y reducción de tiempos de perforación.	Costos considerables en espumantes; costos de gas sino se utiliza aire
	Bajos costos de barrenas.	Se requieren sistemas especializados de medición
	Bajos requerimientos de aguas.	
	Alta capacidad de acarrea de solidos; buena capacidad de limpieza del agujero.	Uso de agentes antiespumantes
	Compatible con aceite, sal, agua, carbonato de calcio, y la mayoría de los	

Espuma estable	contaminantes provenientes de la formación.	Costo considerable
	Puede soportar la entrada de volúmenes considerables de gas, manteniéndose como mezcla no inflamable.	Procesos adicionales de separación y desecho
	Puedes soportar grandes influjos de agua.	Desecho cuidadoso de agua

La tabla 16 muestra algunas de las características de la espuma estable como fluido de perforación bajo balance (Vela, 2005, p.30).

2.4.6.7 Calidad de la espuma

El factor calidad de las espumas, es una medida de la fracción de líquido y gases dentro de ellas, la cual tiene estrecha relación con la capacidad de levantamiento de recortes que puede presentar la espuma.

En los sistemas de espuma tradicional, una espuma estable mantiene dicha condición incluso cuando retorna a superficie convirtiéndose en un problema si la espuma no se puede romper lo suficientemente rápido. En los antiguos sistemas de espuma, la cantidad de agente antiespumante tenía que ser examinada cuidadosamente para que la espuma se rompiera antes de que cualquier fluido dejara los separadores. Especialmente en la perforación con sistemas cerrados de circulación, la espuma estable podría causar problemas de sobre flujo por los separadores. Los sistemas de espuma estable recientemente desarrollados son más fáciles de romper y el líquido se puede reciclar, necesitando una menor cantidad de agente espumante y utilizando un sistema cerrado de circulación (Dorado et al., 2016, p.31).

En superficie la calidad de la espuma utilizada para la perforación está normalmente entre 80% y 95%. Esto significa que entre el 80% y 95% del fluido es gas, y el porcentaje restante es líquido, generalmente agua. En el fondo del pozo debido a la presión hidrostática de la columna en el anular, esta relación cambia porque el volumen de gas se reduce al comprimirse. Una calidad promedio en el fondo de pozo está entre 50% y 60% (Dorado et al., 2016, p.32).

Otros dos términos usados en la caracterización de las espumas son la textura y la calidad. La calidad es la fracción de volumen de gas expresada en por ciento; mientras que la textura describe el tamaño y distribución de las burbujas.

Las espumas se clasifican en diluidas y concentradas, y dentro de las concentradas pueden ser estables o secas, en función del porcentaje del líquido contenido.

Matemáticamente, la calidad de la espuma (Foam Quality) está definida por la relación entre el volumen de gas agregado y el volumen total de fluido bifásico obtenido:

$$FQ(\%) = \frac{Vol.Gas}{Vol.Líquido+Vol.Gas} \times 100 \quad (4)$$

Así, un FQ = 0% significa que todo el fluido es monofásico líquido y un FQ = 100% representa un fluido monofásico gaseoso. Cualquier número intermedio significa que el fluido es bifásico (Blanco y Vivas, 2015, p.3).

Tabla 17

Porcentaje aproximado de líquido de acuerdo a la espuma (Perforación bajo balance. s.f, p.13).

TIPO DE ESPUMA	PORCENTAJE DE LÍQUIDO
Secas	2%

Estables	2% - 10%
Diluídas	10% - 25%

En la tabla 17 se muestra el porcentaje aproximado de líquido de acuerdo a la espuma (Sepúlveda, 2010, p.58).

Tabla 18.

Puntos de cedencia, viscosidad plástica para diferentes calidades de espuma.

CALIDAD DE LA ESPUMA	VISCOSIDAD PLÁSTICA (cP)	PUNTO DE CEDENCIA (lb/100sf)
0	1.02	0
0-25	1.25	0
25-30	1.59	0
30-35	1.60	0
35-45	2.40	0
45-45	2.99	0
55-60	3.36	0
60-65	3.70	14
65-70	4.30	23
70-75	5	40
75-80	5.76	49
80-85	7.51	69
85-90	9.59	100
90-96	14.39	250

La tabla 18 muestra los puntos de cedencia, viscosidad plástica para diferentes calidades de espuma (Sepúlveda, 2010, p.58).

2.4.7 Líquidos gasificados

Es un sistema de lodo con aire, gas natural o nitrógeno inyectado. La fase líquida puede constituirse de agua de mar, aceite crudo, diésel o lodos convencionales de baja densidad. En contraste, para la fase gaseosa, el gas natural debería ser la mejor opción, pero se aprovecha más en los sistemas artificiales de producción cuando esto también es factible.

La mejor opción resulta ser el nitrógeno, ya que la mayor ventaja que tiene sobre el aire es que es poco inflamable (es un gas inerte), lo que remueve el potencial de fuego en el fondo del pozo. La principal desventaja del nitrógeno es su costo, pero en muchos casos no influye negativamente en su selección (Vela, 2005, p.31).

Los sistemas de lodo aireado reducen la pérdida de circulación en áreas con gradientes muy bajos de fractura. Al mismo tiempo, se reduce la hidratación de las lutitas y la corrosión. Con un sistema aireado son posibles pesos efectivos de lodo de 4 a 6 libras por galón (peso específico entre 0.48-0.72). Estos pesos reducen considerablemente la presión diferencial en el pozo. Por ser menor la presión, el perforador puede lograr un mayor índice de penetración del que es posible con fluidos de perforación normales.

Para un sistema de lodo aireado se necesitan los siguientes equipos:

- ✓ Un compresor de aire con capacidad de $850 \text{ ft}^3/\text{min}$.
- ✓ Un desvío de aire (u otro medio de limitar el volumen de aire) cuando no se requiera la capacidad total del compresor.
- ✓ Un registrador Barton para medir los ft^3/min reales de aire inyectado.

- ✓ Un cabezal rotativo para dirigir el flujo de aire y lodo fuera de la línea, en lugar de hacia arriba a través de la mesa rotatoria o al interior del contrapozo por encima del niple de perforación.
- ✓ Un separador aire-lodo (o expulsor de gas) en la línea de flujo.
- ✓ Una boca de ventilación en la parte superior del tanque en dirección al tanque de reserva.
- ✓ Un desagüe del flujo de lodo en el fondo del tanque para descargar dentro del receptáculo de los tanques.

A continuación, se presentarán algunas de las formulaciones de reactivos recomendadas por la compañía de productos de perforación industrial Baroid para el uso de lodo aireado.

Lodo cal/IMPERMEX. Se usa un sistema de lodo cal/IMPERMEX cuando la corrosión y/o formaciones reactivas puedan ser un problema. La tabla siguiente da las formulaciones para el sistema de lodo cal/IMPERMEX.

Tabla 19.

Formula de lodo cal/IMPERMEX

Aditivo	Función	Concentraciones típicas en lb/bbl y (kg/m^3)
AQUAGEL	Confiere suspensión y estabilidad del pozo.	3.0-5.0 (9-14)
ENVIRO-THIN	Reduce los geles.	Según sea necesario.
IMPERMEX	Controla la tasa de filtración.	2.0-5.0 (6-14)
Cal	Inhibe la corrosión y el hinchado de las lutitas.	0.8-1.5 (2.3-4)
X-CIDE 207	Controla el desarrollo bacteriano.	Según sea necesario.

La tabla 19 muestra la formulación para cuando la corrosión y/o formaciones reactivas puedan ser un problema. (Baroid, 1999, p.230).

Tabla 20.

Propiedades típicas del lodo cal/IMPERMEX

Propiedades típicas del lodo cal/IMPERMEX	
Peso del lodo	8.6-8.8 lb/gal
Viscosidad de embudo	28-32 seg/qt
Viscosidad plástica	1-9 cP
Punto cedente	0-2 lb/100 ft^2
Geles	0/0 lb/100 ft^2
Filtrado API	8-10 mL
pH	11.5-12.5
Calcio	240-450 mg/L
Sólidos	1-3 % en volumen

La tabla 20 muestra las propiedades típicas de del lodo cal/IMPERMEX (Baroid, 1999, p.230).

Lodo DAP/PAC. Este sistema de lodo se puede usar para inhibición adicional y protección contra la corrosión. El sistema se maneja a un bajo pH y el ion de fosfato da protección contra la corrosión, mientras que el ion de amoníaco proporciona inhibición a las lutitas.

Tabla 21.

Sistema de lodo DAP/PAC

Aditivo	Función	Concentraciones típicas en lb/bbl y (kg/m^3)
AQUAGEL	Provee viscosidad y revoque	8-12 (23-24)
DAP	Provee estabilidad a las lutitas y control de la corrosión	2-6 (6-17)
EZ-MUD	Provee viscosidad y estabilidad de las lutitas	0.50-1.50 (1.4-4)
PAC-R	Controla la pérdida de fluido	0.50-1.50 (1.4-4)

La tabla 21 muestra la formulación del lodo DAP/PAC usado como inhibidor adicional y protección contra la corrosión (Baroid, 1999, p.231).

Tabla 22.

Propiedades típicas del lodo DAP/PAC

Propiedades típicas del lodo DAP/PAC	
Peso del lodo	8.6-8.9 lb/gal
Viscosidad de embudo	35-40 seg/qt
Viscosidad plástica	1-12 cP
Punto cedente	6-8 lb/100 ft^2
Geles	2-5 lb/100 ft^2
Filtrado API	8-10 MI
pH	7-8
Sólidos	1-3 % en volumen

La tabla 22 muestra las propiedades típicas del lodo DAP/PAC. Se advierte que “No agregar soda cáustica o cal porque eso dejará libre el amoníaco. El lodo AP/PAC no es recomendado para dióxido de carbono (CO_2) ni sulfuro de hidrógeno (H_2S).” (Baroid, 1999, p.231).

2.4.7.1 Procedimientos de operación recomendados para lodo aireado.

Cuando se empleen sistemas de lodo aireado:

- Inyectar aire en el tubo vertical y disponer la tubería de manera que se pueda hacer una desviación de aire en el piso para hacer conexiones, etc.
- Hacer conexiones de plomería de manera que se pueda bombear lodo pozo abajo, mientras el aire va por el desvío.
- Correr la barrena sin toberas para evitar la necesidad de excesiva presión de aire. Con la reducida presión de fondo del pozo, el impacto del chorro no es tan imprescindible para limpiar el fondo del pozo.
- Se recomiendan medidas más grandes de tubería de perforación de 4½ o 5 pulgadas para reducir las exigencias de volumen del compresor.
- Con lodo aireado no es necesario llenar el pozo entre viajes.
- Circular el sistema de lodo a un régimen constante de 6 a 8 barriles por minuto y tratarlo como a un sistema de lodo normal. No haga variar la fuerza de la bomba para mantener presión constante en el fondo del pozo o para controlar ganancias y pérdidas; en lugar de eso regule la corriente de aire para corregir estos problemas. Use el gráfico de lodo aireado para determinar la cantidad de aire a inyectar para lograr una reducción específica de la presión del fondo del pozo.
- Instale válvulas de flotador en la sarta de perforación aproximadamente cada 200 pies (61 metros) para evitar flujo inverso en las conexiones (Baroid, 1999, p.232).

Tabla 23.

Características de un líquido gasificado como fluido de perforación.

Sistemas de fluidos	Ventajas	Desventajas
Líquidos Gasificados	Mayores presiones de fondo	Costos en tubería parasita o concéntrica Se requieren mayores gastos de gas Se tiene menor presión en la modalidad de sarta parasita El estado bajo balance puede discontinuarse durante el proceso y causar daño por invasión al yacimiento
	Mejora la presión direccional en comparación con los gases secos o niebla.	Problemas con las herramientas
	Reducción en el desgaste de la sarta de perforación.	Necesidad de contar con equipo superficial complementario
	Reducción en el potencial de fuego sub- superficial en los agujeros verticales con fluidos acuosos.	Potencial de corrosión; se requieren inhibidores si se utiliza aire

La tabla 23 muestra algunas de las características de los líquidos gasificados como fluido de perforación bajo balance (Vela, 2005, p.31).

Como se ha visto, en la perforación bajo balance es fundamental el uso de fluidos de baja densidad; sin embargo se deben tener claros o al menos saber la importancia que tienen algunos conceptos a la hora de perforar bajo balance, con el fin de evitar problemas ambientales, que ocasionen la pérdida pozo o más grave aún, que se pierdan vidas humanas.

2.4.7.2 *Velocidad Anular*

Es la velocidad media del movimiento que exhibe el fluido de perforación en una columna llamada espacio anular (espacio que se forma entre el hoyo y la sarta de perforación).

Tres son los factores que afectan la velocidad anular y ellos son:

- El tamaño del hueco.
- El tamaño de la tubería de perforación.
- La tasa de bombeo.

Se requiere una velocidad anular mínima del lodo para lograr la limpieza apropiada del pozo. Esta velocidad anular mínima depende de varios factores, incluyendo la velocidad de penetración (ROP por su nombre en inglés), el tamaño de los recortes, el ángulo del pozo, la densidad del lodo y la reología.

$$\text{Velocidad Anular (ft/min)} = \frac{1029.4 \times Q}{D_h^2 - OD_p^2} \quad (5)$$

Donde:

Q: Caudal (bbl/min)

D_h : Diámetro del hueco abierto o entubado (in)

OD_p : Diámetro externo de la tubería de perforación (in).

<https://perforador20.wordpress.com/2019/05/26/calculo-de-la-velocidad-anular/>

2.4.7.3 Flujo crítico y subcrítico

El flujo multifásico a través de restricciones puede ser evaluado bajo condiciones de flujo crítico y subcrítico. El flujo crítico o sónico de un fluido, es definido como el flujo del fluido a la velocidad equivalente a la velocidad de propagación (sin considerar la fricción) de una onda de presión (sonido) en el medio (fluido). El flujo crítico o sónico ocurre cuando la velocidad relativa de un fluido en cualquier punto (V_f , pie/seg) es equivalente a la velocidad de onda elástica (V_p , pie/seg) en ese punto, es decir:

$$\frac{V_f}{V_p} = M = 1 \quad (6)$$

Donde:

M: Número de Mach

En función de este número se definen tres regímenes diferentes de flujo:

- Par $M < 1$ el flujo es subsónico.
- Para $M > 1$ el flujo es supersónico.
- Para $M = 1$ el flujo es sónico o crítico.

Cuando $M = 1$, el área de flujo alcanza su valor mínimo y se dice que se ha logrado una condición de garganta a cuyas propiedades se les denomina “críticas”, y a las anteriores a ella como relaciones críticas.

Para flujo multifásico, algunos investigadores han observado que la velocidad sónica para una mezcla de gas-líquido es menor que para una sola fase. Se ha establecido que para mezclas gas-líquido, la velocidad acústica es menor que para cualquiera de las fases por sí solas.

Durante la presencia de flujo crítico o supercrítico, el gasto a través del estrangulador alcanza un valor máximo con respecto a las condiciones prevalecientes corriente arriba. La velocidad del fluido bifásico fluyendo a través de la restricción alcanza la presión sónica o presión de velocidad de propagación de la onda para los fluidos en dos fases. Esto implica que el flujo es “estrangulado” porque los disturbios corrientes abajo no pueden propagarse corriente arriba. Por lo tanto, disminuciones no tan significativas en la presión corriente abajo no hacen incrementar el gasto, es decir, el flujo crítico o sónico es el flujo en el cual, perturbaciones de presión y temperatura corriente abajo no son transmitidas corriente arriba tal que puedan afectar el gasto, lo que no sucede en el flujo subcrítico.

Si la presión corriente abajo es gradualmente incrementada, esta presión no podría cambiar el gasto o la presión corriente arriba, esto hasta alcanzar el límite de flujo crítico-subcrítico. A partir de este momento, si la presión corriente abajo se incrementa ligeramente cerca de las condiciones límite, el gasto y la presión corriente arriba serán afectados, entonces la velocidad de los fluidos que están pasando a través del estrangulador caen debajo de la velocidad sónica. Aquí, el gasto depende del diferencial de presión, o bien, los cambios en la presión corriente abajo afectan la presión corriente arriba, este comportamiento es caracterizado como flujo subcrítico.

Por esto, los estranguladores superficiales se diseñan de manera que el flujo sea crítico, mientras que en las válvulas de seguridad subsuperficiales el flujo es subcrítico. El flujo a través de restricciones en el pozo también es subcrítico ("Flujo en estranguladores", s.f, pp.4-6).

2.4.7.4 Índice de acarreo

La capacidad de un fluido de perforación para transportar los recortes se denomina capacidad de acarreo. Aunque se ha reconocido que la capacidad de acarreo de un lodo o fluido de perforación se ve afectada por las propiedades del mismo, tales como la viscosidad, la densidad, entre otras.

Es por esto que para calcular el índice de acarreo, es necesario conocer la viscosidad plástica, el punto de cedencia, los cuales son parámetros importantes para conocer el comportamiento de flujo y a su vez el índice de consistencia del fluido. Esta última es una variable importante del fluido de perforación para determinar el índice de acarreo de recortes en el espacio anular. También necesitamos conocer la velocidad anular del fluido de perforación que dependerá del gasto y del espacio anular.

Ahora bien, debemos preguntarnos si una ecuación para determinar el índice de acarreo ¿se puede usar tanto para fluidos de perforación aireados como fluidos de perforación líquidos? Y la respuesta es que no, ya que cuando utilizamos fluidos de perforación aireados se tienen en cuenta parámetros importantes como la densidad, la velocidad anular entre otros, los cuales son descritos en la ecuación (7), velocidad terminal de transporte de recortes. Por el contrario, cuando utilizamos fluidos de perforación líquidos, los parámetros que se tienen en consideración son los que describe la siguiente ecuación:

$$\text{Capacidad de acarreo} = \frac{69.250 \times D^2 \times V_f \times (P_p - P_f)}{V_p \times V_f + Y_p(D_h - D_p)} - V_n - V_f - V_s \quad (7)$$

Donde:

V_s = Velocidad de deslizamiento de la partícula, en ft/min.

D = Diámetro de la partícula, en in.

P_p = Peso de la partícula, en g/cm^3 .

P_f = Peso del fluido, en g/cm^3 .

V_p = Viscosidad plástica, en cP

Y_p = Punto de cedencia, en $lb/100 ft^2$.

D_h = Diámetro del hueco, en in.

D_p = Diámetro de la tubería de perforación, en in.

V_n = Velocidad neta hacia arriba de la partícula, en ft/min (PEMEX, s.f, p.22).

La siguiente figura también nos muestra cuales son los parámetros a ser considerados en la capacidad de acarreo cuando utilizamos fluidos de perforación líquidos

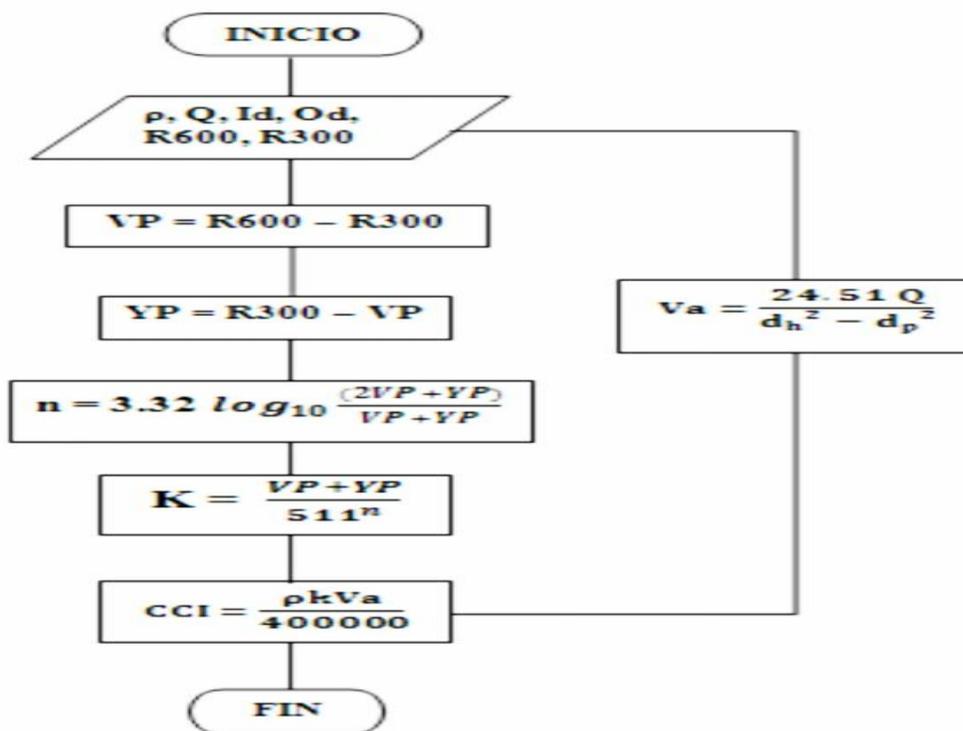


Figura 4. Diagrama de flujo para determinar el índice de capacidad de acarreo (García y Hernández, s.f, p.98).

2.5 Factores determinantes en la limpieza de los pozos perforados costa afuera

Los factores que se consideran críticos en la limpieza de pozos cuando se perfora en aguas profundas son entre otros son los siguientes; no sin antes mencionar que todo depende del fluido que se esté utilizando:

- Densidad y reología del fluido de perforación.
- Efecto de la temperatura y presión.
- Velocidad de flujo y velocidad anular.
- Velocidad de penetración.
- Rotación de la tubería de perforación.
- Tamaño, forma, densidad y la integridad del recorte.

En el caso de la perforación bajo balance, uno de los factores que consideramos extremadamente crítico en la limpieza de un pozo que se perfora en aguas profundas es el efecto de la presión y la temperatura, tales efectos los describiremos de la siguiente manera, cuya magnitud depende del fluido de perforación que se esté utilizando.

Los efectos de temperatura y presión en la reología se resumen de la siguiente manera:

- Efectos a bajas temperaturas (<70 ° F, o <21 ° C), aumentan la viscosidad de los fluidos de perforación.
- Efectos a altas temperaturas (<300 ° F, o <150 ° C), disminuyen la viscosidad.
- Efectos de presión aumentan la viscosidad de los fluidos de perforación

Los efectos de temperatura y presión en la densidad por lo general son lineales y se resumen de la siguiente manera:

- A baja temperatura aumenta la densidad de los fluidos de perforación.
- A altas temperaturas disminuye la densidad.
- Los efectos de presión aumentan la densidad de los fluidos de perforación en forma lineal (García & Hernández, s.f, p.45).

2.5.1 Depósitos flotantes

Cuando se emplean altas tasas de perforación o con flujos bajos de gas, los cortes son llevados hasta encima de los collares de perforación (drill collars) donde el área anular se incrementa, bajando en consecuencia la velocidad anular hasta el punto de que no puede seguir arrastrando los cortes. Esto forma un depósito de cortes que cae nuevamente al fondo durante las conexiones o cuando se detiene el flujo de aire. Los depósitos flotantes también pueden ocurrir donde haya una caverna y el anular sea mayor.

Los depósitos flotantes se pueden remover incrementando brevemente la rata de flujo antes de las conexiones, con el fin de arrastrar los cortes. Entonces en términos de cortes, el geólogo no ve nada mientras se perfora una junta, pero recibe todos los cortes a la vez cuando se incrementa la rata de flujo haciendo muy difícil el análisis (Datalog, 2002, p.167).

2.5.2 Anillos de lodo

Estos suelen presentarse en la perforación bajo balance y cuando la formación se humedece por agua o por aceite, con los cortes se puede formar un “lodo”, el cual, debido a una

mala limpieza de hueco, se deposita contra un lado del pozo. Así tiende a formar anillos de lodo que se van agrandando y restringen la circulación de aire, aumentando la presión con el riesgo de incendio dentro del pozo y pega de tubería. Para remover estos anillos, se pueden añadir detergentes al fluido de perforación (Datalog, 2002, p.167).

2.5.3 Hueco apretado

Estos problemas provienen de situaciones de anillos de lodo y de depósitos flotantes. Es importante mantener el gas circulando y continuar trabajando la tubería para minimizar esas acumulaciones (Datalog, 2002, p.168).

2.5.4 Formaciones goteando

Las formaciones de baja permeabilidad gotean fluido, lo cual a su vez lleva a que se empaquete la broca y / o a la formación de anillos de lodo. El goteo cesa cuando se acaba el fluido de las zonas adyacentes a la pared del pozo. Para tratar este tipo de problemas se utiliza el nitrógeno y el metano; dado que son tan secos son particularmente efectivos para secar una formación de este tipo (Datalog, 2002, p.168).

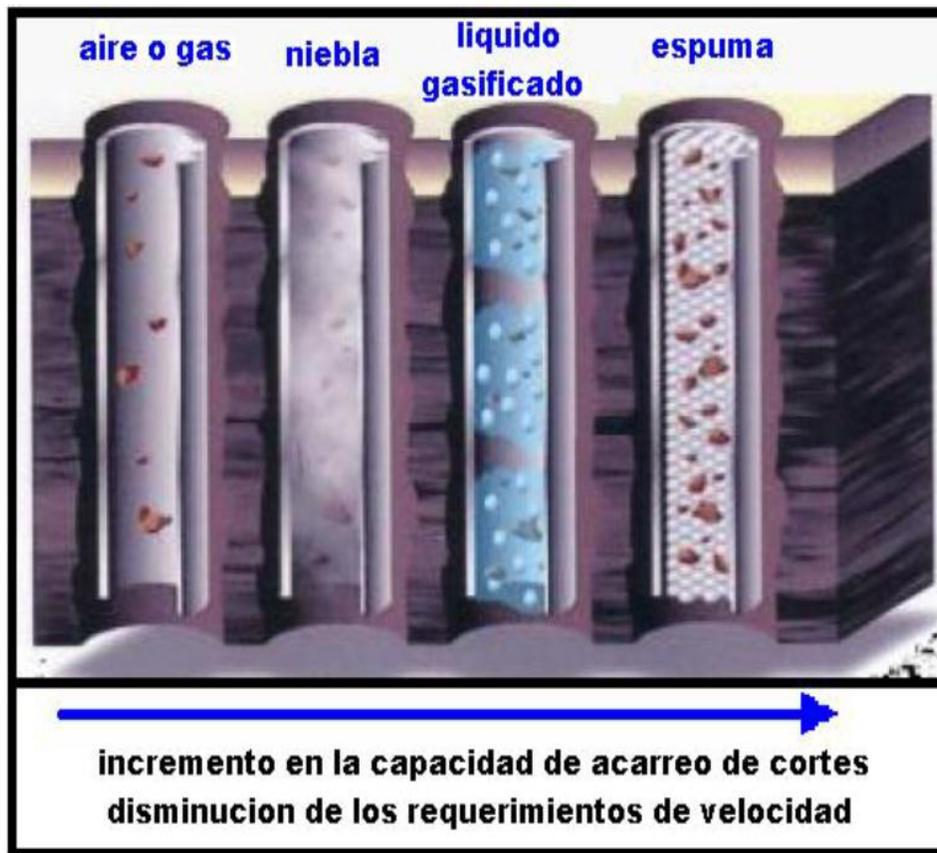


Figura 5. Capacidad de arrastre de recortes. (Sepúlveda, 2010, p.38)

3. PROCEDIMIENTOS Y TÉCNICAS EN LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE COSTA AFUERA.

En esta sección se omitirán algunas técnicas y/o procedimientos en la perforación bajo balance, ya que son los mismos procedimientos que se emplean en la perforación bajo balance en tierra firme sobre la superficie. Por esta razón sólo se hará énfasis solamente en lo concerniente a las operaciones bajo balance realizadas costa afuera, sin dejar de mencionar claro está, las consideraciones que sean necesarias de esta técnica tan importante.

En la práctica de la perforación en aguas profundas de doble densidad a partir de una plataforma flotante, una cabeza de control giratorio es una barrera de anillo dentro de las secciones inferiores de una tubería vertical marina. La herramienta separa el agua de mar en la tubería vertical marina desde el lodo de perforación y recortes del taladro submarino en el preventor de reventones (BOPs, por sus siglas en Inglés). Las bombas de lodo submarinas completan el sistema de retorno de la circulación por el anular desde la BOP submarina hasta la plataforma, lo que reduce en gran medida la carga hidrostática convencionalmente causada por la presencia de lodo pesado y recortes en la columna de la tubería vertical marina.

En estas operaciones también existen riesgos de flujo de agua de mar, esta situación se puede manejar o controlar con lo siguiente:

- 1.** Tenga suficiente lodo disponible si se va a perforar en un acuífero anormalmente presionado y se espera pasar por una zona de flujo de aguas poco profundas antes de que la ubicación del pozo se pierda por la erosión.

2. Utilice la sismología de vanguardia para detectar y evitar las zonas de riesgo de flujo de aguas poco profundas.

3. Reconocer los peligros de los flujos de aguas someras (SWF por sus siglas en inglés) como un problema de control de pozo y la herramienta con un cabezal de control giratorio submarino, lo que permite bombas de lodo para que coincida con la presión del SWF y perforar a través de la zona.

En relación con la opción 3, un control giratorio de cabeza submarino asegurado a un casing de línea de lodo con chorro de agua a través del empaque inflable permite el uso de bombas de lodo para generar una presión del pozo igual o mayor que la del acuífero anormalmente presionado que se puede encontrar. Este enfoque, permite establecer una tubería de revestimiento inicial a mayor profundidad, lo cual permite tener una mejor oportunidad de hacer un buen trabajo de cementación (Hannegan & Wanzer, 2001, p.3).

Cada vez con mayor frecuencia, las operaciones que se realizaban originalmente en la superficie se están trasladando al fondo del mar. La tecnología submarina disponible hoy en día comprende una amplia variedad de equipamientos y actividades: cables guía para descender los equipos al fondo del mar, árboles de válvulas de cabezal de pozo, o de producción, preventores de reventones (BOPs, por sus siglas en Inglés), árboles de intervención y de prueba; conjuntos de válvulas de distribución, plantillas; vehículos operados de forma remota (ROVs), líneas de flujo, tubos ascendentes (risers), sistemas de control, sistemas de distribución de energía eléctrica, bombeo y medición de fluidos, y separación y reinyección de agua (Brandt et al., 1998, p.6).

La mayoría de los equipos especializados que se utilizan en las instalaciones submarinas son diseñados, fabricados, instalados y conectados por empresas de ingeniería, constructoras y empresas de manufactura. Las empresas ABB Vetco Gray, FMC, Cameron, Kvaerner,

Oceaneering, Brown & Root/Rockwater, McDermott, Framo y Coflexip Stena son algunas de las compañías que suministran la mayor parte de los BOPs, los cabezales de pozos, las plantillas, los árboles de producción, los sistemas de control de producción, los colgadores de las tuberías de producción, las líneas de flujo, los cordones umbilicales, los ROVs, los medidores multifásicos y bombas, los separadores y los generadores de energía. Las estructuras más grandes, como los conjuntos de válvulas de distribución, pueden llegar a pesar 75 toneladas o más, y se pueden construir y transportar en forma modular para luego armarlos directamente sobre el lecho del mar en su ubicación definitiva (Brandt et al., 1998, p.6).

Asimismo, las compañías de servicios petroleros y otros grupos suministran herramientas y servicios especiales destinados al ambiente submarino. Baker Hughes, Halliburton, Expro, Schlumberger y otras empresas han desarrollado soluciones para resolver problemas cruciales relacionados con los pozos (Brandt et al., 1998, p.6).

Una de las mayores preocupaciones durante la construcción y la operación de los pozos submarinos consisten en mantener el control del pozo en todo momento. Por lo general, existen dos tipos de embarcaciones capaces de realizar la perforación, el completamiento y los servicios subsiguientes en los pozos submarinos: un sistema flotante atado o anclado al lecho del mar, y otro que mantiene su ubicación sobre el pozo con un sistema de posicionamiento dinámico. En ambos casos, es fundamental que la embarcación se mantenga en la ubicación correcta, o "en posición."

Esta posición se puede describir como el área que abarcan dos círculos concéntricos cuyo punto central es la ubicación del pozo en el lecho marino. El círculo interior representa el límite de la zona preferida, mientras que el círculo exterior representa el límite máximo aceptable para que no se produzcan daños. Si las corrientes o las condiciones climáticas provocan el

movimiento de la embarcación desde su lugar de emplazamiento, ésta cuenta con propulsores que la vuelven a colocar en la posición deseada; mientras tanto las tareas de perforación, pruebas, completamiento o intervención del pozo continúan normalmente (Brandt et al., 1998, p.6).

Cuando ocurren eventos como el descrito anteriormente, en el cual se hace necesario desconectar la columna de asentamiento y la tubería ascendente (riser) del pozo para evitar el derrame de fluidos, las embarcaciones con posicionamiento dinámico deben hacer esta operación entre 40 y 60 segundos, dependiendo de las condiciones y los sistemas utilizados. Sin embargo, antes de desconectarse del pozo, y en un proceso separado que dura en sí mismo entre 10 y 15 segundos, es necesario controlar todo el flujo proveniente del pozo y no deben derramarse hidrocarburos en el mar. Ambos extremos del conducto desconectado deben sellarse y, una vez superadas las condiciones peligrosas, cuando se considera que se puede volver a operar en forma segura, se puede restablecer la conexión al pozo y recomenzar las operaciones.

Las herramientas desarrolladas por Schlumberger y otras compañías para realizar estas tareas se denominan árboles de completamiento y prueba submarinos. No se fijan en forma permanente al lecho del mar como los árboles de producción, sino que son recuperables y cuando se los necesita se colocan dentro del tubo ascendente por medio de una columna de asentamiento, se corren dentro del conjunto BOP y se conectan al colgador de la tubería del árbol de producción.

Estas herramientas combinan dos características principales: la parte de la herramienta que corresponde al sistema de control transmite la información entre la superficie y la herramienta y facilita la activación de las válvulas y los conectores. Las válvulas y los conectores

realizan la conexión, el control del flujo y las operaciones de desconexión y reconexión con el árbol ubicado en el fondo del mar.

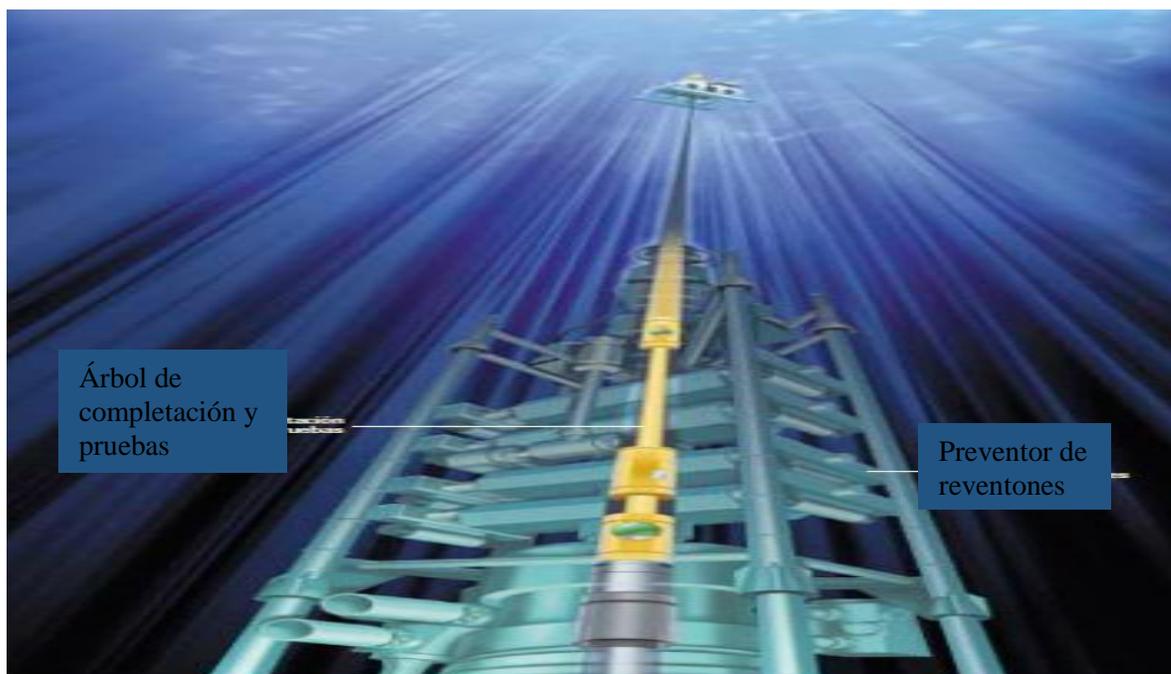


Figura 6. Configuración de un árbol de completamiento y pruebas, y del conjunto preventor de reventones (BOP) submarino. El árbol de completamiento y pruebas se instala dentro del BOP para controlar un pozo activo (Brandt et al., 1998, p.7).

Las distintas combinaciones de los diámetros internos y externos de la herramienta, los valores de presión y temperatura y los sistemas de control hacen posible su adaptación a una amplia variedad de completamientos submarinos y aplicaciones de pruebas de pozos, además de diversas profundidades y condiciones del hoyo. Para realizar pruebas de pozos se utiliza el sistema SenTREE3, que es de menor diámetro.

La herramienta SenTREE3 tiene un diámetro interno de 3 pulgadas y límites de operación de 15.000 psi [103,4 MPa] y 350°F [177°C]. Para los completamientos e intervenciones, el sistema SenTREE7 cuenta con un diámetro interno de 7/8 pulgadas y límites de operación de 10.000 psi [68,9 MPa] y 325°F [163°C], con capacidad para operar en profundidades de hasta 10.000 pies. Una línea para inyección de químicos permite introducir aditivos en el pozo con el fin de prevenir la corrosión o la formación de hidratos (Brandt et al., 1998, p.8).

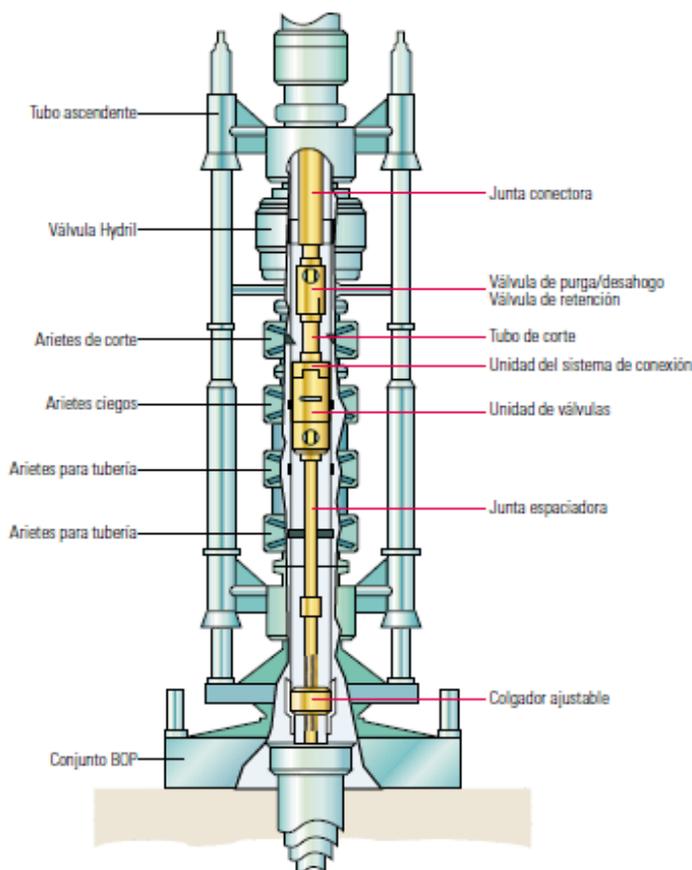


Figura 7. Herramienta SenTREE3 (Brandt et al., 1998, p.9).

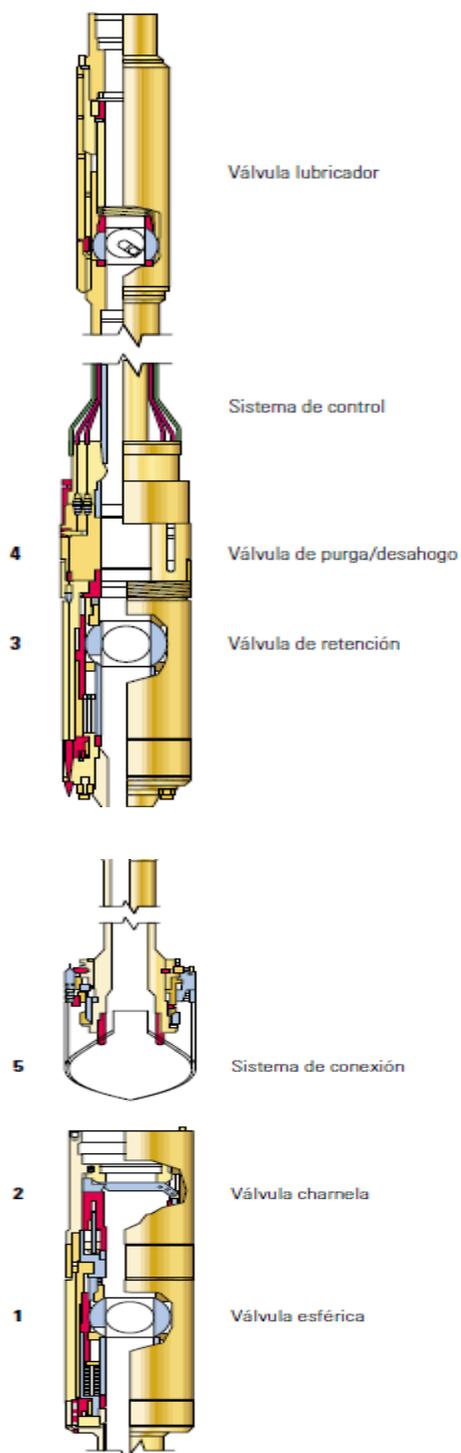


Figura 8. Herramienta SenTREE7 (Los componentes del sistema SenTREE7 se encuentran numerados en el orden de activación en el caso de que sea necesario realizar una desconexión) (Brandt et al., 1998, p.9).



Figura 9. Dentro del sistema SenTREE7 las líneas hidráulicas transmiten las señales a las válvulas y a los conectores de la herramienta (Brandt et al., 1998, p.8).



Figura 10. Dentro del sistema SenTREE7 el módulo electrónico interpreta las señales multiplexadas enviadas desde la superficie para controlar las funciones de la herramienta (Brandt et al., 1998, p.8).

3.1 Técnicas de perforación bajo balance

Los diseños requeridos para obtener la condición bajo balance en el fondo del pozo son:

- ✓ Inyección de gas mediante sarta parásita.
- ✓ Inyección de gas mediante sarta concéntrica.
- ✓ Inyección de gas mediante sarta de perforación (Vela, 2005, p.32).

Tales modalidades, ayudan a mitigar el problema de la falta de continuidad de la condición bajo balance durante los diversos procesos operacionales de la perforación (sobre todo en las conexiones de tubería), lo cual puede conducir a una separación de la parte gaseosa del fluido de perforación; el resultado al reestablecer la circulación son los baches de líquido que ejercen una presión de fondo mayor de lo que se requiere en el diseño del sistema (se presenta un breve estado de sobre balance) (Vela, 2005, p.32).

3.1.1 Sarta parásita.

Cuando se utiliza esta técnica, el gas es inyectado desde la superficie hasta un punto de entrada en el fondo del pozo. Generalmente, este diseño emplea una sarta de tubería flexible colocada y cementada fuera de la última tubería de revestimiento, desde la superficie hasta la zapata de la ésta; lo anterior permite que el gas sea introducido en el espacio anular de la última tubería de revestimiento y sea mezclado con el fluido de perforación.

El resultado de ésta aplicación es que, la presión ejercida por la columna hidrostática se reducirá para así alcanzar la condición bajo balance sin interrupción. La desventaja de ésta aplicación es el riesgo de que la tubería flexible se tapone durante la cementación de la tubería de

revestimiento, tal inconveniente se incrementa en los pozos marinos, los cuales tienden a ser direccionales en su mayoría, en donde existen altas probabilidades de que la sarta parásita se colapse durante la introducción de la tubería de revestimiento (Vela, 2005, p.33).

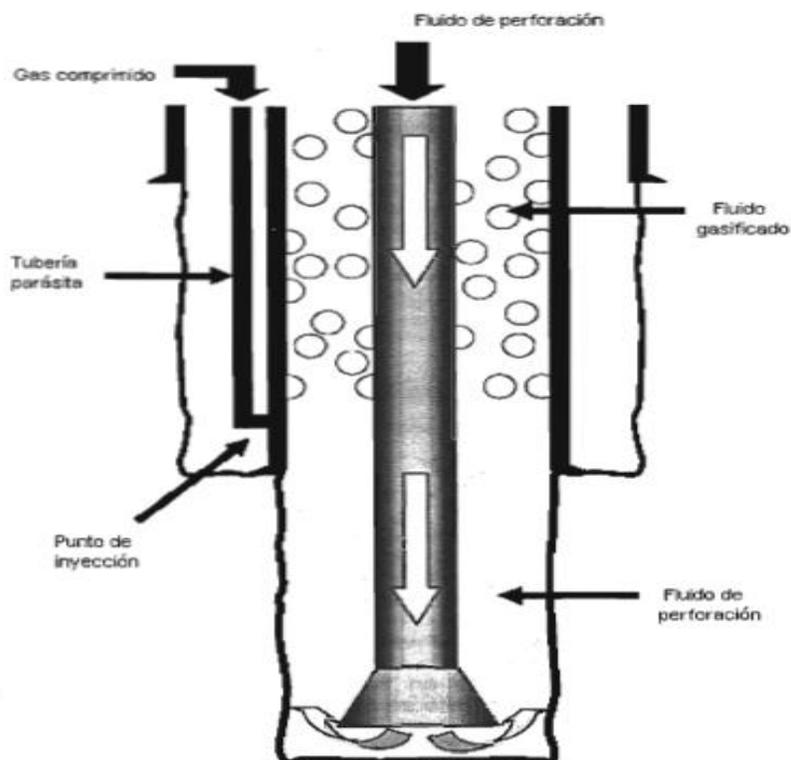


Figura 11. Diseño de sarta parásita (Vela, 2005, p.33).

3.1.2 Sarta concéntrica.

El método consiste en introducir una tubería entre la última tubería de revestimiento cementada y la sarta de perforación (de forma temporal), la sarta concéntrica resultante debe tener un diámetro cuyo valor sea el óptimo, de tal manera que permita la limpieza del pozo a gran velocidad anular cuando se perfora con gas como el nitrógeno, ya que este requiere un espacio anular reducido; es decir, la sarta debe tener la medida exacta de tal manera que permita

rotar la tubería de perforación y subir los recortes a la superficie con gran velocidad. En esta configuración, el gas es inyectado por el espacio anular de la última TR cementada (Vela, 2005, p.35).

Esta técnica es la que ha sido más usada en las operaciones costa afuera en el Mar del Norte. Este método es bueno, si se tiene un esquema de terminación con tubería de producción (tubing) o si se instala un revestimiento conveniente en el pozo.

Cuando se trata de un pozo nuevo, una sarta corta de revestimiento o liner, se debe asentar justo en el tope de la formación objetivo. Esta tubería después se prolonga hasta superficie con el uso de un colgador de tubería de producción que se modifica con el fin de suspender la sarta o revestimiento temporal. El gas se inyecta en el espacio anular que comprende el revestimiento del pozo y la sarta de revestimiento temporal para facilitar la obtención de la presión de fondo que se requiere en la operación de perforación. Esta sarta de revestimiento temporal, se recupera antes de instalarse el completamiento final del pozo.

La ventaja principal de este sistema, es que la inyección de gas continúa durante la conexión, creando presiones más estables en el fondo de pozo. Al mismo tiempo, el gas que se inyecta vía anular, el cual es un fluido de fase única, se bombea a través de la sarta de perforación. Esto tiene la ventaja de que las herramientas de medición durante la perforación (MWD, por sus siglas en inglés) operan en un medio confiable lo cual puede tener un efecto positivo en el costo operacional del proyecto.

La desventaja que se tiene con este tipo de operación es el tamaño del pozo y las herramientas requeridas están restringidas por el diámetro mínimo interior del completamiento. (Hernández et al., 2019, p.47).

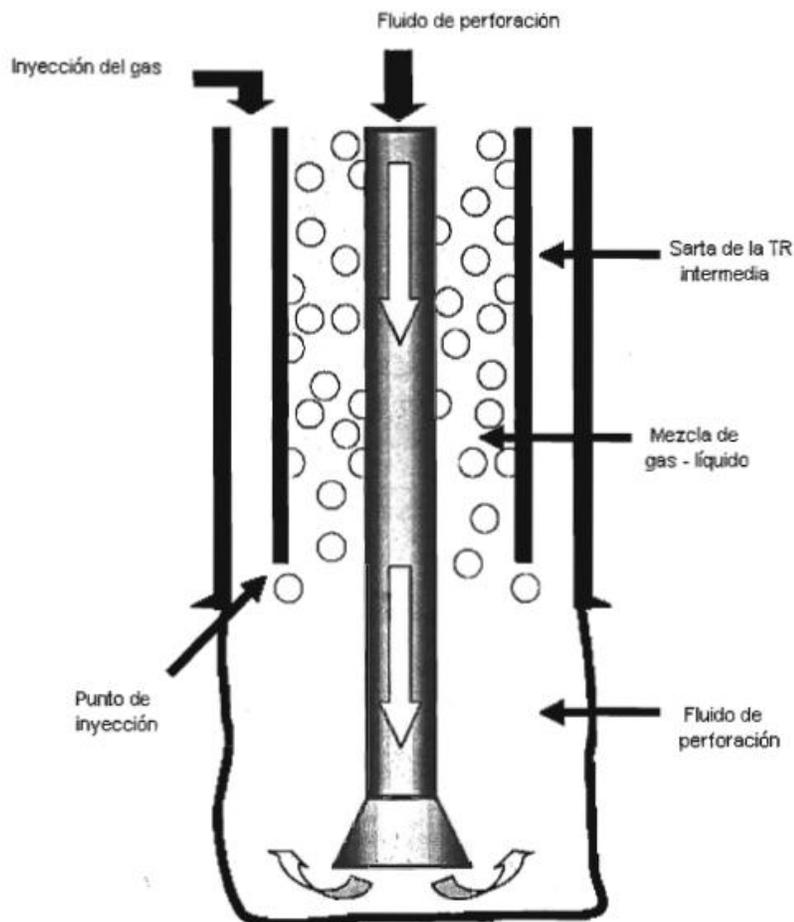


Figura 12. Diseño de sarta concéntrica (Vela, 2005, p.35).

3.1.3 Sarta de perforación

Este método es el más utilizado y consiste en la inyección del gas a través de la tubería de perforación, con un gasto y presión diseñados para permitir que suceda la condición bajo balance. Sin embargo, la inyección del fluido es interrumpida para realizar las conexiones de tubería, y cuando esto sucede, la condición bajo balance se podría perder con toda seguridad. Una solución práctica para el problema de las conexiones, es perforar con tubería flexible, además de que en ésta modalidad es posible colocar una línea de acero dentro de la misma,

resolviendo también el problema de la transmisión de datos desde el fondo del pozo. Las limitantes están asociadas con la desviación y ángulo del pozo, su profundidad, diámetro y aspectos de seguridad (Vela, 2005, p.37).

Cuando se utiliza esta técnica, la relación de inyección de gas que se emplea es más baja que cuando se utiliza la inyección de gas en el espacio anular; además debe acotarse que con el uso de este sistema se consigue una baja presión en el fondo del pozo.

La principal ventaja de este sistema es que no necesita un equipo especial en el fondo del pozo y el uso de válvulas de no retorno confiables previenen el flujo hacia la superficie a través de la tubería de perforación.

Las desventajas de este sistema, es la necesidad de parar el bombeo y aliviar la presión remanente atrapada en la sarta de perforación cada vez que se hace una conexión. Esto ocasiona un aumento en la presión de fondo y puede ser difícil obtener un sistema estable y evitar los picos de presión en el yacimiento. Otra desventaja es la posible impregnación del gas dentro de cualquier sello de caucho en las herramientas de fondo de pozo. Los motores de desplazamiento positivo (PDM, por sus siglas en inglés) tienden a fallar cuando los componentes de caucho se impregnan con el gas de inyección y luego se tienen que sacar a superficie. Una vez que el viaje se realiza, el caucho puede explotar o hincharse como resultado de la expansión del gas que no puede dispersarse fuera del estator lo suficientemente rápido (Hernández et al., 2019, p.48).

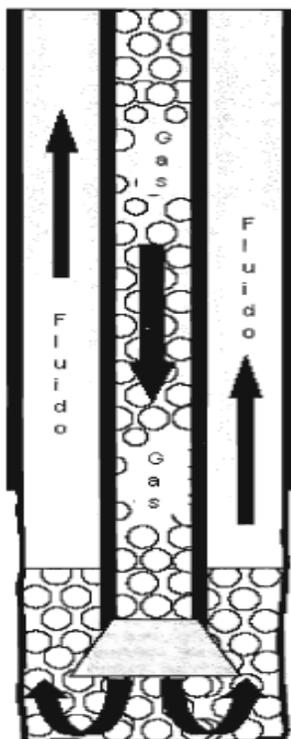


Figura 13. Diseño de sarta de perforación (Vela, 2005, p.37).

3.2 Perforación con presión controlada (MPD)

La perforación con presión controlada MPD (por su nombre en inglés Managed Pressure Drilling), es una forma avanzada de control primario de pozo que emplea un sistema de lodo cerrado y presurizable, lo cual permite un control más preciso de los gradientes de presión anulares que el que se obtendría con la simple variación de la densidad del lodo o el caudal suministrado por las bombas.

Esta tecnología no está enfocada en el reservorio como lo hace la perforación bajo balance, sino que está directamente dirigida a mejorar la perforación, y reducir significativamente los TNP (tiempos no productivos), con lo cual se mejora el control del pozo al disminuir los riesgos asociados a la perforación.

A diferencia de la perforación bajo balance, que permite el ingreso al pozo de fluidos del reservorio durante la perforación, la MPD no lo hace; la intención es evitar la entrada de fluidos manteniendo una presión diferencial durante la perforación y cuando se realizan agregados de tubería. Si existiera una entrada no deseada de fluidos, esta se contiene con los dispositivos de superficie y de fondo de pozo sin interrumpir la perforación.

La esencia de esta tecnología es su habilidad para aplicar contrapresión en superficie mientras se perfora o se agrega tubería y las herramientas básicas requeridas son un preventor de reventones (BOP) Rotativa (Rotating Control Device, RCD), un múltiple de estrangulación o choke manifold ad-hoc y válvulas de retención o válvulas para la carrera, ubicadas en la sarta de perforación.

El propósito desarrollo de esta tecnología ha sido el deseo de reducir los TNP asociados a:

- ✓ Márgenes estrechos entre la presión de poro y de fractura.
- ✓ Escenarios de pérdida o surgencia y control de pozo.
- ✓ Pérdida de circulación y costos de lodo excesivos.
- ✓ Programas con excesivas cañerías de entubación.
- ✓ Baja velocidad de penetración.
- ✓ Problemas para alcanzar la profundidad programada con diámetros lo

suficientemente grandes (Durán y Kaintz, 2011, p.89).

De acuerdo con este sistema de presión controlada, podemos considerar que la estabilidad de las burbujas no se vería afectada siempre y cuando el sistema de circulación sea cerrado y la calidad de la espuma empleada sea de muy buena calidad.

4. EQUIPOS UTILIZADOS EN LA PERFOACIÓN COSTA AFUERA

4.1 Torres de perforación costa afuera

La perforación Mar adentro requiere obviamente de un buque completamente autosuficiente, no sólo en términos de perforación, sino también de acomodación del personal. Localizados en ubicaciones remotas y hostiles, son mucho más costosos de operar y requieren medidas de seguridad más sofisticadas puesto que el nivel del agua separa la cabeza del pozo de la torre de perforación (Datalog, 2002, p.10).

Existen diferentes tipos de torre de perforación en mar adentro y su uso depende principalmente de la profundidad del agua en que se va a operar. Las instalaciones temporales (que se pueden llevar de un sitio a otro) usadas para la perforación exploratoria, se pueden sentar en el lecho del mar, o bien anclar en la posición deseada (Datalog, 2002, p.10).

A continuación se describen los tipos de torre de perforación costa afuera más utilizadas en el mundo para la explotación de hidrocarburos.

4.2 Barcazas

“Estos son pequeños buques de fondo plano que sólo se pueden usar en aguas poco profundas como en los deltas, pantanos, lagunas, y lagos pandos” (Datalog, 2002, p.10).



Figura 14. Barcaza petrolera de fondo plano (Imneuquen.com, 2019).

4.3 Plataformas de columnas plegables

Estos son buques móviles convenientes para perforar en aguas poco profundas. Están formados por un casco o plataforma fijos, los cuales se apoyan en un cierto número de columnas, generalmente tres, que se apoyan en el lecho del marino. Para mover una plataforma plegable, dichas columnas se levantan y el taladro puede flotar en su casco y así ser remolcado. Dado que así plegado tiene muy alto el centro de gravedad, por lo tanto muy inestable durante el remolque, debiendo ser remolcado con el mar muy calmo y a muy bajas velocidades para evitar el volcamiento. Una vez en la posición requerida, las columnas se asientan en el lecho del marino, haciendo una estructura muy estable que no es afectada por las olas. Las preventoras se instalan bajo el nivel de la mesa del taladro, lo cual hace necesario un tubo conductor muy largo hasta el

lecho del mar para conectar el pozo al taladro y permitir la circulación del fluido de perforación (Datalog, 2002, p.10).



Figura 15. Plataforma de columnas plegables (Pérez & González, 2014, p.8).

4.4 Plataformas Semi-Sumergibles

Las plataformas semi-sumergibles son taladros flotantes capaces de perforar en aguas más profundas que aquellos de patas plegables. La mesa es soportada por cierto número de patas o columnas. Bajo el nivel del agua estas columnas están soportadas por pontones que pueden estar o no conectados entre sí. Las columnas y pontones pueden ser utilizados para lastrear y equilibrar la plataforma. Esta estructura queda equilibrada por debajo del nivel del agua, evitando el inconveniente principal que es la turbulencia del mar en la superficie. Esto la hace más estable que los buques de perforación y por lo tanto más apropiadas para perforar en aguas turbulentas. Los pontones tienen hélices motrices para ajustar su posición y para moverse,

aunque en general son remolcadas por barcazas y usan las hélices para un posicionamiento más preciso (Datalog, 2002, p.11).

Una vez correctamente posicionada, la plataforma es anclada en el lugar, aunque en aguas más profundas las hélices pueden seguir siendo usadas para mantener la posición por medio de un control automático de posición. A diferencia de la plataforma de patas plegables, en este tipo de plataforma las BOPs se instalan sobre el lecho marino, directamente conectadas al revestimiento del pozo. Instalar las BOPs es un proceso sumamente complejo y se efectúa por medio de vehículos a control remoto (Remote Operated Vehicle, ROV) y cámaras marinas. Esto permite que la plataforma pueda abandonar el pozo en caso de necesidad. Un conductor largo, flexible y telescópico, llamado riser, conecta las BOPs a la plataforma, permitiendo circular al fluido de perforación y entrar y salir del pozo a la sarta de perforación (Datalog, 2002, p.11).



Figura 16. Plataforma semi-sumergible (Pérez & Gonzáles, 2014, p.9).

4.5 Buques de perforación

Los Buques de perforación pueden perforar en aguas más profundas. Generalmente tiene su propio medio de propulsión y viajan fácilmente de una a otra localización. Son sumamente móviles, pero no tan estables como las plataformas semi-sumergibles, y por lo tanto no son aptos para perforar en aguas muy turbulentas. Un buque de perforación puede ser anclado, o su posición mantenida mediante un control automático de posición parecido al de una plataforma semi-sumergible. (Datalog, 2002, p.11)

Los Buques de perforación tienen exactamente el mismo equipo que las plataformas semisumergibles, con las BOPs conectadas sobre el lecho marino. Para compensar el movimiento del buque (al igual que en las plataformas semi-sumergibles) el riser tiene una junta escualizable en el lecho marino que permite el movimiento horizontal. La longitud de este riser es comúnmente el factor limitante en la perforación en aguas profundas, antes de que llegue a sus límites de esfuerzo y deformación. (Datalog, 2002, p.11)



Figura 17. Buques de perforación petrolera (Oliveira, 2015, p.15).

4.6 Plataformas fijas

Las plataformas fijas son estructuras permanentes montadas especialmente cuando no se requiere movilidad. Típicamente cuando múltiples pozos han de ser perforados para desarrollar y entrar a producir un campo. Pueden ser de dos diseños, soportadas con pilotes o por gravedad. Una plataforma sostenida por pilotes consiste en una estructura de acero así soportada por dichos pilotes clavados en el lecho del mar. Este tipo de plataforma es muy estable cuando hay mal clima, pero es muy poco móvil. Usualmente se construyen en secciones separadas que son remolcadas separadamente hasta el sitio y allí ensambladas (Datalog, 2002, p.12).

Las plataformas de tipo por gravedad son hechas en concreto, o acero, o en una combinación de ambos. Tienen una base modular, la cual provee de sitio para lastre y almacenamiento, y sobre esta base van las columnas verticales que han de soportar la mesa de perforación. Normalmente son construidas completamente y luego remolcadas y lastradas en su posición definitiva (Datalog, 2002, p.12).



Figura 18. Plataformas petroleras fijas (Sector Marítimo Ingeniería Naval, 2015, p.1).

5. ALGUNOS DE LOS CÁLCULOS NECESARIOS PARA EL CONTROL BROTES O INFLUJOS EN UN POZO.

Cuando la cuadrilla de trabajo detecta un brote en el pozo, se hace indispensable hacer una serie de cálculos los cuales ayudarán a contralar el pozo. Si bien sabemos que son muchas las consideraciones y operaciones que se deben realizar, queremos mostrar algunas que se consideran básicas tales como:

- ✓ Tiempo de desplazamiento en el interior de la sarta de perforación.
- ✓ Densidad de control.
- ✓ Presión inicial de circulación (ICP).
- ✓ Presión final de circulación corregida por cambio de densidad (FCP)

5.1 Tiempo de desplazamiento en el interior de la sarta de perforación

Es necesario conocer este parámetro para observar el avance realizado al estar circulando un brote y para elaborar las caídas de presión durante el desplazamiento de la densidad de control en el interior de la sarta.

Este tiempo se determina en función de la capacidad interior de la sarta y de las características de la bomba, los cuales se pueden conocer con los siguientes factores:

Capacidad de la sarta.

Capacidad en las secciones del espacio anular.

Estos factores se conocen empleando tablas elaboradas para este fin. Pero dado el caso que no se tengan a la mano de manera inmediata, se pueden obtener con las siguientes ecuaciones:

Para el interior de la tubería (TR, TP, tubería pesada HW y herramientas):

$$\text{Factor de capacidad (barriles/ft)} = \frac{D_i^2}{1029.4} \quad (8)$$

Para el espacio anular (entre la tubería de revestimiento y tubería de perforación o entre hueco abierto y tuberías).

$$\text{Factor de capacidad (barriles/ft)} = \frac{(D_i^2 - D_e^2)}{1029.4} \quad (9)$$

Donde:

- D_i = Diámetro interno (en pulgadas).
- D_e = Diámetro externo (en pulgadas).
- 1029.4 = Constante de conversión.

Se define como factor de capacidad interior a los barriles necesarios para llenar un pie lineal con la geometría del o los diámetros considerado.

Por otra parte, el volumen activo del fluido de perforación en el sistema incluye el existente en el pozo y en las presas; es importante conocer siempre estos datos ya que, al ocurrir

un brote, el volumen de fluido invasor es equivalente al incremento de volumen del fluido de perforación en la presa.

Cuando es necesario incrementar la densidad, se determina la cantidad del material densificado mínimo para efectuar el control. Para conocer el volumen de fluido en el sistema es necesario utilizar los factores de capacidad, los cuales deben calcularse previamente. Estos volúmenes se determinan de la siguiente manera:

$$\mathbf{Volumen\ en\ la\ tubería = (factor\ de\ capacidad)(longitud\ de\ la\ tubería) \quad (10)}$$

$$\mathbf{Volumen\ en\ el\ espacio\ anular = (factor\ de\ capacidad)(longitud\ de\ la\ sección) \quad (11)}$$

Capacidad de bombeo de acuerdo con las características de la bomba

Es indispensable que de la bomba se pueda conocer:

- Marca.
- Modelo.
- Diámetro de la camisa.
- Longitud de carrera.
- Presión de operación a un gasto establecido.
- Presión límite o máxima de operación.

Para bombas triples de simple acción, considerando un 90% de eficiencia, se aplica con las siguientes ecuaciones

$$Q = (0.0102)(L)(D^2) \quad (12)$$

Donde:

Q: Capacidad de la bomba (galón/embolada)

L: Longitud de la carrera (in)

D: Diámetro de la camisa (in)

De esta manera, al establecer el gasto reducido de circulación en galones/minuto, es posible conocer el tiempo necesario para desplazar la capacidad de fluido del interior de la sarta de perforación.

$$T = \frac{\text{volumen interno de la tubería de perforación}}{QR} \quad (13)$$

Donde:

T: Tiempo

Vol. Int. TP: Volumen total del interior de la sarta de perforación (galones)

QR: Gasto reducido de circulación (galones/minuto). (Almaraz, y otros, 2018)

5.2 Densidad de control (DC)

Para controlar un pozo se requiere que la presión hidrostática ejercida por la columna de lodo equilibre la presión de la formación. La densidad que cumple con lo anterior se conoce como densidad de control, para calcularla se debe auxiliar de la lectura de presión de cierre estabilizada en TP, por ser la que generalmente presenta la mínima contaminación.

$$Dc = Do + Inc. Densidad \quad (14)$$

$$Inc. Densidad = \frac{PCTP}{TVD \times 0.052} \quad (15)$$

Donde:

Dc: Densidad de control del lodo (lb/gal)

Inc. Densidad: Incremento de densidad (lb/gal)

PCTP: Presión de cierre estabilizada en la TP (psi)

TVD: Profundidad vertical verdadera (ft)

Do: Densidad original del lodo (lb/gal) (Almaraz et al.,2018, p.103).

5.3 Presión inicial de circulación (ICP)

Para determinar la circulación de un pozo donde se ha presentado un brote, es necesario que la presión inicial de circulación sea equivalente a la suma de las caídas de presión por fricción y la presión hidrostática en la tubería de perforación.

La caída de presión por fricción se refiere a la presión reducida, pre-registrada cuando se presentan las mismas condiciones de profundidad de la broca, gastos de la bomba y densidad del flujo en el momento del brote.

La presión hidrostática de la tubería de perforación es igual a la presión de cierre estabilizada en dicha tubería (PCTP), por lo que tenemos:

$$ICP = PR + PCTP \quad (16)$$

Donde:

ICP: Presión inicial de circulación (psi)

PR: Presión reducida (psi)

PCTP: Presión de cierre en la tubería de perforación (psi)

5.4 Presión final de circulación (FCP)

La presión final de circulación (FCP) por sus siglas en inglés, es la presión de circulación que se corrige matemáticamente para un fluido más pesado. Esta presión se debería mantener desde el momento en que el fluido de control está en la barrena hasta que el espacio anular esté lleno con el fluido para controlar el pozo.

Cuando se utiliza un fluido de perforación con una densidad diferente a la original o a la necesaria para controlar un brote y este se bombea a través de la sarta de perforación, se genera una mayor columna hidrostática, por lo que se necesita mayor presión en la superficie para controlar la presión de la formación. Por otro lado, cuando se tiene un fluido de perforación más

pesado, las pérdidas de presión por fricción son mayores, lo que hace necesario una mayor presión de la bomba.

Se debe determinar la presión necesaria para circular el fluido de perforación, cuando este llega a la barrena o al extremo de la tubería, ya que la presión hidrostática que genera la columna del fluido de perforación es la suficiente para equilibrar la presión de formación.

Esta presión solo es necesaria para circular el fluido de perforación con densidad de control de la barrena a la superficie (con gasto constante) y la podemos calcular de la siguiente manera:

$$FCP = (PR)(Dc)(Do) \quad (17)$$

Donde:

FCP: Presión final de circulación. (*psi*)

PR: Presión reducida de circulación (*psi*)

Dc: Densidad de control del fluido de perforación (*lb/gal*)

Do: Densidad original del fluido de perforación (*lb/gal*) (Almaraz et al., 2018, p.105).

6. MÉTODOS DE CONTROL DE POZOS COSTA AFUERA PERFORADOS BAJO BALANCE

En este capítulo abordaremos los métodos más utilizados en la industria petrolera, para controlar los problemas asociados a los reventones de pozos, también conocidos como influjos, brotes, surgencias, patadas de pozo, blowoff, etc. Pero muchos se preguntarán, ¿qué es una surgencia?, y con el fin de dar mayor claridad y que no haya dudas, podemos responder que una surgencia se define como la entrada de fluidos provenientes de la formación al pozo; debe entenderse que estos fluidos pueden ser aceite, gas o agua. Cuando este ocurre, se expulsa del pozo una cantidad de lodo o fluido de perforación, lo cual genera un reventón o descontrol si no se corrige a tiempo.

Generalmente, a los métodos de control de pozos mediante circulación, también se les suele llamar métodos de "presión de fondo constante", ya que mantienen la presión en fondo del pozo igual a la presión de formación, evitando así la entrada de fluidos adicionales.

Estos métodos tienen como objeto aplicar una presión constante en el fondo del pozo para detener el brote, hasta que se obtiene el control total de las operaciones sobre el mismo. Cada uno de estos métodos de control tiene sus propias ventajas y desventajas, motivo por el cual, se recomienda identificarlas con el fin de aplicar el método idóneo cuando se presente brote en el pozo.

6.1 Método del perforador

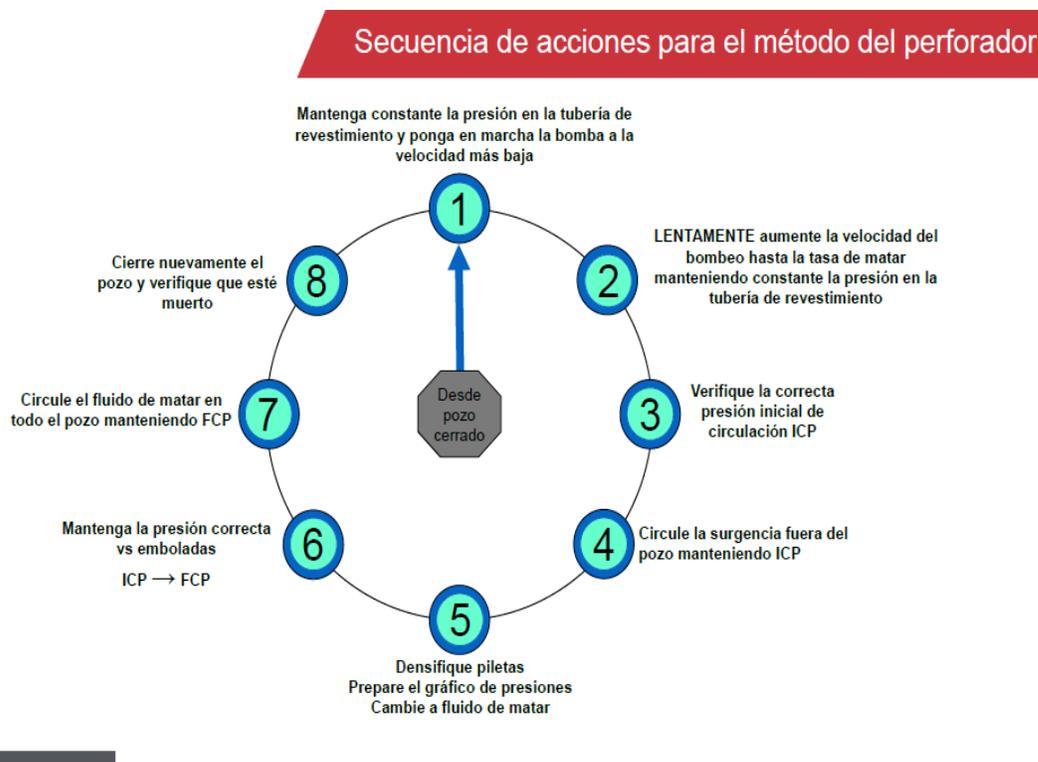


Figura 18. Secuencia de acciones para el método del perforador (Wild Well Control, s.f, p.24).

Este es quizá, el método más común entre los que se utilizan en la actualidad ya que es muy bueno para las surgencias de gas con altas tasas de migración, las cuales pueden resultar en problemas de cierre del pozo. También se utiliza este método para eliminar las surgencias durante las maniobras en las cuales se debe sacar herramientas del hueco, además se basa en el principio básico

Este método también se emplea cuando no es necesario el uso de material densificante, o no se encuentra disponible. Es ideal cuando el personal y/o el equipo son limitados.

El procedimiento que se debe seguir dado el caso que se requiera utilizar este método es el siguiente:

Tabla 24

Procedimiento del método del perforador

<ul style="list-style-type: none"> ✚ Se cierra el pozo.
<ul style="list-style-type: none"> ✚ Se registran las presiones de tubería y revestidor (casing) y volumen de la surgencia.
<ul style="list-style-type: none"> ✚ Inicia circulación manteniendo constante la presión del revestidor (casing) hasta que la bomba alcance el régimen de control.
<ul style="list-style-type: none"> ✚ Cuando la velocidad de la bomba está con el régimen de control, registre la presión de tubería y mantenga constante, con ajustes del estrangulador de acuerdo a las exigencias del momento. La presión de la tubería debe de ser la suma de la presión de cierre en tubería (SIDPP, por sus siglas en inglés) y la presión correspondiente al régimen de control de bomba (PDC, por sus siglas en inglés).
<ul style="list-style-type: none"> ✚ Mantener constante, tanto la presión de tubería, como el régimen de control, hasta que el influjo sea circulado fuera del pozo.
<ul style="list-style-type: none"> ✚ Luego se cierra el pozo (o se circula) y se densifica el lodo.
<ul style="list-style-type: none"> ✚ Se prepara lodo de control (pesado) y se reanuda la circulación. La disminución de presión de la tubería se controla con la tabla preparada (emboladas vs. presión) o se mantiene la presión del revestidor (asumiendo que no se tiene otro influjo), hasta que la herramienta (tubería y porta mechas) se haya llenado con el nuevo lodo pesado.
<ul style="list-style-type: none"> ✚ Cuando la tubería está llena de lodo pesado, mantener la presión final de circulación (FCP, por sus siglas en inglés) hasta que el anular sea desplazado con el lodo de control (pesado).

La tabla 24 describe cuales son los procedimientos que se necesitan para llevar a cabo el método del perforador (Wild Well Control, s.f, p.39).

Debemos advertir que en este método se necesita más tiempo para controlar el pozo que en otros métodos; esto es porque puede generar en el espacio anular, una presión ligeramente mayor que cuando se utilizan otros métodos, y la razón es debido a la falta de presión hidrostática adicional del fluido de controlar en la circulación inicial.

La ventaja de este método es la de poder circular el influjo con suficiente rapidez, evitando los efectos de la migración del gas.

6.2 Método de esperar y densificar

El Método esperar y densificar es un resumen de los diferentes métodos de presión de fondo constante. Este método desplaza al influjo en el menor tiempo y mantiene la presión en el pozo y superficie más bajo que cualquier otro método de presión de fondo constante.

Este método, requiere buena disponibilidad de equipos para la mezcla y densificación de lodo de control, turno completo y una supervisión adicional, para llevar adelante la operación. Todas las facilidades están disponibles en operaciones marinas y en pozos profundos o donde se espera presiones de formación anormales. Para algunas compañías este es el método preferido para controlar un pozo. En el método de espere y densifique, el pozo se cierra luego de haberse registrado un influjo.

Se registran las presiones estabilizadas y el volumen de la surgencia. Se densifica el fluido antes de comenzar la circulación (espere y densifique). Luego se circula el fluido por el pozo, manteniendo las presiones y la densidad correctas mientras dura el control del pozo.

En la práctica, es casi imposible controlar un pozo con una sola circulación, porque el fluido no se desplaza de manera eficiente por el espacio anular. Esto sucede con todos los métodos de control.

El procedimiento es el siguiente:

Tabla 25*Procedimiento del método de esperar y densificar*

<ul style="list-style-type: none"> ✚ Se cierra el pozo luego de verificar el influjo, se registran las presiones estabilizadas en la tubería (SIDPP), del revestidor (SICP) y el volumen del influjo.
<ul style="list-style-type: none"> ✚ Primer cálculo será la densidad de lodo para controlar.
<ul style="list-style-type: none"> ✚ Completar la hoja de trabajo, con el resto de parámetros a monitorear, mientras se densifica el fluido en los tanques de lodo.
<ul style="list-style-type: none"> ✚ Cuando está todo listo para circular, se debe llevar la bomba al régimen de control, manteniendo la presión adecuada en el revestidor (casing, contrapresión), con el estrangulador.
<ul style="list-style-type: none"> ✚ Mantener la presión de la tubería de acuerdo a la tabla: emboladas vs presión. Todos los ajustes de la presión deben comenzar con el ajuste de la presión del revestidor (casing) o “contrapresión”, desde el estrangulador. Registre cada ajuste de presión.
<ul style="list-style-type: none"> ✚ Cuando el lodo pesado ha llegado a la broca, se debe mantener la presión de tubería en los niveles de la presión circulación final (FCP, por sus siglas en inglés) hasta que el lodo densificado de control alcance la superficie.
<ul style="list-style-type: none"> ✚ Cuando el gas, o lodo que sigue al gas, circula a través del estrangulador, se debe estabilizar la presión del revestidor (anular; casing) en el último valor registrado.

La tabla 25 presenta nos muestra cual es el procedimiento para llevar a cabo el método de esperar y densificar. (Wild Well Control, s.f, p.39).

Una vez que se estabilizan las presiones, se debe ajustar y mantener la presión de la tubería en el valor apropiado hasta que se haya controlado el pozo.

6.3 Método concurrente (Combinado)

El método Concurrente implica densificar el fluido presente mientras se circula. Es más complejo que otros métodos y ofrece pocas ventajas con respecto al método de Espere y Densifique, por esta razón no se lo utiliza con mucha frecuencia. Por otro lado se tienen dos o

más densidades de fluido en la tubería a diferentes intervalos, dificultando la determinación de la presión de fondo.

Su principal ventaja reside en que puede comenzar la operación de control, tan pronto como se registran las presiones de cierre, o cuando se determina que puede llegar a sobrepasar la Máxima Presión Admisible en Superficie (MASP, por sus siglas en inglés).

El procedimiento para llevar a cabo este método es el siguiente:

Tabla 26

Procedimiento del método concurrente (combinado)

<p>✚ Cierre el pozo después del brote.</p>
<p>✚ Registre el tamaño de la surgencia y establezca las presiones SIDPP y SICP.</p>
<p>✚ Tan pronto como sea posible comience a circular el lodo (fluido) original, llevando lentamente la bomba hasta la tasa de control deseada mientras se utiliza el estrangulador para mantener constante la presión en la tubería de revestimiento al valor de cierre.</p> <ul style="list-style-type: none"> • La presión de bombeo debe ser equivalente a la presión inicial de circulación (ICP) calculada. Si no son equivalentes, investigue y vuelva a calcular si fuese necesario.
<p>✚ Comienzan las operaciones de mezclado, se van densificando lentamente los tanques de lodo e informando cada unidad de fluido más pesado.</p>
<p>✚ Cada intervalo o unidad de mayor densidad de fluido se anota y se registra junto con la cantidad de emboladas de ese momento.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se calculan los cambios en la presión de circulación para cada densidad diferente. • Cuando este fluido llega a la barrena o al extremo de la tubería, se ajusta la presión de circulación en dicha cantidad con el estrangulador.
<p>✚ Se circula la surgencia fuera del pozo y el fluido continúa densificándose gradualmente.</p>

<p>✚ Cuando el fluido de control sea uniforme en todo el pozo, apague las bombas y verifique el flujo.</p>
<p>✚ Cierre el estrangulador, cierre el pozo y verifique las presiones.</p>
<p>✚ Si no se observan presiones, abra el estrangulador (libere toda presión atrapada) y abra la BOP (Wild Well Control, s.f, p.36).</p>

La tabla 26 nos muestra cual es el procedimiento necesario para llevar a cabo el método concurrente. (Wild Well Control, s.f, p.39).

Algunos operadores requieren datos del método concurrente, aun cuando ellos entienden el uso de los métodos del perforador y/o espere y densifique. En el sentido que, con los datos necesarios siempre disponibles, el método concurrente puede ser usado, en el momento que se tenga problemas de densificar el lodo, sin necesidad de cerrar y restablecer la circulación (la perdida de circulación o el ingreso de otro influjo, ocurre durante el inicio y cierre de la operación)- Por lo tanto en base a la ventaja potencial del método concurrente, se recomienda mantener registros de datos adecuados, durante el proceso de circulación de cualquier influjo.

La ventaja que tiene este método es que, la circulación puede ser iniciada, inmediatamente después de haber determina determinado presiones estabilizadas en superficie. Esto mantendrá a la tubería libre y además previene la utilización del método volumétrico, para evitar presión excesiva en superficie por la migración del gas, durante el tiempo que tome la densificación del lodo de control, por ejemplo, en el método de espere y densifique.

Otra de las ventajas es que la circulación puede continuar durante todo el proceso de control, debido a que no son necesarios periodos de cierre del pozo para incrementar la densidad. Esto puede ser muy beneficioso para pozos, donde la circulación ayuda a mantener libre la tubería y evita el empaquetamiento alrededor de la tubería.

6.4 Método volumétrico

El control de pozos mediante la utilización del método volumétrico es una manera de permitir la expansión controlada del gas durante la migración. Aquí, se reemplaza el volumen con presión (o viceversa) para mantener constante la presión en el fondo del pozo, a un valor igual o un poco mayor que la presión de formación, pero por debajo de la presión de fracturamiento de la formación.

Cuando se succiona (lo que se conoce en campo como suabeo, por el término en inglés swab) una surgencia, se puede utilizar el método volumétrico para traer el influjo hasta superficie y luego reemplazar el gas con fluido a fin de volver a dejar el pozo con una presión hidrostática normal.

No sobra advertir, que este método no se utiliza para controlar el pozo hasta que se pueda implementar un método de circulación. Sin embargo, si se utiliza para recuperar la presión hidrostática si el fluido existente es apropiado y permite que el gas llegue a superficie.

Las situaciones en las que se puede utilizar el método volumétrico son las que presentaremos a continuación:

Tabla 27

Situaciones para utilizar el método volumétrico

✓ La sarta está obstruida.
✓ La sarta está fuera del pozo.
✓ Las bombas no están funcionando.
✓ La sarta está fuera de fondo.

✓ Durante las operaciones donde se deba separar la extracción de la tubería junto con las varillas de succión (stripping) o desairar (snubbing).
✓ Durante un período de cierre de pozo o reparaciones en los equipos de superficie.
✓ En los pozos de producción o inyección, las fugas en la tubería de producción o en el empaque (packer), generan presión en la tubería de revestimiento.
✓ Un socavamiento en la sarta evita el desplazamiento de la surgencia mediante uno de los métodos de circulación.
✓ En las operaciones submarinas como las que estamos tratando en este trabajo, solo se debe utilizar una línea para evitar los efectos de la separación del gas.

La tabla 27 muestra cuales son las situaciones que debemos tener, para utilizar el método volumétrico. (Wild Well Control, s.f, p.39).

En este método se considera que, si la presión en la tubería de revestimiento no aumenta en los 30 minutos posteriores al cierre de una surgencia o brote, la migración del gas es mínima. Esto significa que no hace falta utilizar el método volumétrico. Sin embargo, si la presión en la tubería de revestimiento continúa aumentando, sí es necesario iniciar las técnicas volumétricas para controlarlo (Wild Well Control, s.f, p.39).

Seguramente para la mayoría de las personas que decidan leer este trabajo resulte obvia la siguiente teoría básica, pero creemos que no está demás dejar claro que:

La Ley de Boyle, muestra la relación entre presión y volumen de un gas. Esta Ley afirma que, si se permite que el gas se expanda, la presión disminuirá. Este es el mismo concepto utilizado en el Método Volumétrico porque permite que el gas se expanda drenando en superficie un volumen de fluido estimado, lo cual resulta en una disminución de las presiones del pozo.

Ley de Boyle

$$P_1V_1 = P_2V_2 \quad (18)$$

Otro tema a tener en cuenta es:

Teoría de la burbuja única: A menudo se tiene un concepto falso o erróneo en las escuelas de petróleo cuando se trata del control de pozos, y es pensar que el gas entra en el pozo como una "burbuja única", y lo que sucede es que:

- En realidad, se dispersa a medida que se bombea y se percibe la presencia de la surgencia, luego se produce una surgencia más "pura" a medida que se apagan las bombas y se cierra el pozo.
- Pueden pasar muchos minutos antes de que se note realmente la surgencia, lo cual resulta en un espacio anular lleno de influjo y fluido regular.
- Por lo tanto, en realidad rara vez se produce una única surgencia grande, y una vez que el pozo está cerrado, las presiones en la zapata de la tubería de revestimiento (zona débil) probablemente han llegado a la presión máxima.
- Esto no quiere decir que no se deba respetar la presión anular máxima permitida en superficie (MAASP, por sus siglas en inglés), sino que se debe considerar que la presión máxima debe basarse en la última prueba de presión de la BOP o de la tubería de revestimiento (Wild Well Control, s.f, p.42).

Existe una especie de extensión o continuación del método volumétrico llamado lubricar y drenar, el cual se puede resumir como Lubricación y presenta las siguientes características:

- Se utiliza cuando el fluido de la surgencia llega al cabezal de pozo.

- Generalmente, las operaciones de reparación de pozos utilizan comúnmente el método de lubricar y drenar porque los puertos de circulación en la tubería de producción están obstruidos, la tubería está llena de arena o no es posible circular.
- En este método, el fluido se bombea al pozo del lado del espacio anular.
- Se debe esperar el tiempo suficiente para permitir que el fluido caiga debajo del gas.
- El volumen se debe medir en forma precisa para poder calcular la ganancia de presión hidrostática en el pozo.
- Luego, dicho valor de aumento se drenará en superficie (Wild Well Control, S.F, P.44).

6.5 Método de lubricar y purgar

Este método se usa cuando el fluido de surgencia llega hasta la cabeza del pozo. También se puede aplicar en pozos en los cuales no puede efectuarse la circulación; donde las altas presiones elevan sus valores permisibles en la superficie o cuando el interior de la sarta de perforación esté obstruido por la solidificación de un tapón.

Este método, permite expulsar el influjo de gas que se encuentra bajo los preventores, manteniendo la presión en el fondo del pozo constante. Este es considerado como el complemento natural del método volumétrico.

Se usa cuando el brote o la surgencia es gas, y cuando este se encuentra en superficie, un determinado volumen de lodo puede bombearse dentro de la línea de control. Se hace una pausa

de varios minutos (entre 10 y 30 minutos), para que el gas migre a través del nuevo lodo, y después se purga una cantidad de gas al exterior del pozo.

Las etapas se repiten (lubricar y purgar) hasta que el gas haya sido remplazado por el lodo; este se precipita y va formando una columna hidrostática. Si bien este método no controla completamente un pozo, sí permite disminuir la presión en superficie mientras se coordinan las siguientes operaciones, o se instala en el pozo una unidad o equipo para desairar (snubbing) y trabajar bajo condiciones de presión.

Debe darse un tiempo razonable para que el fluido comience a ejercer presión hidrostática ya que se está “adicionando” una columna hidrostática en el interior del pozo; puede purgarse la “contrapresión” en una cantidad igual al aumento de la presión hidrostática. Para comenzar la lubricación y el purgado, se le debe inyectar lodo al pozo, cuantificando el número de emboladas de la bomba, o por medio del tanque de viajes (si está instalado), con el fin de calcular la longitud del lodo bombeado. Obteniendo este valor, podrá estimarse el aumento en psi (lb/in^2) de la presión hidrostática, para que este valor sea la presión que se purgará en la superficie.

Es necesario mantener las presiones al mínimo, ya que, si no se da suficiente tiempo para que el lodo descienda, se corre el riesgo de que se pierda fluido en superficie al comenzar a purgar el pozo. Se debe tener en cuenta que la espera es mayor sobre todo cuando el pozo es profundo.

La secuencia de lubricar el lodo y esperar a que forme una columna hidrostática, y luego purgar el incremento aplicado, se debe repetir hasta calcular que el espacio anular está lleno y se haya disminuido la presión hasta un valor de 0 psi en la tubería de revestimiento (Delgado et al., 2018, p.105).

6.6 Método circulación inversa

La circulación inversa como su nombre lo indica, es lo opuesto a la circulación normal, es decir en la dirección contraria de bombeo de lodo de control estándar o convencional. La bomba está alineada para bombear por el interior del espacio anular del revestidor o casing, y el retorno se espera a través de la tubería de perforación, hacia el conjunto de válvulas del estrangulador o múltiple.

Los principios básicos de la circulación inversa son esencialmente los mismos que los de cualquier método de presión de fondo del pozo constante. La diferencia está en que no se predetermina ningún régimen de circulación o presión. La bomba debe ponerse en línea, estabilizar la presión en el fondo y debe establecerse la presión de circulación.

Este método se diferencia también porque, en lugar de usar la presión de la tubería de producción (Tubing) para monitorear la presión en el fondo del pozo, se usa el manómetro del revestidor o casing. En lugar de utilizar contrapresión, o presión del estrangulador desde el revestidor, se ejerce contrapresión desde la barra de sondeo o desde la tubería, y el estrangulador se utiliza en la barra de sondeo o en la tubería. Se debe tener en cuenta que si el gas aún no ha llegado a la superficie, alcanzará la superficie mucho más rápido que con la circulación normal.

El proceso de circulación inversa se lleva a durante el tiempo necesario para llevar a la superficie el influjo de gas o crudo a través de la tubería perforación. Esto se hace entre otras cosas porque:

- Es el camino más corto o vía rápida, para circular cualquier fluido a la superficie.

- El influjo o brote, ingresaría desde el principio al interior de la tubería de perforación, ya que estaría más cerca a la entrada de la tubería en el fondo del pozo.
- Muchas veces el fluido del espacio anular es suficientemente denso, como para controlar la formación, reduciendo el tiempo de mezcla y requerimientos de densificación. En caso de que se esté perforando con fluidos livianos, el tiempo en llenar todo el anular con un fluido más denso para controlar la surgencia sería mayor.

Las ventajas y desventajas de utilizar este método son las siguientes:

Ventajas:

- Es el camino más rápido y corto para circular del fondo a superficie.
- El brote o influjo se extrae del pozo de manera segura.
- Si se presentan problemas con la extracción del influjo, este queda dentro de la tubería de revestimiento que es la de mayor resistencia.
- En operaciones de reparación o reacondicionamiento de pozo (workover); el fluido empacador confinado en el espacio anular es bastante denso y viscoso, dado que sus características pueden controlar la formación sin tener que recurrir a preparar grandes volúmenes en superficie.
- En operaciones de control, las pérdidas de presión por fricción son menores (Delgado et al., 2018, p.106).

Desventajas:

- En formaciones débiles, es posible que estas no soporten la presión adicional. Para operaciones de reacondicionamiento (workover), debe determinarse el estado de la tubería de revestimiento y sus condiciones dado que, al intentar altos regímenes de bombeo se obtienen altas presiones.
- Si la tubería de perforación tiene gas, se hace más difícil establecer los parámetros de bombeo y de presión. Si en cambio el gas se encuentra presente en la tubería de revestimiento, la presión de bombeo puede aumentar.
- Si el sistema circulatorio tiene densidades diferentes, causarán complicaciones para determinar las presiones a aplicar.
- No es recomendable usar esta técnica cuando se considere el riesgo de taponar con recortes, residuos u otros materiales las aberturas de circulación, boquillas de la broca o barrena (Delgado et al., 2018, p.106).

6.7 Información básica necesaria para utilizar los métodos de control

Para poder realizar una buena selección del método de control a utilizar en el pozo, se debe contar de manera oportuna con la siguiente información, esto con el fin de poder seleccionar el método adecuado para afrontar las circunstancias que se requieran en el momento.

- ✓ Capacidad de desplazamiento de la bomba.
- ✓ Máxima presión de la bomba.
- ✓ Presión del conjunto de preventores.
- ✓ Volumen de las presas o piscinas de lodo.

- ✓ Volumen correspondiente a las conexiones superficiales.
- ✓ Presión máxima permisible en conexiones superficiales.
- ✓ Densidad del lodo para obtener el control del pozo.
- ✓ Presión máxima permisible en el espacio anular.
- ✓ Densidad equivalente a la prueba de goteo.
- ✓ Profundidad de la zapata.
- ✓ Geometría de la sarta.
- ✓ Profundidad de la zona de brote (Ramirez, 2018, p.98).

6.8 Factores que pueden influir en la aparición de un brote en el pozo

Antes de mencionar los factores que originan un brote, se puede decir que la severidad del brote se clasifica de acuerdo con el volumen de lodo ganado en los tanques, cantidad que es igual al volumen de lodo desplazado por los fluidos de la formación en el pozo. Según la literatura, los brotes de menos de 10 barriles de ganancia son relativamente fáciles de controlar; por el contrario, si la ganancia de fluido es mayor, así mismo será la dificultad para controlarlos.

Un brote puede presentarse fácilmente en las etapas de perforación, terminación o reparación de un pozo, tales como:

- Al perforar
- Sacar la tubería de perforación
- Meter la tubería de perforación
- Meter la tubería de revestimiento
- Cementar la tubería de revestimiento

- Toma de registros geofísicos

Solo por mencionar algunas, pero la mayor parte de los brotes ocurre cuando se saca la tubería de perforación del pozo.

Una fuga en la cabeza rotatoria es muy seria y debe ser reparada de inmediato. El pozo puede o no ser cerrado. Si no se cierra, se debe dejar de perforar hasta que el preventor sea reparado. (Las bombas pueden seguir trabajando a un ritmo moderado). El preventor anular o el ram de tubería (o ambos), deben ser cerrados y la presión entre la cabeza rotatoria y la parte cerrada del (BOP) aliviada. Luego la cabeza rotatoria puede ser reemplazada. Recuerde que el pozo está produciendo y que la presión está presente con (BOP) cerrado. La posibilidad de una explosión con (BOP) cerrados y la existencia de fluidos inflamables es latente.

Si se registra un influjo durante la sacada de tubería, desde ese punto se debe regresar la tubería hasta el fondo del revestidor y circular con un lodo pesado. Otra técnica es la de bombear el influjo a la formación con lodo pesado al fondo del revestidor, por encima del hueco abierto y revisar el flujo. Si la columna hidrostática en el revestidor es adecuada para equilibrar la presión de formación, entonces se puede continuar la maniobra (sacando tubería). Si el pozo no se estabiliza, entonces se debe aplicar cualquiera de los métodos convencionales de control de pozos vistos anteriormente.

Si por el contrario, el influjo se origina durante las conexiones de tubería, si se permite que el pozo fluya, se debe usar dispositivos de protección de contra-flujo. Generalmente se usan una serie de válvulas de contra-presión; si falla una, se tiene otra para evitar la surgencia del fluido de formación hacia la superficie.

Durante estas conexiones es posible que se tenga un incremento de la presión y se registre una surgencia, la cual puede exceder los límites de seguridad. Si solo se usa una válvula de contrapresión, la tubería debe tener una válvula de seguridad hasta que se haga la conexión.

6.8.1 Factores que originan un brote

Algunas de las causas notables por las cuales se origina un brote, son las siguientes:

- ✓ Densidad insuficiente del fluido de perforación.
- ✓ Llenado insuficiente del pozo durante los viajes.
- ✓ Efecto del “suabeo” al sacar la tubería.
- ✓ Pérdida de circulación.
- ✓ Falla en los procesos de cementación.
- ✓ Contaminación del fluido por gas (Almaraz et al., 2018, p.17).

Los cuales explicaremos uno a uno para que se tenga mayor claridad.

❖ *Densidad insuficiente del fluido de perforación.*

Esto puede originarse cuando se perfora una zona permeable con una densidad menor que la necesaria para controlar la presión de formación. Es posible que, durante el proceso de perforación, el pozo se mantenga estable y no presente señales de un influjo, pero al suspender la circulación, el pozo seguramente se manifestará. Lo anterior se debe a que la densidad equivalente en el fondo del pozo cuando se perfora es igual a la presión hidrostática más la presión equivalente de circulación; es decir, solo queda la presión hidrostática de lodo para contener los fluidos de la formación, situación propicia para que se dé el influjo si la densidad es insuficiente.

❖ ***Llenado insuficiente del pozo durante los viajes.***

En el proceso de sacar la tubería del pozo, el volumen que ocupa dicha tubería se ocupa por el lodo. Este proceso da como resultado que el nivel de lodo en el pozo baje y la presión hidrostática en el fondo descienda, lo que puede ocasionar que los fluidos de la formación fluyan hacia el pozo y se genere un brote.

❖ ***Efecto de “suabeo” al sacar la tubería.***

El suabeo (del término en inglés swab) es una condición que ocurre cuando la sarta de perforación se saca del pozo con cierta velocidad, la cual crea una reducción temporal en la presión en el fondo del pozo, si la reducción en la presión de la columna hidrostática es grande como para crear una condición bajo balance, eventualmente el pozo fluye. Cuando se presenta el suabeo el fluido entra al pozo, y no necesariamente se produce una ganancia en los tanques o se llega a observar flujo en el pozo ya que este volumen no suele ser significativo.

❖ ***Pérdida de circulación.***

La pérdida de circulación se puede producir por dos maneras:

- Invasión o pérdida de lodo en la formación por cavernas, fracturas abiertas o no consolidadas. También puede ocurrir en formaciones agotadas por baja presión (arenas).
- Pérdida en el lodo ocasionado por la fracturación hidráulica que se produce por altas presiones inducidas.

❖ ***Falla en los procesos de cementación.***

Se puede llegar a presentar un influjo después de una cementación si no se lleva a cabo un correcto procedimiento de esta, el gas puede generar canalizaciones en el cemento por donde puede llegar hasta superficie entre dos revestimientos asentados y cementados, si se realiza una cementación en revestidos auxiliar de fondo (liner), esta canalización puede generar influjos en el tope del liner que entra directamente al pozo. Debe evitarse en lo posible en los fluidos de cementación la presencia de gas.

❖ ***Contaminación del fluido por gas.***

Un brote puede producirse debido a una reducción en la densidad del lodo, esto se debe a la presencia de gas contenido en la formación.

Al perforar a un ritmo elevado, el gas contenido en los recortes puede desprenderse y reducir la densidad del lodo, lo cual disminuye la presión hidrostática lo que a su vez conlleva a que una cantidad adicional de gas entre al pozo (Almaraz et al., 2018, p.18).

6.9 Problemas comunes y complicaciones durante las operaciones de control de pozos

Durante la operación de control de un pozo que ha presentado brote o influjo por algunas de las razones mencionadas anteriormente, el personal de las cuadrillas debe estar siempre atentas, ya que pueden ocurrir complicaciones en cualquier momento. Si hay un desacuerdo o discrepancia en el plan de control, debe notarse de inmediato. Por ejemplo, los manómetros pueden dejar de funcionar; por lo tanto, deben ser monitoreados cuidadosamente. Si hay una falla, los medidores de respaldo deben estar disponibles durante la operación de control del pozo.

Por eso se describirán algunos de los problemas y las complicaciones más comunes durante la operación de control de pozo, tales como la obstrucción en las boquillas de la barrena o broca, el estrangulador obstruido, el lavado del estrangulador, el fallo de la bomba de fluidos de perforación y el lavado erosivo de la sarta.

6.9.1 Obstrucción en las boquillas de la broca

Cuando aumenta la presión de la tubería de perforación, sin un gran cambio en la presión del estrangulador, esto origina que la boquilla de la broca se obstruya. Para reducir la presión de la tubería de perforación a una presión de circulación cómoda, normalmente existe la tentación de que el operador abra el estrangulador. Sin embargo, esto conducirá a una disminución de la presión en el fondo del pozo después de una caída similar en la presión del estrangulador.

Si la boquilla obstruida se detecta durante la primera circulación del método del perforador, el operador del estrangulador debe registrar una nueva presión de circulación sin cambiar la posición del estrangulador. Si se observa el problema durante la segunda circulación del método del perforador, se puede mantener la presión del revestidor (presión de estrangulación) hasta que el peso del lodo de control alcance la broca, y luego mantener la última presión de la tubería de perforación.

En otro escenario durante el control del pozo usando el método de esperar y densificar (método del ingeniero), si ocurre esta situación, el operador debe esperar para obtener una nueva presión de circulación estabilizada y volver a calcular un nuevo programa de presión.

En otros lugares, el empaquetamiento alrededor del BHA también puede causar aumentos en la presión de la tubería de perforación. Como resultado, es probable que las

presiones circulantes aumenten y fluctúen. Para eliminar el problema completamente, la sarta de perforación debe ser recíprocada si es posible.

Desafortunadamente, se puede experimentar un rápido aumento en la presión de la tubería de perforación cuando la broca se obstruye totalmente (a pesar de un cambio muy pequeño en la presión del estrangulador). Cuando esto ocurre, la sarta debe perforarse si el problema no se soluciona con el aumento de la presión de la tubería de perforación; para restablecer la circulación, la perforación debe estar lo más cerca posible de la broca. Un dispositivo (sub) de circulación debe correrse por encima de la broca o del barril del núcleo; esto se considera una buena práctica y es especialmente importante en las secciones de pozos críticos.

6.9.2 Estrangulador taponado

Cuando la presión del estrangulador y la presión de la tubería de perforación aumentan simultáneamente, esto sugiere una situación de estrangulamiento obstruido. Cuando el anular está cargado de recortes, es normal esperar que se obstruya el estrangulador.

Cuando esto sucede, el primer paso siempre debe ser abrir el estrangulador; esto es importante no solo para eliminar la restricción, sino también para evitar el exceso de presión. Si no tiene éxito, la bomba debe detenerse lo más rápido posible. Se recomienda cambiar a un estrangulador alternativo antes de purgar el exceso de presión en el pozo; si se hace correctamente, el desplazamiento puede reiniciarse normalmente.

Si los recortes obstruyen el estrangulador, se puede evitar el exceso de presión desplazando el influjo a una velocidad de circulación lenta. Teniendo esto en cuenta, en

condiciones críticas, las tasas de circulación deben reducirse al mínimo cuando es probable que haya un gran volumen de recortes en el anular.

6.9.3 Lavado o erosión del estrangulador

Dado que un corte repentino es prácticamente improbable en el estrangulador, no hay realmente un síntoma común que nos indique que este está a punto de ocurrir. Con el tiempo, el estrangulador se desgastará, por lo que es importante cerrarlo gradualmente, lo cual permitiría que se mantenga la presión de circulación.

Si el operador tiene que hacer esto para mantener la presión de circulación, el volumen del pozo debe verificarse en caso de que la pérdida de circulación sea un problema. Si no hay pérdida de circulación, esto sugiere que el estrangulador está desgastado. Incluso con el estrangulador completamente cerrado, podría llegar un punto en el que sea difícil mantener una presión de circulación adecuada. Antes de llegar a esta etapa, el estrangulador desgastado debe repararse después de cambiar el flujo a un estrangulador diferente.

6.9.4 Falla en las bombas

Cuando hay una falla en el extremo del fluido, un indicador común, es el movimiento irregular de la manguera giratoria junto con la presión errática en la tubería de perforación. En muchos casos, una disminución en la presión de circulación precederá esta situación.

Si un operador sospecha que hay una falla en la bomba, el pozo debe estar cerrado y la bomba debe detenerse. Con la segunda bomba de perforación (o la bomba de cemento, si es

necesario), el desplazamiento debe continuar. Después de esto, debe repararse inmediatamente la bomba.

6.9.5 Lavado o erosión en la sarta

Cuando se produce un lavado en la sarta de perforación, la indicación más común será una disminución de la presión del tubo vertical (la presión del estrangulador permanecerá sin cambios). En este caso, el pozo debe cerrarse y la bomba debe detenerse. A través de la manipulación de la sarta de perforación y la circulación prolongada, el lavado puede crecer en tamaño, por lo que es necesario evitarlo.

El mayor riesgo en estas circunstancias es un lavado cerca de la superficie. Si esto sucede, el desplazamiento de la entrada del pozo se volverá difícil y poco probable; solo será posible cuando la afluencia esté por encima del lavado. Si está cerca de la parte inferior del pozo, puede ser posible desplazar el influjo. Por supuesto, esto conlleva ciertos riesgos, incluida la separación de la sarta de perforación con la circulación continua.

Si se reinicia la bomba, es importante restablecer la presión de circulación sin importar la profundidad del lavado. Si la presión de circulación original se mantiene en el tubo vertical, esto podría causar presiones excesivas en el fondo del pozo. A través de un lavado, la circulación puede estar contenida por períodos prolongados, por lo que la presión de circulación debe restablecerse periódicamente.

Si el operador tiene que hacer esto para mantener la presión de circulación, el volumen del pozo debe verificarse en caso de que la pérdida de circulación sea un problema. Si no hay pérdida de circulación, esto sugiere que el estrangulador está desgastado. Incluso con el estrangulador completamente cerrado, podría llegar a un punto en el que sea difícil mantener una

presión de circulación adecuada. Antes de llegar a esta etapa, el estrangulador desgastado debe repararse después de cambiar el flujo a un estrangulador diferente.

6.10 Consideraciones en el control de pozos

Se mencionarán varios aspectos importantes, los cuales se deben tener en cuenta para un buen control del pozo cuando se perfora con la técnica bajo balance.

6.10.1 Clasificación de La Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC, Por Sus Siglas En Inglés) para la perforación de pozos bajo balance

En perforación convencional la presión hidrostática creada por la columna de lodo proporciona el medio de control primario para prevenir la entrada de fluidos de formación hacia el pozo. En operaciones bajo balance, esta barrera es intencionalmente reducida o removida y es reemplazada por un control dinámico de presión y flujo en superficie, permitiendo el ingreso de fluidos hacia el pozo. Por consiguiente, un incidente de amago de pozo estaría definido por las siguientes situaciones:

- ✓ El encuentro de una mayor presión de formación que la tomada como base en la etapa de diseño.
- ✓ Mayores caudales de flujo que los tomados como base en la etapa de diseño.
- ✓ Pérdida de control en el estrangulador, conduciendo a mayores presiones o caudales de flujo de los esperados (Sepúlveda, 2010, p.35).

En la perforación de pozos bajo balance, el control primario que sustituye la columna de lodo es la combinación de flujo y control de la presión en el yacimiento. Todo esto, seguido por un control secundario que son los BOPs (Ramalho & Davidson, 2006, p.12).

Los indicadores secundarios de una patada de pozo en una operación bajo balance son:

- Aumento de la presión de estrangulación sin que se haya cambiado o ajustado el estrangulador, cambio en la presión del fondo del pozo sin ningún cambio en los controles o equipos de superficie y mayores tasas de penetración.

El control completo de la perforación bajo balance (UBD, por sus siglas en inglés), consta de un sistema cerrado compuesto por un sistema de circulación con tubería de perforación, en cual proporciona el mecanismo de sellado alrededor de la sarta de perforación en la superficie, un múltiple de estrangulación, un separador de UBD y un sistema de antorcha (Ramalho & Davidson, 2006, p.12).

- En la perforación de pozos bajo balance se instalan válvulas de no retorno en el ensamblaje de fondo del pozo (BHA, por sus siglas en inglés) para evitar el flujo hacia la tubería de perforación (DP) (Ramalho & Davidson, 2006, p.13).
- Los flujos de retorno son medidos y controlados continuamente por medio de la presión durante las mediciones de perforación y la medición del volumen dentro del sistema cerrado de circulación (Ramalho & Davidson, 2006, p13).
- Las temperaturas superficiales pueden ser muy elevadas en pozos bajo balanceados que tienen altas velocidades de flujo, por esta razón, se requieren hacer medidas de temperatura en el fondo del pozo para salvaguardar los elastómeros en el BOP y en los sistemas de control de flujo de superficie, por lo anterior, es posible que puedan requerir

diseños de sellos alternativos. Cualquiera que sea la causa, el principal indicador de una patada de pozo en una operación de perforación bajo balance se manifiesta en el incremento del caudal (Ramalho & Davidson, 2006, p.14).

➤ Las patadas de pozo o flujo inesperado, es el problema que más se presenta en la perforación bajo balance, éstas son ocasionadas por perforar en una zona con mayor permeabilidad de la esperada, en una formación con una presión superior a la estimada o por un mal control en los parámetros de los estranguladores o en la inyección de los fluidos (Ramalho & Davidson, 2006, p.14).

➤ Un mal control del estrangulador puede ocasionar un desajuste en la presión de perforación prevista en el fondo del pozo, lo cual conduce a una caída de presión más alta, que, a su vez, ocasionará un aumento en la velocidad de flujo (Ramalho & Davidson, 2006, p.14).

➤ Para ayudar en la comprensión del potencial de riesgo de todos los pozos que utilizan técnicas de perforación de bajo balance, la IADC (International Association of Drilling Contractors), ha adoptado un sistema de clasificación con el propósito de describir el conjunto de riesgo general, categoría y el sistema de fluido a utilizar en este tipo de perforaciones con presiones controladas. Por esta razón, el sistema de clasificación de pozos de la IADC es:

- Nivel de riesgo (0 a 5)
- Aplicación de Categoría (A, B, C o D)
- Sistema de fluido (1 a 5) (Ramalho & Davidson, 2006, p.15).

Donde el nivel de riesgo (0 a 5) se especifica de la siguiente manera:

Nivel 0:

Sólo mejora del comportamiento del pozo, las zonas no contienen hidrocarburos.

Nivel 1:

Pozo incapaz de fluir naturalmente hacia la superficie. El pozo es "inherentemente estable" y de bajo riesgo desde el punto de vista de control.

Nivel 2:

Pozo capaz de fluir naturalmente hacia la superficie, pero los métodos convencionales de control son posibles, al igual que las consecuencias limitadas en caso de falla catastrófica del equipo.

Nivel 3:

Producción geotérmica y no de hidrocarburos. Las presiones máximas de cierre son menores que el rango de operación del equipo para bajo balance. La falla catastrófica tiene consecuencias inmediatas y serias.

Nivel 4:

Producción de hidrocarburos. Las presiones máximas de cierre son menores que las del rango de operación del equipo para bajo balance. La falla catastrófica tiene consecuencias inmediatas y serias.

Nivel 5:

Presiones superficiales máximas proyectadas que exceden al rango de operación del equipo para bajo balance, pero por debajo del rango del conjunto de preventores. La falla catastrófica tiene consecuencias inmediatas y serias (Vela, 2005, p.58).

Donde la aplicación de la categoría está dada por:

Categoría A:

Perforación con presión controlada (MPD, por sus siglas en inglés) - Perforación con retornos a la superficie usando peso del lodo equivalente que se mantiene en o por encima de la presión de poros en hueco abierto.

Categoría B:

Operaciones bajo balance (UBO, por sus siglas en inglés) - Realización de operaciones con retornos a superficie usando un peso de lodo equivalente que se mantiene por debajo de la presión de poros en hueco abierto.

Categoría C:

Perforación con capa de lodo - Perforación con una columna de fluido anular de longitud variable que se mantiene por encima de una formación que está tomando fluidos inyectados y recortes perforados sin retornos a la superficie.

Categoría D:

Pumped Riser Systems - Perforación con retornos a la superficie a través de una bomba submarina, utilizando un peso de lodo que se mantiene igual o por encima de la presión de poro del hueco abierto, pero el nivel de fluido en la tubería de subida o riser es manipulada (reducida) para compensar la densidad de circulación equivalente. (International Association Of Drilling Contractors [IADC], 2012, p.25).

Donde la clasificación del fluido (0 a 5) se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 28.

Clasificación IADC para fluidos de perforación.

Sistema de fluido	Gravedad específica	Peso equivalente (ppg)	Nivel de clasificación
Aire	0.00 – 0.02	0.00 – 0.02	1
Niebla	0.02 – 0.07	0.02 – 0.60	2
Espuma estable	0.07 – 0.60	0.60 – 5.00	3
Líquidos Gasificados	0.55 – 0.90	4.50 – 7.50	4
Líquidos	>0.80 +	> 6.90 +	5

La tabla 28 presenta la clasificación que la International Association of Drilling Contractors IADC le da a los fluidos de perforación bajo balance (Vela, 2005, p.25).

Tabla 29.

Matriz de clasificación de pozos IADC.

	0		1		2		3		4		5	
	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B
Perforación con gas	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Perforación con Niebla	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Perforación con Espuma	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Perforación con líquido Gasificado	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Perforación con líquido	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

La tabla 29 muestra la clasificación de los pozos según la IADC (Vela, 2005, p.26).

6.10.2 Dispositivo de control de rotación (RCD, por sus siglas en inglés)

El RCD se define como un taladro a través del dispositivo con una junta giratoria que se conecta y sella contra la sarta de perforación (tubería de perforación, tubería de revestimiento, Kelly, etc.) con el fin de controlar la presión o el flujo de fluido a la superficie. Hay tres tipos de sistemas de RCD:

- sistemas pasivos.
- Sistemas activos.
- sistemas híbridos.

- El sistema pasivo, depende de un ajuste de fricción entre la tubería de perforación y la rotación (empaquetamiento o pack-off) y la presión de perforación del pozo para que se pueda efectuar el sello.

- El sistema de RCD activo, utiliza elementos de relleno accionados hidráulicamente para sellar alrededor de la tubería de perforación. La presión de cierre hidráulico puede ser variada automáticamente a medida que varía la presión del pozo.

- El sistema híbrido combina un elemento pasivo con un elemento activo y el sistema de cierre hidráulico.

La falla catastrófica de un RCD puede resultar en una liberación descontrolada de fluidos de hidrocarburos a la superficie (Ramalho & Davidson, 2006, p.27).

6.10.3 Válvula de retención

La válvula de no retorno (NRV, por sus siglas en inglés), es un tipo de válvula de contrapresión instalada en la sarta de perforación, que proporciona un cierre positivo e instantáneo contra la alta o baja presión diferencial y así asegurar un control continuo de flujo de fluido desde la sarta de perforación durante la perforación bajo balance o las operaciones de perforación convencionales. Hay diferentes tipos de VRN utilizadas en las operaciones bajo balance; está el diseño de la aleta, el diseño dardo, el diseño de bola y un diseño de pistón accionado por presión preestablecida. La selección del tipo de VNR es específica del proyecto, pero en general las más utilizadas son el diseño de la aleta y el diseño de dardos (Ramalho & Davidson, 2006, p.27).

Durante las corridas de ida y vuelta de la sarta de perforación, los sistemas de control permanecen en su lugar en las operaciones bajo balance, pero el potencial de una liberación descontrolada de fluidos de hidrocarburos no desaparece. Además de la falta de un RCD y la NRV, las siguientes actividades podrían potencialmente generar peligro y dar lugar a un incidente o evento inesperado:

- LA recuperación del BHA cuando el sistema cerrado de circulación no se puede mantener o garantizar.
- La inadecuada puesta o instalación de las barreras para permitir la extracción o instalación segura de la cabeza del pozo y o la BOP.
- El equipo de control primario y / o secundario del pozo, se vuelve disfuncional debido a la complejidad en el completamiento que se lleve a cabo (Ramalho & Davidson, 2006, p.28).

La tubería de revestimiento o casing concéntrico (CC, por sus iniciales en inglés) es comúnmente utilizado en los yacimientos de baja energía para la inyección de gas; el uso de este tipo de tubería de revestimiento requiere cierta atención, ya que puede no ser posible mantener la integridad del sistema cerrado de circulación, debido a la complejidad del diseño de la sarta. En este caso, un conector de puente enchufado en con el obturador o un envasador, necesitará una válvula de aislamiento de formación (FIV, por sus siglas en inglés) para poder ejecutar y establecer un aislamiento de la formación antes de sacar la tubería de revestimiento concéntrica del pozo (Ramalho & Davidson, 2006, p.28).

6.10.4 Consideraciones en la desviación de flujo

Los sistemas de desviación de flujo consisten en un preventor de desviación y líneas para encausar los gases y fluidos de formación que salen de la tubería vertical marina o conductor marino (Riser) con el fin de alejarlos del área del equipo.

Si durante las operaciones se sospecha de un aumento de flujo imprevisto, se debe alinear el desviador, apagar las bombas y verificar el flujo.

Si es evidente que el pozo se está aportando fluidos o si se sospecha de un flujo somero, entonces puede que no sea necesario apagar las bombas ni verificar el flujo, de lo contrario se deben apagar las bombas.

Cuando resulta necesario aplicar los procedimientos de desviación de flujo, estos deben hacerse de la siguiente manera:

- El primer paso siempre consiste en cerrar el obturador de empaque o tapón (packer) del desviador y desviar a favor del viento, cerrando las líneas hacia el sistema de manejo de fluido.
- La dirección del viento y la línea de desviación a favor del viento deben revisarse y seleccionarse en cada turno, o cuando las condiciones lo justifiquen.
- Una vez hecho esto, las opciones son usar lodo, agua o no bombear nada.

6.10.4.1 Procedimiento de desviación con agua

Las ventajas de usar agua es que la plataforma flotante tiene un suministro ilimitado - alinear el múltiple de la bomba con la succión de agua de mar y luego apagar la succión de lodo y maximizar la tasa de bombeo. El aumento en la tasa de bombeo maximiza el efecto de la densidad de circulación equivalente, pero también aumenta la erosión. El agua puede mantener los retornos un poco menos inflamables que si no se bombea.

La desventaja es que al estar activada la energía del equipo se generan condiciones inflamables.

6.10.4.2 Procedimiento de desviación con lodo

- ✓ Se debe utilizar lodo, aunque no sea una opción muy práctica.
- ✓ Si se utiliza esta opción, debe haber suficiente lodo disponible, varias veces el "volumen" del pozo.

✓ Genera una densidad de circulación equivalente mayor que cuando se usa agua de mar. Como ya se dijo antes, la erosión del pozo invalida rápidamente los beneficios (Wild Well Control, s.f, p.34).

El procedimiento de desviación suele considerarse muy útil porque ayuda a la cuadrilla a hacerse las siguientes preguntas:

- ¿Verificar el flujo?
- ¿Desviar el flujo y Abandonar?
- ¿Quedarse a controlarlo o abandonarlo?
- ¿Bombear o no bombear? Si bombear es una opción, qué se bombea?

6.10.5 Colapso de la tubería vertical marina (Riser)

✓ Las tuberías marinas (Risers como se le conocen en inglés) tienen limitaciones. Si el gas evacua la tubería marina se genera una presión diferencial que puede hacerlo colapsar.

✓ En condiciones normales de operación, el lodo dentro de la tubería marina crea una sobrepresión con respecto a la presión del agua que está del lado de afuera.

✓ Si el gas vacía todo o una parte de la tubería marina, esta situación se invierte. Las presiones de colapso son menores que las de estallido.

✓ La profundidad máxima de agua a la que se puede correr un riser vacío debe calcularse e incluirse en los datos estadísticos del equipo.

✓ Se debe correr una válvula ecualizadora para la tubería marina que se abrirá cuando llegue a una presión diferencial predeterminada para permitir que entre el agua de mar en el riser y evitar que este colapse (Wild Well Control, s.f, p.40).

6.10.6 Pérdida del riser

Si la tubería marina se desconecta, se parte o se pierde, disminuye la presión hidrostática ejercida en el conjunto de preventores. La caída en la presión hidrostática es equivalente a la diferencia de hidrostática entre el fluido que estaba en el riser y el agua de mar. Además, hay una pérdida de presión hidrostática del lodo desde el nivel del mar hasta la línea de flujo.

$$\begin{aligned} \text{Presión diferencial (psi)} = & \left(\left[\text{Peso de fluido en el riser} \frac{\text{lb}}{\text{gal}} - \right. \right. \\ & \left. \left. \text{Peso de agua de mar} \frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right] \times \text{Profundidad de agua}_{\text{ft}} \times 0.052 \right) + \\ & (\text{Peso de fluido} \frac{\text{lb}}{\text{gal}} \times \text{altura libre}_{\text{ft}} \times 0.052) \end{aligned} \quad (19)$$

6.10.7 Desconexión de la tubería vertical marina (Riser)

Se debe establecer un plan para los procedimientos de desconexión de la tubería marina en caso de emergencia. El sistema de tubería marina tiene una cantidad enorme de energía acumulada en los cilindros y cables tensores, que se suma a la energía de la tensión aplicada en el propio riser. Esto se debe des-energizar correctamente o se puede producir un efecto rebote.

Los procedimientos para desconectar la tubería marina incluyen:

- Suspender la tubería de perforación en los arietes de tubería.
- Cortar la tubería de perforación.
- Cerrar los arietes ciegos o los arietes ciegos y de corte a fin de cerrar el pozo.
- Disipar toda energía que pueda haber en la tubería marina y en el sistema de tensado del mismo.
- Desconectar el conjunto marino inferior de la tubería marina (LMRP, por sus siglas en inglés).
- Sacar la BOP con el LMRP
- Capturar el riser en forma segura (Wild Well Control, s.f, p.44).

6.11 Líneas de estrangulamiento

Cuando el gas entra, hay una pérdida de presión hidrostática y una reducción en la presión de fricción en la línea de estrangulación (CLFP, por sus siglas en inglés).

A medida que entra el gas en la línea de estrangulación de la BOP, se produce una pérdida en la presión hidrostática y una reducción en la CLFP. Esto podría generar una segunda surgencia si no se mantiene correctamente la presión. De la misma manera, cuando el lodo que sigue al gas entra en la línea de estrangulación de la BOP, se produce un aumento en la presión hidrostática y en la CLFP. Esto podría generar una pérdida de circulación si no se mantiene correctamente la presión.

6.11.1 Fricción – CLFP (presión de fricción en la línea de estrangulación)

Se deben tener en cuenta las presiones de fricción en las líneas de estrangular el pozo. Si se ignora la CLFP, esta puede aumentar la presión en el pozo y causar daños y/o fracturamiento en la formación.

La presión de fricción CLFP debe determinarse antes de perforar cada sarta de tubería de revestimiento, además, se debe corregir matemáticamente por los cambios en el peso del lodo. Por consiguiente debe determinarse nuevamente si cambia la reología.

Existen varios procedimientos para determinar CLFP.

6.11.2 Sistema de línea de estrangulamiento y la fricción

Presión de fricción en la línea de estrangulación (CLFP).

Se debe conocer la presión de fricción para circular a través de las líneas de estrangulamiento. Esta presión puede contribuir a las pérdidas de fluido y/o daños en la formación. Esta presión se "pierde" antes de que pueda verse en el medidor de la línea de estrangulación, pero sin embargo se siente en todo el sistema de circulación.

La presión en peso de lodo (lb/gal) puede expresarse como:

$$EMW(lb/gal) = CLFP(psi) \div Prof.tub.rev(ft) \div 0.052 + OMW(lb/gal)$$

(20)

Donde:

EMW: Peso equivalente de lodo

CLFP: Presión de fricción en la línea de estrangulación

OMW: Peso de lodo original

Existen varios métodos para determinar la presión de fricción en la línea de estrangulación (CLFP)

✓ *Fricción en la línea de estrangulación -Método de prueba 1*

Circular hacia abajo por la tubería de perforación a las tasas de bombeo predeterminadas y registrar.

Abra las válvulas de la línea de estrangulación.

Cierre la BOP.

Circular hacia abajo por la tubería de perforación, subiendo por la línea de estrangulación, a las tasas de bombeo predeterminadas.

El aumento en la presión de circulación es el valor de CLFP. Repita el mismo procedimiento a través de ambas líneas, de estrangular.

✓ *Fricción en la línea de estrangulación -Método de prueba 2*

Bombear hacia abajo a través de las líneas de estrangular a las tasas predeterminadas.

La presión de circulación a través de las líneas es el valor de CLFP.

✓ *Fricción en la línea de estrangulación -Método de prueba 3*

Circular a través del conjunto de preventores.

Con las líneas de estrangular abiertas, cierre el preventor anular superior y el preventor que está debajo de la salida de circulación.

Circular a las tasas predeterminadas.

Divida la presión de circulación en 2 para calcular el valor de CLFP.

✓ *Fricción en la línea de estrangulación -Método de prueba 4*

Corrección matemática (si las propiedades reológicas del lodo no han cambiado).

$$\text{Nueva CLFP (psi)} = \text{CLFP anterior (psi)} \times \text{Nuevo peso (lb/gal)} \div \text{Peso anterior (lb/gal)}$$

(21)

Se recomienda que los procedimientos se realicen con el pozo cerrado antes de circular una surgencia. Esto asegura que se utilicen las presiones correctas con los actuales pesos de lodo en las líneas de estrangular.

6.12 Gas atrapado en la BOP y vaciado del riser

- Siempre existe la posibilidad de gas atrapado debajo de una BOP cerrada.
- Dependiendo de la profundidad del agua y de la configuración de la BOP, esto puede significar la posibilidad de varios barriles de volumen atrapado.
- Si el gas ocupa esta área y se libera hacia el riser, podría expandirse hasta ocupar un volumen de cientos de barriles en el sistema de tubería marina.

Esto puede desplazar lodo suficiente en el riser como para bajar el nivel de fluido hasta un punto que permita que se produzca otra surgencia.

Para minimizar el impacto:

- Aísle el gas atrapado cerrando un preventor inferior.
- Circular agua salada/etanol hacia la BOP.
- Alinee y abra el estrangulador hacia la BOP.
- Permita que el gas se expanda.
- Si fuese posible, una vez que la expansión se haga más lenta, abra la BOP

para drenar el gas hacia superficie.

- Desplace el fluido en la tubería marina y en líneas de estrangulamiento con fluido de control, verifique la presión debajo de la BOP y si no hubiese abra la BOP (Wild Well Control, s.f, p.84).

7. HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN EL CONTROL DE POZOS COSTA AFUERA

7.1 Componentes del ensamblaje del fondo del pozo (BHA)

Se hará referencia a algunas de las herramientas más importantes que se utilizan en el mundo para llevar a cabo las operaciones de perforación costa afuera. Aunque por momentos se hará mención de las herramientas y/o equipos indistintamente al lugar donde se lleve a cabo la operación, ya que generalmente se utilizan las mismas.

7.1.1 Motor de fondo

Para las operaciones direccionales, la forma más práctica de orientar a la barrena es utilizando un motor de fondo, el cual es accionado por la fuerza hidráulica resultante de un gasto volumétrico del fluido de perforación a través de sus componentes. Las consideraciones para su elección abarcan al diámetro del pozo, el comportamiento hidráulico para una limpieza adecuada, el ajuste de su coraza con las de más herramientas, etc. Las dos principales diferencias en la selección del motor son los efectos y diseño apropiados del sistema de flujo multifásico y las consideraciones de las revoluciones por minuto (rpm) requeridas (Vela, 2005, p.9).

7.1.2 Válvula de circulación

Es una válvula de seguridad operada hidráulicamente, incorporada en la herramienta de orientación; su función es la de desviar el flujo del fluido perforación en la porción correspondiente al motor de fondo. Durante la perforación, se forman capas de recortes

adheridos al motor de fondo, sobre todo en condiciones de gastos bajos, por lo que es necesario incrementarlos para movilizar y transportar a tales recortes hacia la superficie (Vela, 2005, p.10).

7.1.3 Herramienta de orientación

Este dispositivo permite la manipulación de la trayectoria del pozo, incorporando un actuador hidráulico integral y bombas controladas desde la superficie. El control de la dirección puede ser a través de una palanca ("joystick"), monitoreando la operación con computadoras en tiempo real (Vela, 2005, p.10).

7.1.4 Módulo de herramientas direccionales

Se compone del collar ("drill collar") no magnético, constituido de acero en aleación de Manganeso - Cromo, albergando a la herramienta direccional. Por su naturaleza "delicada", se instala aproximadamente a 12 m detrás de la barrena, para evitar en lo máximo las vibraciones e interferencias, sin quedar demasiado alejado del frente de avance. La información provista incluye al azimut, inclinación, orientación y rayos gamma (opcional). (Vela, 2005, p.10).

7.1.5 Herramienta de liberación

Se posiciona en la parte superior del módulo de instrumentos y el collar no magnético, para que esté disponible en caso de que el aparejo de fondo se atrape. Si fuese necesario activar la herramienta de liberación, el collar no magnético, la herramienta de orientación, el motor de fondo y la barrena serían dejados en el pozo para su posible recuperación o su abandono en el peor de los casos. Este dispositivo puede ser operado eléctricamente mediante un cable instalado

en el interior de la sarta de perforación o convencionalmente con un mecanismo de liberación por caída de balín. Adicionalmente, se pueden colocar válvulas de retorno de no retorno (check) sobre la herramienta de liberación para proteger la condición de flujo del sistema una vez que se acciona (Vela, 2005, p.10).

7.1.6 Módulo de instrumentos

Provee señales en tiempo real, que colectan la presión anular en el fondo, la presión interna de las herramientas de perforación (PWD, por sus siglas en inglés), la temperatura y movimientos. El contar con transductores de presión en el aparejo de fondo que midan la presión interna como anular, es invaluable para las operaciones de perforación (por la condición de flujo multifásico) (Vela, 2005, p.11).

7.1.7 Válvula de despliegue de fondo (DDV, por sus siglas en inglés)

Esta válvula es un sistema controlado hidráulicamente desde la superficie, colocada como parte integral de la última tubería de revestimiento. Su función es la de incrementar la seguridad en las operaciones, ya que elimina la necesidad de viajar la sarta de perforación con pozo re - presionado (operación conocida como "snubbing") (Vela, 2005, p.11).

7.2 Componentes en superficie

Se hará referencia a algunas de las herramientas más importantes que se utilizan en el mundo para llevar a cabo las operaciones de perforación en superficie.

7.2.1 Cabeza rotatoria. (El IADC los denomina genéricamente como dispositivos rotatorios de control. (RCD))

Una cabeza rotatoria es un dispositivo que se instala sobre el preventor anular para desviar el flujo de los fluidos en superficie y, además, proporciona un sello alrededor de la tubería de perforación aislando la presión y fluidos del anular del piso de perforación, permitiendo fluir el pozo o cerrarlo de manera segura en cualquier momento. Los dos elementos críticos en todo dispositivo rotatorio son: el medio por el cual se realiza el sello alrededor de la tubería de perforación y el rodamiento que permite la rotación del sello con la sarta de perforación (Sepúlveda, 2010, p.76).

Las cabezas o dispositivos rotatorios pueden ser del tipo activo o pasivo dependiendo de la forma en la cual actúa el elemento de sello sobre la tubería. En las cabezas de sello activo, el sello alrededor de la tubería es asistido con presión hidráulica controlada dependiendo de la presión en el anular. En las cabezas pasivas, el diseño geométrico del elemento sellante hace que éste se auto-ajuste alrededor de la tubería a medida que la presión anular aumenta (Sepúlveda, 2010, p.76).

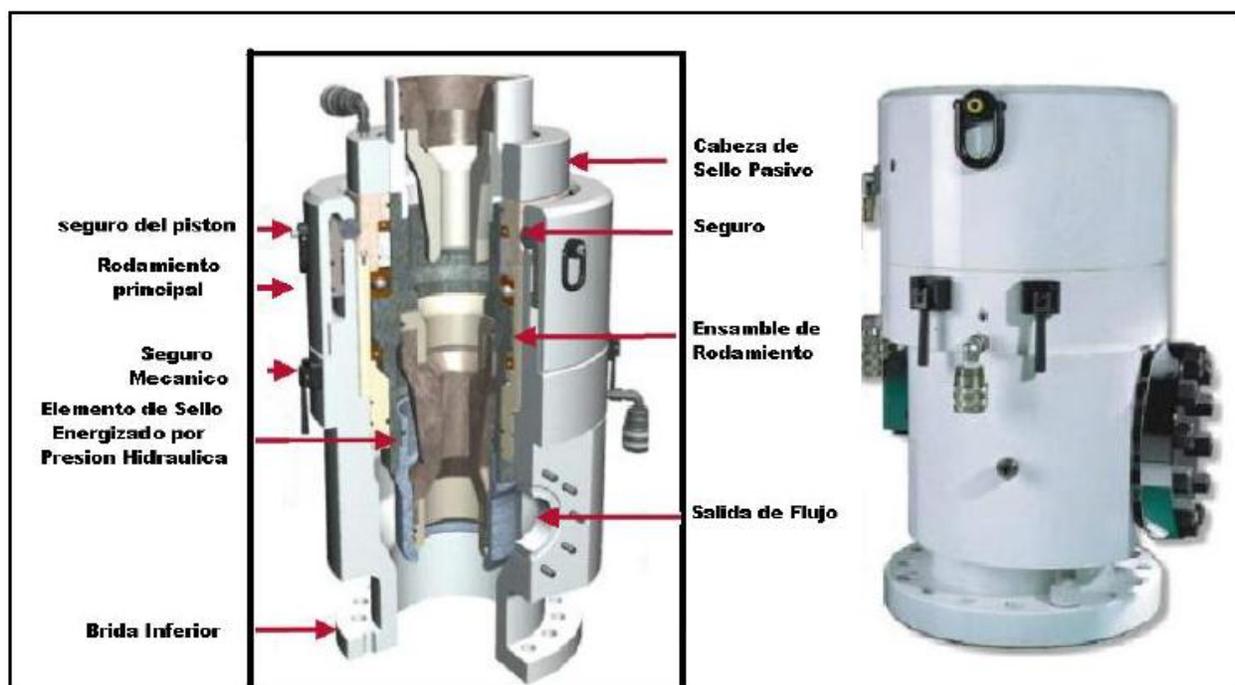


Figura 19. Cabeza rotaria (Sepúlveda, 2010, p.78).



Figura 20. Cabezas sellantes (Sepúlveda, 2010, p.78).

7.2.2 Compresores y bombas reforzadoras de presión (o Boosters)

Los más usados son los de desplazamiento positivo y dinámicos. Los compresores de desplazamiento positivo, permiten modificar la presión de descarga dentro de un gran rango sin alterar apreciablemente el gasto de flujo a través de la máquina. En los compresores dinámicos, al incrementarse la presión de descarga se reduce el caudal de flujo.

Es indispensable en muchas ocasiones, mantener el gasto constante y modificar la presión de inyección. Por esta razón, en perforación neumática los compresores comúnmente usados son de tipo recíprocante de desplazamiento positivo de 2 y 3 etapas (Sepúlveda, 2010, p.79).

Por lo general, los compresores y bombas compresoras disponen en sus respectivas descargas de un sistema de refrigeración que mantiene la temperatura de flujo entre 150 y 200 °F, de lo contrario, la bomba compresora se puede recalentar dañando su estructura interna; igualmente, el empaque del buje giratorio y la manguera pueden quedar fuera de servicio por las altas temperaturas (Sepúlveda, 2010, p.79).

Para suministrar volúmenes en una operación de perforación bajo balance, se pueden hacer arreglos dependiendo del volumen necesitado. Para volúmenes hasta de $1500 \text{ ft}^3/\text{min}$, se utilizaría un arreglo simple que consta de cuatro compresores, dos bombas reforzadoras de presión o boosters de baja y dos reforzadoras de presión o boosters de alta presión y la presión máxima de inyección podría alcanzar 4000 psi (Sepúlveda, 2010, p.83).



Figura 21. Compresor de pistón. (SEPÚLVEDA, 2010, p.80)



Figura 22. Booster (Sepúlveda, 2010, p.83).

7.2.3 Membrana generadora de nitrógeno en sitio (NPU)

Alimentada por los compresores, la unidad generadora de nitrógeno produce un gas con pureza de hasta 98% mediante el proceso de filtrado de aire atmosférico a través de micro membranas capilares. La capacidad total de generación del sistema es hasta 2600 [scfm] de N₂.



Figura 23. Membrana generadora de nitrógeno en sitio (NPU) (Sepúlveda, 2010, p.83).

7.2.4 Separador

En todas las operaciones de perforación bajo balance, el sistema de separación que se usa, debe ser adaptado de acuerdo a los fluidos del yacimiento esperados. Este sistema debe ser

diseñado para manejar fluidos líquidos y gaseosos, y debe separar el fluido de perforación para que éste pueda ser reinyectado al pozo. La función del sistema de separación es separar efectiva y eficientemente cada una de las fases de la corriente de retorno del pozo, en corrientes individuales y al mismo tiempo regresar el fluido limpio al proceso de perforación (Méndez, Paredes y Serapio, 2012, p.35).



Figura 24. Separador de cuatro fases (Méndez, Paredes y Serapio, 2012, p.35).

7.3 Equipo de control

Durante la operación de perforación de un pozo, si llega a manifestarse un influjo, el sistema de control superficial debe tener la capacidad de proveer el medio adecuado para cerrar el pozo y circular el fluido invasor fuera de él. Es por eso que en este apartado trataremos de dejar claro que el control de un pozo lo constituyen generalmente en la superficie, los sistemas independientes son de circulación y del conjunto de preventores. Es claro que en este caso el conjunto de preventores (BOPs) está instalado sobre el lecho marino.

El conjunto de preventores que se instala debe tener un arreglo que permita lo siguiente:

- 1.- Cerrar la parte superior del pozo alrededor de la tubería de perforación o lastrabarrenas, y bajo condiciones de presión, meter la tubería hasta el fondo del pozo.
- 2.- Descargar en forma controlada el gas, lodo gasificado o agua salada.
- 3.- Bombear fluidos al interior del pozo y circular el brote o influjo a la superficie.
- 4.- Colgar la tubería de perforación y si es necesario, cortarla.
- 5.- Conectarse al pozo nuevamente después de un periodo de abandono temporal
- 6.- Una alternativa en el equipo para el caso de que si algún componente falla, pueda fácilmente de manera inmediatamente operarse otro (Garcia, 2019, p.54).

7.3.1. Preventores de reventones (Blowout Preventors, BOP)

Los preventores son unos dispositivos de acero resistente a altas presiones, que son colocados sobre la tubería de revestimiento superficial, los hay de diferentes tipos y formas los cuales pueden colocarse de a 2 o más y son llamados arreglo. La función de los preventores es la de controlar el paso de los fluidos de una formación productora hacia la superficie, tanto por el espacio anular como por el interior de la tubería de producción ya sea gas, aceite, o agua.

7.3.1.1 Preventor anular.

El preventor anular es también conocido como esférico, este es instalado en la parte superior de los preventores de arietes. Es el primero en cerrarse cuando se presenta un brote. El tamaño y su capacidad deben ser igual que los preventores de arietes.

El preventor anular consta en su parte inferior de un elemento empacador de hule sintético (dona), que al operarlo se deforma concéntricamente hacia su parte inferior efectuando el cierre alrededor de la tubería. Al abrir la “dona” se contrae y queda en posición de abierto al mismo diámetro de paso que los otros preventores.

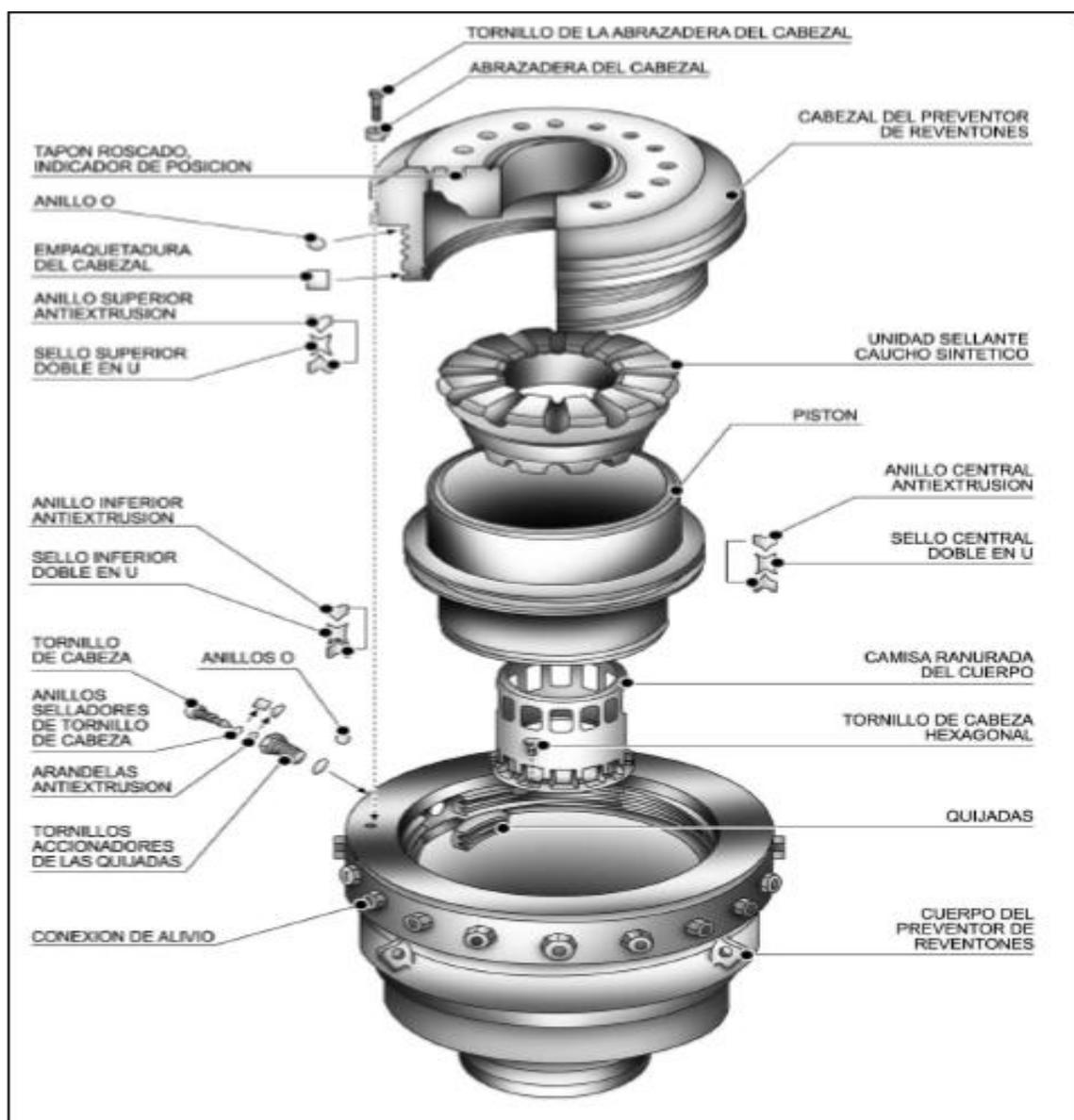


Figura 25. Preventor anular (Garcia, 2019, p.59).

7.3.1.2 Preventor de arietes.

Se usa como control superficial (lecho marino en este caso) en un pozo, sella el espacio anular cuando se tiene tubería en su interior, funciona casi siempre hidráulicamente para cerrar el espacio anular alrededor de la tubería en el pozo. Los arietes deben ajustarse alrededor del perímetro de cualquier clase o tamaño de tubería que se encuentre en el pozo.

Los preventores de ariete se usan en unidades sencillas y dobles, y se colocan sobre el cabezal de la tubería de revestimiento o de producción, sus rebordes o placas circulares deben tener las mismas especificaciones API que el cabezal donde se van a instalar, en caso contrario, se utilizará un carrete o brida adaptada para efectuar el enlace correspondiente. Estos cuentan con diferentes tipos y medidas de arietes los cuales son utilizados en los arreglos de conjunto de preventores y por su diseño es considerado el más seguro.

Sus características son:

- ✓ En caso de emergencia permite el movimiento vertical de la tubería, para lo cual debe regularse la presión de cierre del preventor.
- ✓ Cuando existe presión en el pozo, evitan la expulsión de la tubería al detenerse la junta en la parte inferior del ariete
- ✓ El cuerpo del preventor se fabrica como unidad sencilla o doble.
- ✓ Se instala en pozos terrestres o en plataformas costa afuera.
- ✓ La presión hidrostática del fluido ayuda a mantener cerrados los arietes.
- ✓ Tienen un sistema de operación secundario para cerrar manualmente los arietes (candados).
- ✓ Los elementos de los arietes tienen una reserva de hule autoalimentable (Almaraz et al., 2018, p.64).

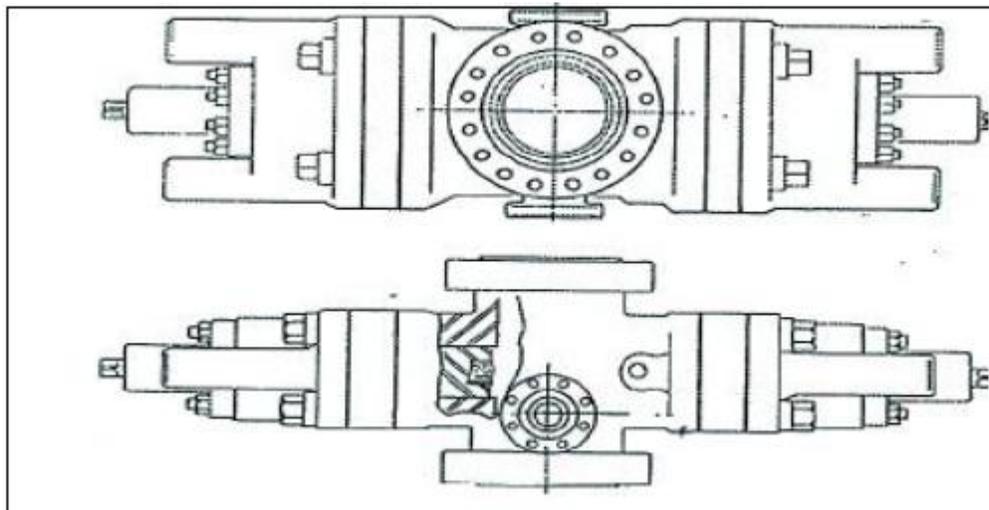


Figura 26. Preventor de ariete sencillo (Almaraz et al., 2018, p.63).

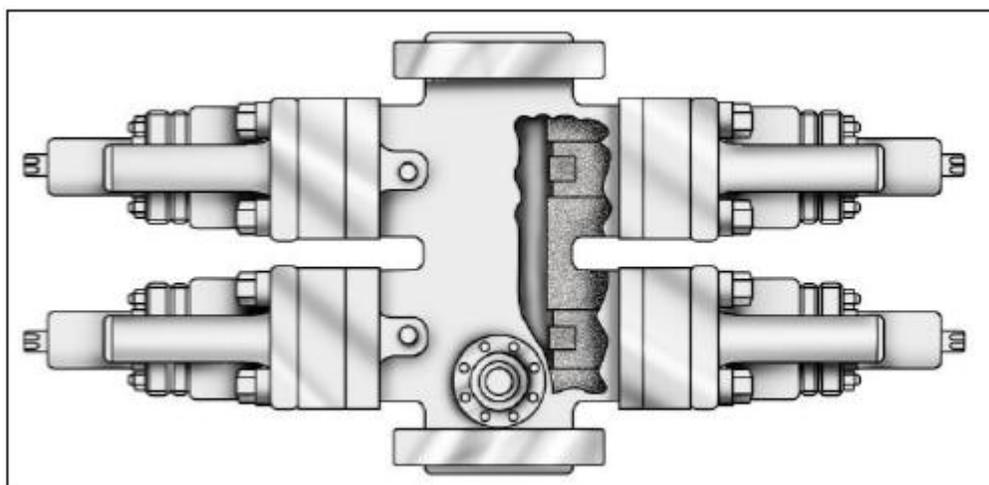


Figura 27. Preventor de ariete doble (Almaraz et al, 2018, p.63).

Los tipos de ariete que suelen usarse son:

➤ **Arietes variables:**

Los arietes variables son similares a los descritos anteriormente. La característica que los distingue es cerrar sobre un rango de diámetro de tubería.

Tabla 30.

Rango de cierre de arietes variables

Tamaño (pg)	Presión de Trabajo (Psi)	Rango de Cierre
7 1/16	3000,5000, 10000 y 15000	3 1/2 – 2 3/8 4 – 2 7/8
11	3000,5000, 10000	5 – 2 7/8 5 1/2 – 3 1/2
11	15000	5 – 2 7/8
13 5/8	3000,5000, 10000	7 – 4 1/2 5 – 3 1/2
13 5/8	15000	7 – 5 5 – 3 1/2
16 3/4	5000, 10000	7 – 3 1/2
16 3/4	10000	5 – 2 7/8
18 3/4	10000	7 5/8 – 3 1/2 5 – 2 7/8

La tabla 30 muestra el rango de cierre para diferentes tamaños de preventores así como las presiones de trabajo (Almaraz et al., 2018, p.66).



Figura28. Arietes Variables (Almaraz, et al., 2018, p.65).

➤ **Preventor ciego:**

El preventor ciego, empleando el arreglo más común para la perforación de zonas de alta presión y en pozos de desarrollo, se coloca arriba del carrete de control.

Ventajas:

- ✓ Se demuestra estadísticamente que la mayor parte de los brotes ocurren con la tubería dentro del pozo, entonces el preventor inferior hace la función de válvula maestra por conectarse directamente a la boca del pozo evitando las bridas o placas planas circulares, las cuales están consideradas como las partes más débiles de un conjunto de preventores.
- ✓ Se pueden cambiar los arietes ciegos por arietes para la tubería de perforación.
- ✓ La tubería de perforación puede suspenderse del preventor inferior y cerrar totalmente el pozo. Cuando el pozo se cierra con el preventor inferior permite efectuar

reparaciones y corregir fugas del conjunto de preventores; además, cambiar unidades completas.

✓ Cuando el preventor ciego se cierra, no se tiene ningún control si ocurre alguna fuga en el preventor inferior en el carrete de control. En caso de querer soltar la tubería no se dispone de una válvula maestra que cierre totalmente el pozo.

✓ Cuando se está perforando el yacimiento, se deben usar arietes de corte en sustitución de los ciegos. Si se usan sartas combinadas, los arietes para la tubería de diámetro mayor se instalan en el preventor inferior y los del diámetro menor en el superior. Aunque si se está sacando la tubería de perforación del pozo de diámetro menor, solo se dispone del preventor anular y uno de arietes (Garcia, 2019, p.51).

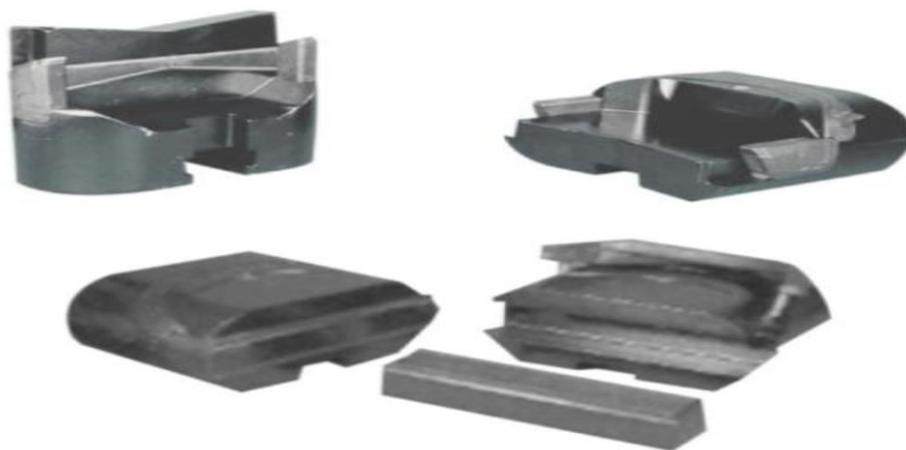


Figura29. Arietes ciegos (Garcia, 2019, p.51).

➤ **Arietes de Corte:**

Los arietes de corte están constituidos por cuchillas de corte integrados al cuerpo del ariete, empaques laterales, sello superior y empaques frontales de las cuchillas. La función de

estos arietes es cortar la tubería y actuar como arietes ciegos para cerrar el pozo, cuando no se dispone de los arietes ciegos durante la operación normal de perforación.

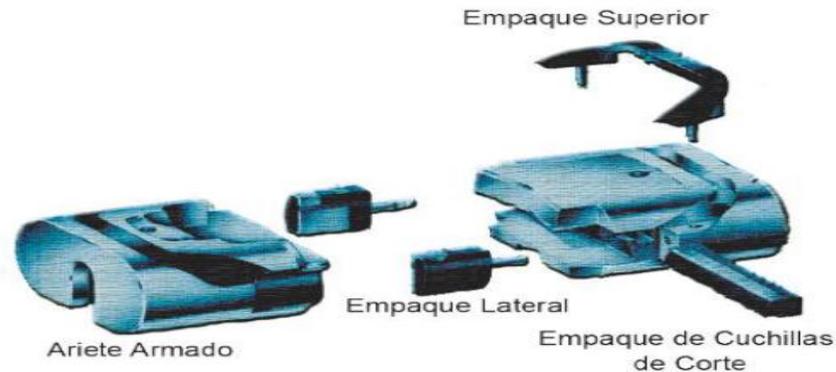


Figura 30. Arietes ciegos de corte (Garcia, 2019, p.52).

➤ **Empaque de los preventores (Elastómeros):**

El empaque o partes elásticas de los preventores deben identificarse por el tipo de caucho, composición, proceso de fabricación empleado, grado de dureza, etcétera. Las características anteriores determinan el uso más apropiado en cada tipo.

Las partes elastoméricas deben ser marcadas al moldearse, con el fin de identificar el tipo de caucho, rango de dureza, número de parte y código empleado.

El sistema de código de identificación de un elastómero se compone de tres partes:

- a. Dureza
- b. Código API
- c. Número de parte del fabricante

En la siguiente tabla podemos observar los códigos empleados en la selección de elastómeros.

Tabla 31.

Guía para la selección del elastómero sellante

Tipo de elastómero	Rango de dureza	Código API	Aplicación típica de servicio
Epiclorohidrina	70-75	CO	Fluidos de perforación base agua y bajas temperaturas
Caucho Natural	67-75	NR	Fluidos de perforación base agua, contaminación con H ₂ S y temperaturas bajas y medias
Neopreno	70-78	CR	Fluidos de perforación base aceite y agua, contaminación con H ₂ S y temperaturas normales y altas.
Nitrilo	70-82	NBR	Fluidos de perforación base aceite, contaminación con H ₂ S y temperaturas normales y altas

La tabla 31 muestra una guía para la selección del elastómero según su tipo y aplicación (García, 2019, p.53).

➤ **Carrete de Control:**

El carrete de control es un componente que comúnmente se instala entre el preventor de corte y el preventor sencillo, este se usa para conectar las líneas primarias de estrangulamiento en el conjunto de preventores.

El API-RP-53 del Instituto Americano del Petróleo recomienda que estas líneas se conecten a un preventor con salidas laterales, eliminando con esto el carrete de control y así disminuir la altura del conjunto de preventores, así como el número de bridas o placas circulares, dado que es el punto más débil del conjunto. Sin embargo, en la mayoría de los

casos se opta por usar un carrete de control, ya que como son susceptibles a la erosión, resulta más económico eliminar un carrete que un preventor; también se dispone de mayor espacio entre preventores, lo que facilita la operación al introducir la tubería.

Se recomienda cumplir con las siguientes especificaciones de operación:

- Para rangos de presión entre 2000 y 3000 psi, las salidas laterales deben tener un diámetro mínimo de 2 pulgadas.
- El diámetro interior del carrete de control debe ser por lo menos igual al del último cabezal instalado.
- Para presiones de trabajo arriba de 5000 psi, las salidas deben ser de un diámetro interior mínimo de 2 pulgadas para la línea de control y 3 pulgadas para la línea de estrangular.
- El rango de presión de trabajo debe ser acorde al conjunto de preventores.

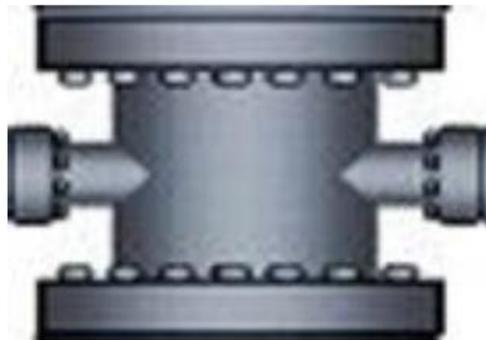


Figura 31. Carrete de control (Garcia, 2019, p.54).

7.3.2 Línea de estrangular

La línea de estrangular es una de las partes integrales del sistema de control superficial, requerido para llevar a cabo las operaciones de control de pozos cuando el método de control (a través de la flecha o directamente por la tubería) no puede emplearse. La línea de control conecta las bombas de lodo del equipo con una de las salidas laterales del carrete de control o de los preventores.

La conexión de la línea de estrangular al arreglo de preventores, depende de la configuración parcial que tengan, pero debe localizarse de tal manera que se pueda bombear fluido debajo de un preventor de arietes, que posiblemente sea el que se cierre.

Solo en caso de extrema urgencia, la línea de estrangular se puede conectar a las salidas laterales del cabezal o carrete de TR o debajo de un preventor de arietes para tubería que se encuentre más abajo del arreglo.

Para la línea de estrangular son aplicables las especificaciones referidas en la línea y múltiple de estrangulación, las más sobresalientes son las siguientes:

Todas las líneas, válvulas, conexiones, válvulas de contrapresión deben ser de un rango de presión de trabajo similar al que tiene el conjunto de preventores como mínimo.

- El diámetro mínimo recomendado es de 2 pulgadas y se debe evitar componentes con diámetro interior reducido.
- Debe tener doble válvula conectada a la salida lateral de los preventores.
- Únicamente se deben usar conexiones bridadas, soldadas o de grampa y evitar el uso de las roscables en todos los componentes cuando el rango de presión de trabajo sea mayor a 3000 psi.

- La línea debe probarse a la misma frecuencia y presión del conjunto de preventores; así mismo, en lo que se refiere a la inspección y operación.
- Debe estar provista de por lo menos una válvula de contrapresión (check), con el fin de evitar que el pozo quede desprotegido si al estar bombeando por la línea ocurre una fuga (Garcia, 2019, p.55).

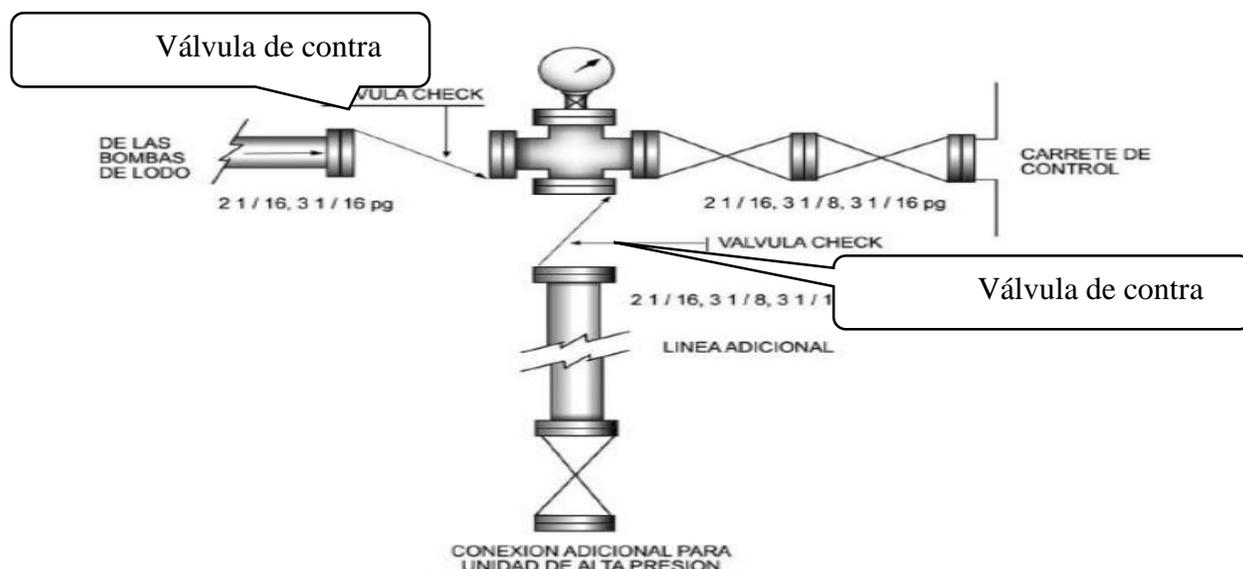


Figura 32. Línea de estrangulamiento de 5M, 10M y 15M Psi (Garcia, 2019, p.55).

El múltiple de estrangulación está formado por válvulas, cruces, arreglos de flujo, estranguladores y líneas. Se diseñan para controlar el flujo de lodo y los fluidos invasores durante el proceso de control del pozo.

Es un sistema de control superficial que se conecta al arreglo de preventores a través de líneas metálicas que proporcionan alternativas a la dirección del flujo o permiten que este (por medio de válvulas) sea confinado también.

El diseño del múltiple de estrangulación debe considerar diversos factores que se deben tomar en cuenta, tales como:

- Primero se debe establecer la presión de trabajo que, al igual que el arreglo de preventores, estará en función de la presión máxima superficial que se espera manejar, así como de las presiones anticipadas de la formación
- El o los métodos de control del pozo a usar para incluir el equipo necesario
- El entorno ecológico que rodea al pozo
- La composición, abrasividad y toxicidad de los fluidos congénitos y el volumen por manejar

Existen tres tipos de arreglos que dependen del rango de presión de operación y son:

- Entre 2,000 y 3,000 psi
- Hasta 5,000 psi
- De 10,000 a 15,000 psi (Garcia, 2019, p.56).

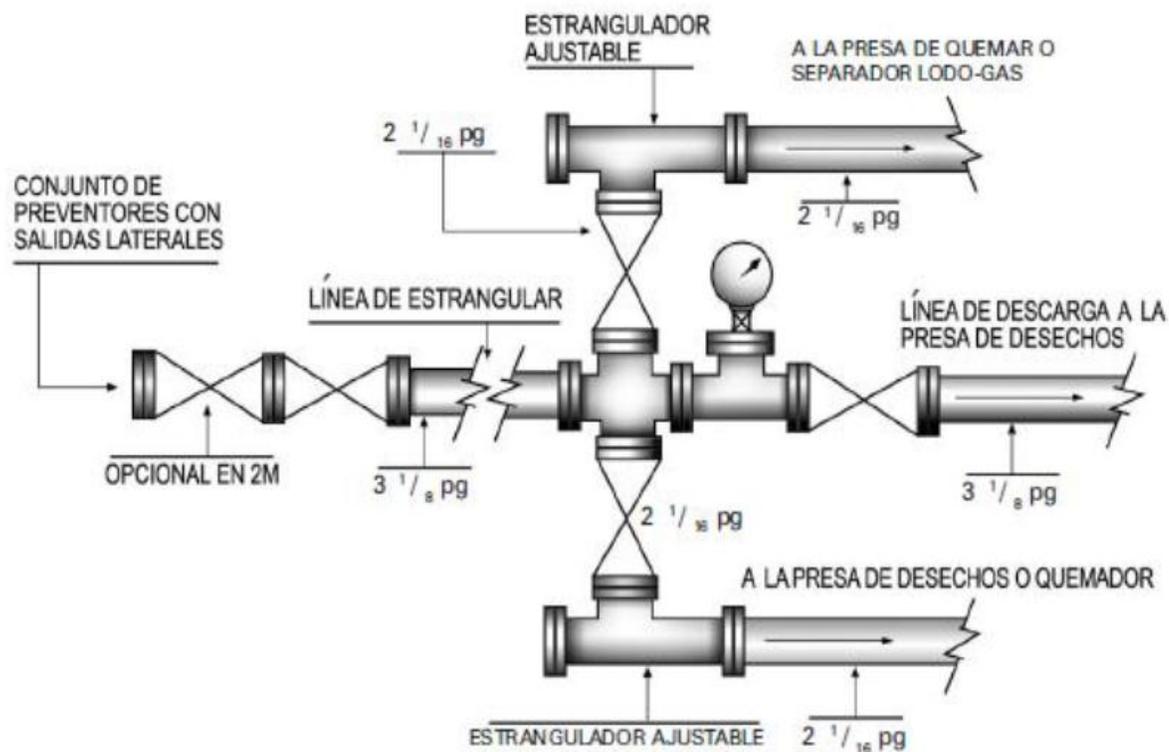


Figura 33. Múltiple de estrangulación para 2000 y 3000 Psi (García, 2019, p.57).

Recomendaciones en la operación:

- La línea y el múltiple de estrangulación deben probarse a la misma presión y frecuencia que el conjunto de preventores.
- Todas las válvulas, conexiones y líneas deben cumplir con el API-RP 53, en relación con la presión de trabajo, temperatura y corrosión.
- Para rangos de presión de trabajo superiores a 3,000 psi deben emplearse únicamente conexiones bridadas, soldadas o de grampa y evitar el uso de roscables.
- La línea de estrangulación se debe equipar con doble válvula, una de las cuales es hidráulica cuando la presión es mayor de 5,000 psi.

- La línea debe ser lo más recta posible y estar suficiente anclada para evitar vibraciones.
- El diámetro mínimo de las líneas de estrangulación debe ser de 2 pulgadas.
- Debe haber más de una línea de descarga del estrangulador, con objetivo de no suspender por obturamiento, erosión, o fugas.
- Debe instalarse cada válvula antes del estrangulador ajustable en rangos de presión de trabajo de 3,000 psi.
- En todos los equipos debe instalarse un estrangulador ajustable hidráulico adicional y consola de control (Garcia, 2019, p.58).

La línea y el múltiple de estrangulación deben estar controlados exclusivamente por la válvula hidráulica y estar dispuestos para que se desfogue por uno de los estranguladores hacia la presa o el separador gas - lodo.

7.3.3 Estrangulador

Los estranguladores ajustables son accesorios que se diseñan para restringir el paso de los fluidos en las operaciones de control, generando con esto contra presión en la tubería de revestimiento, con el fin de mantener la presión de fondo igual o ligeramente mayor a la del yacimiento, lo que facilita la correcta aplicación de los métodos de control.

La Norma API-16C recomienda que se debe disponer de dos estranguladores ajustables manuales y uno hidráulico en pozos terrestres. En los pozos marinos se recomienda usar un estrangulador hidráulico adicional.

Los métodos vigentes de control de pozos se basan en mantener una presión de fondo constante, que sea igual o ligeramente mayor a la del yacimiento, lo que facilita el correcto equilibrio de la presión de formación, en función de las variables siguientes:

- Gasto y presión de bombeo
- Columna hidrostática en el espacio anular
- Contrapresión ejercida en el sistema

Para cumplir con la condición de equilibrio de presión, se recurre a las variables señaladas, siendo la más sencilla y práctica la contrapresión ejercida, la cual se controla con el estrangulador ajustable. Es decir, en lugar de variar el gasto, la presión de bombeo o la densidad del fluido de perforación, resulta más fácil estar variando el diámetro del estrangulador para mantener la presión de fondo constante durante la operación de control.

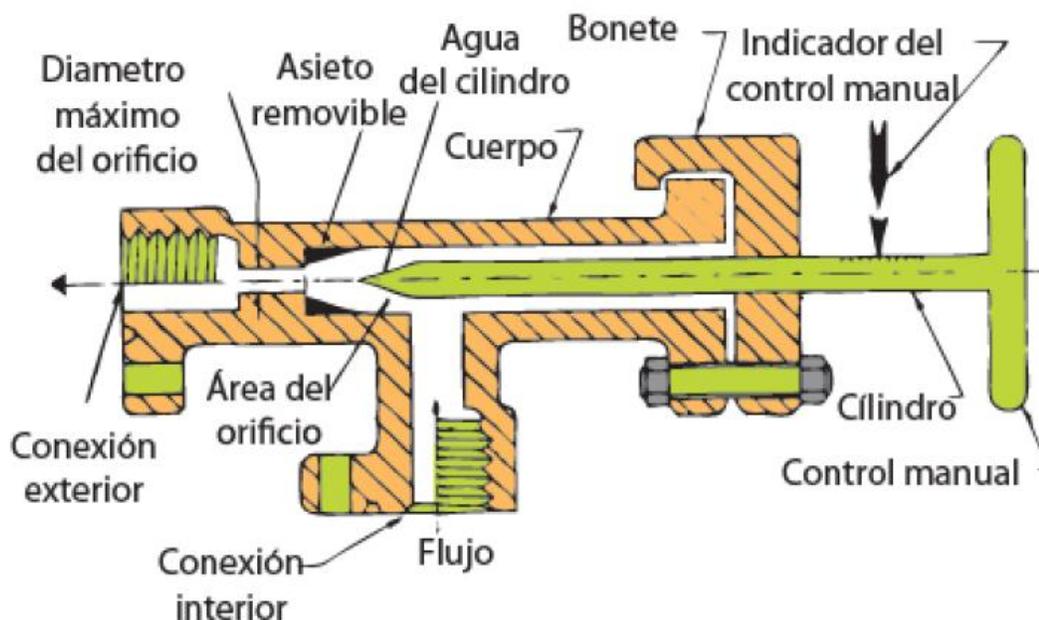


Figura 34. Estrangulador Ajustable (Garcia, 2019, p.59).

Una de las características más importante del estrangulador ajustable es la consola de control remoto, de donde se opera el estrangulador.

7.3.4 Acumuladores

Los acumuladores son recipientes que almacenan fluidos hidráulicos bajo presión, que actúan hidráulicamente en el cierre de los preventores.

Por medio de nitrógeno comprimido, los acumuladores almacenan energía, la cual se usa para efectuar un cierre rápido. Todas las unidades de cierre deben estar equipadas de un banco de acumuladores con la cantidad mínima de fluido igual a tres veces el volumen necesario para cerrar el preventor anular más un preventor de arietes.

Los acumuladores deben tener un tiempo de respuesta para accionar el sistema de cada preventor de arietes no mayor a 30 segundos. El tiempo de cierre para preventores anulares menores de 18 ¾ pulgadas, no debe ser mayor a 30 segundos, si tiene más del diámetro mencionado debe cerrarse en 45 segundos. En general el sistema de acumuladores debe tener la capacidad suficiente de proporcionar el volumen necesario para cumplir o superar los requerimientos mínimos de los sistemas de cierre.

El número de acumuladores que debe tener un sistema, es el que permita almacenar fluido con la energía suficiente para cerrar todos los preventores instalados y abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangulación con un 50% de exceso como factor de seguridad y terminar con una presión final mínima de 1,200 psi arriba de la precarga, teniendo el conjunto de bombas paradas. Los acumuladores no deben operar a más de 3000 psi, su presión de precarga debe ser de 1000 a 1100 psi y usan únicamente nitrógeno (N_2), además de verificar

la precarga en cada botella cada 30 días. Hay dos tipos de acumuladores: el tipo separador y el tipo flotador.

Tipo separador: Usa un diafragma flexible (globo), el cual es de hule sintético resistente y separa completamente la precarga de nitrógeno del fluido hidráulico.

Tipo flotador: Usa un pistón flotante para separar el nitrógeno del fluido hidráulico.

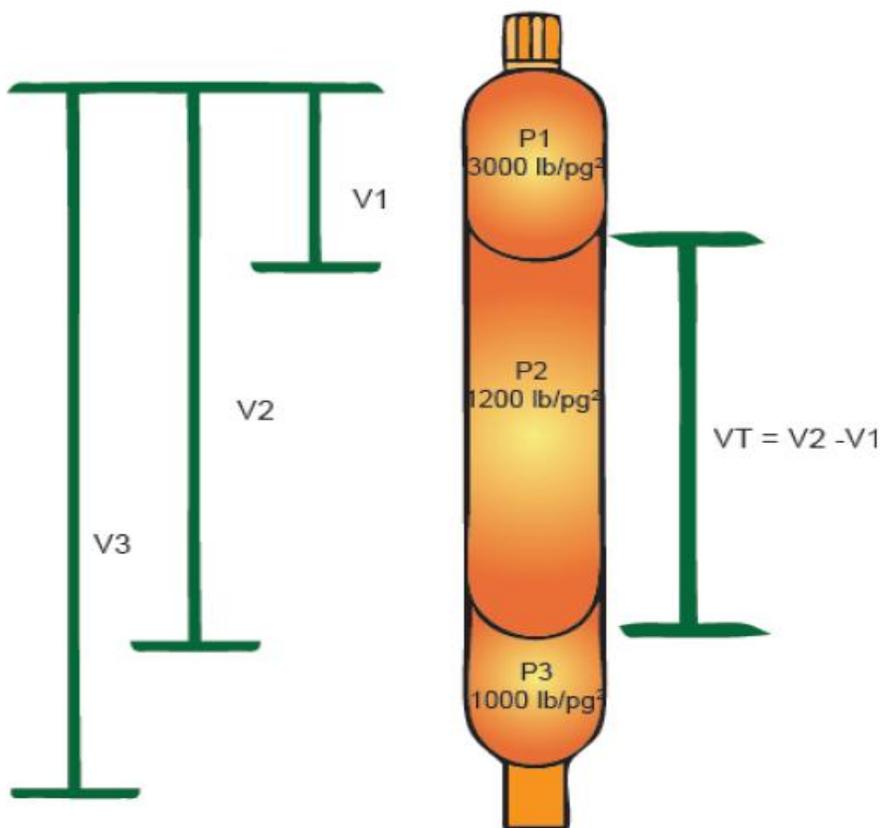


Figura 35. Volumen de fluido disponible por Acumulador o Botella (Garcia, 2019, p.61).

Donde:

P1= Presión máxima del acumulador cuando se carga completamente (3000 lb/pg²).

P2 = Presión mínima del acumulador (es recomendable un mínimo de 200 lb/pg² arriba de la precarga es decir, 1200 lb/pg²).

P3 = Presión de precarga con nitrógeno 1000 lb/pg² (para sistemas de 3000 lb/pg² de presión de trabajo).

V1= Volumen de nitrógeno a presión máxima.

V2= Volumen de nitrógeno a presión mínima.

V3= Volumen total N₂ y fluido

VT= Volumen total del fluido que se requiere incluyendo factor de seguridad.

7.3.5 Fuentes de energía

Cada unidad de cierre para operar preventores debe contar con el suficiente número y tamaño de bombas, las cuales deben ser capaces, con el banco de acumuladores aislado, de cerrar el preventor anular sobre la tubería en uso, abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangulación.

Cada unidad de cierre se forma por una combinación de bombas de aire y eléctricas. Básicamente cada bomba opera a bajo volumen de fluido y alta presión, accionándose por medio de una fuente neumática y la otra por medio de energía eléctrica.

Cada sistema lo constituyen dos bombas hidroneumáticas y una bomba triplex eléctrica. La combinación de las bombas debe tener la capacidad para cargar el banco de acumuladores en un tiempo máximo de 15 minutos o al menos a partir de su presión de precarga a la presión máxima de operación.

Las bombas se instalan con la finalidad de encenderse cuando la presión en los acumuladores baje al 90% de la presión de operación, se active un interruptor electromagnético y arranquen automáticamente para restablecer la presión.

El sistema de la unidad de cierre debe contar con dos fuentes de energía que dependen del equipo de perforación y de una fuente independiente que debe considerarse como último recurso para cerrar los preventores (Garcia, 2019, p.62).

A continuación presentaremos la descripción del Sistema Koomey, el cual se utiliza para operar todo el sistema de preventores.

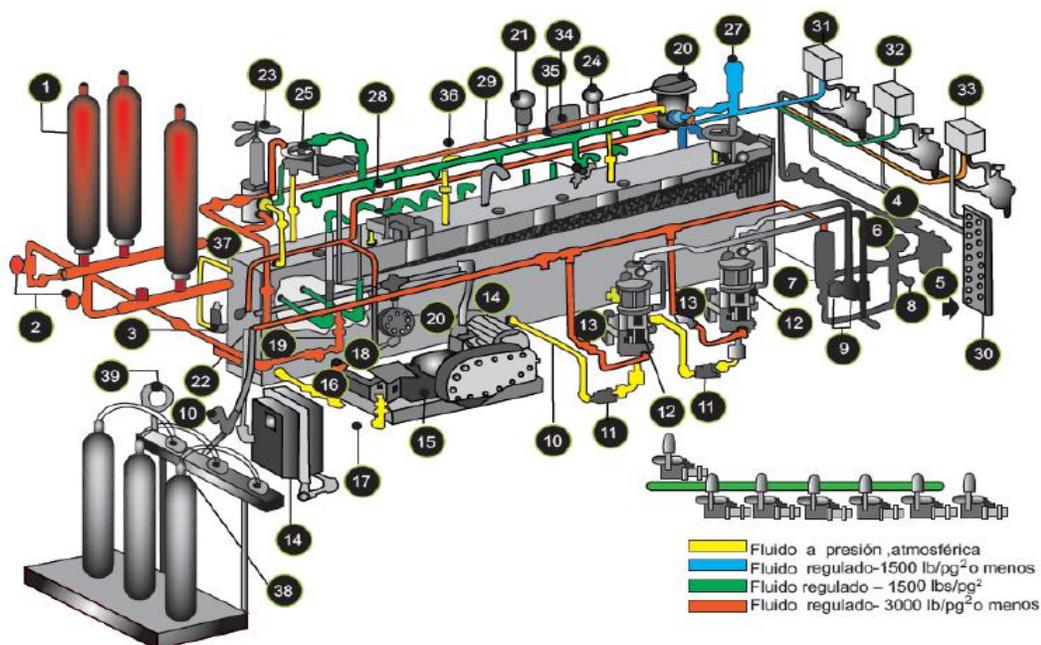
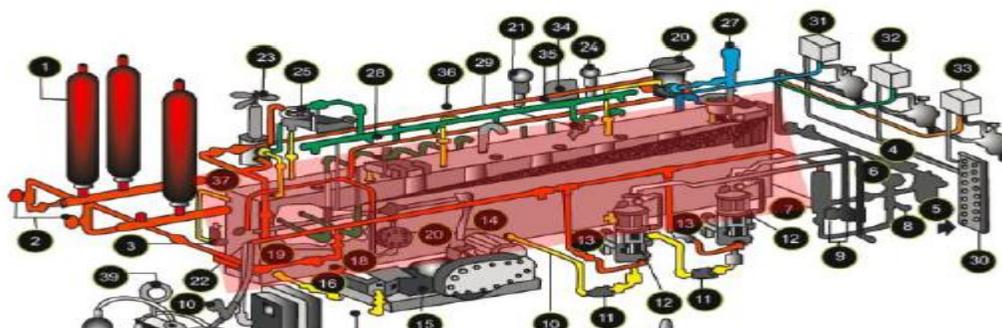


Figura 36. Sistema Koomey, utilizado para operar los preventores (Garcia, 2019, p.64).

1. Acumuladores
2. Válvulas aisladoras
3. Válvula de seguridad
4. Filtro en línea suministro de aire
5. Lubricador de aire
6. Manómetro en línea de aire
7. Interruptor de presión hidroneumático
8. Válvula para aislar el interruptor hidroneumático
9. Válvulas de suministro de aire a bombas hidráulicas
10. Válvulas de cierre en línea de succión
11. Filtros en línea de succión
12. Bombas hidroneumática impulsadas por aire
13. Válvulas de retención (check)
14. Motor eléctrico y arrancador de bomba triplex
15. Bomba triplex hidroeléctrica
16. Válvula de cierre en línea de succión
17. Filtro en línea de succión
18. Válvula de retención (check)
19. Válvula aisladora de la bomba hidroeléctrica
20. Interruptor de presión hidroeléctrica
21. Manómetro en el sistema acumulador
22. Filtro para fluido en el sistema acumulador
23. Válvula reguladora y reductora de presión
24. Manómetro en el múltiple de de
25. Ram lock para aislar la válvula reductora de presión.(BY-PASS)
26. Válvula reguladora y para preventor anular
27. Manómetro del preventor anular
28. Válvulas de cuatro vías (Ram lock)
29. Válvula de purga
30. Caja de empalme de aire
31. Transmisor de presión del preventor anular
32. Transmisor de presión del múltiple de distribución de fluido
33. Transmisor de presión del sistema acumulador
34. Válvula neumática reguladora de presión preventor anular
35. Selector regulador de presión del preventor anular
36. Válvula de seguridad del múltiple de distribución de fluido
37. Tapones del tanque de almacenamiento
38. Cilindros con nitrógeno
39. Manómetro del banco de energía adicional
40. Válvula maestra del banco de energía adicional

Depósito almacenador de fluidos



Debe tener cuando menos el doble de la capacidad del banco de acumuladores (botellas)
 Por su diseño de fabricación rectangular, cuentan con dos tapones de 4" en cada extremo, que al quitarlos permite observar el nivel interior del fluido hidráulico.
 Por la parte inferior del depósito, salen en forma independiente las líneas de succión para las bombas hidroneumáticas y la bomba hidroeléctrica.
 Debe utilizarse un fluido hidráulico (aceite lubricante MH-150; MH-220, MH-300, Turbina-15 y Turbina-9) que no dañe los sellos de hule que forman parte del sistema de cierre y apertura.

Figura 37. Sistema Koomey utilizado para operar los preventores (Almaraz et al, 2018, p.34).

Cilindros Acumuladores

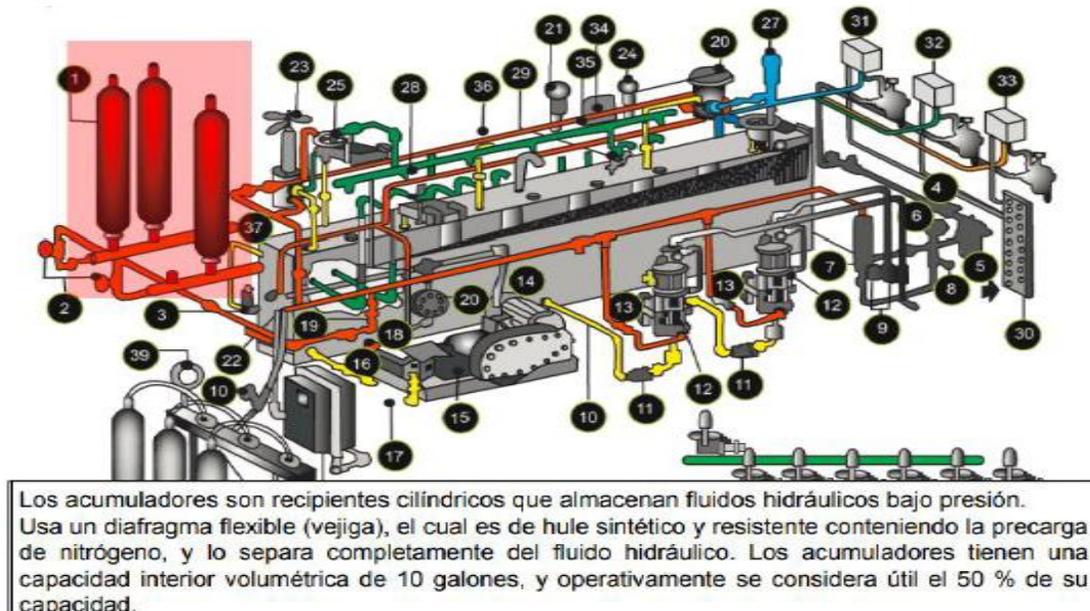


Figura 38. Sistema Koomey (Almaraz et al, 2018, p.35).

Fuentes de energía

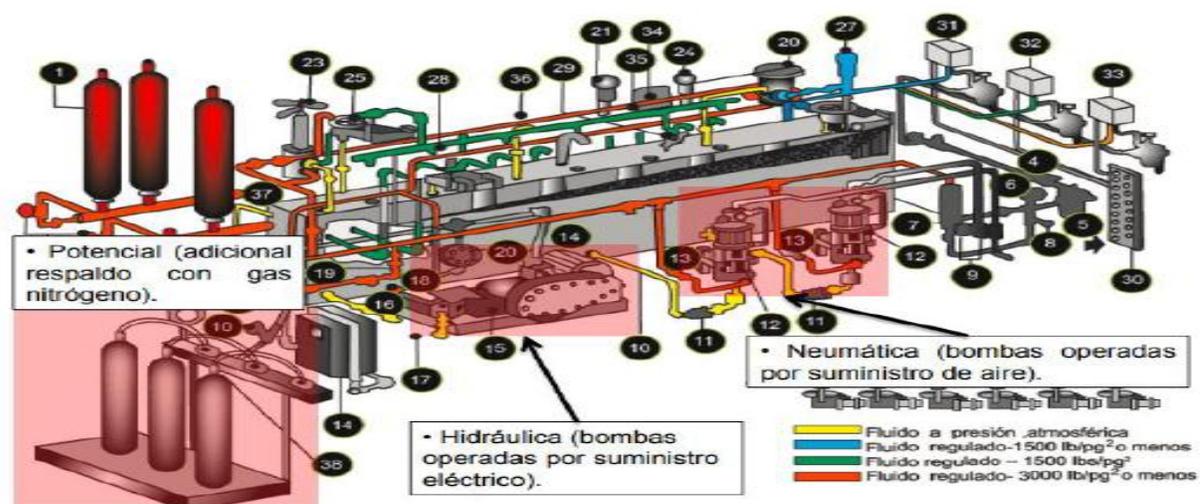


Figura 39. Sistema Koomey (Almaraz et al, 2018, p.36).

A continuación se describirá cada una de las partes del Sistema Koomey con el fin de brindar suficiente información al respecto:

1. Acumuladores. - Su presión de trabajo es de 3,000 lb/pg², y la presión de precarga con nitrógeno, de 1,000 a 1,100 lb/ pg². Se tiene que verificar la presión de precarga en cada botella cada 30 días. Las botellas deben contener solamente nitrógeno, dado que el aire y otros gases pueden causar explosión.

2. Válvulas aisladoras del banco acumulador. - Normalmente deben estar abiertas, únicamente cerradas cuando se desea aplicar una presión mayor a 3,000 lb/pg² o cuando realice pruebas de efectividad de tiempo en la respuesta del sistema.

3. Válvula de seguridad del banco acumulador. – Se calibra a fin de abrir a 3,500 lb/pg².

4. Filtro de la línea de suministro de aire. - Debe limpiarse cada 30 días.

5. Lubricador de aire. - Debe usar lubricante SAE -10 o equivalente y ajustarse para que provea seis gotas de aceite por minuto, además de su revisión semanal.

6. Manómetro indicador de la presión de la línea de suministro del aire. - Rango de presión de 0 - 180 lb/pg².

7. Interruptor de presión automático hidroneumático. - Normalmente está regulado para cortar a 2,900 lb/ pg² en unidades que cuentan con bombas neumáticas y eléctricas. Cuando la presión en el Sistema desciende, aumentar la presión de corte, gire la tuerca que ajusta el resorte de izquierda a derecha, y de derecha a izquierda para disminuirla.

8. Válvula para aislar el interruptor de presión hidroneumático. - Normalmente esta válvula se debe encontrar cerrada. Cuando se requiere presiones mayores a 3,000 lb/pg²,

primero cierre la válvula que aísla la bomba eléctrica (19), gire la válvula (25) BY-PASS hacia la derecha (alta presión), y finalmente abra esta válvula, lo que permitirá manejar presiones hasta de 5,000 lb/pg².

9. Válvulas para suministrar aire a las bombas hidroneumáticas. - Normalmente deben estar abiertas.

10. Válvulas de succión. - Siempre permanecen abiertas.

11. Filtros de succión. La limpieza se realiza cada 30 días.

12. Bombas hidroneumáticas. - Este tipo de bombas operan con 125 lb/pg² de presión de aire, cada lb/pg² de presión de aire produce 60 lb/pg² de presión hidráulica.

13. Válvulas de contrapresión (check). - Su función es permitir reparar o cambiar las bombas hidroneumáticas sin perder presión en el banco acumulador.

14. Motor eléctrico y arrancador. - El motor eléctrico opera con tensión eléctrica de 220 a 440 volts, 60 ciclos, tres fases; la corriente que se requiere depende de la potencia del motor. El arrancador acciona y para automáticamente el motor eléctrico que controla la bomba tríplex o dúplex; trabaja conjuntamente con el interruptor manual de sobre control para accionar o parar. El interruptor de control (14) debe estar en la posición "auto".

15. Bomba triplex accionada por motor eléctrico. - Cada 30 días se debe revisar el nivel (SAE-30W). Además, se tiene que revisar el nivel del aceite en la coraza de la cadena (30 o 40W), el cual debe llegar hasta el tapón de llenado.

16. Válvula de succión. - Normalmente debe estar abierta.

17. Filtro de succión. - Efectúe su limpieza cada 30 días.

18. Válvula de contrapresión (check). - Su función es permitir reparar el extremo hidráulico de la bomba sin perder presión en el sistema.

19. Válvula aisladora de la bomba hidroeléctrica. - Debe estar abierta normalmente y sólo tiene que cerrarse cuando vaya a generar presiones mayores a 3,000 lb/ pg² con las bombas hidroneumáticas.

20. Interruptor de presión hidroeléctrico. - El motor de la bomba hidroeléctrica arranca automáticamente cuando la presión en el banco acumulador desciende a 2,700 lb/pg² y para cuando la presión llega a 3,000 lb/ pg².

Al ajustar la presión de paro del motor eléctrico, quite el protector del tornillo regulador y gírelo en sentido contrario a las manecillas del reloj para disminuir la presión, o en el sentido de las mismas manecillas para incrementar la presión.

Para ajustar la presión de arranque del motor eléctrico, quite la tapa a prueba de explosión, purgue la presión del sistema a la presión de arranque deseada y mueva la rueda de ajuste hacia arriba, hasta que el motor arranque.

21. Manómetro indicador de la presión en el sistema acumulador. - Rango de presión de 0 - 6,000 lb/pg².

22. Filtro para fluido en el sistema acumulador. - Revisarlo cada 30 días.

23. Válvula reguladora y reductora de presión. - Reduce la presión del Sistema a 1,500 lb/pg² para operar los preventores de arietes y las válvulas con operador hidráulico.

Para ajustar esta válvula, primero afloje la tuerca candado de la manija y gire hacia la derecha para incrementar la presión y hacia la izquierda para reducirla, observando siempre el

manómetro (24) al fijar la presión en el regulador del múltiple de distribución; finalmente, apriete la tuerca candado de la manija.

24. Manómetro indicador de presión en el múltiple de distribución de fluido. - Rango de presión de 0 - 10,000 lb/pg².

25. Válvula para aislar la válvula reductora de presión. - Debe estar en posición baja (abierta), y cuando se necesite aplicar presiones mayores a 1,500 lb/pg² a los preventores de arietes, gire a la posición de cierre, así se aísla la válvula (23).

26. Válvula reguladora y reductora de presión impulsada por aire. - Regula la presión para el preventor anular. La presión puede variar dependiendo del diámetro y marca del preventor. (Consultar tabla del fabricante).

27. Manómetro indicador de presión del preventor anular. - Rango de presión de 0 - 3,000 lb/pg².

28. Válvulas de cuatro vías. - Permiten cerrar o abrir los preventores y las válvulas hidráulicas instaladas.

29. Válvula de purga. Normalmente debe estar cerrada. - Esta válvula debe mantenerse abierta cuando se precargan las botellas del acumulador.

30. Caja de empalme de aire. - Se usa para conectar las líneas de aire en el sistema a las líneas de aire que vienen del tablero de control remoto.

31. Transmisión de presión neumática para la presión del preventor anular. Ajuste el regulador de presión del transmisor, para que la presión del manómetro del preventor anular en el tablero remoto sea igual a la del manómetro (27) del sistema.

32. Transmisor de presión neumática para la presión del múltiple de fluido. - Ajuste el regulador de presión del transmisor, para que el manómetro de los preventores de arietes en el tablero remoto registre la misma presión que el manómetro (24) del sistema.

33. Transmisor de presión neumática para la presión del sistema acumulador. Ajuste el regulador de presión del transmisor, para que el manómetro que indica la presión del acumulador en el tablero de control remoto registre la misma presión que el manómetro (21) del sistema.

34. Válvula neumática reguladora de la válvula (26). - Se utiliza para regular la presión de operación del preventor anular. El giro a la izquierda disminuye presión y a la derecha la incrementa. Vigile siempre el manómetro (27) cuando ajuste la presión.

35. Selector de regulador de presión del preventor anular. - Se usa para seleccionar el tablero (unidad o control remoto) desde donde se desea controlar la válvula reguladora (26).

36. Válvula de seguridad del múltiple distribuidor de fluido. - Está regulada para que abra a 5,500 lb/pg².

37. Tapones del tanque de almacenamiento. Se encuentran en cada extremo (4 pg), que al quitarlos permite observar el interior cuando se inspeccionan las descargas de las válvulas de tres pasos y cuatro vías (ram - lok) (Garcia, 2019, p.65).

Requerimientos de consolas de control remoto. En todo equipo de perforación deben estar equipados con el número suficiente de tableros de control remoto, ubicados estratégicamente donde el perforador o el técnico puedan llegar con rapidez. Normalmente se tiene una consola en el piso de perforación y otra en un lugar accesible.

Este sistema es controlado remotamente por una consola, la cual permite accionar rápidamente el conjunto de los preventores (BOPs) y que describiremos sus partes a continuación:

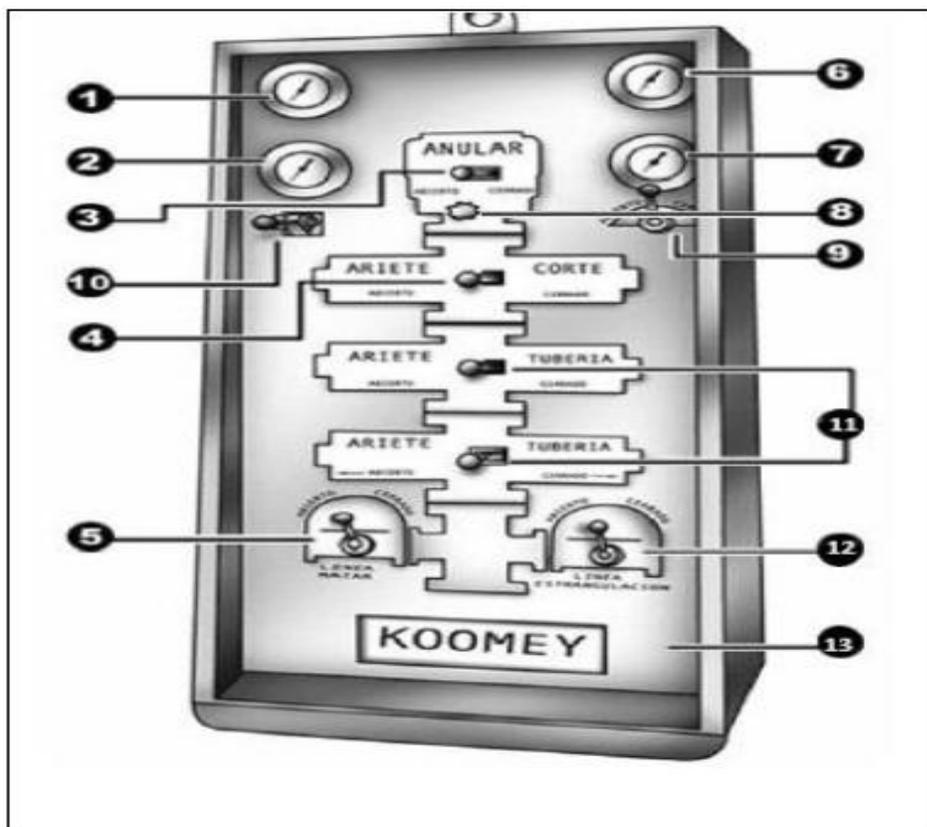


Figura 40. Consola de control remoto para el Sistema Koomey (Almaraz et al, 2018, p.38).

1. Manómetro de acumuladores
2. Manómetro presión de aire
3. Operación del preventor anular
4. Operación del preventor ciego
5. Línea de estrangulamiento

6. Manómetro del múltiple
7. Manómetro del preventor anular
8. Regulador del preventor anular
9. Válvula reguladora de presión
10. Válvula de seguridad
11. Operación del preventor de arietes
12. Líneas de estrangular
13. Gabinete (Almaraz et al, 2018, p.38).

Para cerrar este capítulo presentaremos algunos arreglos de preventores según la norma para algunas presiones de trabajo, cual manifiesta que:

La clasificación típica del API para conjuntos de preventores se basa en el rango de presión de trabajo. Los arreglos que el API RP-53 (3ra Edición Marzo, 1997) recomienda son los adecuados para operar con 2,000, 3,000, 5,000, 10,000 y 15,000 lb/pg2 (141, 211, 352, 703 y 1055 kg/cm²) de presión de trabajo y el código API empleado en la designación de los diferentes arreglos de preventores es el siguiente:

G – Cabeza rotatoria

A – Preventor anular

R – Preventor de arietes para tubería de perforación, ciegos, variables o de corte

Rd – Preventor doble de arietes para tubería de perforación, ciegos, variables o de corte.

Rt - Preventor triple con tres juegos de arietes instalado al criterio del operador.

S- Carrete de control con salidas laterales para líneas de estrangular.

K - 1,000 lb/pg² (70 kg/pg²) de presión de trabajo.

Para definir los rangos de presión de trabajo del conjunto de preventores se considera lo siguiente:

- Resistencia a la presión interna de la TR que soporta al conjunto de preventores.
- Gradiente de fractura de las formaciones próximas a la zapata de la última tubería de revestimiento.
- Presión superficial máxima que se espera manejar. Se considera que la condición más crítica se presenta cuando en un brote, el lodo del pozo es expulsado totalmente por el fluido invasor del yacimiento.

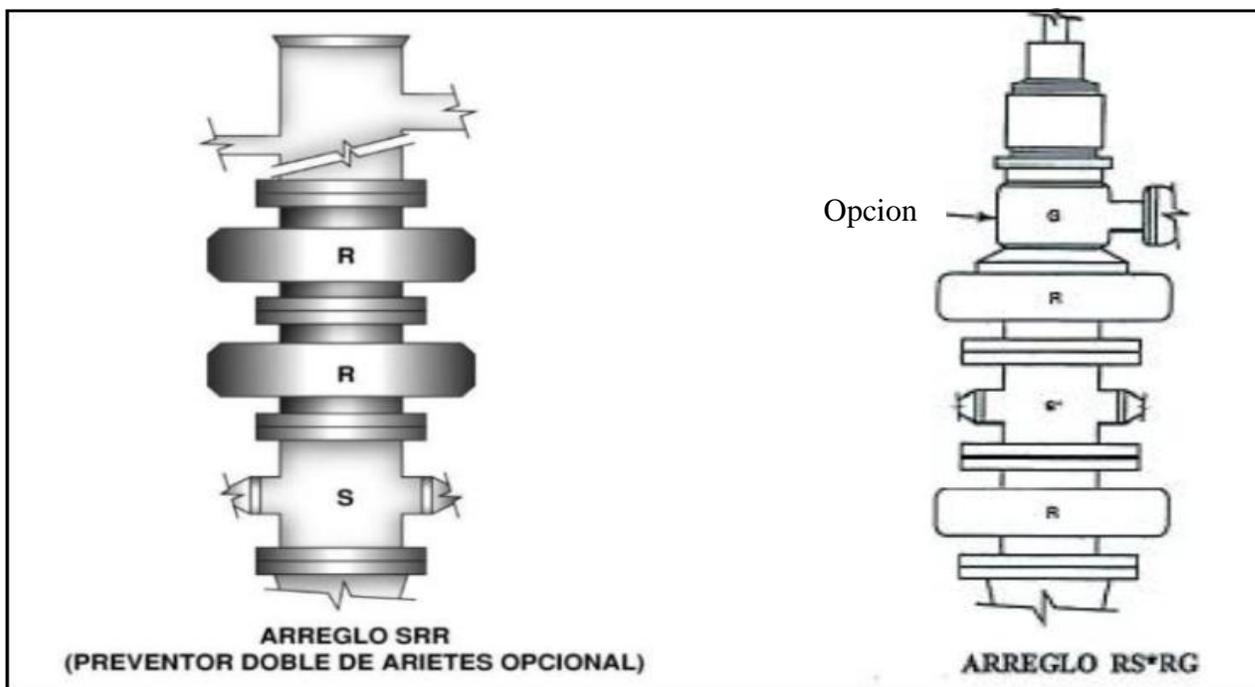


Figura 41. Arreglo de preventores para presiones de trabajo de 2,000 lb/pg² (Almaraz et al, 2018, p.48).

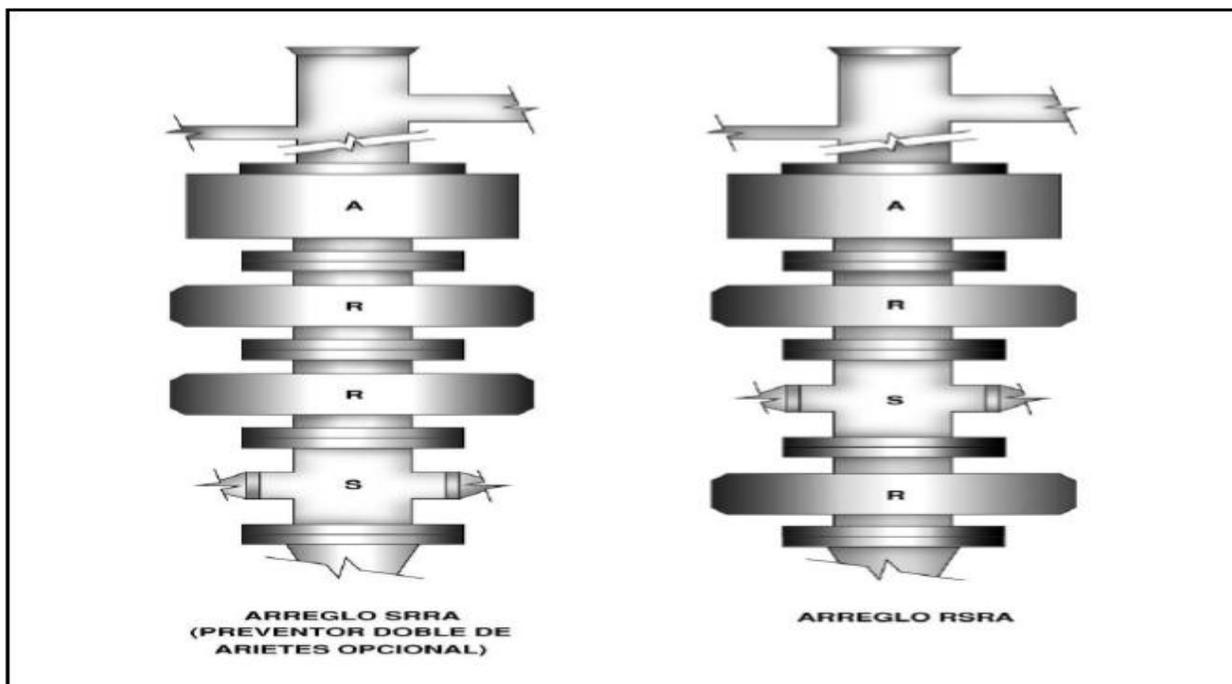


Figura 42. Arreglo de preventores para presiones de trabajo de 3,000 y 5,000 lb/pg² (Almaraz et al, 2018, p.49).

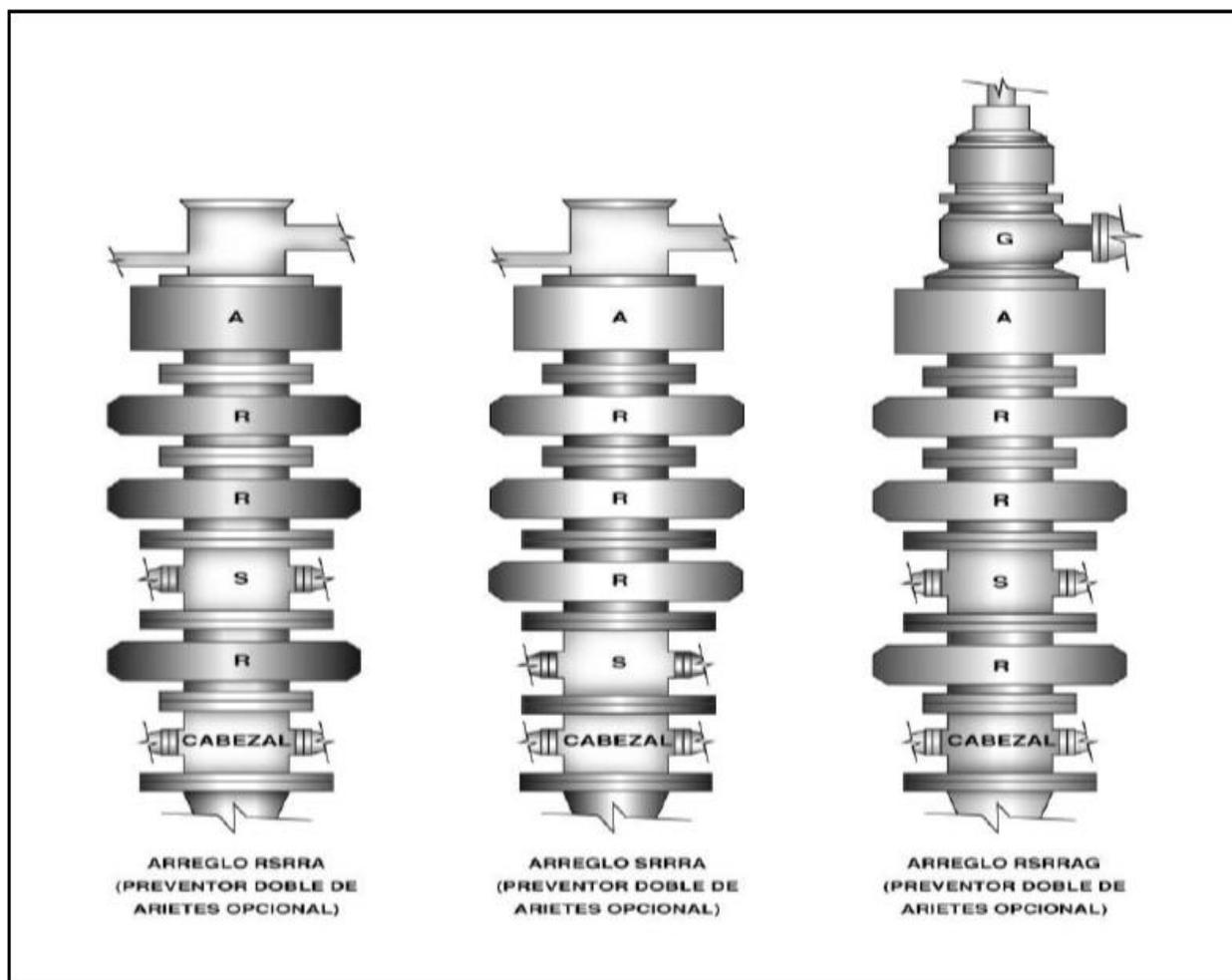


Figura 43. Arreglo de preventores para presiones de trabajo de 10,000 y 15,000 lb/pg2 (Almaraz et al, 2018, p.49).

7.4 Herramientas y equipos específicos utilizados costa afuera para el control de pozos

En este capítulo hemos venido mencionando algunos equipos y/o herramientas que resultan necesarias para las operaciones de control de pozos independientemente si se perfora con la técnica de bajo balance, ya que estos son básicamente los mismos, a excepción de algunos equipos y/o herramientas que suelen ser utilizados cuando se trata de pozos localizados costa afuera. A continuación se mencionaran y/o se mostrarán alguno de ellos.

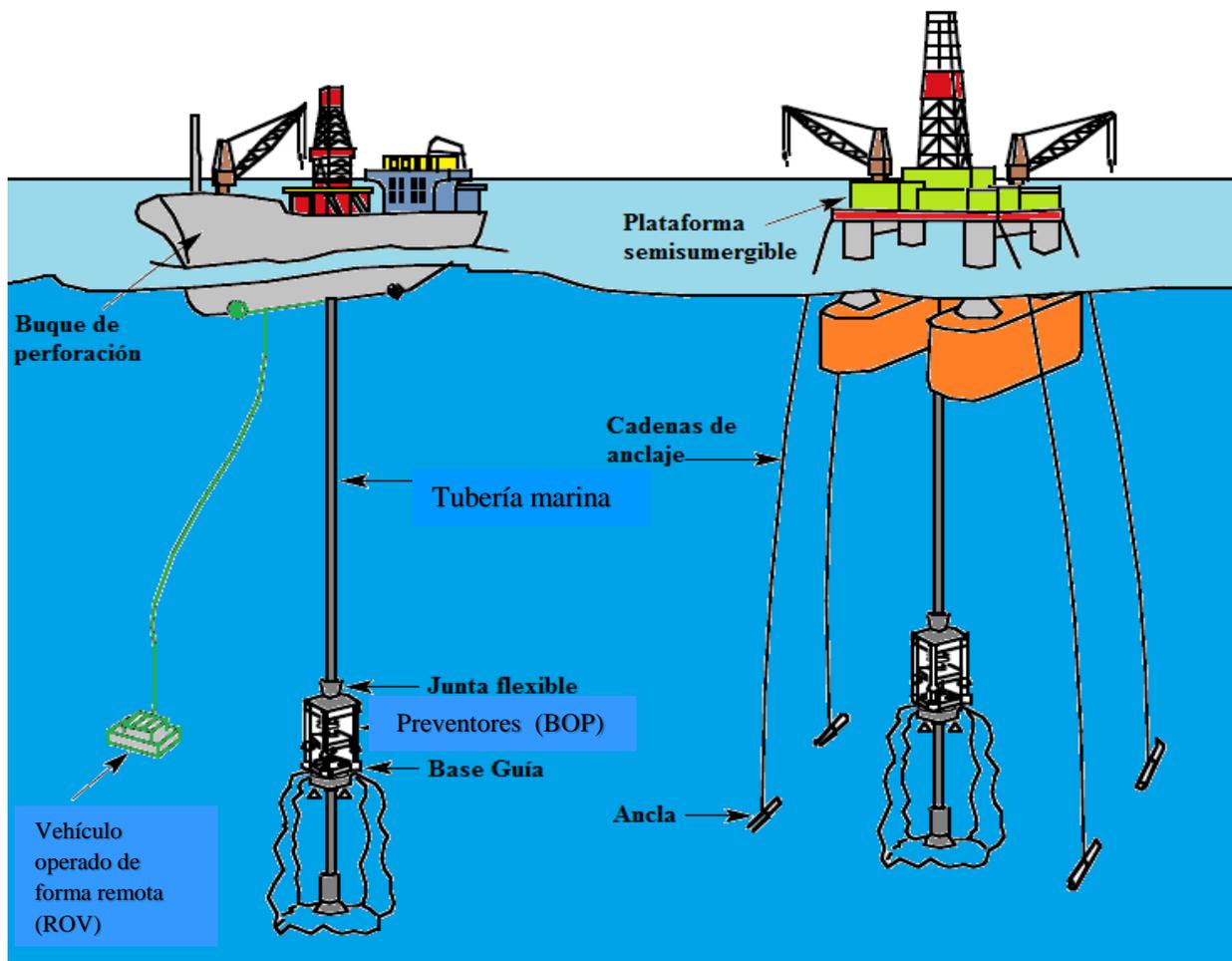


Figura 44. Representación gráfica del equipo de perforación costa afuera (Montiel, 2013, p.82).

Los grandes tirantes de agua obligan a la industria petrolera a crear buques y plataformas especializadas para soportar las condiciones tan adversas de trabajo (Montiel, 2013, pp.84 -124).

7.4.1 Equipo de detección

“En las unidades de perforación marina, llámese barco o plataforma, se tienen equipos especiales que ayudan directamente con la detección de un brote en aguas profundas” (Montiel, 2013, pp.84 -124).

7.4.2 Indicadores de nivel de presas

Una de las principales señales de un brote, es el incremento en los indicadores de volumen de presas de lodos. Cuando los equipos son terrestres, es sencillo realizar esta cuantificación, pero en equipos marinos hay mayor dificultad con la detección de señales debido al movimiento causado por la oscilación natural del mar o fluctuaciones en operaciones de perforación, provocando así, descompensaciones en el nivel de las presas. Un sistema compensador de nivel minimizará los problemas de la detección primaria de un brote. Se trata de un instrumento totalizador de volumen de presas que detecta y reporta los cambios de volumen. (Montiel, 2013, pp.84 -124)

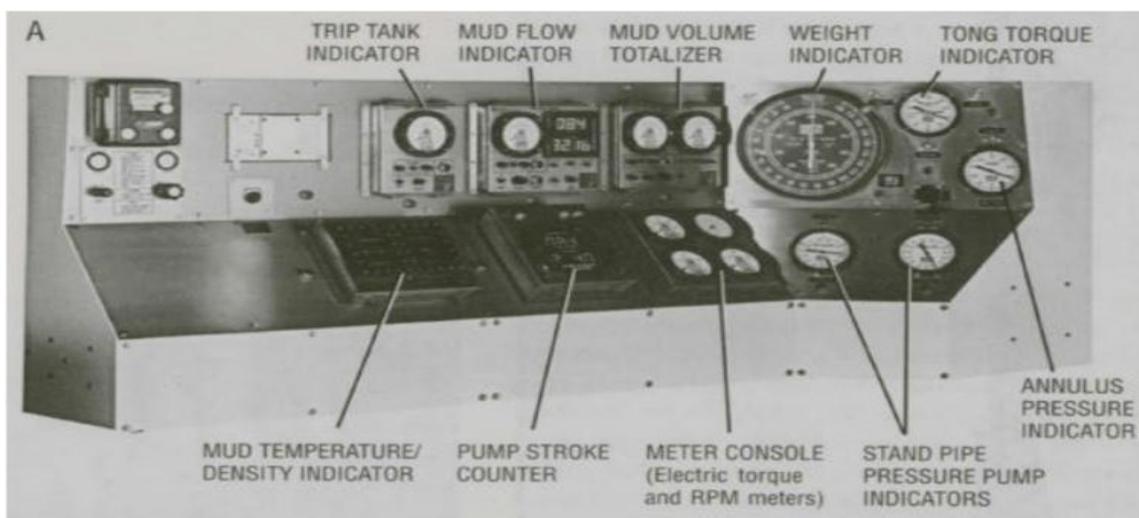


Figura 45. Totalizador de volumen de presa de lodos. (Schlumberger, s.f.).

7.4.3 Contador de emboladas de la bomba

El registro de las emboladas o strokes/min de la bomba de fluido es muy valioso para la supervisión del sondeo, ya que el contador puede indicar volúmenes pequeños con mayor exactitud que los indicadores de nivel de presas. Cuando se está controlando un brote, la velocidad de bombeo, así como el número de emboladas permiten efectuar los balances volumétricos y compararlos con la cédula de bombeo, es decir con los valores standard de bombeo. (Montiel, 2013, pp.84 -124)

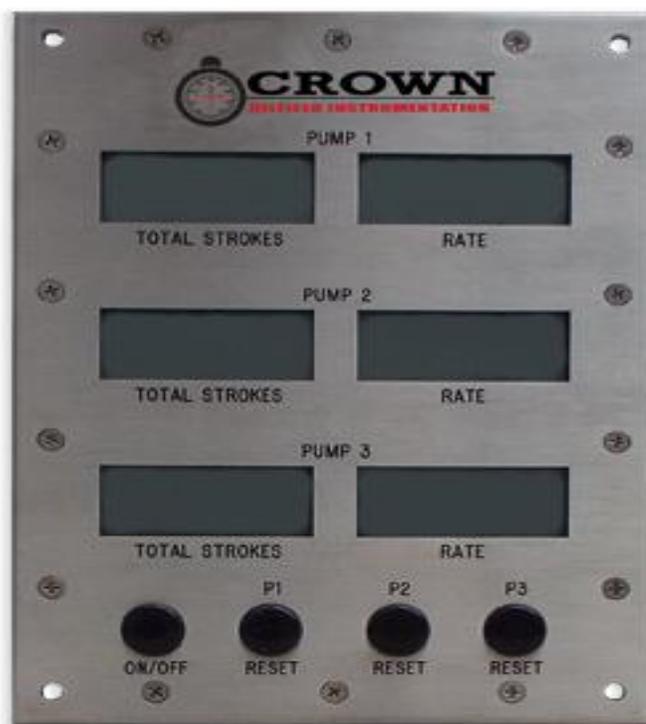


Figura 46. Contador de emboladas o strokes (Crown, s.f, p.1).

7.4.6 Registro de velocidades de penetración (Software)

La velocidad de penetración se usa para detectar zonas porosas y de transición, lo cual indica la proximidad a un yacimiento de alta presión. Esta medición proporciona generalmente la primera señal de incremento en la velocidad de penetración cuando se perfora una zona porosa, indicando un brote potencial (Montiel, 2013, pp.84 -124).

7.4.7 Detector de gas

Los detectores de gas que se encuentran en los equipos se utilizan para advertir al personal del incremento o presencia de gas en el fluido de perforación como H₂S, CO o CO₂, los cuales pueden causar daño al personal, medioambiente e instalaciones. Existen diversos tipos de detectores de gas disponibles con diferentes principios de medición, sin embargo, todos reportan el contenido de gas en partes por millón (Montiel, 2013, pp.84 -124).

7.4.8 Medidor de densidad del fluido de perforación

Esta medición se hace manualmente al obtener una muestra del fluido y determina su densidad en la balanza de fluidos de perforación. Esto indica en qué momento el flujo de nuestro fluido aumenta o disminuye su densidad, tomando como patrón de referencia la densidad inicial. La medida debe hacerse a la entrada y salida del pozo, ya sea en la línea de muestreo y/o en la línea de flujo (Montiel, 2013, pp.84 -124).



Figura 48. La balanza de lodos es un instrumento elemental para crear lodos de control con alta precisión (Montiel, 2013, pp.84 -124).

7.4.9 Manómetros

En la mayoría de las operaciones de la industria petrolera, la medición de la presión es de suma importancia. La presión de la bomba, el estrangulador y de cierre se pueden medir en varios lugares. Los manómetros que miden la presión de la tubería de revestimiento o del espacio anular generalmente se encuentran en el múltiple (manifold) del estrangulador y en el panel del estrangulador remoto (Montiel, 2013, pp.84 -124).



Figura 49. Los manómetros son indispensables en el control de brotes en aguas profundas, prácticamente son nuestros ojos a miles de metros de profundidad (Montiel, 2013, pp.84 -124).

7.4.10 Sistema Guía

Consta de una base guía temporal y permanente. Se coloca inmediatamente abajo del conector del cabezal. Sirven para anclar las líneas guía, además proporcionan una guía y soporte inicial para el sistema de cabezal, arreglo de preventores y sistemas de control (Montiel, 2013, pp.84 -124).



Figura 50. Base guía permanente (Montiel, 2013, pp.84 -124).

7.4.11 Conector del cabezal

Tiene la función de asegurar el arreglo de preventores con el cabezal. Proporciona un sello conveniente y soporta fuerzas causadas por presión del pozo (Montiel, 2013, pp.84 -124).



Figura 51. Conector del cabezal (Montiel, 2013, pp.84 -124).

7.4.12 Conector de conductor marino

Asegura la parte inferior del conductor marino con el arreglo de preventores y soporta las fuerzas causadas por la tensión del conductor y movimientos de la unidad perforadora, además provee un medio de desconexión rápida entre la unidad y el arreglo de preventores en caso de emergencia (Montiel, 2013, pp.84 -124).



Figura 52. Conector del conductor marino (Montiel, 2013, pp.84 -124).

7.4.13 Junta flexible

Entre el extremo inferior del conductor marino y el conjunto de preventores se instala en esta junta flexible, que actúa como una conexión de espiga para absorber los esfuerzos de pandeo o flexión en el conductor marino cuando el barco o semi sumergible es movido por el viento, las olas y/o corrientes marinas (Montiel, 2013, pp.84 -124).

7.4.14 Riser o tubería del conductor marino

“Proporciona un aislamiento del medio ambiente entre el arreglo de preventores y la unidad perforadora. Sirve como una guía para la sarta y como conductor de fluidos de perforación de la unidad al cabezal” (Montiel, 2013, pp.84 -124).



Figura 53. Tubería marina vertical (Riser) (Montiel, 2013, pp.84 -124).



Figura 54. Los Riser o conductores marinos se encuentran cubiertos por materiales especiales que logran mantenerlos a flote (Montiel, 2013, pp.84 -124).

7.4.15 Junta telescópica

Compensa las variaciones en cuanto a la distancia vertical entre el equipo de perforación y el arreglo de preventores. Incluye terminales adecuadas para la línea de estrangular y conexión para el niple de campana/desviador de flujo. Consiste en un barril exterior y un interior (Montiel, 2013, pp.84 -124).



Figura 55. Junta telescópica (Montiel, 2013, pp.84 -124).

7.4.16 Vehículo asistido de forma remota (ROV)

Este dispositivo es usado para vigilar o supervisar la tubería vertical marina (Riser) entre la plataforma flotante y el lecho marino, con el fin de detectar daños que originen surgencias en el BOP o en la tubería marina (Riser).



Figura 56. Vehículo operado de forma remota (ROV) (Wild Well Control, s.f, p.26).

7.4.17 Preventores de flujo

Este equipo está diseñado para obstruir cualquier tipo de flujo a través de la tubería de perforación y/o espacio anular. El objetivo de esta obstrucción es impedir el acceso del fluido a la superficie, y facilitar la implementación de una maniobra que permita el control de brotes. Existen varios tipos de preventores de flujo con diferentes características de diseño, que unidos y colocados sobre el cabezal del pozo proporcionan una de las herramientas principales para el control de un brote. (Montiel, 2013, pp.84 -124)

Generalmente todos los arreglos de preventores submarinos se ensamblan de la siguiente manera:

- Desviador de flujo.

- Dos preventores esféricos.
- Dos o más preventores de arietes.

Se puede armar el conjunto de preventores con una variedad de configuraciones. El código del Instituto Americano del Petróleo (API) describe la configuración de la columna de preventores con literales, las cuales están descritas en el boletín API RP53. Los códigos recomendados para designar los componentes del arreglo de preventores son:

- **A** = Preventor anular o esférico.
- **G** = Cabeza giratoria.
- **R** = Preventor de arietes sencillo.
- **Rd** = Preventor de arietes doble.
- **Rt** = Preventor triple, con tres juegos de esclusas.
- **CH** = Conector a control remoto que conecta el cabezal del pozo a los preventores.
- **CL** = Conector a baja presión a control remoto que conecta el conductor marino con el conjunto de preventores.
- **D** = Desviador de flujo.
- **S** = Carrete de control
- **M** = Clasificación de trabajo de 1000 psi (Montiel, 2013, pp.84 -124).

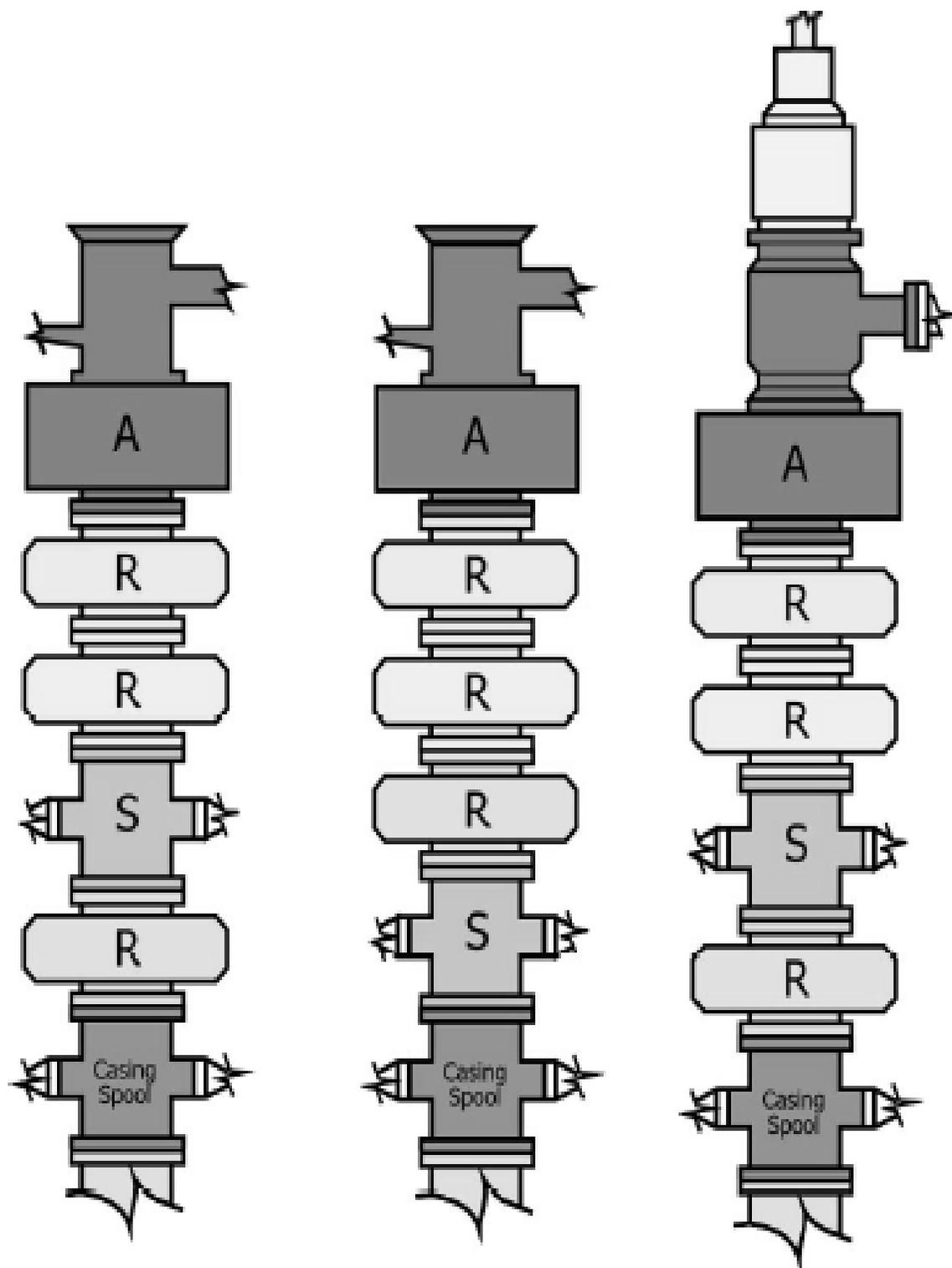


Figura 57. Ejemplo de arreglo de preventores según normas API (Montiel, 2013, pp.84 -124).

A continuación, se muestran dos ejemplos de arreglo de preventores para una presión de 2000 psi y otro para una presión de 5000 psi.

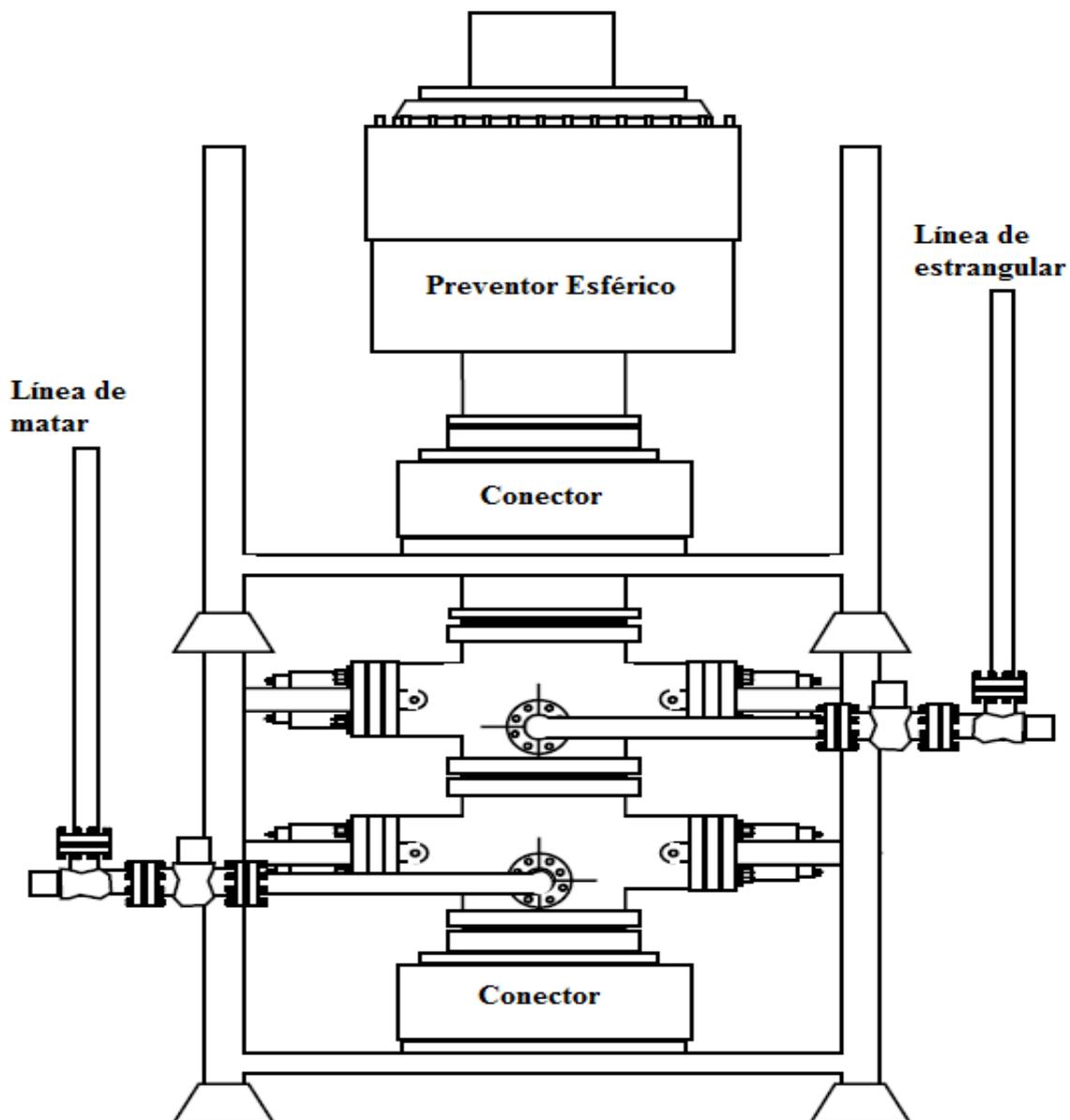


Figura 58. Arreglo de preventores submarinos para 2000 psi (Montiel, 2013, pp.84 -124).

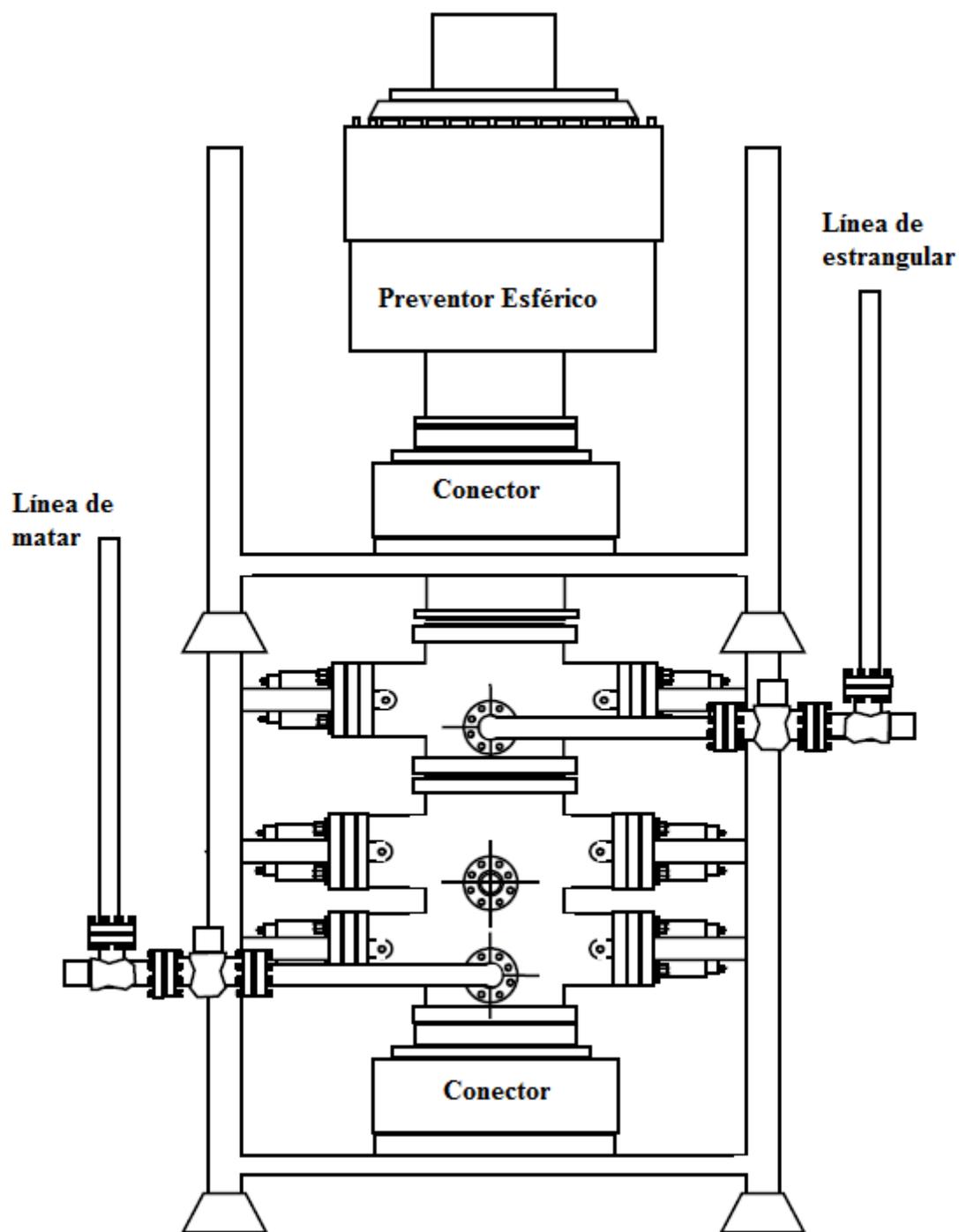


Figura 59. Arreglo de preventores submarinos para 5000 psi (Montiel, 2013, pp.84 -124).

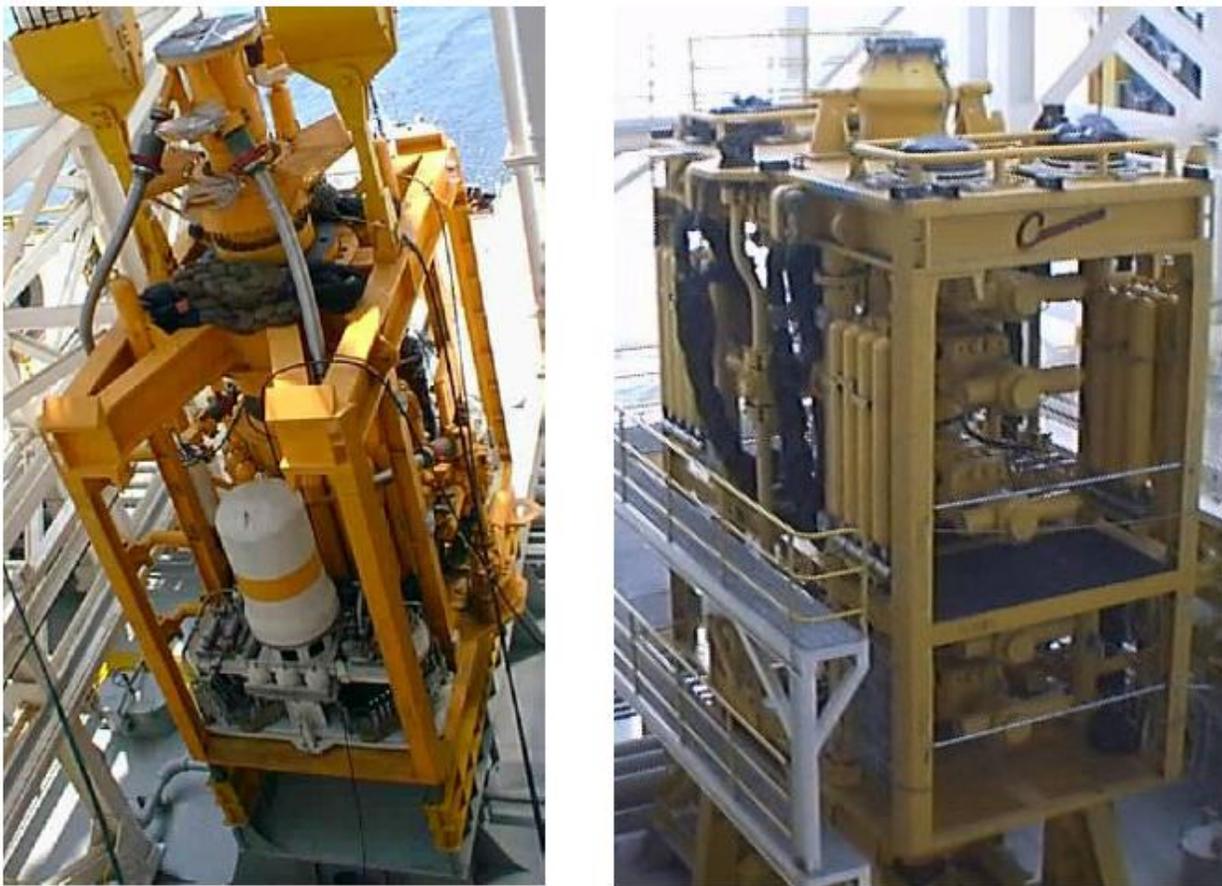


Figura 60. Imágenes del preventor anular submarino (Wild Well Control, s.f, p.110).

7.4.18 Líneas de estrangular

Las líneas de estrangulamiento son una parte integral del equipo requerido para el control de un pozo. El objetivo primario de la línea de estrangular es servir como un soporte a la línea de estrangulación y proporcionar una medida de bombeo dentro del pozo cuando el método normal de circulación hacia el fondo a través de la flecha o la tubería de perforación no puede ser empleado. Transporta el fluido de perforación a alguna entrada del conjunto de preventores, dependiendo de la configuración particular de estos (Montiel, 2013, pp.84 -124).

La línea de estrangular acarrea el fluido que sale del conjunto de preventores y lo lleva hasta el múltiple de estrangulación. Aunque en este se puede desviar el flujo de un estrangulador a otro, la totalidad del mismo tiene que pasar por la línea de estrangular. También se puede usar para bombear fluido de perforación directamente dentro del espacio anular solo en caso necesario (Montiel, 2013, pp.84 -124).

En instalaciones submarinas, las líneas de estrangulamiento son instaladas opuestas una de otra, sobre el exterior del conductor marino, y en ocasiones existe una tercera línea la cual es utilizada para bombear fluido de perforación por esta, para así adicionar presión en el tubo del conductor marino y evitar atascamiento en él y tener un mejor acarreo de recortes al estar perforando (Montiel, 2013, pp.84 -124).

Algunas consideraciones más importantes concernientes a líneas submarinas son:

- El rango de presión en todas las líneas y elementos sello debe ser igual o mayor que la presión de trabajo del conjunto de preventores.
- Cada línea debe tener dos válvulas de apertura total contiguas a los preventores.
- Las conexiones flexibles requeridas por las líneas de estrangulamiento tanto arriba como abajo del conductor marino manejaran un rango de presión igual o mayor que la presión de trabajo del conjunto de preventores.
- La selección de las conexiones superiores incluye la consideración de criterios tales como, movimiento relativo del equipo, medio ambiente, tipo y temperatura de los fluidos manejados, entre otros (Montiel, 2013, pp.84 -124).



Figura 61. Conexiones de la línea de estrangulamiento (Montiel, 2013, pp.84 -124).



Figura 62. Líneas de estrangulamiento a lo largo del riser (Montiel, 2013, pp.84 -124).

7.4.19 Múltiple de estrangulación

El múltiple de estrangulación es un arreglo de líneas, válvulas y estranguladores, diseñado para controlar el flujo de fluidos de cualquier brote por el espacio anular durante un proceso de control, el cual tiene el objetivo de mantener una contra-presión sobre la formación por medio de estranguladores fijos, ajustables o controlados remotamente. El múltiple controla las presiones mediante el uso de uno o varios estranguladores (Montiel, 2013, pp.84 -124).

Las prácticas recomendables en el uso del estrangulador en instalaciones marinas son:

- Usar desde un principio el múltiple necesario para la profundidad total programada y evitar la instalación de uno diferente en cada etapa de asentamiento de tubería.
- Sujetarlo correctamente para evitar algún movimiento durante el proceso de control.
- Todos los componentes se seleccionan de acuerdo con las especificaciones API, tomando en cuenta, presiones, volúmenes, temperaturas, etc.

Las líneas corrientes abajo normalmente no requieren de rango de presión igual al del múltiple, pero también se prueban durante la instalación inicial. Deben estar bien sujetas y tener suficiente diámetro para minimizar la fricción (Montiel, 2013, pp.84 -124).

La principal diferencia entre un estrangulador para instalaciones marinas y uno terrestre es que la línea de estrangulamiento es más amplia, para así permitir un mejor bombeo a través de ellas. Otras diferencias son:

- Un estrangulador ajustable a control remoto.

- Sistemas dobles de estranguladores de ajuste manual para permitir el control por la línea de estrangulamiento.
- Conexiones para los sistemas de alta presión y bombeo de fluidos.

(Montiel, 2013, pp.84 -124)



Figura 63. Múltiple de estrangulación. (Montiel, 2013, pp.84 -124)

7.4.20 Sistemas de desviación

Los sistemas de desviación consisten en un preventor de desviación y líneas para encausar los gases y fluidos de formación que salen del riser a fin de alejarlos del área del

equipo. Estos sistemas se utilizan particularmente cuando el riser está instalado y se tienen las siguientes condiciones:

- ✓ Flujos someros donde no se puede cerrar el pozo.
- ✓ Cuando hay gas en el riser.

Las líneas de desviación se deben instalar con la mínima cantidad de curvas y flexiones posible y además deben ser tan grandes como sea posible (12" o más en los flotadores).

Las líneas del desviador deben abrirse antes de que se cierre el preventor.

De acuerdo a la norma API RP53 y 16D, el preventor anular con desviador debe cerrar en menos de 45 segundos.



Figura 64. Sistema de desviación (Wild Well Control, s.f, p.30).

El sistema de control de cada herramienta está instrumentado de acuerdo con los requerimientos de cada operador. El tiempo disponible para la desconexión depende de varios factores: la capacidad del sistema de posicionamiento dinámico propio de cada embarcación, la profundidad del agua, las corrientes esperadas y la altura de las olas y un análisis de operaciones riesgosas. El diseño de las herramientas SenTREE permite que las mismas se desconecten cuando son sometidas a una tensión extrema y a un ángulo mayor del que se puede alcanzar físicamente en el conjunto BOP.

Esto permite garantizar la posibilidad de un desenganche controlado bajo todas las condiciones. En zonas con profundidades de hasta 2000 pies bajo condiciones normales y desde una embarcación anclada o amarrada, el tiempo necesario puede ser de hasta 120 segundos. El tiempo es más largo porque la embarcación se encuentra anclada y no depende del sistema de posicionamiento dinámico para mantenerse en posición. Por lo general, en estos casos el sistema de control cuenta con un diseño hidráulico directo. La señal de desconexión se envía a través de las líneas hidráulicas a las válvulas solenoides que se encuentran en el sistema de control de la herramienta, que activan las válvulas de la herramienta en forma hidráulica.

Debido al comportamiento del fluido y las líneas de control, el tiempo necesario para que la señal de cegado llegue hasta la herramienta submarina aumenta de acuerdo con la profundidad. Para minimizar este tiempo adicional en profundidades de hasta 4000 pies, se trata de mejorar el sistema por medio del uso de acumuladores de presión en el sistema hidráulico submarino (Brandt et al., 1998, p.8).

8. CASOS DE ESTUDIO

En la perforación de un pozo costa afuera de aguas profundas, existen varios riesgos: el ambiental, el minero, el técnico, el de ingeniería, el de inversión y el de comercialización. Y todos convergen en un pequeño punto, en el fondo del océano, y convierten el objetivo en un blanco móvil, lo que dificulta la cuantificación del cálculo de la tasa interna de rentabilidad (TIR) y del cálculo de riesgo a largo plazo de la explotación del petróleo que se encuentra en aguas profundas.

Para dar evidencia de lo catastrófico que pueden llegar a ser las operaciones costa afuera, quisimos introducir una recopilación de algunos accidentes más relevantes costa afuera ocurridos durante los últimos 40 años, haciendo mayor énfasis en el desastre monumental ocurrido en aguas profundas del Golfo de México el 20 de abril de 2010, ya que de los demás casos no se encuentra mayor información. En el cual se expondrá las posibles causas que desencadenaron en lo que hasta hoy, se considera el mayor desastre ocurrido en una plataforma petrolera, la cual trajo consigo pérdidas humanas, grandes impactos negativos al ecosistema y al medio ambiente y millonarias pérdidas económicas.

Tabla 32

Mayores accidentes ocurridos costa afuera en lo últimos 40 años

Fecha	Nombre	Lugar	Evento	Consecuencia
27/05/1980	Alexander L. Kielland Drilling Rig	Costa afuera Escocia	Problemas climáticos por fuertes oleajes. Se golpeó uno de los soportes de la plataforma,	Hundimiento de la plataforma semi-sumergible. 123 muertes.

			inclinándola 30° y rompiendo la tensión de los cables. Inadecuada soldadura en la estructura.	
15/02/1982	Ocean Ranger Oil Rig	Océano atlántico norte, costa afuera de Canadá.	Problemas climáticos por tormentas y pérdida de flotabilidad.	Plataforma semi-sumergible. 84 muertes.
25/10/1983	Glomar Java Sea Drillship	Mar del Sur de China.	Problemas climáticos por tormentas.	81 muertes.
16/08/1984	Enchova Central Platform	Cuenca de Campos, Brasil.	Reventón y explosión causando un incendio en la plataforma.	36 muertes por fallas logísticas.
06/07/1988	Plataforma Piper Alpha	Costa del Reino Unido. Mar del Norte.	Error en la comunicación. Extracción de una válvula de seguridad en una bomba de gas. Funcionamiento de la bomba por fuera de los límites de operación.	Filtración de gas y fuego masivo. Pérdida total de la plataforma. 167 muertos. Tiempo de contingencia: 3 semanas. 61 Sobrevivientes.
03/11/1989	Seacrest Drillship	Mar del Sur de China.	Problemas climáticos por fuertes oleajes y vientos.	Volcamiento del barco. 91 muertes.

La tabla 32 muestra cuales fueron los mayores desastres de la industria petrolera costa afuera a nivel mundial (Calderón y Martínez, 2019, p. 71).

Caso Macondo

El 20 de abril de 2010, la Deepwater Horizon, una de las plataformas semi-sumergibles para perforación en aguas profundas de diseño más avanzado del mundo, se encontraba operando en el pozo Macondo de BP –descubridor de un yacimiento cuyas reservas se estimaban en 100.000 millones de barriles en el bloque 252 del Cañón del

Misisipi, Golfo de México– a unas 45 millas al sur de la costa de Luisiana cuando se produjo una explosión seguida de incendio y del posterior naufragio.

Objetivo del proyecto: El principal objetivo del proyecto Macondo era realizar un pozo exploratorio que, en caso de encontrarse la suficiente cantidad de hidrocarburo, se completaría para ser un pozo productor. Para perforar el pozo macondo habían planeado una profundidad total de 19.650 ft con el fin de evaluar las formaciones del mioceno tardío. A su vez el plan de perforación tenía programado el uso de 8 segmentos de tubería con diferente diámetro, pero debido a inconvenientes durante la perforación, la profundidad fue de 18.360 ft con 9 segmentos de tubería. Dadas las nuevas circunstancias, en la profundidad de 17.168 ft usaron un liner de 9 7/8 in.

Para el plan de pozo, se iniciaría con un casing conductor de 36 in hasta 5.361 ft, luego con un casing 28 in hasta 6.275 ft de profundidad, y posteriormente usar un casing de 22 in hasta 8.000 ft. Las secciones antes mencionadas fueron cementadas completamente como se puede ver en la figura 66

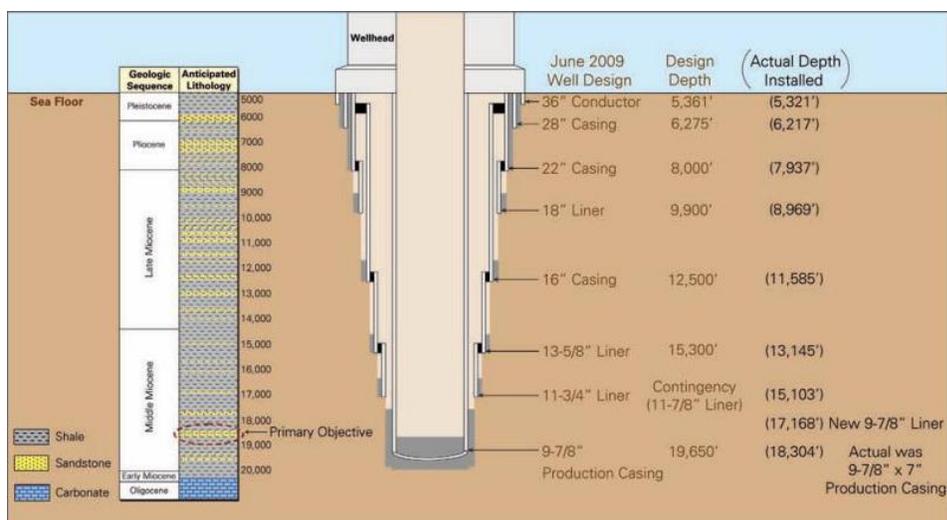


Figura 66. Esquema del diseño de perforación caso Macondo (Calderón y Martínez, 2019, p. 81).

Sin embargo, debido a inconvenientes operativos a la profundidad de 13.250 ft, el programa de perforación cambio, es decir que paso de perforar de 15.300 ft a 13.145 ft, esto causado por una patada de pozo y se debió cerrar la válvula preventora anular inferior (BOP).

Debido al evento de control de pozo, se atascó la sarta de perforación y fue necesario su corte. Esto ocurre a 12.147 ft de profundidad, por lo anterior fue necesario abandonar esa parte y perforar con un ligero desvío para no chocar con las herramientas atascadas, dejando hasta 13.145 ft con tubería de 13 5/8 in. Debido a esto las condiciones del pozo cambiaron, quedando de la siguiente forma, según nos muestra la Figura 67

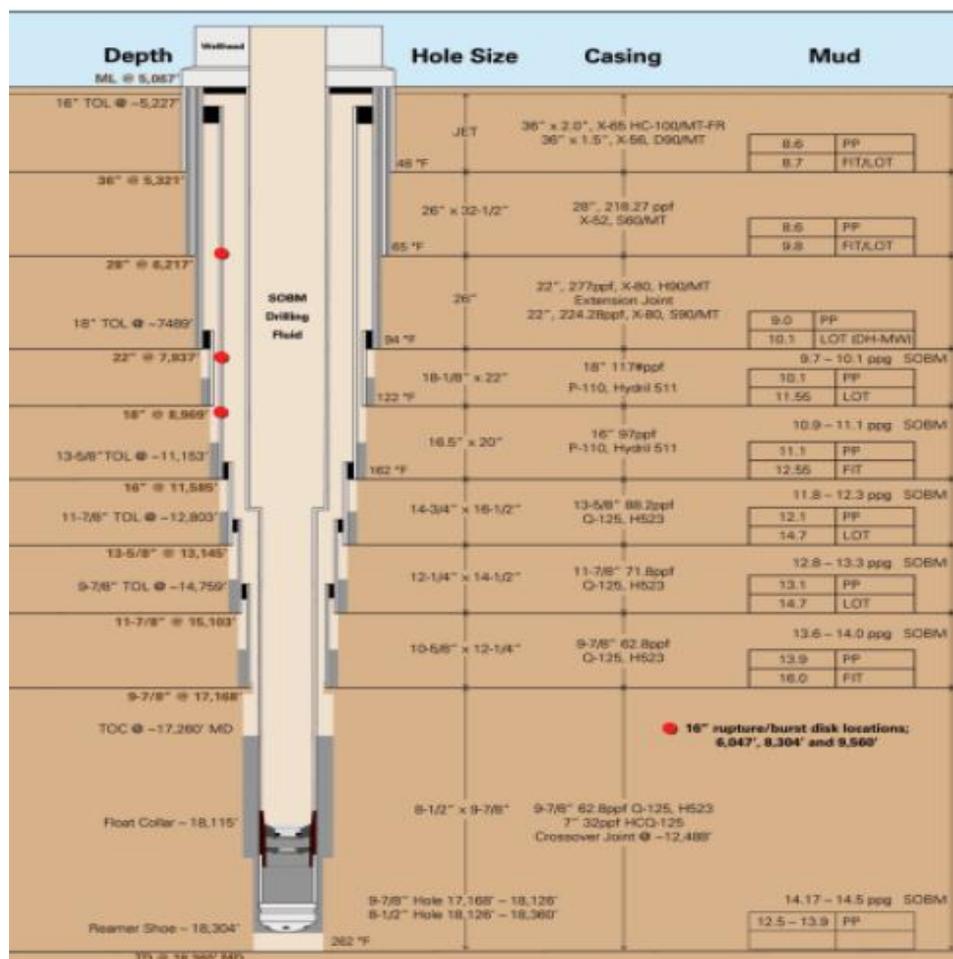


Figura 67. Esquema final del diseño de perforación del caso Macondo (Calderón y Martínez, 2019, p. 82).

Riesgos identificados y asumidos en el pozo Macondo

Debido a retrasos en los tiempos de operación, y teniendo en cuenta que el alquiler de los equipos diario era de \$500.000 US aproximadamente, las empresas involucradas deciden tomar los riesgos mostrados en la tabla #, con el fin de acelerar la operación.

Tabla 33

Riesgos identificados durante la operación de perforación

Operación	Riesgo	Mitigación
Cementación	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Estabilidad de la espuma. ▪ Pequeños volúmenes susceptibles a contaminación. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Pruebas exhaustivas del diseño de la mezcla. ▪ Ubicación precisa.
Diseño de la lechada de cemento	<ul style="list-style-type: none"> ▪ El 50% de la calidad de la espuma no era estable en condiciones de superficie. ▪ El 18.5% de la calidad de la espuma a condiciones de fondo, no eran estables. ▪ Calidad= Vol. Nitrógeno/ (Nitrógeno + Vol. De Mezcla base) ▪ No se utilizaron aditivos para la pérdida de filtrado. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Cambio en el diseño de la lechada del cemento.
Pruebas de cementación	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Pruebas en laboratorio antes de las operaciones incompletas. ▪ El registro CBL no se corre para evaluar el trabajo por resultados en la prueba de presión negativa. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Completar las pruebas de laboratorio, en superficie y en fondo para la lechada. ▪ Evaluar la cementación mediante el registro CBL para tomar medidas correctivas.
Centralización de la tubería	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Canalizaciones encima de las arenas conocidas. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Centralizadores adicionales.
Extracción de gas	<ul style="list-style-type: none"> ▪ La línea de venteo del separador del gas iba hacia el equipo. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Cambio de ubicación de la línea de venteo en sentido contrario al equipo.

La tabla 33 nos muestra los riesgos que se lograron identificar durante la operación de perforación. (Calderón y Martínez, 2019, p. 84).

Cronología de los sucesos ocurridos en Macondo

Tabla 34

Cadena de sucesos ocurridos en el caso Macondo

Fecha	Evento
22/05/2008	Adquisición del permiso para perforar.
06/10/2009	Uso de Spudmud en el pozo Macondo con ayuda de una unidad marina de la empresa Transocean. El Spudmud es un tipo de lodo que se usa en la primera zona, es un lodo base agua con un alto contenido de bentonita.
27/11/2009	Evacuación de la unidad marinas de la empresa Transocean debido al Huracán Ida.
06/02/2010	Las actividades de perforación fueron retomadas.
08/03/2010	Evento de Stuck pipe a 13.305 ft, es decir que se generó un atascamiento en la tubería por el sistema de fluido de perforación no logró llevar los recortes a la superficie.
12/03/2010	Se decide cambiar el casing de producción a 9 7/8 in x 7 in, los cambios fueron aprobados por MMS (Minerals Management Service).
06/04/2010	Se realizó un stripping con ayuda de la BOP anular superior en la profundidad de 17.146 ft a 14.937 ft, a su vez tenían problemas con pérdida de circulación.
09/04/2010	La profundidad total alcanzada fue 18.360 ft, recolectaron datos por 5 días.
14/04/2010	Lograron atravesar una arena con hidrocarburo, tenía una presión aproximada de 11.850 psi. A su vez la empresa Halliburton analizó el uso del casing productor de 9 7/8 in x 7 in mediante el software OptiCem.
15/04/2010	Con el software OptiCem sugirieron usar para la cementación 21 centralizadores, por lo tanto, hicieron una orden de 15 centralizadores adicionales.
16/04/2010	Se presentaron problemas de integridad mecánica con respecto a los centralizadores (bowspring centralizers), por lo tanto, desistieron del uso de ellos.
18/04/2010	Realizaron pruebas de laboratorio y como resultado decidieron usar 7 centralizadores (inline centralizers).

19/04/2010	Se corrió el casing de producción final hasta 18.304 ft, el trabajo duro 37 horas, por otra parte, realizaron nueve intentos para estabilizar la circulación hasta llevarla a 3.142 psi, con una presión de circulación de 340 psi mientras que el modelo sugiere 570 psi.
20/04/2010 (19:30)	Después de bajar el casing de producción, inició trabajo de cementación, logrando obtener retorno de fluido en superficie, también observó la ruptura bottom plug, se rompió a una presión de 2.900 psi que fue más de lo planeado.
20/04/2010 (00:40)	Se extraen 5 bbl de fluido para disminuir la presión del drill pipe de 1.150 psi a 0 psi.
20/04/2010 (07:00)	Instalaron un Drill-Quipseal en el Wellhead, Realizaron dos pruebas en el Wellhead.
20/04/2010 (07:30)	El personal a cargo de la operación discute la corrida del registro eléctrico CBL (cement bond log).
20/04/2010 (10:55)	Corrida exitosa de la prueba de presión positiva en el casing productor.
20/04/2010 (16:59)	La presión del drill pipe incremento de 273 psi a 1.250 psi en un tiempo aproximado de 6 minutos.
20/04/2010 (19:55)	El personal a cargo discute la anomalía, y proceden con una prueba de integridad de pozo, realizaron una prueba de presión negativa, los resultados que obtuvieron no indicaron inconvenientes en la integridad.
20/04/2010 (20:00)	La BOP (internal blowout preventer) y el anular se abrieron y bombeo agua de mar por el drill pipe para desplazar el lodo y espaciador.
20/04/2010 (20:52)	El pozo se encontró en estado bajo balance y empezó a fluir.
20/04/2010 (21:01)	Presión del drill pipe incremento de 1.250 psi a 1.350 psi con bombeo constante.
20/04/2010 (21:08)	La presión del drill pipe incremento de 1.017 psi a 1.263 psi en 5 minutos y medio con las bombas apagadas
20/04/2010 (21:45)	El personal reporta que el pozo está fuera de control y que los fluidos salieron abruptamente del pozo.

20/04/2010 (21:49)	Los equipos perdieron energía, y se presenta la primera explosión después de pasar 5 segundos, luego de pasar 10 segundos se presenta la segunda explosión.
22/04/2010 (10:22)	La plataforma semi sumergible Deepwater Horizon se hunde.
05/05/2010	Se realizaron 17 intentos para cerrar el pozo.
15/09/2010	Instalación de un tapón temporal.
17/09/2019	Tapón final.

En la tabla 34 se evidencian cual fue la cronología de los eventos que desencadenaron la tragedia ocurrida en Macondo. (Calderón y Martínez, 2019, p. 84).

Finalmente, el accidente del pozo Macondo se produjo por una falla en la integridad en el pozo, una falla en la cementación, acompañado de una falla en las válvulas preventoras que debían encargarse de contener el influjo como última barrera de control de pozo, dejando fluir de forma no controlada hidrocarburos a superficie y explotando finalmente. El fuego se mantuvo durante 36 horas hasta el hundimiento del equipo y el derrame por 87 días (Calderón y Martínez, 2019, p.80).

El Comité del Congreso de los Estados Unidos analizó cinco decisiones cruciales adoptadas por el operador:

- 1) Se decidió usar un diseño de entubación que presentara pocas barreras a la migración del gas.
- 2) Se decidió usar un número insuficiente de centralizadores, cuya función es evitar la canalización del cemento.
- 3) Se decidió no efectuar el registro de adherencia del cemento (CBL).

4) No se normalizó el lodo del pozo de manera adecuada antes de bombear la lechada de cemento, dado que solamente se circuló treinta minutos cuando, para un pozo de 5600 m de profundidad, se necesitan de seis a doce horas de circulación para homogeneizar y desgasificar convenientemente el lodo.

5) No se fijó la camisa de bloqueo que asegura la empaquetadura del colgador de la cañería de producción en la cabeza de pozo.

6) El 29 de octubre de 2010, el Laboratorio de Ensayos de Chevron informó que las pruebas realizadas con la lechada de cemento alveolar o foam cement –lechada que contiene pequeñas burbujas de nitrógeno para disminuir la densidad empleada en cementar la tubería de producción del pozo Macondo– “era inestable” (Velasco, 2010, p.39).

El interrogante final del Congreso de los Estados Unidos se relaciona con la decisión del operador de no instalar un seguro crítico para trabar el colgador dentro de su alojamiento en la cabeza de pozo.

Estando colgado en la cabeza de pozo, y el cemento fraguado en el espacio anular, el casing se mantiene asentado en su alojamiento por la fuerza de gravedad generada por el peso de su longitud libre. Sin embargo, en ciertas condiciones de presión, el casing puede flotar elevándose en la cabeza de pozo y crear la oportunidad potencial de que los hidrocarburos se abran paso a través de la cabeza de pozo, atraviesen la BOP e ingresen al riser en dirección hacia la superficie. Para evitar esta circunstancia, se instala un seguro de bloqueo.

En ese escenario, las empaquetaduras de la cabeza de pozo se verían sometidas a una presión estimada de 14.000 psi (980 kg/cm²). La cabeza de pozo había sido probada

brevemente a 10.000 psi (700 kg/cm²) y había superado una prueba sostenida a 6000 psi (420 kg/cm²), lo cual la ponía en evidente desventaja ante las presiones que debía contener.

Una vez que la presión del gas pudiera vulnerar la empaquetadura de la cabeza de pozo, bien podría esta haberse desprendido, levantar y forzar trozos de cañería dentro la BOP, lo cual justificaría la imposibilidad de cerrar las válvulas que la componen en el momento de la emergencia, por lo que se inhabilitaría la última línea de defensa entre el pozo y el equipo.

La ausencia de una segunda barrera en el espacio anular se supone que dio lugar posteriormente a la expansión del fluido, cuando comenzó el brote de gas y petróleo.

El 20 de abril, el ambiente en la plataforma era optimista. Había tan solo dos interposiciones entre la plataforma y la explosiva mezcla de gas y petróleo: el lodo y las BOP de control de las presiones del pozo, que se hallaban en el lecho marino con algunos problemas hidráulicos.

A las 20 horas, el operador se mostraba satisfecho con los controles realizados en cabeza de pozo con el tubo en “U” y ordenó proceder con el programa trazado, que consistía en terminar de desplazar el lodo con agua de mar y efectuar un tapón de cemento para el abandono temporario del pozo hasta que otro equipo se hiciera cargo de su puesta en producción (ver figura 67).

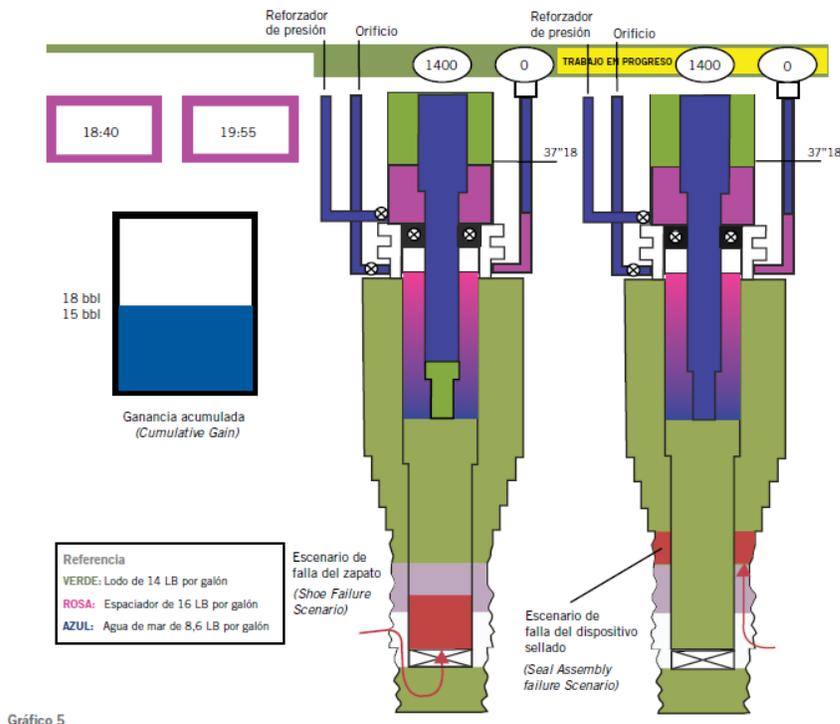


Gráfico 5

Figura 67. Muestra del taponamiento para el abandono temporal del pozo, hasta que otro equipo se hiciera cargo de su puesta en producción (Velasco, 2010, p.40).

A las 21:45, el personal pudo observar que se producía el desplazamiento espontáneo del lodo remanente y del agua salada (como decimos en la jerga de los perforadores, el pozo se estaba “viniendo”). Ante esta circunstancia, se deberían haber cerrado automáticamente las BOP y desconectado el riser. Pero no lo hicieron. En la emergencia, el personal del equipo intentó cerrarlas desde la plataforma por medio del sistema redundante sin resultado. Tampoco lograron cerrar los numerosos botones de accionamiento automático para emergencias graves, como era la de este caso.

El sistema de conexión LMRP entre el riser y las BOP tampoco pudo desconectarse por medio del sistema directo; y quedó la duda sobre si, de haber tenido la plataforma la opción del sistema acústico auxiliar a tal fin, este habría podido concretar la desconexión.

Ahora presentamos el informe entregado por la empresa British Petroleum sobre la surgencia descontrolada (Blowout) del pozo Macondo:

“Para hacerlo sencillo: hubo una mala cementación que provocó una falla de aislación en el zapato de la tubería, que se encuentra en el fondo del pozo, la cual permitió que los hidrocarburos de la formación productiva penetraran en la cañería de producción”, dijo el CEO renunciante de BP, Tony Hayward y agregó:

“La prueba a presión negativa de la integridad de la cañería fue aceptada cuando no debía haber sido así, hubo errores en las maniobras del Control de Surgencia, fallas en la BOP; y el sistema contraincendios no cumplió su objetivo, que era evitar que el gas entrara en combustión”.

Conclusiones del informe de BP.

El informe de British Petroleum, que consta de 200 páginas, llega a las siguientes conclusiones:

- La lechada de cemento que se utilizó para construir la barrera aislante en el zapato de la cañería, en el fondo del pozo, falló en su misión de contener los hidrocarburos dentro del reservorio, lo cual permitió que se desplazaran hacia arriba por el espacio anular y por dentro de la tubería de producción.
- La prueba de presión que arrojó un resultado negativo fue incorrectamente aceptada por BP y Transocean, a pesar de que no se estableció la integridad del pozo.
- La reacción de la cuadrilla de la plataforma Deepwater Horizon fue tardía, ya que demoró cuarenta minutos en detectar y actuar ante la entrada de hidrocarburos al pozo, de

modo tal que cuando el personal se dispuso a efectuar las maniobras pertinentes, el gas y el petróleo ya estaban dentro del riser fluyendo rápidamente hacia la superficie.

- Cuando los hidrocarburos alcanzaron la plataforma, fueron derivados al separador de gas del circuito de lodo que ventaba el gas en el moon pool, donde se encuentra todo el circuito de lodo directamente sobre el equipo en lugar de desviarlo directamente fuera de borda.

- El gas soplaba directamente sobre la sala de motores a través del sistema de ventilación y creaba así un peligro de ignición que el sistema contraincendios de la plataforma no tenía previsto.

- Después de que la explosión y el fuego inutilizaran los controles de la BOP de la plataforma operados por la cuadrilla, los pods que se encuentran en el lecho marino y que deberían haber cerrado el pozo automáticamente no lo hicieron, quizá debido a que algunos de sus componentes esenciales no funcionaban.

Como consecuencia del naufragio de la plataforma, al no haberse podido desconectar el riser de la BOP, este quedó tendido en el lecho marino y permitió que le surgieran gas y petróleo a través de dos roturas producidas directamente en las aguas del Golfo (Velasco, 2010, p.46).

Tiempo después, se cortaron el riser y el sondeo que estaba en su interior al ras de la BOP por medio de los robots “ROV”. A posteriori, se colocó una campana con una conexión “LMRP” para el montaje de otro riser con el fin de recolectar un volumen importante del petróleo, dado que parte del petróleo era derivado por las compuertas laterales del dispositivo para evitar la formación de hidratos de gas que podrían ocluirlo.

En simultáneo, estaba en construcción una nueva BOP especialmente diseñada para instalarse en la cabeza de pozo, en condiciones de surgencia después de retirar la instalada en el pozo, que se hallaba dañada e imposible de operar y con la cual no podían pescarse los trozos de barra de sondeo que se encontraban en la cabeza del pozo.

Por último, esta nueva BOP restituyó el control total del pozo y detuvo el derrame contaminante.

El resultado es significativo:

Volumen total de crudo derramado:

4,9 millones de barriles (816.000 m³)

Superficie contaminada: de 2500 a 68.000 millas cuadradas (86.500 a 180.000 km²)

(Velasco, 2010, p.46).

A continuación, será planteada la operación de un pozo costa afuera (offshore), con parámetros esenciales para conocer los puntos más importantes y recurrentes que deben tenerse en cuenta para el control de pozos offshore perforados bajo balance. En la Figura 63, se encuentra información básica requerida para la aplicación de protocolos en esta clase de operaciones. Adicionalmente para finalidad didáctica será trabajada una única ventana operacional de 10,5ppg de densidad del lodo de perforación en todo el tramo perforado. Es importante destacar que el siguiente caso de estudio, presenta un compendio de las situaciones operaciones más complejas registradas alrededor del mundo.

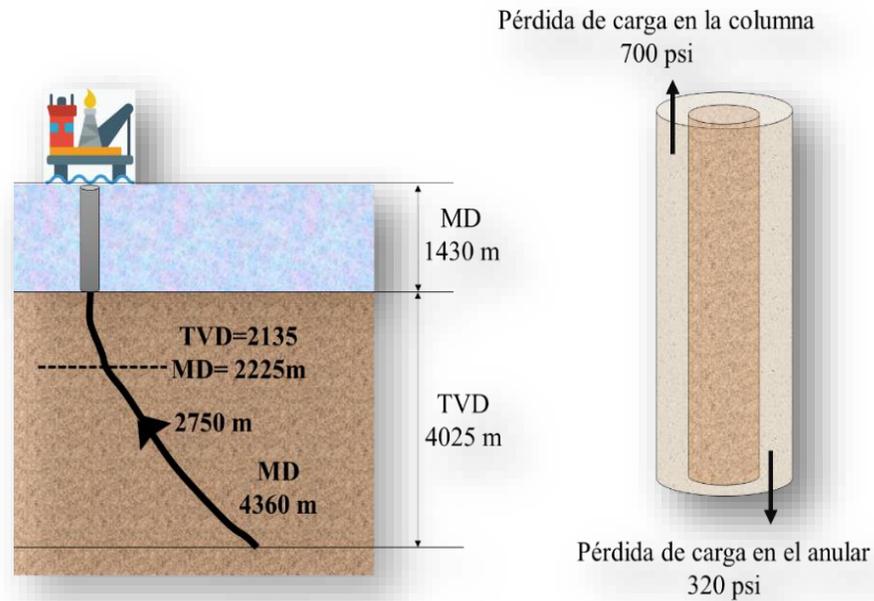


Figura 68. Estado mecánico del pozo en estudio e información de pérdida de carga en el anular y en la columna. (Anónimo).

En primera medida, es necesario conocer si el pozo está realmente perforado bajo balance, para ello, debe verificarse que la presión hidrostática sea menor a la presión de la formación. Teniendo en cuenta la información anteriormente mencionada se proceden las apuraciones necesarias aplicando la Ecuaciones 22 y 23.

$$P_H = \rho_{(ppg)} * 0,1744 * TVD \quad (22)$$

$$P_H = 10,5 * 0,1744 * 4025$$

$$P_H = 7202 \Rightarrow \text{del lodo}$$

$$P_f = \nabla_f(\text{psi/m}) * TVD \quad (23)$$

$$P_f = 1,8255 * 4025$$

$$P_f = 7347 \leftarrow$$

$$\text{Diferencial de presión } 7347 - 7202 = 145 \uparrow$$

De este modo, se comprueba que efectivamente la operación corresponde a una perforación bajo balance. Según el estado mecánico del pozo es colocado un tapón de cemento de 150m de largo en la zapata ubicada a 2750m; de esta manera, el peso del fluido en el pozo será incrementado, así, el tapón de cemento se extenderá hasta 2900m. Es importante destacar que dicho tapón tendrá un diferencial de presión tal que es susceptible a ocasionar una falla, permitiendo que la presión de fondo de pozo (BHP) aumente, usando la Ecuación 24 se puede concluir que:

$$P_H = \rho(\text{ppg}) * 0,1744 * \text{TVD(m)} \quad (24)$$

$$P_H = 10,5 * 0,1704 * 2900$$

$$P_H = 5188,68 \text{ psi } \uparrow \text{ Abajo del tapón}$$

$$P_H = 11,5 * 0,1704 * 2750$$

$$P_H = 5388,9 \text{ psi } \downarrow \text{ Encima del tapón}$$

De esta manera, resultan 200,22 psi de presión adicional ejercida bajo el tapón (*plug*) del cemento.

Una de las consideraciones más importantes en la perforación de pozos es el bombeo de fluido de perforación, de esta manera, es indispensable conocer la presión de bombeo cuando las

revoluciones de una bomba son alteradas, de esta manera, para este caso de estudio fue considerada una bomba de alta presión que al momento de trabajar con 80 SPM (*Strokes* por minuto) ejercía una presión de 4000 psi. Dada la sobrecarga generada y la viscosidad del fluido bombeado las revoluciones disminuyen a 70 SPM, así la nueva presión de bombeo será calculada a través de la siguiente ecuación (Ecuación 25):

$$\text{Nueva presión de bombeo} = (\text{Nueva velocidad} \div \text{antigua velocidad})_{\text{SPM}}^2 * \text{presión actual de bombeo} \quad (25)$$

$$\text{Nueva presión de bombeo} = (70 \div 80)_{\text{SPM}}^2 * 4000$$

$$\text{Nueva presión de bombeo} = 3063 \text{ psi}$$

Por otro lado, la densidad circulante equivalente, es considerada como la densidad efectiva ejercida por un fluido en circulación contra la formación; es fundamental para evitar pérdida de presión y controlar la presión del fluido y evitar así la fractura. Para el cálculo de este parámetro categórico aplicado al caso de estudio en la mitad de la distancia perforada (TVD=2135m; MD=2225m), es necesario usar la siguiente ecuación (Ecuación 26):

$$ECD_{ppg} = (\text{Pérdida de carga en el anular}_{\text{psi}} \div 0,1704 \div \text{TVD}) * \text{peso del lodo} \quad (26)$$

$$ECD_{ppg} = (320_{\text{psi}} \div 0,1704 \div \text{TVD}) * 10,5$$

$$ECD_{ppg} = 10,38_{ppg}$$

La presión máxima permisible en superficie (MPPS, por sus siglas en inglés) es definida como un factor de seguridad en superficie y de esta manera evitar una sobre-presurización de la formación y en superficie. Uno de los métodos de cálculo de esta presión mediante un ensayo de absorción, a continuación, la Figura 6 el respectivo ensayo para el pozo de este caso de estudio. Así pues, para conocer la MPPS en un punto específica es necesario llevar a cabo el cálculo subsecuente (Ecuación 27):

$$\text{Peso de Fractura} = (\text{presión del ensayo} \div 0,1704 \div \text{TVD de la zapata}) \quad (27)$$

$$\text{Peso de Fractura} = (1200 \text{ psi} \div 0,1704 \div 2750)$$

$$\text{Peso de fractura} = 13,9 \text{ ppg}$$

$$(\text{Peso de fractura} - \text{peso del lodo}) * 0,1704 * \text{TVD Zapata}$$

$$(13,9 - 10) * 0,1704 * 2750 = 890 \text{ psi}$$

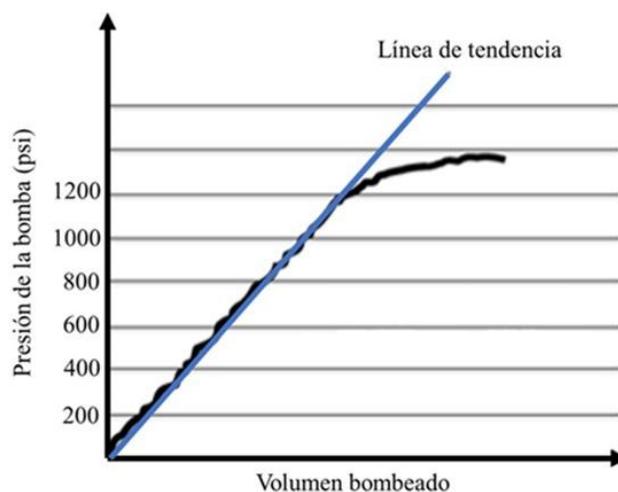


Figura 69. Ensayo de absorción para estimación del MPPS. Presión del ensayo 1200 psi, Peso de fractura 13,9 (Autoría propia).

Dentro de las operaciones costa afuera, es indispensable el uso del equipo inferior de la tubería vertical marina (LMRP, por sus siglas en inglés), el cual tiene como finalidad contener la sobre presurización generada a partir de las patadas de pozo, así, en el caso de desconexión de este equipo es necesario conocer la reducción de la presión hidrostática.

Es necesario tener en cuenta los siguientes parámetros propios de la operación:

Ubicación del *Air GAP* = 30m

Lámina de agua = 1430,

Peso del agua en el mar = 8,6ppg

Peso del lodo = 10,5

TVD del pozo = 4025m

$$((\text{Lamina de agua} + \text{Air Gap}) \times \text{peso del lodo}) - (\text{Lamina de agua} \times \text{peso de agua en el mar}) \times 0,1704$$

(28)

$$((1430 + 30) \times 10,5) - (1430 \times 8,6) \times 0,1704$$

517 *psi* De reducción en la presión

Los tapones de cemento son esenciales para el aislamiento de la formación o tomar acciones correctivas cuando es necesario llevar a cabo un desvío (*sidetrack*), para este caso en específico, fue asentado un tapón de cemento de 150m dentro de la zapata de revestimiento. El lodo será cambiado en su integridad por agua de mar. Teniendo en cuenta que la presión

equivalente de la formación bajo el tapón es de 12ppg, el agua de mar tiene un peso específico de 8,6ppg, para conocer el diferencial de presión a través del tapón de cemento es necesario llevar a cabo el siguiente cálculo (Ecuación 29).

$$2500m (\text{Tope del cemento}) + 150m(\text{tapón de cemento}) = 2650m \times 0,1704 \times 12 = 5419 \quad (29)$$

$$2500 m (\text{tope del cemento}) \times 0,1704 \times 8,6\text{ppg} = 3664 \text{ psi}$$

$$\text{Presión diferencial a través del tapón} = 1755\text{psi}$$

Dentro de la operación, se mató el pozo submarino. Antes de limpiar el *Stack* y cambiar el fluido del *riser*, la siguiente información fue puesta a disposición:

Profundidad del BOP = 915M TVD

Lodo del choque = 12,5 ppg

Lodo de *Kill Line* = 11,5 ppg

Para conocer la presión diferencial es necesario:

$$12,5\text{ppg} - 11,5\text{ppg} = 1\text{ppg}$$

$$1\text{ppg} \times 0,1704 \times 915 = 156 \text{ psi}$$

Dentro de la misma operación, ocurre una severa pérdida de circulación. Las bombas fueron apagadas, el pozo fue cubierto con agua salada (agua de mar) y permanece estático. De este modo, ¿Cuál es la reducción de la presión en el fondo de pozo con los 60m de agua, comparado con la presión antes de la circulación?, ¿Cuál es la cantidad de lodo requerido para compensar la pérdida hidrostática en caso de que las BOP sean desconectadas? (Ecuación 30)

RKB al fondo del mar = 260m

Air Gap = 35 m

Lamina de agua = 225m

Peso de lodo = 13,0 ppg

Peso del agua del mar = 8,6ppg

Altura del agua en el anular = 60m

$$(13\text{ppg} - 8,6\text{ppg}) \times 0,1704 \times 60\text{m} = 45 \text{ psi Reducción de la presión en fondo}$$

$$\frac{((\text{Lamina de agua} + \text{Air Gap}) \times \text{peso del lodo}) - (\text{Lamina de agua} \times \text{peso de agua en el mar})}{(\text{TVD del pozo} - \text{Air Gap} - \text{Lamina de agua})} \quad (30)$$

$$((225 + 35 \times 10,5) - (225 \times 8,6)) \div (820 - 35 - 225) = 1,2 \text{ ppg}$$

Finalmente, lo anteriormente expuesto, es condensado en una fácil herramienta de trabajo que permite visualizar cada una de las etapas descritas.

9. RESULTADOS Y DISCUSIONES

El éxito del control de pozos en operaciones costa afuera, radica en los equipos y en la disposición que se tenga durante la operación; no sobra recordar que la técnica bajo balance requiere de mayor atención debido a que, la presión hidrostática del fluido de perforación es ligeramente menor a la presión que ejerce la formación. Algunos de los fluidos utilizados en operaciones bajo balance y sobre balance se encuentran especificados en la Figura 71.

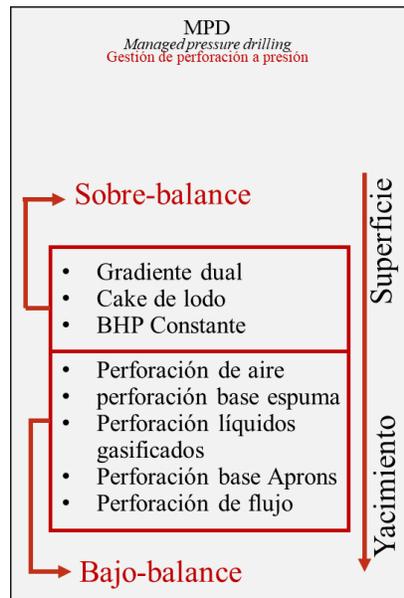


Figura 69. Diferencias entre fluidos de perforación en operaciones bajo y sobre balance (Ramalho & Davidson, 2006, p.3).

Del mismo modo, en la Figura 70, se ejemplifica el sistema de circulación del fluido de perforación, el cual es totalmente esencial durante las operaciones de control de pozo, debido a que las variaciones de presión que se requieran llevar a cabo en el pozo, en su mayoría son ejecutadas mediante el uso del lodo. Durante las operaciones costa afuera, hay otra variable

esencial y es la cantidad de sal que se encuentra en el lodo, debido a que, este tipo de fluidos es preparado con agua de mar.

Los sistemas de tratamiento son vitales para la recuperación del lodo, en la figura se observa como el lodo que está siendo circulado en el pozo pasa por los tamizadores, luego un separador que se encarga de limpiar al máximo sus impurezas; posteriormente, fluye hacia los tanques de almacenamiento en donde se le agregan aditivos de acuerdo a la demanda de la ventana del lodo.

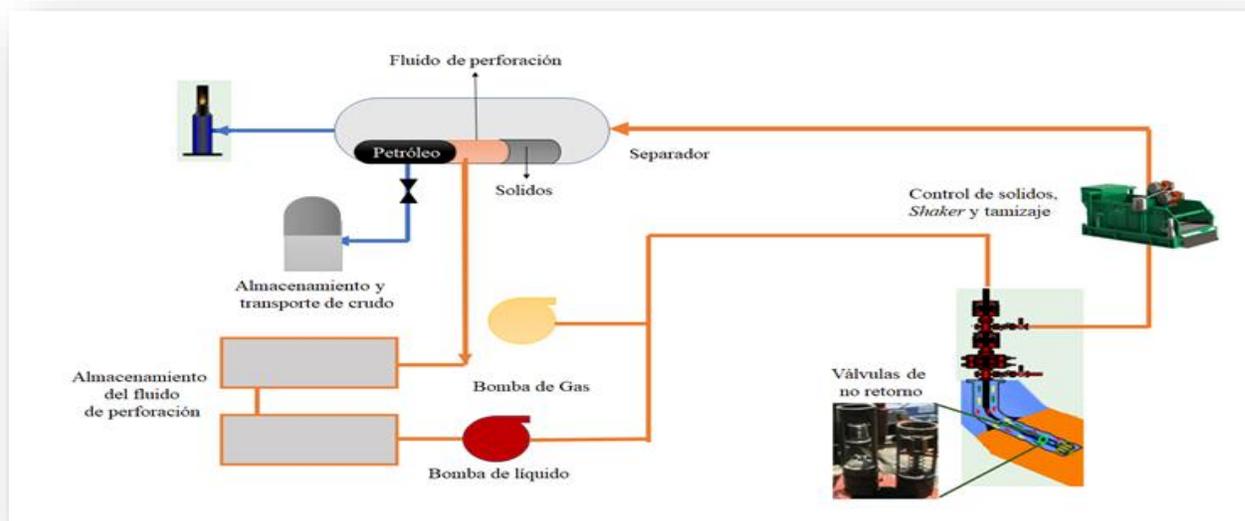


Figura 70. Esquema condensado de la circulación del fluid (Ramalho & Davidson, 2006, p.20).

Finalmente, el fluido es bombeado a la bomba de fluido y luego, a la bomba de gas, recordado que este tipo de procedimiento es esencial en procesos de perforación bajo balance. Por otra parte, para comprender las acciones necesarias que deben ser llevadas a cabo durante la operación, en la Figura 71 se presenta una matriz de riesgo donde se especifican las acciones correctivas pertinentes según la peligrosidad latente de los daños.

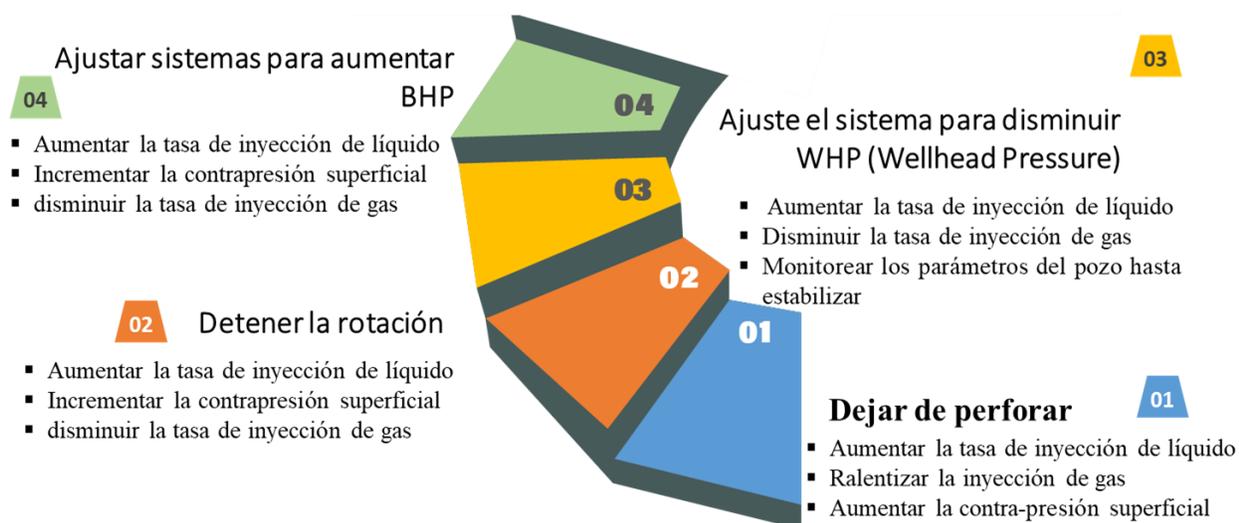


Figura 71. Acciones a tomar según los riesgos (Ramalho & Davidson, 2006, p.11).

Ahora bien en relación con la utilidad de los métodos de control de pozos utilizados en la perforación bajo balance, hemos podido deducir a lo largo de toda esta investigación bibliográfica que los métodos que más favorecen las operaciones de control de pozos son los siguientes:

Método del perforador: Este método es uno de los más utilizados ya que permite controlar los influjos de gas con altas tasas de migración; las cuales pueden ocasionar problemas en el momento de cerrar el pozo. Esta ventaja es muy útil en la perforación bajo balance ya que

en esta se requiere la expulsión rápida del gas que haya invadido el espacio anular. En ese mismo sentido, este método permite ser utilizado aunque no se cuente con material densificante en el sitio ya sea porque no es necesario o porque se encuentra no disponible.

Método de esperar y densificar: Este también es uno de los métodos que favorecen la perforación bajo balance ya que implica que estando el pozo cerrado se tenga que esperar mientras se prepara fluido de perforación con la densidad adecuada y así equilibrar la presión hidrostática con la presión de la formación sin correr el riesgo de fracturarla.

Método concurrente: Conocido también como el método de esperar y densificar lentamente. Este método también lo podemos utilizar en la perforación bajo balance porque nos permite ir circulando el influjo fuera del pozo, mientras el operador densifica gradualmente el fluido de control. Es importante tener en cuenta que estamos hablando de perforación bajo balance costa afuera con todos los posibles riesgos que esta trae; por ende este método lo debemos utilizar si la surgencia no es demasiado grande ya que, como mencionamos anteriormente, en este método se densifica lentamente y el objetivo es controlar el pozo lo más rápido posible.

Los otros métodos que se presentaron a lo largo de este trabajo, son una extensión, complemento o variación de los tres métodos arriba señalados. Algunos de éstos no se usan para densificar y controlar como lo es el método volumétrico o lubricar y purgar. Ya que se utilizan para aliviar las presiones de cierre y liberar en superficie las surgencia de gas. En ese mismo sentido consideramos que el método de la circulación inversa no se debería aplicar como forma de controlar un pozo perforado bajo balance ya que se corre el riesgo de que se taponen las boquillas de la broca, lo cual aumentaría de sobremanera la presión en el anular comprometiendo así la integridad de la formación, además, como los fluidos utilizados en perforación bajo

balance son livianos o aireados, las surgencias de gas llegarían a superficie por el espacio anular muy rápido por lo que consideramos no tendría mucho sentido devolver el influjo; en lugar de ello se puede usar el método volumétrico para extraer o purgar esta surgencia.

Por otro lado, es importante que tengamos en cuenta situaciones operacionales que se pueden presentar en la perforación de pozos bajo balance en costa afuera. Durante esta operación es posible evidenciar una disminución en la densidad equivalente de circulación, lo cual representa un influjo en el pozo.

Cuando se presenten problemas operacionales es necesario conocer las presiones reducidas de circulación, ya que ésta debe ser controlada para evitar una patada de pozo, en este sentido, ésta debe ser calculada estratégicamente durante la operación siempre que exista un cambio en el peso del fluido de perforación. También, para reducir los riesgos de fractura de la formación durante el control de pozos, es muy importante la detección a tiempo de una patada de un influjo.

Si por ejemplo se está perforando una zona de transición, se debe detener la perforación y hacer una evaluación del pozo, determinar las características petrofísicas de la formación. Por otro lado, si se llegara a presentar un aumento desproporcionado del gas en las lecturas y controles del fluido en superficie, es necesario iniciar una verificación del flujo y controlar los datos de presurización de la formación que estemos perforando.

Puede suceder también que se perfore en formaciones con gases rasos, esto puede originar que disminuya más de lo necesario la columna hidrostática dejando abierta la posibilidad de que la formación se derrumbe en el anula. Durante una operación de cambio de broca, mientras la columna está fuera del pozo, la temperatura del fluido en el riser cae

equiparándose a la temperatura del agua de mar, con este cambio de temperatura el peso del lodo se aumenta, modificando así la ventana operacional del fluido

Si se presentan discrepancias en las lecturas de los niveles de lodo durante la operación, y no hay ninguna anomalía en los sacudidores de lodo, entonces tenemos un problema, los cuales son bastante comunes en las plataformas marinas, generalmente asociadas a movimientos de anclaje y balance.

Ahora bien, después de haber hecho algunas discusiones sobre la perforación bajo balance en costa afuera, muchos se pueden estar haciendo la siguiente pregunta. ¿Está Colombia en capacidad de hacer perforación bajo balance costa afuera?

Para dar respuesta al interrogante debemos decir en primer lugar que, para saber si es posible que se inicien operaciones de perforación bajo balance en aguas colombianas se debe tener plenamente identificadas las zonas y determinar si los yacimientos son aptos para emplear esta forma de perforación. No obstante, suponiendo que las condiciones anteriormente mencionadas se cumplen, no creemos que nuestro país tenga la capacidad o por lo menos no por ahora porque a pesar que tenemos la necesidad de aumentar las reservas de crudo, la producción en las aguas del mar Caribe no son muy prometedoras ya que según el portal de internet *Crudotransparente* (Crudotransparente, 2019) en el 2019 de los 17 contratos que tenía nuestra Nación con compañías operadoras, solo una estaba produciendo.

Tabla 35*Contratos offshore en Colombia a febrero de 2019*

BLOQUE	OPERADORA	ESTADO	Area (Ha)
COL 1	ANADARKO COLOMBIA COMPANY	EVALUACION TECNICA CON ANH	1430120,24
GUA OFF 1	REPSOL EXPLORACION COLOMBIA S.A.	EVALUACION TECNICA CON ANH	1228357,83
COL 2	ANADARKO COLOMBIA COMPANY	EVALUACION TECNICA CON ANH	1206618,09
COL 4	REPSOL EXPLORACION COLOMBIA S.A.	EVALUACION TECNICA CON ANH	1079330,81
COL 6	ANADARKO COLOMBIA COMPANY	EVALUACION TECNICA CON ANH	1034790,76
COL 7	ANADARKO COLOMBIA COMPANY	EVALUACION TECNICA CON ANH	985324,27
COL 3	SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION COLOMBIA GMBH (SEPC)	EVALUACION TECNICA CON ANH	950631,02
GUA OFF 3	SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION COLOMBIA GMBH (SEPC)	EVALUACION TECNICA CON ANH	949350,56
COL 5	ANADARKO COLOMBIA COMPANY	EVALUACION TECNICA CON ANH	741473,45
TAYRONA	PETROBRAS INTERNATIONAL BRASPETRO B.V.	EXPLORACION CON ANH	1300434,21
FUERTE SUR	ANADARKO COLOMBIA COMPANY	EXPLORACION CON ANH	258768,47
PURPLE ANGEL	ANADARKO COLOMBIA COMPANY	EXPLORACION CON ANH	223761,83
SIN OFF 7	SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION COLOMBIA GMBH (SEPC)	EXPLORACION CON ANH	176748,36
RC-12	REPSOL EXPLORACION COLOMBIA S.A.	EXPLORACION CON ANH	135235,52
RC-10	ONGC VIDESH LTD SUCURSAL COLOMBIANA	EXPLORACION CON ANH	133827,11
RC-7	ECOPETROL S.A.	EXPLORACION CON ANH	117599,01
GUAJIRA	CHEVRON TEXACO PETROLEUM COMPANY	PRODUCCION EN ASOCIACION CON ECP	81971,01
		TOTAL	12034342,55

La tabla 35 muestra los contratos que tiene Colombia en relación a la perforación offshore (Crudotransparente, 2019)

10. CONCLUSIONES

A continuación enumeraremos uno a uno los objetivos de este trabajo de investigación para así, dar respuesta a cada uno de ellos.

1. Identificar los problemas operacionales que se presentan en la perforación de pozos offshore bajo balance. En relación con este objetivo llegamos a las siguientes conclusiones:

- Durante los eventos de control de pozo, los retornos se conducen a través de las líneas de estrangulamiento que se extienden desde la BOP submarina hasta el múltiple de estrangulación en superficie. Por esta razón, se debe tener en cuenta la fricción adicional en los procedimientos y en los cálculos, considerando los efectos en la formación, consideraciones en la puesta en marcha y los efectos generados por el gas, gas/lodo, y lodo fluyendo hacia las líneas.
- Cuando se emplea el método del perforador se necesita más tiempo para controlar el pozo que cuando se utilizan otros métodos, ya que, puede generar en el espacio anular, una presión ligeramente mayor que en los otros métodos; esto, debido a la falta de presión hidrostática adicional del fluido de control en la circulación inicial.
- Debido a la lejanía, al tiempo y al costo extra para sacar los preventores, se hacen consideraciones adicionales y se colocan equipos extra de respaldo.
- Es indispensable el uso del vehículo operado en forma remota (ROV) para detectar los posibles brotes en el fondo del lecho marino cuando aún no se ha conectado la tubería marina.
- Rara vez se logra controlar un pozo con una sola circulación debido a que, el desplazamiento del fluido en el espacio anular es ineficiente.

2. Definir los parámetros y las variables categóricas presentes en los procesos de perforación de pozos bajo balance. En relación con este objetivo, llegamos a las siguientes conclusiones:

- El conjunto de preventores submarinos y los equipos asociados al mismo, son más grandes y más complejos que la mayoría de los preventores de superficie.
- Se debe tener un control constante del contenido de sal presente en el lodo o fluido de perforación ya que el agua con que éste es preparado, es agua de mar.
- Debido a que en las operaciones de perforación bajo balance se requieren fluidos aireados, es indispensable disponer siempre de bombas en stand by tanto de líquido como de gas.
- La profundidad del agua y la geología representan desafíos que requieren equipos, procedimientos y capacitaciones adicionales en temas como:
 - ✓ Zonas de aguas someras y gas somero.
 - ✓ Efecto del fluido en la tubería marina ascendente (riser) vs profundidad del agua.
 - ✓ Sistema de desviación y desviadores.
 - ✓ Hidratos.
- La presión de fondo cuando se emplea gas natural, será menor que cuando se perfora con aire para un volumen de inyección que proporcione un transporte de cortes equivalente.

- Cuando se perfora con gas natural el tamaño del pozo a perforar es cuidadosamente considerado, debido a que cualquier pequeña desviación o reducción del diámetro del hueco podría reducir significativamente el caudal de inyección.
- Es sumamente importante tener en cuenta la calidad y la estabilidad de la espuma, la reología y todas variables necesarias de los fluidos para que se pueda garantizar una buena limpieza en el pozo.
- **3.** Estudiar la eficacia de los métodos de control de pozos más empleados por las compañías operadoras. En relación a esto, pudimos concluir lo siguiente:
- Las técnicas más comunes que se utilizan en el control de pozo mediante la circulación son: El método del perforador, el método de esperar y densificar y por último, el método concurrente o combinado.
- Todos estos métodos empleados para el control de brotes en un pozo, utilizan prácticamente los mismos procedimientos y sólo difieren en definir cuándo circular y si se utilizará o no un fluido con peso de control.

4. Identificar los casos de éxito y las lecciones aprendidas de la perforación de esta clase de pozos a nivel mundial. En relación con este objetivo debemos decir lo siguiente:

- En los últimos 40 años, se han presentados grandes catástrofes en la perforación de pozos costa afuera, pero lastimosamente no se cuenta con mucha información que nos permita determinar a fondo las posibles causas operacionales que conllevaron a estos sucesos.
- Debido a la poca información existente, solo fue posible analizar las verdaderas causas que originaron el monumental desastre ocurrido el pozo Macondo, ubicado en el Golfo de México. De este suceso nos dejó como enseñanza, que es de suma importancia prestar mucha

atención a las pruebas de presión que realicen en el pozo. También, debemos utilizar todas las herramientas establecidas en el diseño y se deben respetar los tiempos de fraguado de la lechada, sin importar los retrasos que se presenten.

11. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

"Flujo en estranguladores". (s.f).

Almaraz, J., Barajas, M., Chavarría, D., Domínguez, M., Ortiz, Y., & Romero, R. (2018).

Control de brotes. Ciudad de México.

Baroid. (1999). *Manual de fluidos baroid*. Houston.

Baroid. (2008). *QUIK-FOAM*.

Blanco, A., & Vivas, J. (2015). *Fracturas con espumas, con nitrógeno. Metodología de diseño y consideraciones técnico-operativas*.

Brandt, W., Dang, A., Magne, E., Crowley, D., Houston, K., Rennie, A., . . . Rushton, S. (1998).

Deepening the Search for Offshore Hydrocarbons. *Oilfield Review 10, no. 1*, 18.

Calderón, J., y Martínez, A. (2019). *Análisis del influjo en el caso macondo con el fin de generar recomendaciones para ser aplicadas en el caribe colombiano*. Bogotá.

Crudotransparente. (2019). Offshore en la región caribe: 2019. Obtenido de

<https://crudotransparente.com/2019/05/16/offshore-en-la-region-caribe/>

DATALOG. (2002). *Manual de perforación procedimientos y operaciones en el pozo* (Vol. 1.0).

Calgary, Alberta, Canadá.

Delgado, J., Martínez, R., Montes, R., Pérez, L., Quintero, I., & Tuz, E. (2018). *Control de*

brotes durante la perforación de pozos costa afuera. Ciudad de México.

Don M, H. P., & Weatherford Drilling & Intervention, S. (February de 2003). Well Control

Considerations – Offshore Applications of Underbalanced Drilling Technology.

SPE/IADC.

Dorado, B., Hurtado, R., Molina, P., y Torrez, D. (2016). *Perforación bajo balance*. Bolivia.

Durán, E., & Kaintz, A. (2011). Sistema MPD o como mantener el pozo bajo control sin fracturar la formaciones durante la perforación. *Petrotecnia*.

EXTRA el diario de todos. (20 de Septiembre de 2017). Ecopetrol comenzó su primera perforación “costa afuera” en el mar caribe colombiano. *Extra el diario de todos*.

Obtenido de <http://cali.extra.com.co/noticias/econom%C3%ADa/p/ecopetrol-comenzo-su-primera-perforacion-costa-afuera-en-el-350155>

García, C. (2019). *Control de pozos*. México.

García, P., & Hernández, E. (s.f.). *Limpieza de pozos verticales con sistemas de fluidos base no acuosa empleados durante la perforación en aguas profundas*. Tesis, Mexico, D.F.

Hannegan, D., & Wanzer, G. (March de 2001). Underbalanced Operations Continue Offshore Movement. *SPE*.

Hernández, A., Martines, I., & Mijares, S. (2019). *Caso práctico de perforación bajo balance*. Tesis, México, D.F.

Imneuquen.com. (01 de Mayo de 2019). *Imneuquen.com*. Obtenido de <https://www.imneuquen.com/ya-esta-el-pais-la-barcaza-que-permitira-exportar-el-gas-vaca-muerta-n622262>

International Association of Drilling Contractors. (2012). Underbalanced and managed pressure drilling operations. *IADC*, 15.

Méndez, C., Paredes, R., & Serapio, J. (2012). “*Caracterización reológica y tixotrópica de un fluido espumado, usado para la perforación de yacimientos naturalmente fracturados y/o*

- depressionados*. Tesis, Universidad Nacional Autónoma de México, facultad de ingeniería. México D.F.
- Montiel, U. O. (2013). *Control de pozos en aguas profundas*. Tesis, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, Mexico.
- Oliveira, J. A. (10 de 01 de 2015). *VA DE BARCOS*. Obtenido de Buques de perforación. El Discoverer Enterprise.: <https://vadebarcos.net/2015/01/10/buques-perforacion-discoverer-enterprise-drillship/>
- PEMEX. (s.f.). *Fórmulas y tablas para trabajos de perforación y mantenimiento de pozos*.
- Pérez, J. K., & Gonzáles, A. D. (2014). *Estado del arte de las estructuras offshore en el caribe*. Tesis, Universidad Católica de Colombia, Bogotá.
- PerfoBlogger - Drilling Blog. (2019). *Problemas Comunes y Complicaciones durante las Operaciones de Control de Pozos*.
- (s.f.). *Perforación bajo balance*. Obtenido de docdownloader.com-pdf-perforacion-bajo-balance-tecnica-niebla-y-espuma-dd_0e1541999b87504f4fb9a7b5df7c8ade.pdf
- Pinzón, G., & Silva, K. (2012). *Control de la presión en aguas profundas durante la perforación*. Bucaramanga.
- Portafolio. (26 de Agosto de 2014). El offshore se consolidó en la Ronda Colombia 2014. *Portafolio*. Obtenido de <https://www.portafolio.co/economia/finanzas/offshore-consolido-ronda-colombia-2014-50096>
- Pretelt, W. G. (2015). *Análisis y evaluación de amenazas a unidades móviles de perforación de hidrocarburos costa afuera en el caribe colombiano(Tesis de maestría)*. Comando General Fuerzas Militares.

- Ramalho, J., & Davidson, I. A. (Noviembre de 2006). Well-Control Aspects of Underbalanced Drilling Operations. *SPE Internacional*.
- Ramírez, A. (2018). *Análisis de la Prevención y Solución para el Control de Brotes Petroleros*. México D.F.
- Sector Marítimo Ingeniería Naval. (12 de 06 de 2015). *Sector marítimo ingeniería naval*.
Obtenido de Plataformas petrolíferas,¿las conoces todas?: <https://sectormaritimo.es/tipos-plataformas-petroliferas>
- Sepúlveda, O. L. (2010). *Evaluación de las oportunidades de perforación underbalanced en el campo colorado*. Tesis, Universidad Industrial de Santander, escuela de ingeniería de petróleos. Bucaramanga.
- Silver Automation Instruments. (2020). *Medidores de flujo de turbina (TUF) utilizados en el campo de la industria*. Obtenido de Medidores de flujo de turbina (TUF) utilizados en el campo de la industria: <https://www.silverinstruments.com/product/pressure-measurement/>
- VELA, L. G. (2005). *Perforación bajo balance: equipo y técnicas*. México, D.F.
- Velasco, G. (2010). *Posibles causas del accidente de la plataforma Deepwater Horizon*. Petrotecnia.
- Velasco, G. (2010). *Posibles causas del accidente de la plataforma deepwater horizon*.
- Wild Well Control. (s.f.). *Control de pozos submarinos*.
- Wild Well Control. (s.f.). *Métodos de control de pozo*.