

**CONTROL DE LA PRESIÓN EN AGUAS PROFUNDAS DURANTE LA
PERFORACIÓN**

**GENNY CAROLINA PINZÓN AGREDO
KATHERINE LORENA SILVA ALONSO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

**CONTROL DE LA PRESIÓN EN AGUAS PROFUNDAS DURANTE LA
PERFORACIÓN**

**GENNY CAROLINA PINZÓN AGREDO
KATHERINE LORENA SILVA ALONSO**

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

Director

**OSCAR VANEGAS ANGARITA
Ingeniero de Petróleos**

Co-director

**YESID GEOVANNI CASTAÑO CERPA
Ingeniero de Perforación - Profesional II**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

DEDICATORIA

A Dios por regalarme la oportunidad de vivir, ser mi refugio guía en los momentos de angustia, por todas las bendiciones que me ha dado y por permitirme alcanzar uno de los muchos logros que tiene predestinados para mí.

A las dos personas más importantes en mi vida, mis padres Oliva Agredo y Hernando Pinzón por darme la oportunidad de realizar mis sueños y convertirme en una profesional, por apoyarme incondicionalmente y estar siempre en los momentos que más los necesité en este largo y difícil camino que es la vida, por todos los regaños, palabras de cariño y consejos que me han permitido ser la persona que soy y por ser el motor que me impulsaba a seguir adelante.

A mis hermanos y hermanas por apoyarme en el transcurso de esta carrera y estar siempre en los momentos que los necesité.

A mis amigos con los que he compartido alegrías y que fueron ese apoyo incondicional en los momentos de tristezas, especialmente a Laura y su hermoso bebé Jeronimo, Harold, Tame, Rolito, William y Nestor.

Genny Carolina Pinzón Agredo

A Dios, por su infinita misericordia, por iluminarme en cada momento de mi vida y ayudarme a superar los obstáculos.

A mis padres por darme la vida, porque fueron la motivación que me ayudó en cada momento a continuar y superar los momentos difíciles, por darme la oportunidad de estudiar para ser una mejor persona. Especialmente quiero dedicar este proyecto a mi tío Jesús Ramírez y a mi mamá, porque confiaron en mí y a pesar de las dificultades en el camino, se esforzaron siempre por brindarme todo su apoyo, además porque sé que hoy comparten mi alegría y se sienten orgullosos de que haya cumplido una meta más.

A mis hermanos por ser parte importante de mi vida y apoyarme en los momentos que más los necesité, por alentarme siempre a superar las dificultades y continuar en el camino.

A mis amigos y mi novio, que me brindaron su amistad y apoyo en los momentos difíciles, que compartieron mis alegrías y triunfos, fueron y seguirán siendo parte especial de mi vida.

Katherine Lorena Silva Alonso

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos primeramente a Dios por permitirnos culminar exitosamente este proyecto y habernos dado la fuerza para superar los momentos difíciles.

Al ingeniero Yesid Geovanny Castaño Cerpa, por todo el apoyo brindado, esfuerzo y dedicación, su dirección fue de gran importancia para el desarrollo de este proyecto.

Al ingeniero Alexander Martínez por haber creído en nosotras y habernos apoyado en el momento que más lo necesitábamos.

Al ingeniero Oscar Vanegas por su colaboración y confianza puesta en nosotras.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	27
1. PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS	29
1.1. HISTORIA DE LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS	29
1.2. DEFINICIÓN DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS.....	33
1.3. ESTADÍSTICAS MUNDIALES SOBRE LAS RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS.....	35
1.4. ACCIDENTES EN OPERACIONES COSTA AFUERA.....	39
1.4.1. Reventones en operaciones costa afuera	42
2. RIESGOS GEOLÓGICOS PARA LA PERFORACIÓN Y ESTABILIDAD DE POZOS COSTA AFUERA	55
2.1 COMPLEJIDAD E INESTABILIDAD DEL FONDO MARINO	58
2.1.1 Sedimentos en el fondo marino suaves, con alto contenido de fluidos	59
2.1.2 Rápido y alto volumen de sedimentación.....	61
2.1.3 Topografía accidentada, escarpada y pendiente	63
2.2. CIMIENTOS DEL FONDO MARINO ACTIVOS Y CAMBIANTES	65
2.2.1. Fallas activas	65
2.2.2. Continuas deformaciones del fondo marino	67
2.3. DEFINICIÓN DE GEOPRESIÓN	67
2.3.1. Presión de Sobrecarga.....	68
2.3.2. Presión de Poro.....	68
2.3.2.1. Presión de Poro Normal	70
2.3.2.2. Presión de Poro Anormal.....	71
2.3.3. Presión de Fractura o Gradiente de Fractura.....	72

2.4.	FORMACIONES GEOPRESIONADAS	74
2.4.1.	Diapiros y Volcanes de lodo.....	76
2.4.2.	Domos salinos.....	78
2.4.3.	Ventanas de gas	79
2.4.4.	Montículos o socavaciones (pockmarks).....	80
2.5.	RIESGOS GEOLÓGICOS DURANTE LA PERFORACIÓN ASOCIADOS A LA PRESIÓN.....	82
2.5.1.	Shallow Gas Flow (Flujo de Gas Somero)	82
2.5.2.	Shallow Water Flow (Flujo de Agua Somera).....	83
2.5.3.	Hidratos De Gas.....	85
2.6.	IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS SOMEROS	89
2.7.	POZOS SOMETIDOS A ALTA PRESIÓN, ALTA TEMPERATURA (HPHT)	92
3.	EVALUACIÓN Y CONTROL DE LA PRESIÓN	95
3.1.	CUANTIFICACIÓN DE LA PRESIÓN.....	95
3.1.1.	Presión de sobrecarga.....	96
3.1.2.	Presión de poro.....	97
3.1.3.	Presión de fractura.....	99
3.2.	PREDICCIÓN DE GEOPRESIÓN ANTES DE LA PERFORACIÓN	103
3.2.1.	Pozos de Correlación	105
3.2.2.	Velocidades sísmicas.....	108
3.3.	MEDICIÓN EN TIEMPO REAL DURANTE LA PERFORACIÓN	113
3.3.1.	MWD (Measurement While Drilling) / LWD (Logging While Drilling)	113
3.3.2.	PWD (Pressure While Drilling)	115
3.3.3.	Registros de lodo	120
3.4.	MÉTODOS DE CONTROL DE LA PRESIÓN DURANTE LA PERFORACIÓN	121
3.4.1.	Perforación Desbalanceada (UBD, Underbalanced Drilling)	122
3.4.2.	Perforación con Manejo de la Presión (MPD, managed pressure drilling)	123
3.4.2.1.	Presión de Fondo Constante (CBHP).....	127

3.4.2.2.	Perforación con Tapón de Lodo (MCD)	130
3.4.1.2.1.	Perforación con Tapón de Lodo Presurizado (PMCD)	131
3.4.1.2.2.	Perforación con Tapón de Lodo Flotante (FMCD)	133
3.4.1.2.3.	Perforación con tapón de lodo controlado (CMCD)	134
3.4.2.3.	Perforación con Gradiente Dual (DGD)	135
3.4.2.4.	Método HSE o de Control de Retorno del Flujo (RFC)	140
3.4.2.5.	Nuevas variaciones de MPD.....	141
3.4.3.	Reducción de la Densidad Equivalente de Circulación (ECD)	143
4.	CONTROL DEL POZOS COSTA AFUERA DURANTE UNA PATADA.....	147
4.1.	EQUIPO PARA EL CONTROL DE POZOS.....	147
4.1.1.	Preventoras de Reventones (BOP's, Blowout Preventer)	148
4.1.2.	Lower Marine Riser Package (LMRP)	151
4.1.3.	Riser marino y ensamblaje del Diverter.....	152
4.1.4.	Choke Manifold	155
4.1.5.	Sistema de control.....	157
4.2.	CONTROL PRIMARIO DEL POZO.....	160
4.2.1.	Prevención y detección de una patada	161
4.3.	CONTROL SECUNDARIO DEL POZO	165
4.3.1.	Conceptos básicos.....	165
4.3.1.1.	Resistencia del gel en las líneas C&K	165
4.3.1.2.	Presión por fricción de la línea de choke (CLFP).....	166
4.3.1.3.	Máxima presión de superficie permisible en el anular (MAASP).....	170
4.3.1.4.	Margen del riser.....	172
4.3.2.	Cierre del pozo	173
4.3.3.	Métodos de control (procedimiento para matar el pozo)	176
4.3.3.1.	Método del perforador	178
4.3.3.2.	Método del ingeniero (espera y peso)	181
4.3.3.3.	Método volumétrico dinámico	183
4.3.4.	Manejo del gas en el riser	185
4.3.5.	Limpieza de la BOP (gas atrapado)	187

4.4. CONTROL DEL POZO CUANDO SE PRESENTA PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN	188
4.5. CONTROL TERCARIO DEL POZO	190
5. NUEVA REGLAMENTACIÓN PARA LA PERFORACIÓN COSTA AFUERA	191
5.1. MODIFICACIONES API.....	192
5.2. RECOMENDACIONES DEL GIRP (Global Industry Response Group)..	193
5.3. REPUESTA DEL GOBIERNO DE ESTADOS UNIDOS AL INCIDENTE DE MACONDO	194
5.3.1. Nuevas reglas y regulaciones	196
5.4. BRASIL	203
5.4.1. Antecedentes	203
5.4.2. Respuesta de Brasil al accidente de Macondo	206
5.5. MAR DEL NORTE	208
5.5.1. Unión Europea	208
5.5.2. Noruega	211
5.5.3. Reino unido, UK	212
5.5.4. Regulaciones ambientales en el Mar del Norte.....	215
5.6. ÁFRICA OCCIDENTAL.....	219
5.6.1. Angola.....	219
5.6.2. Nigeria.....	222
5.7. COLOMBIA.....	224
6. PERFORACIÓN EXPLORATORIA EN LA COSTA CARIBE COLOMBIANA	230
6.1. CUENCAS SEDIMENTARIAS COSTA AFUERA EN EL CARIBE COLOMBIANO	230
6.1.1. Guajira Offshore.....	230
6.1.2. Los Cayos	231
6.1.3. Urabá	231
6.1.4. Sinú offshore	232
6.1.5. Colombia	233
6.2. ESTADO ACTUAL DE LOS BLOQUES.....	235

6.3. HISTORIA DE LA PERFORACIÓN COSTA AFUERA EN EL CARIBE COLOMBIANO	238
6.3.1. Campo Chuchupa	238
6.3.2. Pozo Almeja 1	240
6.3.3. Pozo Cartagena 1	241
6.3.4. Pozo Cartagena 2	242
6.3.5. Pozo Cartagena 3	242
6.3.6. Pozo Fuerte 1	247
6.3.7. Pozo San Diego 1	252
6.3.8. Pozo San José 1	254
6.3.9. Pozo Jarara 1	263
6.3.10. Pozo Cartagena 4	265
6.3.11. Pozo Arazá 1	270
6.4. ANÁLISIS DE LOS PROBLEMA EN LOS POZOS Y ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN.....	272
7. CONCLUSIONES.....	278
8. RECOMENDACIONES	279
BIBLIOGRAFÍA.....	280

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Unidades de Perforación Costa Afuera.....	31
Figura 2. Unidades de Perforación y Producción.....	33
Figura 3. Mapa de regiones que poseen hidrocarburos en aguas profundas y ultra profundas.....	35
Figura 4. Mapa del triángulo de oro, áreas de desarrollo y número de pozos en aguas profundas	36
Figura 5. Producción Mundial de Crudo – Tierra y costa afuera.....	38
Figura 6. Producción en aguas profundas de petróleo y gas (> 500 metros) a mediados del 2010 ('000 barriles de petróleo equivalente por día).....	39
Figura 7. Derrame en el Canal de Santa Bárbara.....	46
Figura 8. Plataforma Bravo Ekofisk.....	47
Figura 9. Derrame del pozo IXTOC-I	49
Figura 10. Incendio en Enchova Central.....	52
Figura 11. Plataforma Steelhead	53
Figura 12. Plataforma Deepwater Horizon antes y después del accidente en Macondo	54
Figura 13. Perfil del lecho oceánico	57
Figura 14. Peligros geológicos offshore.....	58
Figura 15. Efecto de la rápida sedimentación en la presión y consolidación de la formación.....	62
Figura 16 . Clasificación de la presión de poro	69
Figura 17. Comparación de la ventana de operación en tierra y en mar	72
Figura 18. Diferencia entre presión de poro (PP) y gradiente de fractura (FG) en aguas someras, profundas y ultra profundas	73
Figura 19. Salida de gas desde el lecho marino	79
Figura 20. Distribución global de hidratos.....	85
Figura 21. Diagrama de fases de estabilidad de los hidratos	87
Figura 22. Proceso para la predicción de la presión	104
Figura 23. Registros de pozos de correlación en el Golfo de México	107
Figura 24. Transformación de velocidad sísmica a presión de poro	109
Figura 25. Predicción de la presión a partir de tomografía sísmica	111
Figura 26. Cuantificación de un área del subsuelo	112
Figura 27. Configuración de la herramienta PWD.....	117
Figura 28. Respuesta de la herramienta PWD.....	118
Figura 29. Comparación entre perforación convencional y con CBHP	129
Figura 30. Perforación con tapón de lodo presurizado- PMCD.....	132

Figura 31. Típico diseño de revestimiento vs. diseño ideal.....	136
Figura 32. Configuración del sistema de perforación con gradiente doble	138
Figura 33. Ventana de operación con perforación convencional vs gradiente doble	139
Figura 34. Comportamiento de la presión con el método de reducción de la ECD	145
Figura 35. Diseño de la ECDRT.....	146
Figura 36. Sistema del Stack	147
Figura 37. BOP submarino	148
Figura 38. Configuraciones del Conjunto de Preventoras (BOP's Stack)	150
Figura 39. Configuración del diverter con dos o una línea de alivio.....	154
Figura 40. Choke manifold.....	155
Figura 41. Sistema de control Multiplex del BOP.....	158
Figura 42. Esquema del método de prueba 1	167
Figura 43. Esquema del método de prueba 2.....	168
Figura 44. Esquema del método de prueba 3.....	169
Figura 45. MAASP	171
Figura 46. Determinación del margen del riser	172
Figura 47. Diagrama de flujo del proceso de control de pozo	177
Figura 48. Incremento de la presión al final del procedimiento de matar.....	182
Figura 49. Método volumétrico dinámico	184
Figura 50. Estructura OSPRAG	214
Figura 51. Mapa de Cuencas sedimentarias en Colombia	234
Figura 52. Mapa de tierras 2012.....	236
Figura 53. Ubicación del campo Chuchupa en la Costa Caribe Colombiana.....	239
Figura 54. Pozo Fuerte No. 1.....	247
Figura 55. Ubicación Pozo San Diego 1	253
Figura 56. Pozo San José 1.....	255
Figura 57. Ubicación pozo Jarara 1	263
Figura 58. Ubicación del pozo Cartagena 4.....	266
Figura 59. Perfil del casing del pozo Cartagena 4	267

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Descubrimientos significativos en aguas profundas en 1980s.....	30
Tabla 2. Definición de Aguas Profundas y Ultra-profundas	34
Tabla 3. Número de reventones experimentados durante diferentes fases operacionales.....	40
Tabla 4. Promedio de gradientes de presión de poro normal	70
Tabla 5. Métodos para la Identificación de Riesgos.....	91
Tabla 6. Clasificación de pozos HPHT.....	93
Tabla 7.Recomendaciones para incrementar las mediciones de seguridad	196
Tabla 8. Regulación en los principales países que operan costa afuera	227
Tabla 9. Estado de los bloques costa afuera en el Caribe Colombiano.....	237
Tabla 10. Análisis de intervalos de interés perforados en el pozo Cartagena 3 ..	245
Tabla 11. Programa de lodo y casing diseñado antes de la perforación para el pozo Fuerte 1	249
Tabla 12. Perfil de presión de poro encontrado durante la perforación del pozo Fuerte 1.	250
Tabla 13. Comportamiento de la presión de poro del pozo San Diego.....	257
Tabla 14. Zonas de variación de la presión	269
Tabla 15. Comportamiento de la presión de poro en el pozo Arazá 1	271
Tabla 16. Problemas asociados a la presión de los pozos en la costa Caribe Colombiana y métodos de control propuestos	272

LISTA DE SIGLAS Y ABREVIATURAS

2D, 3D	Dos Dimensiones, Tres Dimensiones
AFP	Presión de Fricción en el Anular (Annulus Friction Pressure)
ANH	Agencia Nacional de hidrocarburos
ANP	Agencia Nacional del Petróleo Brasil
AS	Sistema Acústico (Acoustic System)
API	Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute)
AUV	Vehículo Subacuático Autónomo (Autonomous Underwater Institute)
AVO	Variaciones de Amplitud con Desplazamiento (Amplitude Variation with Offset)
BEP	Barriles Equivalentes de Petróleo
BHA	Ensamble de Fondo de Pozo (Bottom Hole Assembly)
BHP	Presión de Fondo (Bottomhole Pressure)
BI	Barril
BOEM	Oficina de Gestión de la Energía Oceánica (Bureau of Ocean Energy Management)
BOEMRE	Oficina de Gestión, Regulación y Cumplimiento de Energía Oceánica (Bureau of Ocean Energy Management, Regulation, and Enforcement)
BOP	Preventora de Reventones (Blowout Preventer)
BP	British Petroleum
BSEE	Oficina de Seguridad y Control Ambiental (Bureau of Safety and Environmental Enforcement)
CBHP	Presión de Fondo Constante (Constant Bottom Hole Pressure)
CBL	Registro del Enlace del Cemento (Cement Bond Log)
CLFP	Presión por Fricción de la Línea de Choke (Choke Line Frictional Pressure)

CNA	Asociación de Limpieza de Nigeria (Clean Nigeria Associates)
CMCD	Perforación con Tapón de Lodo Controlado (Controlled mud Cap Drilling)
CMP	Punto Medio Común (Common Midpoint)
CONAMA	Consejo Nacional del Ambiente (National Council for the Environment)
C&K	Líneas de Estrangular y Matar (Choke and Kill Lines)
DAPC	Control Dinámico de la Presión Anular (Dynamic Annular Pressure Control)
DAS	Sistema de Auto Desconexión (Disconnect Auto System)
DCM	Choke Manifold de perforación (Drilling Choke Manifold)
DDV	Válvula de Despliegue de Fondo (Downhole Deployment Valve)
DEA	Asociación de Ingeniería de Perforación (Drilling Engineering Association)
DGD	Perforación con Gradiente Dual (Dual Gradient Drilling)
DMEM	Directiva Marco de Estrategia Marina (Marine Strategy Framework Directive)
DOI	Departamento del interior de los Estados Unido (Department of the Interior)
DP	Posicionamiento Dinámico (Dynamic Positioning)
DPR	Departamento de Recursos Petroleros (Department of Petroleum Resources)
DST	Prueba de Flujo (Drill-Stem Test)
DWOP	Practicas de Perforación y Operaciones en el Pozo (Drilling and Well Operations Practice)
ECD	Densidad Equivalente de Circulación (Equivalent Circulation Density)
ECDRT	Herramienta de Reducción de la Densidad Equivalente de Circulación (Equivalent Circulation Density Reduction Tool)
EDS	Sistema de Desconexión de Emergencia (Emergency

	Disconnect System)
EGASPIN	Normas Ambientales para la Industria del Petróleo en Nigeria (Environmental Guidelines and Standards for the Petroleum Industry in Nigeria)
EH	Sistema de Control Eléctrico - Hidráulico (Electric - Hydraulic)
EMW	Peso Equivalente del Lodo (Equivalent Mud Weight)
ERD	Perforación de Alcance Extendido (Extended Reach Drilling)
EU	Unión Europea (European Union)
E&P	Exploración y Producción
FCP	Presión de Circulación Final (Final Circulation Pressure)
FID	Detector de Ionización de Llama (Flame Ionization Detector)
FMCD	Perforación con Tapón de Lodo Flotante (Floating Mud Cap Drilling)
FOSV	Válvula de Seguridad Completamente Abierta (Full Opening Safety Valve)
Ft	Pies
gal	Galones
GHSZ	Zona de Estabilidad del Hidrato de Gas (Gas Hydrate Stability Zone)
GIRP	Grupo de Respuesta de Industria Global (Global Industry Response Group)
GoM	Golfo de México
GPS	Sistema de Posicionamiento Global (Global Positioning System)
HPHT	Alta Presión Alta Temperatura (High Pressure High Temperature)
I3P	Terceros Independientes (Independent Third Party)
IADC	Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (International Association of Drilling Contractors)

IBAMA	Instituto Brasileiro del Medio Ambiente y los Recursos Naturales Renovables
ICP	Presión de Circulación Inicial (Initial Circulation Pressure)
IMP	Instituto Mexicano del Petróleo
ITT	Intervalo de Tiempo de Tránsito (Interval Transit Time)
Km	Kilómetros
lb	Libras
LCM	Material de Perdida de Circulación (Lost Circulation Material)
LMRP	Lower Marine Riser Package
LOT	Prueba de Fuga de la Formación (Leak off Test)
LRRS	Sistema de Retorno de Riser Bajo (Low Riser Return System)
LWD	Registro Durante la Perforación (Logging While Drilling)
m	Metros
MAASP	Máxima Presión de Superficie Permisible en el Anular (Maximum Allowable Annulus Surface Pressure)
MADS	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
MBS	Sonar de Barrido Lateral
MCD	Perforación con Tapón de Lodo (Mud Cap Drilling)
MFC	Micro Flux Control
MGS	Separador de Gas del Lodo (Mud Gas Separator)
MMS	Servicio de Administración de Minerales (Minerals Management Service)
MPD	Perforación con Manejo de la Presión (Managed pressure Drilling)
MUX	Sistema de Control Multiplex
MWD	Mediciones Durante la Perforación (Measurement While Drilling)
NESREA	Agencia Nacional para la Aplicación de los Estándares y Regulación (National Environmental Standards and Regulations Enforcement Agency)
NNPC	Corporación Nacional del Petróleo de Nigeria (Nigerian National

	Petroleum Corporation)
NOFO	Asociación Noruega de Mares Limpios para las Empresas Operadoras (Norwegian Clean Seas Association for Operating Companies)
NOSDRA	Agencia Nacional de Detección y Respuesta de Derrames de Petróleo (National Oil Spill Detection and Response Agency)
NPD	Dirección Noruega del Petróleo (Norwegian Petroleum Directorate)
NPT	Tiempo No Productivo (Non-Productive Time)
NTLs	Avisos a los Arrendatarios (Notices to Lessees)
OBS	Sismómetro del Fondo del Océano (Ocean Bottom Seismometer)
OCS	Plataforma Continental Exterior (Outer Continental Shelf)
OGP	Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas (International Association of Oil & Gas Producers)
OIC	Comité de la Industria Costa afuera (Offshore Industry Committee)
OMS	Sistema de Manejo de la Operación (Operating Management System)
OPEC	Organización de Países Exportadores de Petróleo (Organization of the Petroleum Exporting Countries)
OSPAR	Convenio para la Protección del Atlántico Nordeste (Convention for the Protection of the North East Atlantic)
OSPRAG	Grupo de Asesoría de Respuesta y Prevención de Derrames de Petróleo (Oil Spill Prevention and Response Advisory Group)
Pcf	Libras por pie cúbico (Pound cubic feet)
PEI	Planes de Emergencia Individuales (Individual Emergency Plans)
PMCD	Perforación con Tapón de Lodo Presurizado (Pressurized Mud Cap Drilling)
PNC	Plan Nacional de Contingencia

ppg	Libras por galón (Pounds per gallon)
ppm	Partes por millón
PSA	Acuerdos de Producción Compartida (Production Sharing Agreements)
PSC	Contrato de Producción Compartido (Production Sharing Contract)
PWD	Mediciones de Presión Durante la Perforación (Pressure While Drilling)
RCD	Dispositivo de Control Rotativo (Rotating Control Devices)
RFC	Control de los Retornos de Flujo (Return Flow Control)
ROP	Tasa de penetración (Rate of Penetration)
ROV	Vehículo Operado a Control Remoto (Remotely operated vehicle)
SAC	Circulación Secundaria en el Anular (Secondary Annulus Circulation)
SEMS	Sistema de Manejo de la Seguridad y Medioambiente (Safety and Environmental Management System).
SGF	Flujo de gas Somero (Shallow Gas Flow)
SGSO	Sistema de Gestión de Seguridad Operacional
SICP	Presión de Cierre en el Casing (Shut In Casing Pressure)
SIDPP	Presión de Cierre de la Tubería de Perforación (Shut in Drill Pipe Pressure)
SINA	Sistema Nacional Ambiental
SMD	Sistema de Levantamiento Submarino del Lodo (Subsea Mudlift Drilling)
SPU	Unidad de Procesamiento de Sólidos (Solid Processing Unit)
SRD	Dispositivo Submarino de Rotación (Subsea Rotating Device)
SWA	Autoridad de Suspensión de Trabajo (Stop Work Authority)
SWF	Flujo de Agua Somero (Shallow Water Flow)
TEA	Evaluación Técnica Especial (Technical Evaluation Special)

UBD	Perforación Desbalanceada (Underbalanced Drilling)
UK	Reino Unido (United Kingdom)
US	Estados Unidos (United States)
TLP	Plataforma Flotante de Pierna Tensionada (Tension Leg Platform)
TOPCON	Texaco Overseas Petroleum Company of Nigeria
TVD	Profundidad Vertical Verdadera (True Vertical Depth)
WPC	Congreso Mundial de Petróleo (World Petroleum Congress)
XBT	Batitermógrafo Expandible (Expandable Bathy Thermographer)

RESUMEN

TITULO: CONTROL DE LA PRESIÓN EN AGUAS PROFUNDAS DURANTE LA PERFORACIÓN*.

AUTORES: Genny Carolina Pinzón Agredo**
Katherine Lorena Silva Alonso**

PALABRAS CLAVES: Aguas profundas, Perforación Costa Afuera, Accidentes Costa Afuera, Riesgos Geológicos, MPD, Costa Caribe Colombiana.

Inicialmente se hizo una revisión bibliográfica de la historia de la perforación en aguas profundas, donde se incluyeron los principales accidentes ocurridos costa afuera, con el fin de destacar la importancia en mantener un adecuado control en las operaciones. Además se definieron los conceptos de geopresión y riesgos geológicos para la perforación y estabilidad de pozos costa afuera, los cuales están fuertemente relacionados con la presión de la formación.

Se realizó una investigación sobre los métodos y herramientas que permiten evaluar y controlar la presión en el pozo durante la perforación, haciendo un enfoque en la aplicabilidad para pozos en aguas profundas. Posteriormente, se describieron los conceptos básicos relacionados con el control del pozo, además de los procedimientos que se deben seguir para garantizar la seguridad en las operaciones.

Se dio a conocer la normatividad para la perforación costa afuera en diferentes países luego del incidente ocurrido en el Golfo de México, con el pozo Macondo.

Por último se realizó una base de datos con los problemas que presentaron algunos pozos perforados en la Costa Caribe Colombiana, lo que sirvió para hacer un análisis y definir la aplicabilidad de diferentes métodos para el control de la presión durante la perforación de pozos en el Caribe Colombiano.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Oscar Vanegas Angarita, Ingeniero de Petróleos. Co-Director: Yesid Geovanni Castaño Cerpa, Ingeniero de Perforación - Profesional II.

SUMMARY

TITLE: PRESSURE CONTROL DURING DEEPWATER DRILLING*.

AUTHORS: Genny Pinzon Agredo Carolina**
Katherine Lorena Alonso Silva**

KEYWORDS: Deepwater, Offshore Drilling, Offshore Accidents, geohazards, MPD, Colombian Caribbean Coast.

Initially there was a literature review of the history of deepwater drilling, which included major accidents in offshore, in order to emphasize the importance of maintaining adequate control on operations. Addition, it was defined geopressure concepts, Geohazards and stability for drilling offshore wells, which are strongly related to the formation pressure.

There was an investigation on the methods and tools to evaluate and control the pressure in the well during drilling, by focusing on the applicability to deepwater wells. Subsequently, It was described the basic concepts related to well control, as well as procedures to be followed to ensure safe operations.

It was introduced the regulations for offshore drilling in different countries after the incident in the Gulf of Mexico, with the Macondo well.

Finally there was a database with the problems presented some wells drilled in the Columbian Caribbean coast, which served to analyze and define the applicability of various control pressure methods during drilling in the Colombian Caribbean.

* Grade Thesis

** Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Oscar Vanegas Angarita, Petroleum Engineer. Co-Director: Yesid Geovanni Castaño Cerpa, Drilling Engineer - Professional II.

INTRODUCCIÓN

En los últimos años la industria de los hidrocarburos ha estado buscando de manera exhaustiva nuevos descubrimientos, dado que los yacimientos en tierra se encuentran en etapa de depleción. La búsqueda de estos recursos ha llevado a explorar en sitios donde las condiciones no son favorables, como es el caso de la explotación costa afuera, y con los avances tecnológicos de la industria de los últimos años se ha logrado perforar con éxito en aguas profundas y ultra-profundas. Las condiciones para realizar operaciones de perforación en aguas profundas se hacen más difíciles a medida que aumenta la profundidad, por lo que es de gran importancia conocer con claridad los factores que afectan el exitoso desarrollo de dichas operaciones.

Uno de los factores más importantes a la hora de perforar en aguas profundas es la presión dado que del adecuado manejo de esta depende la estabilidad del pozo, la seguridad de la operación, la vida de los trabajadores y el medio ambiente. Para establecer el adecuado valor de presión, es decir; la ventana de operación en el que se debe trabajar, es necesario conocer las condiciones geológicas que puedan afectarla, teniendo en cuenta que estas son muy diferentes en aguas profundas debido a la rápida deposición de los sedimentos y de la gran columna de agua sobre las formaciones. La predicción de esta ventana de operación se puede hacer gracias al desarrollo de diferentes herramientas y métodos que permiten determinarla ya sea antes del inicio de las operaciones de perforación o después que estas ya se han iniciado.

Una vez se ha establecido el valor en el que se debe mantener la presión para el desarrollo exitoso de las operaciones de perforación, es necesario seleccionar el mejor método o métodos para perforar, teniendo en cuenta los estudios que se han realizado previamente o si ya se está perforando. Para operaciones costa a fuera y en aguas profundas uno de los mejores métodos que se pueden usar ya sea antes o durante la perforación es el MPD (Managed Pressure Drilling) y todas sus variaciones, dado que se adecua a las difíciles condiciones que se encuentran en este tipo de ambientes. Además si se llega a presentar una emergencia que ponga en riesgo las actividades, como la pérdida de circulación debida a la fractura de la formación, el flujo de fluidos desde la formación hacia el pozo de forma incontrolada lo que se puede deber a la pérdida del control de la presión de la formación o a la perforación de zonas sobrepresionadas, situaciones que si no se manejan adecuadamente pueden llevar a la pérdida total de los recursos hidrocarburos, del equipo de perforación, de la vida de los trabajadores y del medio ambiente, por esto es necesario conocer los métodos que se deben emplear para controlar el pozo y evitar cualquiera de estos daños.

A pesar de los esfuerzos que ha hecho la industria petrolera porque las actividades que se llevan a cabo costa afuera, como la exploración y perforación sean seguras, a lo largo de los años se han presentado accidentes que han marcado el rumbo de estas actividades, como es el caso del accidente de la plataforma Deepwater Horizon que estaba llevando a cabo la perforación del pozo Macondo en la región de aguas profundas del Golfo de México que sufrió un reventón que costó la vida de 11 personas, la pérdida total de la plataforma y un derrame de petróleo de aproximadamente 4,9 millones de barriles. Este accidente causó gran impacto en la población mundial debido a la magnitud de la contaminación, además de poner un alto a las operaciones costa afuera de Estados Unidos y de llevar a la modificación de las regulaciones en muchos países.

1. PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

1.1. HISTORIA DE LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

El interés por la exploración costa afuera a profundidades mayores tiene sus inicios hacia los años setenta, donde se consideraba aguas profundas a tirantes 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”¹.

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 áreas². Otro hecho importante que motivó la búsqueda fue el aumento del precio del crudo, previsto por la OPEC, a más de \$40 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 231³.

Inicialmente se obtuvieron resultados decepcionantes, como es el caso de algunos descubrimientos de gas hechos en Australia, y el suceso de que algunos

¹ CAÑAMERO T. Francisco J. Análisis de Estructuras Offshore sometidas a la Acción del Oleaje mediante ANSYS, proyecto fin de carrera, 2009, Escuela Técnica Superior de Ingenieros, Universidad de Sevilla.

² MARZO, Mariano, (10 de octubre de 2004). Oro Negro en Aguas Profundas. Diario el País. Internet: (<http://elpais.com/diario>).

³ L. LEFFLER. William., PATTAROZZI. Richard. And STERLIING Gordon., Deepwater Petroleum Exploration & Production: A Nontechnical Guide., 2003

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 (**tabla 1**). Con esto compañías como Conoco, Shell, British Petroleum, Exxon, y Oryx se convirtieron en pioneras en la exploración en estas áreas.

Tabla 1. Descubrimientos significativos en aguas profundas en 1980s

AÑO	COMPAÑÍA	CAMPO	PROFUNDIDAD (Metros)	VOLUMEN (Millón 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	568	108
1988	Shell/BP	Mars	902	538

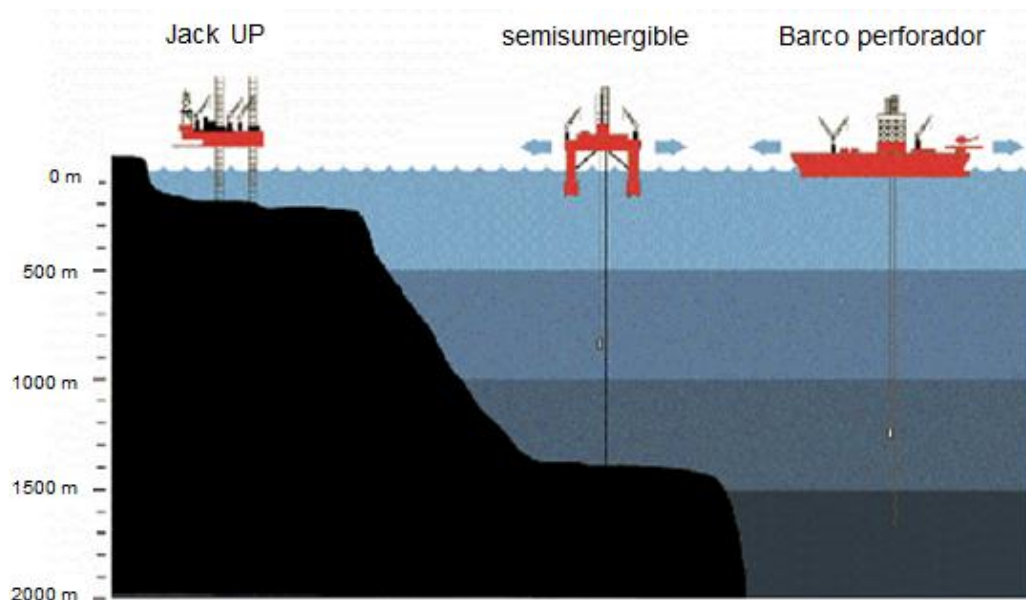
Tomado de: L. LEFFLER. William., PATTAROZZI. Richard. And STERLING Gordon., Deepwater Petroleum Exploration & Production: A Nontechnical Guide, 2003.

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 m⁴. En la **figura 1**, se puede apreciar estos tipos de unidades de perforación.

Figura 1. Unidades de Perforación Costa Afuera



Tomado y modificado de: Craig Rubens. (23 de diciembre de 2007). GE's Not Very Green Vessel. Internet: (<http://gigaom.com>).

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.

⁴ WIKIPEDIA. Semi-submersible. Internet: (<http://en.wikipedia.org>).

Más adelante en 1980s se alcanzó un gran desarrollo tecnológico para estas unidades de perforación, gracias a la aparición del sistema de posicionamiento global, GPS (Global Positioning System).

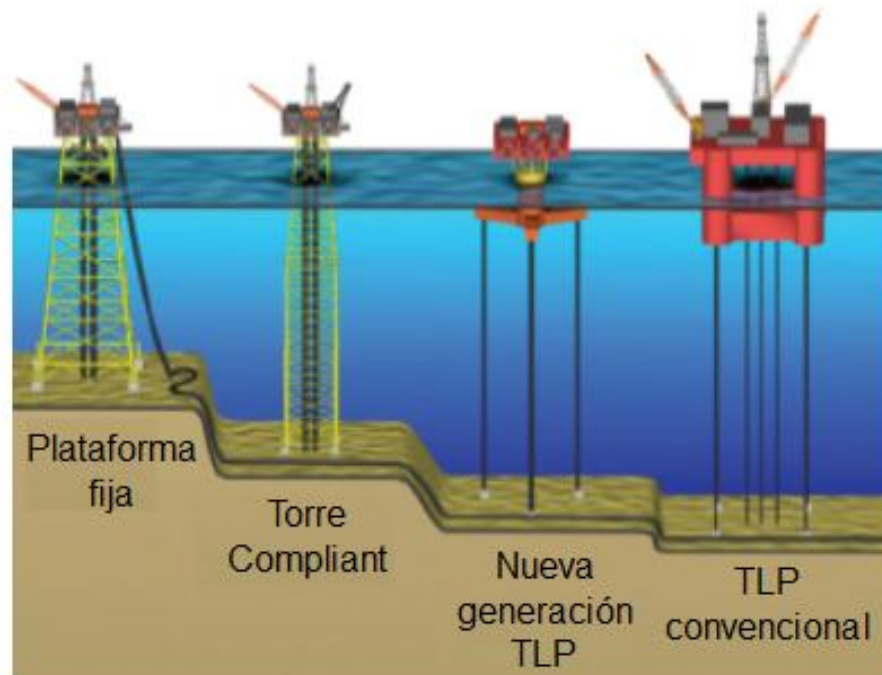
En 1984, Placid Oil, H.L. anunció un gran descubrimiento en 474 metros de agua en el Golfo de México, el cual fue desarrollado por medio de una plataforma flotante, la primera de este tipo utilizada en el Golfo. En 1988 se instaló la plataforma "BULLWINKLE" con la que se alcanzó una profundidad de 412 m, la mayor profundidad alcanzada con una estructura fija¹ 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.

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 (**figura 2**), inicialmente se construyeron plataformas fijas y sistemas TLP, 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 metros); así, se da paso a una producción de petróleo que mantiene la tendencia a la perforación en estos ambientes.

Figura 2. Unidades de Perforación y Producción



Tomado y modificado de: HIRSCHFELDT. Marcelo, IGLESIAS. Silvana, 2008, El offshore en el Mundo: Aspectos Técnicos y Estadísticas de la Industria. Internet: (<http://www.oilproduction.net>).

1.2. DEFINICIÓN DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS

Existen diferentes consideraciones sobre profundidades de agua a partir de las cuales se puede definir un pozo en aguas profundas, dependiendo del lugar en el que se opere (**tabla 2**), ya que no existe una convención internacional que limite este concepto.

En Estados Unidos se denomina aguas profundas a aquellas que están a más de 300 metros⁵, mientras que la definición acordada por el congreso Mundial de Petróleo, WPC (World Petroleum Congress), delimita su operación entre 400 y 1500 metros⁶. Sin embargo algunas otras publicaciones especializadas hechas en Estados Unidos definen aguas profundas a aquellas a más de 500 metros y ultra-profundas a más de 1500 metros⁷.

Tabla 2. Definición de Aguas Profundas y Ultra-profundas

Países	Aguas someras (m)	Aguas profundas (m)	Aguas ultra profundas (m)
América	<400	400 - 1300	> 1300
Mar del norte/Reino unido/Noruega	<300	300 - 2000	>2000
Brasil	<400	400 -1000	>1000

Tomado de: SKEELS, Brian., Subsea Systems –Where are We Now and Where are We Going?.

Pemex y el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) se sujetaron durante décadas a la misma definición inicial de Estados Unidos, aunque más adelante, “en el sexenio del presidente Fox se empezó a denominar profundas solo a las perforaciones en más de 500 metros”⁸.

⁵ Minerals Management Service (MMS), “Deepwater Gulf of Mexico: American’s Expanding Frontier”. Internet: (<http://www.gomr.mms.gov>).

⁶ HIRSCHFELDT, Marcelo, IGLESIAS Silvana, 2008, El offshore en el Mundo: Aspectos Técnicos y Estadísticas de la Industria. Internet: (<http://www.oilproduction.net>).

⁷ Offshore Engineer Magazine, sección “Quick starts guide”.

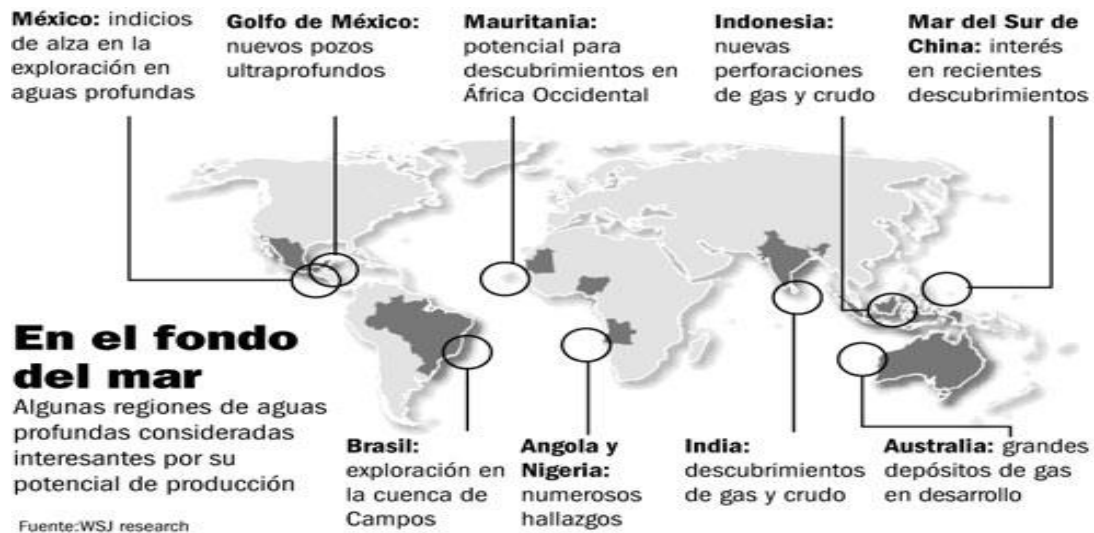
⁸ BARBOSA, Fabio. (2008). Situación Actual de Pemex en las Aguas Profundas del Golfo de México. Revistas Unam, vol 5, N° 015. Internet: (<http://www.revistas.unam.mx>).

1.3. ESTADÍSTICAS MUNDIALES SOBRE LAS RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS.

Durante los últimos años la necesidad de suplir la demanda de hidrocarburos en el mundo ha llevado a las grandes empresas a buscar nuevas reservas, con la exploración y explotación de petróleo y gas en aguas profundas y ultra-profundas.

En la **figura 3** se puede observar algunas de las regiones que son de interés debido a la existencia de potenciales reservas de hidrocarburos en aguas profundas y ultra-profundas, en las que se encuentran ubicados los diez principales países productores de hidrocarburos en este ambiente, como son: Brasil, Nigeria, Estados Unidos, Angola, Egipto, Gran Bretaña, Noruega, India, Filipinas y Guinea Ecuatorial.

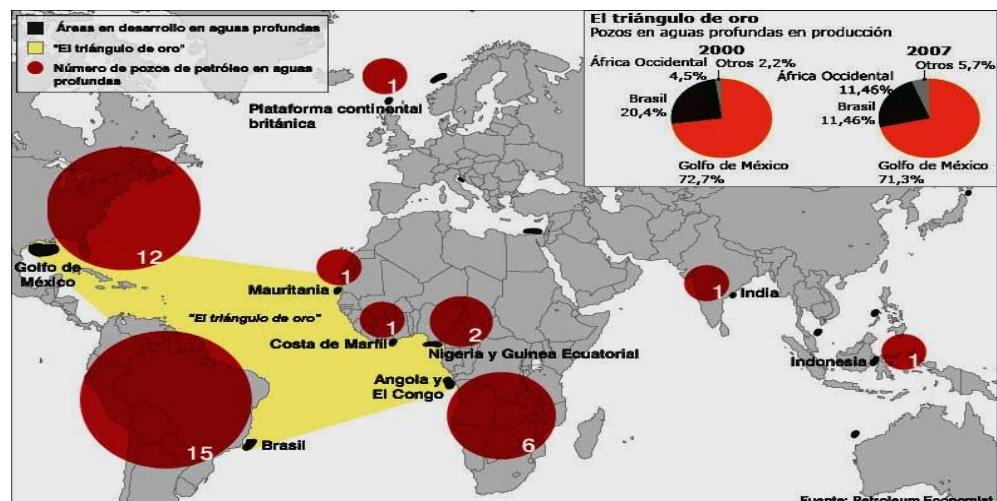
Figura 3. Mapa de regiones que poseen hidrocarburos en aguas profundas y ultra profundas



Tomado de: VIDAL D. Rafael. 2007. Control y Conflictos Sobre la Explotación de las Fuentes Energéticas. Internet: (http://www.belt.es/expertos/indices/fuentes_energeticas/index.asp).

“A finales del 2000, el primer lugar en el ranking mundial de nuevos recursos descubiertos, lo ocupaba el Golfo de México con cerca de 10.000 millones de BEP (barriles equivalentes de petróleo), el segundo lugar Brasil con casi 9.000 millones de BEP (75% de petróleo), y el tercer lugar África Occidental, con Angola, Nigeria y Guinea Ecuatorial, con 8.000 millones de BEP”⁹. Formando estos el denominado “**triángulo de oro**” como se puede observar en la **figura 4**, donde además se muestra el mapa de áreas en desarrollo en aguas profundas y el número de pozos perforados allí.

Figura 4. Mapa del triángulo de oro, áreas de desarrollo y número de pozos en aguas profundas



Tomado de: Perforación en aguas profundas. El triángulo de oro. Internet: (<http://blog-petrolero.blogspot.com/2010/07/perforacion-en-aguas-profundas-el.html>).

Realmente la producción de hidrocarburos costa afuera a profundidades cada vez mayores, ha sido la principal fuente de crecimiento para el suministro mundial de

⁹ Perforación en aguas profundas. El triángulo de oro. Internet: (<http://blog-petrolero.blogspot.com/2010/07/perforacion-en-aguas-profundas-el.html>).

petróleo en los últimos años, ya que la producción en tierra y en aguas someras (menor a 400 metros de columna de agua) no han sido suficientes para cumplir con la demanda mundial y la mayoría de los yacimientos se encuentran en etapa de depleción.

“Los yacimientos en aguas poco profundas aportan 19 millones Bl/día de crudo, aproximadamente el 80% de la producción total costa afuera, sin embargo la producción en aguas profundas ha tenido gran desarrollo en los últimos años. Para el año 2000, llegó rápidamente a 1,5 millones Bl/día y casi se ha triplicado a alrededor de 4 millones de Bl/día en la actualidad; siendo la producción del Golfo de México la que aporta la mitad de este valor”¹⁰.

“Los descubrimientos de campos costa afuera han proporcionado casi el 70% del petróleo y de gas en todo el mundo en la última década, y el Golfo de México ha sido la región de aguas profundas más importante tanto en producción como en inversión, alrededor de \$ 21 millones de dólares en 2009”¹⁰.

“Los descubrimientos en aguas profundas de petróleo y gas han tenido un promedio de 5,5 mil millones de barriles de petróleo equivalente por año durante los últimos 5 años con un promedio de 150 millones de barriles frente a 25 millones de barriles en tierra”¹⁰.

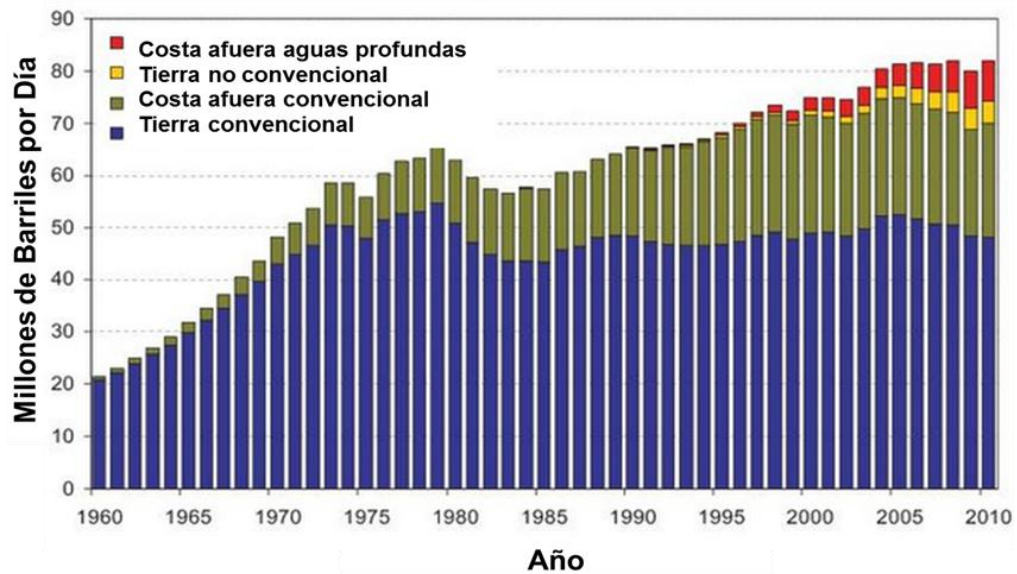
“A mediados de 2010, el total de la producción costa afuera en el mundo ascendió a 44,8 millones de barriles de petróleo equivalente por día y gas de los cuales unos 30,4 millones de barriles diarios fueron de petróleo”¹¹; de los que alrededor

¹⁰ SANDREA. Rafael. y SANDREA. Ivan. 2010. Deepwater crude oil output: How large will the uptick be?., Oil & Gas Journal, Vol 108., internet: (<http://www.ogj.com/articles/print/volume-108/issue-41/exploration-development/deepwater-crude-oil-output-how-large.html>).

¹¹ Global Oil Insight. 2010. The Gulf of Mexico well blowout & future world oil supplies. Internet: (<http://www.cges.co.uk/resources/articles/2010/07/29/the-gulf-of-mexico-well-blowout-future-world-oil-supplies>).

de 8 millones de barriles provienen de la producción en aguas profundas (**figura 5**).

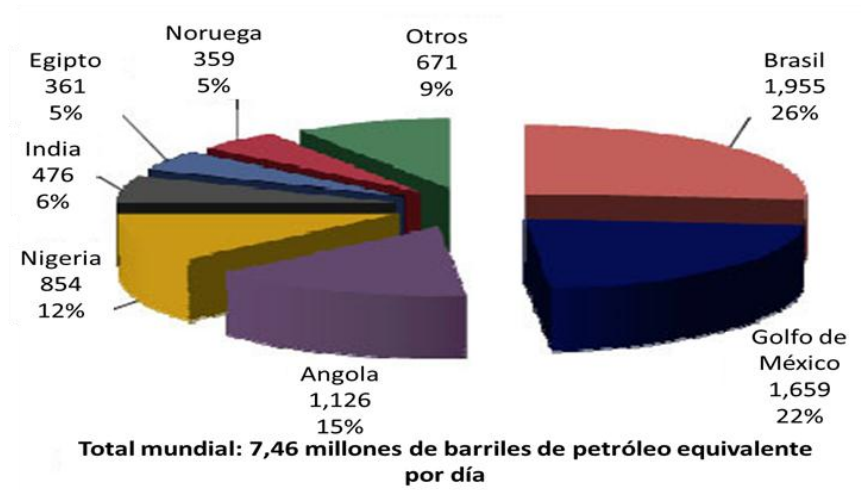
Figura 5. Producción Mundial de Crudo – Tierra y costa afuera



Tomado y modificado de: Peak oil, peak copper, peak iron, peak everything. 2011. Internet: (<http://crashoil.blogspot.com/2011/05/peak-oil-peak-copper-peak-iron-peak.html>).

“Los 4 grandes productores de petróleo en aguas profundas, Brasil, el Golfo de México, Angola y Nigeria, representan las tres cuartas partes de la producción actual en aguas profundas en todo el mundo, el resto proviene de otros 13 países”¹⁰ tal como se puede observar en la **figura 6**.

Figura 6. Producción en aguas profundas de petróleo y gas (> 500 metros) a mediados del 2010 ('000 barriles de petróleo equivalente por día)



Tomado y modificado de: Global Oil Insight. 2010. The Gulf of Mexico well blowout & future world oil supplies. Internet: (<http://www.cges.co.uk/resources/articles/2010/07/29/the-gulf-of-mexico-well-blowout-future-world-oil-supplies>).

Recientes investigaciones demuestran que más de la mitad de los descubrimientos efectuados durante los últimos diez años corresponden a yacimientos costa afuera, aportando los campos en aguas profundas y ultra-profundas el 41% de las nuevas reservas (Chakhmakhchev y Rushworth, 2010). Se espera que los nuevos descubrimientos tanto en aguas profundas y ultra-profundas sean las principales fuentes para suplir las necesidades globales de hidrocarburos en las próximas décadas.

1.4. ACCIDENTES EN OPERACIONES COSTA AFUERA

Uno de los mayores retos en la construcción de pozos en aguas profundas está relacionado con el manejo de las grandes columnas de agua y las condiciones que se pueden presentar en estas zonas, dado que hacen que las operaciones sean

más complicadas y requieran de una especial atención para evitar situaciones de riesgo, que pueden ocasionar la pérdida de vidas humanas, bienes materiales y contaminación.

A lo largo de la historia de las operaciones realizadas costa afuera ha existido numerosos accidentes por diferentes motivos, como fallas en la estabilidad del barco, errores humanos, etc. aunque el principal contribuyente a situaciones de riesgo está relacionado con la pérdida de control de los hidrocarburos presurizados, por ejemplo las fugas de gas y reventones. La **tabla 3** muestra los reventones ocurridos entre el primero de enero de 1980 y el primero de enero de 2008, en la plataforma continental exterior (OCS por sus siglas en inglés) del Golfo de México en Estados Unidos y el Mar del Norte.

Tabla 3. Número de reventones experimentados durante diferentes fases operacionales.

AREA	Perf. Desa	Perf. Exp	Perf. Descono	Completo	workover	Prod	Wireline	Descon	Total
US GoM,	53	50		12	35	16	2	5	173
OCS	30.6%	28.9%	0.0%	6.9%	20.2%	9.3%	1.2%	2.9%	100.0%
UK,	9	31	2	6	9	3		4	64
Noruega	14.1%	48.4%	3.1%	9.4%	14.1%	4.7%	0.0%	6.3%	100.0%
Total	62	81	2	18	44	19	2	9	237
	26.2%	34.2%	0.8%	7.6%	18.6%	8.1%	0.8%	3.8%	100.0%

Tomado de y modificado: SINTEF. 2009. Offshore Blowout Database. Internet: (<http://www.sintef.no/home/Technology-and-Society/Safety-Research/Projects/SINTEF-Offshore-Blowout-Database/>).

Los reventones ocurridos han dejado grandes desastres, en referencia a la pérdida de bienes materiales. Por ejemplo, de los 118 reventones ocurridos en el Golfo de México en Estados Unidos y el Mar del Norte entre 1980 y 1994, 14 de

las instalaciones fueron categorizadas como pérdidas totales o severamente dañadas. De los 14 reventones, 12 se encendieron y los otros dos causaron un cráter submarino, lo que hizo que una de las instalaciones se hundiera y la otra se inclinara. Con frecuencia después de ocurridos estos accidentes es necesario abandonar el pozo o re-perforarlo, trayendo como consecuencia la pérdida de tiempo y dinero.

La pérdida de vidas humanas es también uno de los riesgos en las operaciones costa afuera, siendo la perforación una de las actividades con mayor índice de ocurrencia. Los reventones representan un gran peligro para el personal que opera en las plataformas, sin embargo; no se puede afirmar de forma directa que esta ha sido la mayor causa por la cual personas han muerto. Existen diferentes tipos de incidentes en los cuales ha habido pérdidas humanas, por ejemplo, 37 personas murieron en Brasil durante una evacuación debido a que la línea del bote salvavidas se rompió y en otro accidente 180 personas murieron en Nigeria debido a la contaminación dejada por un reventón.

Con respecto a la contaminación del ambiente, nueve de los reventones ocurridos entre 1980 y 1994 están relacionados con grandes pérdidas de petróleo en el mar. Según el comunicado de prensa de 1993 por el Servicio de Administración de Minerales (MMS por sus siglas en inglés), el 45% del petróleo que es derramado en el mar es causado por buques petroleros de carga y transporte y otros buques marinos, el 53% es causado por escorrentía municipal e industrial, y sólo el 1.5% es ocasionado por la producción de petróleo y gas. Estos derrames amenazan a cientos de especies que se encuentran en su hábitat, y muchas veces la extensión de la mancha de petróleo alcanza costas y playas, alterando el ambiente y dejando destrucción a su paso; con esto las compañías tienen que hacer grandes inversiones en su reparación.

Con lo anterior queda demostrada la importancia de trabajar de forma segura en todas las operaciones costa afuera, para esto, es necesario tener un conocimiento

y manejo de los factores que pueden afectar su exitoso desarrollo. No se puede negar que aun con un buen diseño del trabajo a realizar surjan escenarios inesperados, en este caso, para evitar que la situación se salga de las manos se debe conocer el procedimiento a seguir para controlar el pozo y normas de seguridad, como planes de contingencia, posibles evacuaciones, detección y extinción del fuego, etc. y así salvaguardar el entorno y la vida humana.

1.4.1. Reventones en operaciones costa afuera

A continuación se mencionarán algunos de los accidentes que causaron mayor impacto en el mundo ya sea por las pérdidas humanas, costos y daño ambiental; además porque a raíz de estos sucesos se ha dado paso a nuevas normas y regulaciones gubernamentales con el fin de mejorar la seguridad y ofrecer más confianza en el momento de operar en el mar.

C.P. Baker Drilling Barge

El 30 de junio de 1964 en el bloque 273 cerca a la isla Eugene, en el Golfo de México a 80 millas de la costa de Luisiana el taladro de perforación C.P. Baker Drilling Barge una barcaza tipo catamarán de 260 pies de largo, 126 pies de ancho que se componía de dos cascos de tipo YF marino que se unían con un marco de acero, operada por Pan American Petroleum Corporation sufrió un reventón que provocó una explosión de gas y agua sobre y alrededor del barco, mientras se perforaba un nuevo pozo.

La tripulación se encontraba perforando el pozo 22, el revestimiento 30" ya había sido cementado y se continuó perforado a una profundidad de aproximadamente 684 metros el agujero de 26" de diámetro. La tripulación se preparaba para correr y cementar el revestimiento de 20" y ubicar las BOPs, cuando, alrededor de las 0300 horas, el agua alrededor de la embarcación comenzó a burbujear y, finalmente, se produjo un geiser entre los cascos del buque. El agua entró a través

de las puertas abiertas en la cubierta principal y la energía eléctrica se perdió rápidamente. Los miembros de guardia intentaron notificar a la tripulación fuera de servicio de la explosión; pero esta se produjo cerca de cinco minutos después de observarse por primera vez el reventón. La explosión y el fuego abarcaron todo el buque, y cubrió un área de hasta 100 pies alrededor de este.

De las 43 personas a bordo muchos saltaron al mar para salvarse; pero 8 miembros murieron en la explosión, 13 desaparecieron y se presumían muertos y uno murió en un barco de rescate dejando un saldo de 22 personas muertas en total y 22 heridos.

Las causas del reventón no son claras, se consideró que fue producto de la perforación de una bolsa de gas somero a alta presión, el cual no se había identificado en los estudios geológicos previos a la perforación; además las BOP's no habían sido instaladas dejando la embarcación sin ninguna posibilidad de cerrar el pozo. La fuente de la chispa no se identificó pero lo más probable es que haya sido ocasionada por los gases de escape del motor diesel.

Después de este accidente se desarrollaron embarcaciones de supervivencia con motores de propulsión totalmente cerrados en las plataformas que proporcionarían un medio de evacuación rápido, además que aumentarían la protección contra el fuego y el calor durante el reventón.

Algunas de las recomendaciones que se hicieron para adoptar las mejores medidas de seguridad y durante una emergencia son:

- Desarrollar un proyecto de seguridad que tenga en cuenta las peores condiciones que se puedan presentar, como un reventón. Además de instrucciones al personal para que cumplan con las instrucciones.
- Establecer un centro de control con personal en todo momento que tengan la capacidad controlar y designar los procedimientos de emergencia a seguir, además de contar con los medios de comunicación necesarios.

- La correcta designación de la línea de mando en el personal de perforación y la posibilidad de mover la plataforma durante una emergencia.
- La necesidad de una fuente de energía de emergencia y los procedimientos a seguir para manejar las diferentes fuentes de energía y sistemas de ventilación durante una emergencia.
- El mejor método de evacuar el personal durante una emergencia y control de las posibles fuentes de ignición durante un reventón.

Canal de Santa Bárbara

En el Canal de Santa Bárbara la compañía Union Oil de California que más tarde se convirtió en Unocal y que ahora es parte de Chevron, en 1968 inició actividades de perforación a unas 6 millas de la costa, el 28 de enero de 1969 durante la perforación del quinto pozo de desarrollo de la plataforma Alfa ocurrió un reventón.

Esto se debió a una serie de inconvenientes que se mencionarán a continuación:

- La compañía había recibido un permiso para utilizar casing de menor calidad que la prescrita en la regla.
- La tripulación había perforado 3500 pies por debajo del fondo del mar; pero sólo se revistió los primeros 239 pies del agujero.
- A medida que se estaba recuperando tubería con el fin de sustituir la broca la cantidad de lodo disponible era muy baja.
- Ocurrió una explosión de gas natural.
- Los trabajadores trataron de instalar una preventora, pero fracasaron. Entonces el casing cayó en el agujero y el orificio es cerrado con arietes ciegos.
- Una gran acumulación de presión en el pozo causó en el agujero sin entubar una ruptura por la alta presión del gas que penetra la arenisca blanda alrededor, y llevó a la creación de cinco roturas en una falla de este a oeste en el fondo del océano, por donde se escapó el petróleo y el gas.

Aunque la preventora controló con éxito la explosión, el pozo posteriormente explotó junto a la plataforma. No hubo heridos ni víctimas mortales. Una parte del derrame de petróleo, alrededor de 70.000 barriles llegó a la costa.

Muchos animales, incluyendo delfines y aves marinas murieron (algunos, porque los detergentes utilizados para dispersar la mancha le quitaron la impermeabilización natural de sus plumas). El área de la industria pesquera fue cerrada y muchas playas estaban cubiertas de brea espesa, creando una conmoción inmensa en el público y en la atención de los medios.

Fueron necesarios once días antes que el incidente fuera controlado. Una segunda fuga se produjo unas semanas más tarde.

El accidente no habría ocurrido si el diseño convencional del casing y la profundidad de fijación se hubieran utilizado. Tras el incidente, el MMS (Minerals Management Service) revisó las órdenes de la OCS (Outer Continental Shelf) para reforzar los requisitos en los procedimientos de perforación e incluyó requisitos para estudios sísmicos cerca de la superficie para ayudar en el diseño del casing y fijación de la profundidad (Adams, 1972).

Este derrame de petróleo se acredita a veces como el inicio del movimiento ambiental moderno en los EE.UU. (Donnelly, 2011). Las consecuencias indirectas del accidente se sienten hasta la fecha a través de la incapacidad para desarrollar grandes descubrimientos en la costa de California.

Figura 7. Derrame en el Canal de Santa Bárbara



Tomado de: SUTTON, Ian., Offshore Safety Management: Implementing a SEMS Program., Cap 2., 2012.

Plataforma Bravo Ekofisk

El 22 de abril de 1977, se produjo un reventón y el más grande derrame de petróleo en el Mar del Norte, en la plataforma Bravo Ekofisk situada al norte del campo Ekofisk y operada por Phillips Petroleum (ahora ConocoPhillips)

El reventón se produjo durante una operación de workover en el pozo de producción B-14, cuando cerca de 10.000 pies de tubería de producción estaban siendo jalados. El conjunto de válvulas del árbol de navidad de producción había sido retirado antes del trabajo y las BOP's no habían sido instaladas, entonces se produjo la patada resultando en una liberación descontrolada de petróleo y gas. El personal fue evacuado sin ninguna pérdida de vidas o lesiones, pero sí causó un derrame grande.

El flujo inicial de crudo se estimó en 28.000 barriles por día, con un total calculado de 202.380 barriles derramados. Las tormentas marinas y la evaporación disipó el

derrame de aceite de alta gravedad con bastante rapidez y el petróleo no alcanzó la línea de costa.

La investigación oficial sobre la explosión determinó que las operaciones simultáneas de producción y perforación, además los errores humanos fueron el factor principal que condujo a la falla mecánica de la válvula de seguridad. Estos errores incluyen fallas en la documentación de la instalación y la identificación del equipo y errores de juicio. El pozo fue controlado después de siete días, el 30 de abril de 1977, sin embargo recibió una amplia cobertura de prensa en todo el mundo.

Tras este accidente, la Dirección Noruega del Petróleo (NPD, 1981) publicó unas pautas para operaciones simultáneas, que introdujo restricciones específicas y requirió aprobación específica de que tales operaciones podrían llevarse a cabo. Al mismo tiempo, la NPD promulgó pautas para el llamado concepto de evaluación de la seguridad de diseño de la plataforma (CSE), requiriendo que el diseño sea evaluado para posibles accidentes y que la frecuencia de deterioro esté en un nivel bajo aceptable.

Figura 8. Plataforma Bravo Ekofisk



Tomada de: http://home.versatel.nl/the_sims/rig/ekofiskb.htm

IXTOC-I

El pozo exploratorio IXTOC-I localizado en el Golfo de México, a 965 kilómetros al sur de Texas y 94 kilómetros de Ciudad del Carmen, en la Bahía de Campeche, México, operado por la empresa Petróleos Mexicanos (PEMEX) estaba siendo perforado por el taladro Sedco 135F, cuando el 3 de junio de 1979 ocurrió un reventón.

El pozo había sido perforado hasta 3657m con casing de 9-5/8" que se fijó y cementó hasta los 3627m. Según los informes la circulación del lodo se había perdido a los 3615m de profundidad, esto ocasionó que se perdiera la presión hidrostática y la estabilidad del pozo. Sin la presión hidrostática de la columna de lodo, el petróleo y gas fluyeron sin restricciones a la superficie, se decidió cerrar el pozo retirando la tubería de perforación e insertando un tapón pero la BOP no pudo cortar los gruesos collares de perforación, permitiendo que el petróleo y el gas fluyeran a la superficie donde se encendió y envolvió el taladro en llamas.

La plataforma se derrumbó y se hundió en la zona de boca de pozo en el lecho marino, llenando el fondo del mar con desechos de gran tamaño como la torre de perforación y 3.000 metros de tubería.

El pozo inicialmente tenía una producción de 30.000 barriles por día, la que se redujo a alrededor de 10.000 barriles por día gracias a los intentos de taponarlo. Se perforaron 2 pozos de alivio para reducir la presión y nueve meses después, el 23 de marzo de 1980 finalmente se pudo matar el pozo. Debido a la masiva contaminación causada por el derrame cerca de 500 misiones aéreas fueron trasladadas, para rociar dispersantes. Los vientos causaron grandes daños a lo largo de la costa de EE.UU, así como en la zona costera de Campeche, Tabasco, Veracruz y Tamaulipas en México. El accidente de Ixtoc-I dejó un estimado de 3.5 millones de barriles de petróleo derramados, De los que se quemó el 50%, se evaporó el 16%, se recolectó el 5.4% y se dispersó el 28%, según informes de Pemex.

Los habitantes de la costa de EE.UU. instauraron demandas de indemnización contra la petrolera mexicana por los daños ocasionados a sus bienes, sin embargo esta terminó librándose de la demanda; igualmente ocurrió en México ya que a pesar de ser una de las empresas más contaminantes del país, nunca fue multada por el gobierno. Solo hasta 2 años después del accidente de Ixtoc-I, en “1981 el gobierno obligó a la petrolera estatal a establecer un fondo para la limpieza y a tomar medidas preventivas para evitar futuros derrames”¹², además este accidente sirvió a la industria mundial como punto de partida en el desarrollo de nuevas estrategias para el control de pozos y las rápidas respuestas que se deben seguir al momento de una emergencia.

Figura 9. Derrame del pozo IXTOC-I



Tomada de: http://home.versatel.nl/the_sims/rig/ixtoc1.htm

¹² SIMONIAN. Lane.1998. Medio ambiente y políticas públicas en México (1970-1993). Internet: (<http://www2.ine.gob.mx/publicaciones/gacetas/243/simonian.html>).

Pozo Funiwa 5

Este parece ser uno de los accidentes más significativos negativamente de Nigeria. El 17 de enero de 1980 mientras el taladro de perforación Sedco 135C se encontraba desarrollando una operación de completamiento en el pozo Funiwa-5 ubicado en el Delta del Níger en Nigeria y propiedad de Texaco Overseas Petroleum Company of Nigeria (TOPCON), cuando ocurrió un reventón que liberó unos 400.000 barriles de petróleo al mar según el Departamento de Recursos Petroleros (DPR), aunque la industria petrolera afirmó que la cantidad de petróleo derramado fue de aproximadamente 200.000 barriles. Se dijo que la causa del accidente fue la falla ocasionada por fuertes vientos huracanados en una de las piernas que anclaban la plataforma al fondo marino.

Texaco no tuvo la capacidad para responder adecuadamente, y el reventón continuó hasta el 30 de enero 1980, cuando finalmente el pozo se incendió. Durante 12 días el pozo fluyó al mar dando lugar a un impacto nocivo sobre el medio ambiente marino, contaminando los bosques de manglar del Delta del Níger. Además produjo un agotamiento de la vegetación y la extinción de la vida animal. Incluso el aceite llegó a las playas cercanas al incidente después de más de cinco meses. De acuerdo con el Congreso del Delta del Níger 230 personas murieron como resultado directo de la contaminación causada por del reventón.

La naturaleza parece haber trabajado a favor de Texaco, debido a las mareas altas y la rugosidad del mar, junto con la "pronta" operación de limpieza, con productos químicos y aserrín, la mayor parte del aceite se dispersó.

Debido a la creciente toma de conciencia en la prevención y control de derrames en Nigeria, se formó en noviembre de 1981 Asociación de Limpieza de Nigeria (CNA, Clean Nigeria Associates). La CNA es un consorcio de once empresas petroleras que operan en Nigeria, entre las que se encuentra Nigeria National Petroleum Corporation (NNPC). El propósito principal la CNA es mantener una

capacidad de lucha contra los derrames de hidrocarburos líquidos o contaminantes en general (Nwilo y Badejo, 2005).

Enchova Central

La plataforma de perforación Enchova Central ubicada en la Cuenca Campos, cerca de Río de Janeiro y operada por la petrolera brasilera Petrobras sufrió dos accidentes graves.

El primero el 16 de agosto de 1984, cuando ocurrió un reventón seguido por una explosión e incendio. La mayoría de los trabajadores fueron evacuados de manera segura, pero 42 personas murieron durante la evacuación ya que el incidente más grave se produjo cuando el mecanismo de bajada de un bote salvavidas no funcionó correctamente, haciendo que el gancho de proa fallara, provocando que el bote salvavidas se fuera a la izquierda y luego quedo suspendido verticalmente hasta que el soporte de popa se rompió y cayó de 10 a 20m al mar, dejando como resultado 36 ocupantes muertos; seis trabajadores más resultaron muertos cuando saltaron de 30 o 40 metros de la plataforma hacia el mar.

El segundo incidente tuvo lugar cuatro años más tarde, el 24 de abril de 1988 y resultó en la destrucción de la plataforma. Al realizar una operación de workover para convertir un pozo de petróleo a gas, este sufrió un reventón de gas. La BOP no cerró el pozo y los intentos para matarlo fallaron. Como el reventón continuó, la tubería de perforación fue forzada a salir del pozo y golpeó una de las patas de la plataforma, provocando chispas que encendieron el gas que se estaba escapando. El incendio quemó la plataforma durante 31 días, dando como resultado daños a la superestructura. Afortunadamente, un hotel flotante estaba junto a la plataforma y pudo ser evacuada sin pérdida de vidas.

Este accidente ocasiono pérdidas por \$461 millones de dólares en ingresos y costes de limpieza.

Figura 10. Incendio en Enchova Central



Tomada de: Enchova Central. Internet: (http://home.versatel.nl/the_sims/rig/enchova.htm).

Plataforma Steelhead

El 20 de diciembre de 1987 la plataforma Steelhead ubicada en Cook Inlet Alaska y propiedad de Marathon sufrió un reventón de gas mientras perforaba el pozo M-26 en el campo de McArthur River. La tripulación estaba fijando el casing cuando el gas de una bolsa de gas somera comenzó a fluir desde el pozo.

“Los intentos de matar el pozo con lodo de perforación fueron fallidos, y por desgracia el gas se encendió, y el fuego causó grandes daños en la estructura de perforación, que ardió fuera de control durante una semana. La tripulación de cuarenta y nueve personas a bordo logró evacuar la plataforma, sin lesiones graves por medio de los botes salvavidas”¹³.

El incendio destruyó el helipuerto, el módulo de alojamiento, el módulo de perforación y una de las grúas. Los problemas con el pozo continuaron, en los siguientes seis meses, se presentaron dos reventones más en el pozo antes de ser controlado, lo que retrasó el inicio de la producción.

¹³ Steelhead Platform. Internet: (http://home.versatel.nl/the_sims/rig/steelhead.htm).

Figura 11. Plataforma Steelhead



Tomada de: Steelhead Platform. Internet: (http://home.versatel.nl/the_sims/rig/steelhead.htm).

Pozo Macondo

El 20 de abril de 2010, la Deepwater Horizon propiedad de Transocean Ltd, una de las plataformas semisumergibles para perforación en aguas profundas más avanzadas del mundo, se encontraba operando en el pozo Macondo de la Compañía British Petroleum (BP) ubicado 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.

La explosión causada por el escape de petróleo y gas del pozo en la unidad de perforación resultó en explosiones y un incendio, que causó la muerte de once operarios de las 126 personas que se encontraba allí. El fuego no se apagó y la unidad de perforación se hundió dos días después. El flujo de petróleo fue controlado finalmente 87 días más tarde después de derramar un estimado de 4.9 millones de barriles. Este accidente marcó el inicio del que posiblemente sea el peor desastre ambiental de los Estados Unidos.

El pozo Macondo tenía una profundidad final de 19.600 pies (5976 m) y atravesaba dos formaciones de interés, pero debió ser cortado a los 18.360 pies

(5598 m) debido a la pérdida de circulación que se presentó al atravesar la primera formación productiva. La profundidad del agua hasta el lecho marino era de 5067 pies (1662 m).

El pozo llevaba 43 días de retraso siendo esto uno de los factores claves en el desastre ya que llevó al operario a tomar las decisiones que posteriormente condujeron al fatal accidente.

Los sistemas complejos fallaron. La explosión se produjo debido a la falta secuencial de una serie de sistemas, donde cada uno de ellos tenía la capacidad para prevenir la explosión incontrolada. La cementación incorrecta y la aprobación de la prueba de presión negativa engañaron a la tripulación al concluir que era seguro continuar, mientras el pozo empezaba a desbalancearse; es decir, la presión del yacimiento excedió la presión hidrostática y el petróleo y el gas fluyeron dentro de este. La cuadrilla de perforación no reconoció este influjo hasta cuarenta minutos después y en ese momento los hidrocarburos ya habían pasado la BOP y se encontraban dentro del riser. Por alguna razón la BOP falló y no pudo ser activada.

Figura 12. Plataforma Deepwater Horizon antes y después del accidente en Macondo



Tomado y modificado de: <http://industriapetrolera.blogspot.com/2010/05/deepwater-horizon-era-una-torre.html>.

2. RIESGOS GEOLÓGICOS PARA LA PERFORACIÓN Y ESTABILIDAD DE POZOS COSTA AFUERA

Los riesgos en ambientes marinos, en especial en aguas profundas, suelen ser más complicados que los que se presentan en ambientes continentales, dadas las condiciones geológicas, el aumento de la probabilidad de ocurrencia y los altos costos en las operaciones. Por lo que es de gran importancia evaluar los procesos geológicos que se presentan y que pueden poner en peligro las operaciones que se realizan en el pozo.

Antes de definir los riesgos propios de sistemas costa afuera, es importante conocer las diferencias que se presentan entre ambientes marinos y ambientes continentales.

Ambiente continental

La corteza continental es más antigua que la corteza oceánica, se pueden encontrar, por ejemplo, rocas con edades de hasta 3600 millones de años, y de diferentes tipos (ígneas, metamórficas, sedimentarias), con un mayor porcentaje de rocas metamórficas.

Dado que la densidad de la corteza continental es menor, los continentes se encuentran a gran elevación en comparación con las cuencas oceánicas, además con la deshidratación de los minerales en la base de la corteza, se presenta un nivel más plástico que evita la subducción de la misma.

En la parte más externa de la corteza están los sedimentos y rocas sedimentarias, con espesores variables que pueden llegar hasta los 3000 m, de esta manera se constituye una capa más gruesa y mucho más consolidada que la que se podría encontrar en la corteza marina. Estos sedimentos se caracterizan por ser gruesos y angulosos, debido a que sufren menos transporte y reciben menos golpes.

La superficie continental es heterogénea, ya que entre su relieve se puede encontrar valles, montañas, mesetas, entre otros.

Ambiente marino

La corteza marina es más joven, no supera los 180 millones de años. Está formada por rocas plutónicas (gabros) y en su parte superior por rocas volcánicas (basaltos). Los sedimentos son muy escasos, al igual que el contenido de rocas metamórficas.

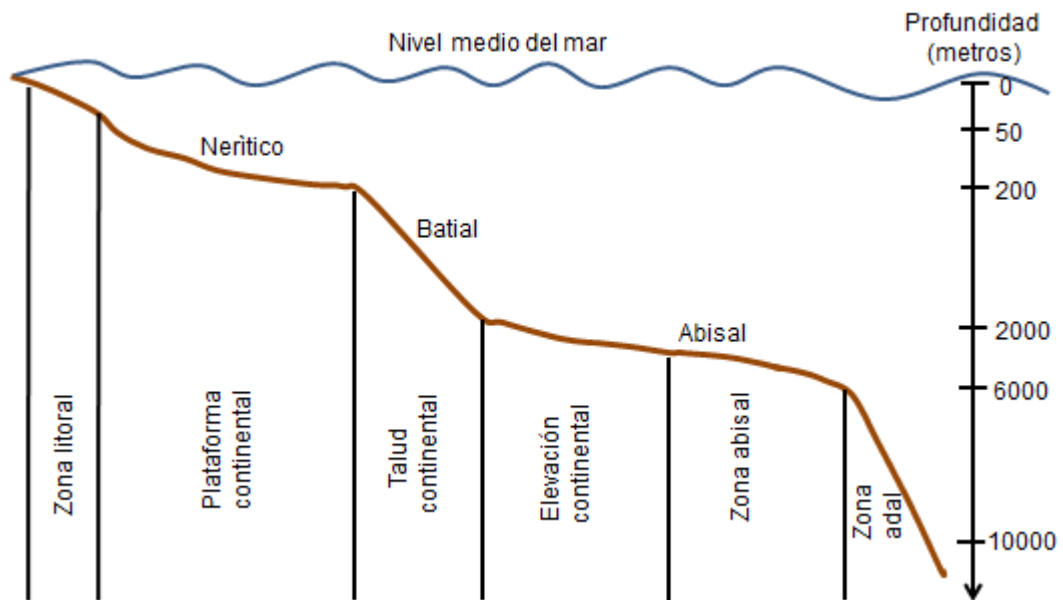
La constante deposición de material de los ríos en los mares hace que estas formaciones sean bastante activas y por ende sus sedimentos no sean fuertemente consolidados.

El ambiente marino, dependiendo de las características geológicas y la profundidad alcanzada, se divide en diferentes zonas (**figura 13**):

- **Plataforma continental:** es una zona costera poco profunda, alcanza profundidades entre 20 y 500 metros, y se extiende desde la costa hacia el mar en distancias que van desde unos cuantos kilómetros hasta miles de ellos. Se observan pendientes con inclinación entre 0.1° y 3.2° , con presencia de algunos montículos producto del crecimiento de arrecifes o erosión.
- **Talud continental:** esta zona empieza cuando se presenta el cambio de pendiente de la plataforma continental, sus inclinaciones varían entre 3° hasta 70° y alcanza profundidades de hasta 3000 metros y extensiones entre 15 y 30 kilómetros (zona batial).
- **Elevación continental:** El extremo inferior de la pendiente se conoce como terraza del pie del talud o elevación continental, caracterizada por sostener una inclinación no mayor a 1° con presencia de cañones submarinos o volcanes. La profundidad a la cual se encuentra varía entre 3000 y 5000 metros y su extensión esta entre 100 y 1000 kilómetros.

- **Fondo oceánico profundo:** (zona abisal) en una zona homogénea donde se forman las llanuras abisales entre 3000 y 6000 metros, su relieve se caracteriza por contener conos volcánicos, colinas, trincheras oceánicas, planicies abisales y conos volcánicos truncados.

Figura 13. Perfil del lecho oceánico



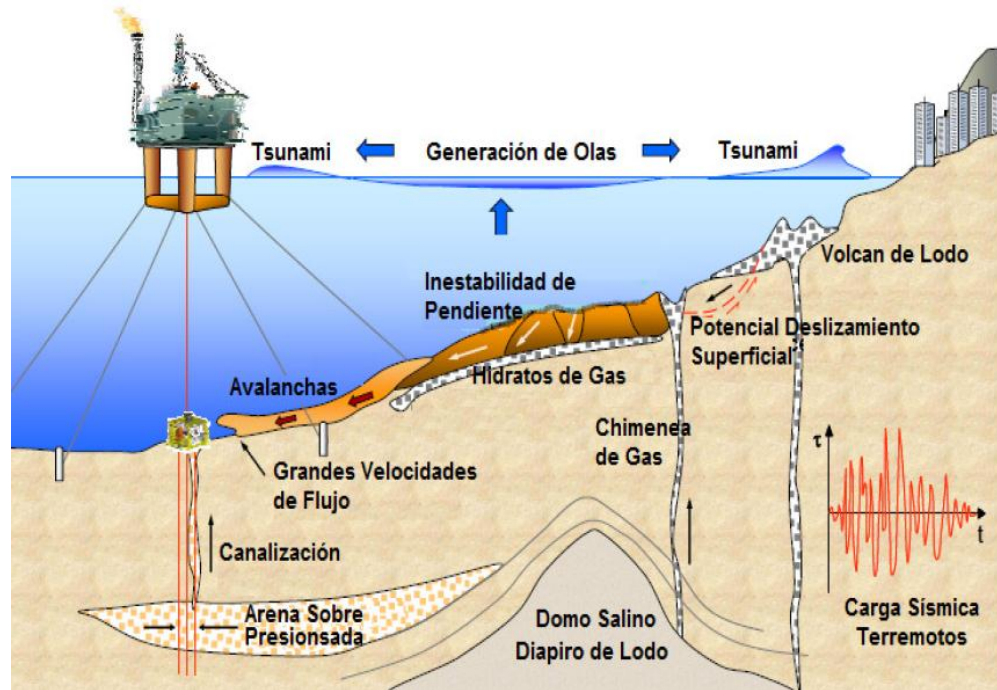
Tomado de: AGUAYO, Joaquín E, TRÁPAGA Roberto, 1996, Geodinámica de México y Minerales del Mar. Internet: (<http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx>).

Los riesgos geológicos costa afuera abarcan ciertos fenómenos geológicos, como deslizamientos submarinos, flujos de agua y gas someros, disociación de los hidratos de gas, volcanismo de lodo, sismicidad, entre otros (**figura 14**). La mayor parte de las actividades se concentran donde el espesor de los sedimentos es alto y está acompañado por diapirismo y formaciones sobrepresionadas.

Cuando la presión de los fluidos excede el equilibrio hidrostático, se puede generar migración y almacenamiento de fluidos y energía, constituyéndose en una

fuente potencial de inestabilidad mecánica de los sedimentos; a su vez estos daños pueden provocar grandes desastres naturales, fracturas e inestabilidad de los cimientos del fondo marino.

Figura 14. Peligros geológicos offshore



Tomado de: Excess Pore Pressure Measurement and Monitoring for Offshore Instability Problems.

2.1 COMPLEJIDAD E INESTABILIDAD DEL FONDO MARINO

El relieve del lecho marino es altamente complejo y por lo tanto inestable, sus sedimentos están formados por severos procesos y sus rasgos son debidos a su historia geológica. Como parte de esta, se encuentra la edad de hielo, la cual tuvo una gran influencia en la formación de las zonas de plataforma continental y taludes.

Cuando se dio este periodo geológico, hace unos 20.000 años, inmensas cantidades de agua fueron retiradas del mar, bajando su nivel hasta 100 m. por lo

que la plataforma continental quedó expuesta. El material de roca volcánica continental interior que se había debilitado y erosionado por procesos de desgaste, a través del hielo, agua y viento, empezó a ser depositado en el perímetro de la costa y en aguas un poco más profundas. Seguido a esto se dieron una serie de eventos que dieron lugar a algunos rasgos característicos del fondo marino.

Los mecanismos de activación de muchos procesos geológicos que provocan inestabilidad puede ser de dos tipos, de forma natural, a través de terremotos; fallas tectónicas; aumento de temperatura, causado por el cambio climático; exceso en la presión de poro, debido a la rápida sedimentación; la fusión de hidratos de gas, debido al cambio climático con el aumento de la temperatura del agua de mar después de los períodos glaciales. Y aquellos debidos a la acción humana, a través de las fuerzas de anclaje de los buques o plataformas flotantes, soportes de tuberías, agotamiento de yacimientos, entre otros.

2.1.1 Sedimentos en el fondo marino suaves, con alto contenido de fluidos

Durante la era glacial, en la que el nivel del agua bajó, la arena arrastrada por el viento y la ceniza volcánica, en su mayoría, fue depositada en las superficies desnudas llenando el relieve con sedimentos no consolidados y débiles. Al principio, los ríos eran más pronunciados y de mayor velocidad, por lo tanto, tenían mayor capacidad para transportar depósitos sedimentarios más gruesos, pero a medida que los océanos fueron aumentado de nivel, las velocidades de los ríos se redujeron, y sedimentos más finos como arenas y limos fueron depositados, cabe resaltar también que este proceso pudo estar acompañado del hecho de que la capacidad de carga de sedimentos de los ríos se reduce desde la desembocadura del mismo hasta la parte más externa del mar, haciendo que al final se suspendan sólo los sedimentos más livianos.

Esta forma de sedimentación que se dio, hace que las formaciones sean difíciles de manejar, ya que están compuestas por una base de material cementado y encima de ellas una capa de sedimentos relativamente recientes, lo que los hace friables y débiles.

Los suelos que están conformados por granos finos, y que son poco plásticos, son susceptibles a cambios en las presiones intersticiales, a esfuerzos que rebasan la resistencia a la fricción interparticular y a efectos de gravedad.

Los suelos finos plásticos, pueden ser encontrados en aguas profundas (>1.000 m), son afectados por la presión de poro, la plasticidad y estado de consolidación; cerca a la superficie los sedimentos suelen ser muy suaves, de grano fino y con baja resistencia al corte.

En las zonas de aguas profundas, que están suficientemente alejadas de la tierra, se encuentran sedimentos como cienos, que básicamente son depósitos de lodo blando en el fondo del océano, compuestos al menos por 30% de restos óseos de organismos microscópicos flotantes. Son capas relativamente delgadas que se pueden desplazar fácilmente. En muchos casos, son tan suaves que cualquier objeto se hunde a través de ellos.

Las propiedades de las arcillas de aguas profundas pueden ser alteradas biológicamente y se vuelven mucho más sensibles que las arcillas marinas convencionales; sin embargo dada su reciente edad, algunas arcillas y limos, no han sido alterados por temperaturas o presiones extremas y no están muy deshidratados, por lo que contienen altos volúmenes de agua provocando un comportamiento blando y pegajoso.

El bajo gradiente geotérmico también es común en aguas profundas, normalmente se encuentra en el rango de 20 a 70°C/km. Esto resulta en un considerable espesor de shale rico en esmectita, que al pasar por un rango de temperatura de aproximadamente 60 a 200°C, puede transformarse en un tipo de arcilla llamado

illita, perdiendo su capacidad para retener agua y, por consiguiente, empieza a liberarla. Esta liberación de fluidos es lo que podría generar condiciones de sobrepresión.

Este proceso está dominado principalmente por el gradiente local geotérmico y podría esperarse a profundidades entre 800 a 3000 m por debajo del lecho marino.

2.1.2 Rápido y alto volumen de sedimentación

En ambientes de aguas profundas es característico que se presenten altas tasas de deposición (>1 mm/año) (Rubey y Hubbert, 1959; Fertl 1976), como en el Golfo de México y partes de las zonas marinas de Brasil y África Occidental, esto a su vez, hace que las formaciones sean relativamente jóvenes (sedimentos del Plioceno al Mioceno, de 5 millones de años a 50 millones de años de edad)¹⁴ en comparación con las formaciones en tierra firme.

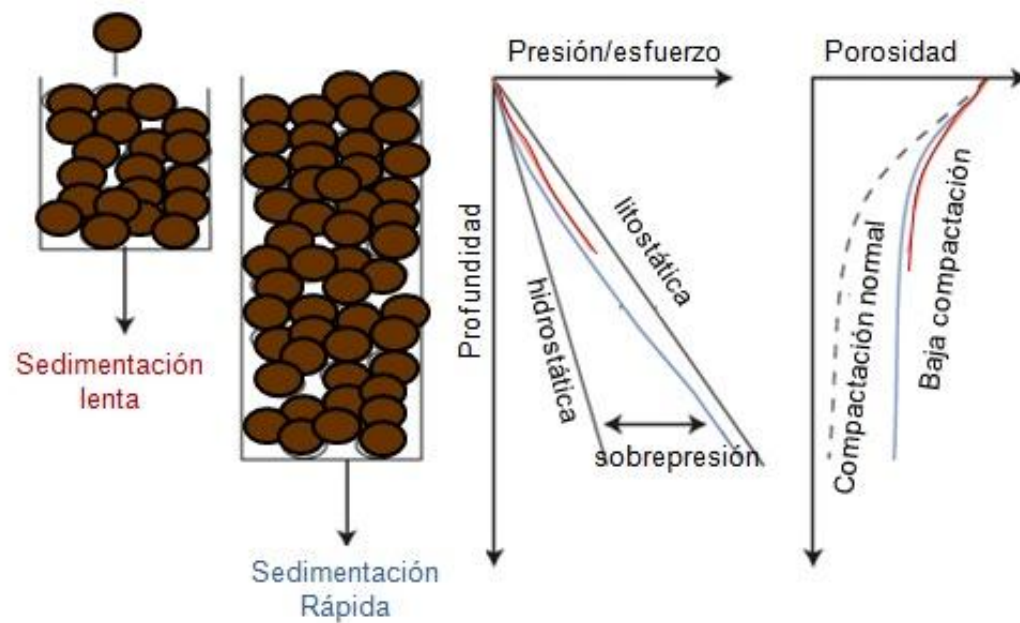
La sedimentación es tan rápida que los fluidos no pueden escapar, por lo que se mantiene un gran volumen poroso. Si el contenido de arcilla es suficientemente alto, las propiedades de compresibilidad-permeabilidad impedirán que los fluidos sean expulsados por la compactación. Así, de forma gradual, la presión de poro empezará a ser más grande que la presión hidrostática, lo que se conoce como sobrepresión. Estas altas presiones de poro harán que los sedimentos tengan poca fuerza de formación, resultando en una baja compactación.

Un efecto significativo que tiene el incremento de la baja compactación es la disminución de la magnitud de esfuerzo vertical y horizontal, causado también por la sobrepresión (**figura 15**). El grado de compactación controla la densidad

¹⁴ S.M. Wilson, S. Edwards, P.D. Heppard, X. Li, G. Coltrin, D.K. Chester, H.L. Harrison & B.W. Coteles., 2003, Wellbore Stability Challenges in the Deep Water, Gulf of Mexico: Case History examples from the Pompano Field., SPE 84266

efectiva de sedimentación y por lo tanto el peso de sobrecarga. Cabe resaltar que en aguas profundas no hay mucha sobrecarga debido a que se tiene el peso de la columna de agua de mar, en lugar de sedimentos más pesados, provocando una reducción en el gradiente de fractura de la formación.

Figura 15. Efecto de la rápida sedimentación en la presión y consolidación de la formación.



Tomado y modificado de: P.B. Flemings, J.H. Behrmann, C.M. John, and the Expedition 308 Scientists, Proceedings of the Integrated Ocean Drilling Program, Volume 308, Mexico, 2006.

Debido a esta secuencia de eventos, característicos de ambientes de rápida sedimentación, la ventana de operación para la perforación en aguas profundas, es decir; la diferencia entra la presión de poro y el gradiente de fractura se hace más reducida en comparación con la de pozos en tierra a la misma profundidad.

Es característico encontrar también erosión en el fondo marino como resultado de corrientes y olas marinas. En el pie y parte superior del talud o elevaciones salinas, este tipo de eventos provoca mayor inclinación, aumento de la fuerza de gravedad y la tensión de corte.

2.1.3 Topografía accidentada, escarpada y pendiente

Los pasos a desnivel y topografía escarpada en aguas profundas son mucho más pronunciados e inestables que en aguas someras, y pueden provocar el flujo de sedimentos y turbiditas. Las cimas y laderas de algunos montículos o elevaciones salinas están caracterizadas por tener topografía de rocas irregulares, algunos bloques individuales de gran tamaño pueden llegar a ocupar varios metros. “Este material rocoso es reciente geológicamente, y está constituido por carbonatos auténticos de un complejo proceso bioquímico”¹⁵.

Hampton et al. (1996) usó el término “landslide territory”, territorios de deslizamiento de tierra, para definir los ambientes donde los eventos de transporte de masa submarino son más comunes, esto incluye taludes continentales abiertos, sistemas submarinos cañón-abanico, fiordos, deltas de ríos activos, flancos o islas volcánicas a lo largo del margen convergente.

Las islas oceánicas son los rasgos de topografía más empinados sobre el planeta y los procesos volcánicos se encargan de sobrecargar la pendiente y hacerla más pronunciada.

Aunque no se conoce con certeza la causa exacta de falla en las zonas de pendiente con bajo ángulo, el exceso de presión de poro acumulado en la parte superior es considerado el mayor factor.

¹⁵ URIBE, GONZÁLES, José I., Aspectos Geotécnicos En Aguas Profundas, Trabajo de grado Instituto Politécnico Nacional México, 2004.

La inestabilidad del talud es generada por varios factores como: la rápida sedimentación, erosión, terremotos, filtración de fluidos y gas desde las capas inferiores, que causan reducción en los esfuerzos; además por un aumento en la temperatura que incide en la estabilidad de los hidratos, los que sufren “una expansión y posterior disociación, generando una capa de gas libre que intenta migrar hacia la superficie”¹⁶.

El movimiento de las masas del suelo marino es además, uno de los factores significativos en la inestabilidad del talud. Estos eventos son conocidos como una de las formas de transporte de material, esto incluye:

Deslizamientos: Los deslizamientos submarinos son mecanismos comunes y muy eficaces de transferencia de sedimentos desde la plataforma y la parte superior del talud a las cuencas en aguas profundas (Hampton et al, 1996;.Locat y Lee, 2002;.Syvitsky et al, 1987).

Cuando se presenta un deslizamiento, grandes cantidades de sedimentos son transportados en pendientes con inclinaciones bajas en el rango de 0.5° a 3°, además de recorrer distancias de cientos de kilómetros, y con duraciones de menos de una hora a varios días.

Avalanchas: Las avalanchas se mueven en las laderas de baja pendiente, viajando rápidamente con velocidades de varios metros por segundo, en largas distancias causando erosión, que dependerá de que tan fuerte sea la avalancha. Esto sucede principalmente por la existencia de una capa de agua debajo de la masa en movimiento o deslizamiento, que reduce la resistencia, debida a la fricción en el fondo marino.

¹⁶ MATEUS. Lina. y ESPINOZA. Carlos., Identificación de Potenciales Problemas Operacionales y Alternativas de Control Durante la Perforación de Pozos Costa Afuera en el Mar Caribe Colombiano., 2010.

El contenido de agua en el deslizamiento o en la superficie de este aumentará la desintegración y la resistencia al deslizamiento de los escombros ocasionando mayores velocidades y distancias más largas. En las avalanchas “la fuerza de arrastre se incrementa rápidamente con el incremento de la velocidad y el espesor de los desechos”¹⁷ .

Generalmente las avalanchas se caracterizan por la presencia de grandes clastos flotantes que le dan una textura rugosa en la parte exterior, además de la presencia de ranuras basales y canales.

Corrientes de turbiditas: caracterizadas por ser suspensiones turbulentas de lodo y arena en agua. Éstas son conocidas por ser una de las formas en las que se transfiere material de grano fino, medio y grueso, impulsado por la acción de la gravedad sobre el exceso de densidad en los taludes. Éstos eventos podrían clasificarse en dos, aquellos que son transferidos solo unos kilómetros pendiente abajo, porque son procesos rápidos de sobretensión; y aquellos que pueden viajar una gran distancia, varios miles de kilómetros pendiente abajo y a través del plano abisal, por un proceso de flujo de ignición provocando autosuspensión en el mismo.

2.2. CIMIENTOS DEL FONDO MARINO ACTIVOS Y CAMBIANTES

2.2.1. Fallas activas

Las fallas son debidas a la actividad geológica, y su clasificación como activas depende de sus actividades de fallas, las cuales se caracterizan por su evidencia histórica, geológica y sismológica.

¹⁷ KVALSTAD. T.J.. NGI.,2007, What is the Current "Best Practice" in Offshore Geohazard Investigations A State-of-the-Art Review., OTC 18545.

Una falla puede ser definida como activa cuando muestra evidencias de movimientos repetitivos en el tiempo geológico reciente. El Estado de California, EE.UU., considera que una falla es activa si se ha movido en el pasado unos 10.000 años (en la época del Holoceno)¹⁸; mientras que en Colombia, según el servicio geológico colombiano, se considera que una falla es activa cuando ha estado sujeta a desplazamiento en los últimos dos millones de años¹⁹.

Definir una falla en muchas ocasiones resulta complicado y más aún si no se cuenta con un fenómeno de fácil medición, como el registro histórico de un terremoto, por medio de un estudio de paleo-sismología sobre la falla, con lo que se puede comprobar si la misma es activa.

Algunas fallas pueden ser activas y no enterradas, existe otras que están parcialmente enterradas por una cubierta de sedimentos, lo que hace que sean inactivas, y existen además, aquellas que representan el mayor riesgo en la operaciones costa afuera, dado que son tan pequeñas e irregulares que pueden ser hasta imperceptibles.

El continuo movimiento de las fallas puede conducir a la inestabilidad del suelo, debido a que éste es propenso a movimiento; entonces, cuando se generan desplazamientos submarinos de masas se pierde el soporte del mismo, este tipo de desplazamientos dependerá de la naturaleza y estado de los sedimentos.

Las fallas activas pueden estar también asociadas a la liberación de gas o hidratos contribuyendo a la inestabilidad de los sedimentos.

¹⁸ HARNPATTANAPANICH Thanu., y LUDDAKUL Anchalee., Seismic Hazard of the Khorat Plateau: Preliminary Review, Conferencia Internacional de Geología, Geotecnia y Fuentes Minerales de Indochina (GEOINDO), 2011.

¹⁹ Servicio Geológico Colombiano. Material educativo, conceptos básicos. Internet: (<http://seisan.ingeminas.gov.co>):

2.2.2. Continuas deformaciones del fondo marino

Los suelos, ya sean consolidados o poco consolidados, están sujetos a constantes cambios y deformaciones de corte, provocando un comportamiento contractivo y posible incremento de presión de poro. Cuando el comportamiento de un suelo es frágil y la deformación de corte requerida para generar alto exceso de presión de poro es baja, se considera que es un “suelo colapsable”, típico en arenas o cienos.

Los terremotos son considerados los mecanismos más comunes de generación de esfuerzos de corte y deformación de los sedimentos de suelo. Se originan por el choque violento de dos placas tectónicas, generando grandes ondas que se expanden por todo el subsuelo marino, ocasionando el movimiento de grandes cantidades de masa paralela a la propagación de la onda. Este fenómeno puede provocar tensión en algunas rocas y aumentar la compresión en otras.

Los terremotos tienen gran influencia en la presión de poro, dado que la actividad sísmica provoca a corto plazo fuerzas de inercia y después un aumento de la presión de poro, que se da por la licuefacción del suelo, cuando se ejerce sobre éste una fuerza externa como una carga sísmica que hace que las arenas sueltas reduzcan su volumen aumentando la presión.

“La acumulación de sobrecarga asociada a la deformación por esfuerzo cortante y un aumento de la presión de poro puede conducir a la reducción de la resistencia al corte del suelo durante y después del terremoto”¹⁷, ocasionando grandes deslizamientos de material, que como ya se ha mencionado anteriormente pueden generar daños a las estructuras.

2.3. DEFINICIÓN DE GEOPRESIÓN

Como su nombre lo indica, geopresión se refiere a la presión que se da de forma natural en el ambiente geológico y está compuesta por la presión de poro, de

fractura y sobrecarga. El entendimiento de su naturaleza y los factores que pueden afectarla es muy importante, porque puede ayudar a definir las características y el estado de la formación.

Por ejemplo, "la medición de la presión de poro proporciona información sobre la historia de estratificación de un suelo, la porosidad y el estado de esfuerzos, si es "bajo", "normalmente" o "sobre" consolidado"²⁰.

2.3.1. Presión de Sobrecarga

La presión de sobrecarga se define como el peso combinado de los sedimentos y los fluidos en las formaciones por encima de cualquier profundidad de interés, es decir; es la suma de las presiones de los fluidos y las presiones de los sedimentos que están sobre la formación de estudio.

En aguas profundas la sobrecarga se ve afectada por la profundidad de agua en el punto de estudio, ya que sobre el intervalo en evaluación, existe un gradiente asociado al peso de las formaciones superiores y un gradiente asociado al agua encima de éstas, debido a que posee menor densidad que la roca, entonces el gradiente de sobrecarga es menor comparable con el de un lugar en tierra.

2.3.2. Presión de Poro

La presión de poro o presión de la formación se define como la presión de los fluidos presentes en los poros de la roca, producida por la columna hidrostática de agua que va desde la superficie hasta la profundidad de interés y que puede variar con la salinidad del agua.

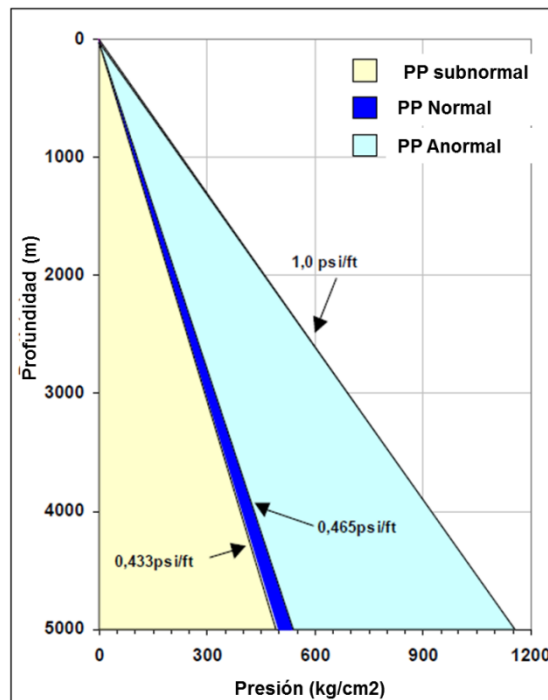
²⁰CHAKRABARTI. Subrata. K., Handbook Of Offshore Engineering., Volume II., 2005.

Además se ve afectada por la sobrecarga, es decir, el peso de las capas de roca sobre la formación de interés, que ejerce presión sobre los fluidos en los poros y los granos de la roca.

Al dividir el valor de la presión entre la profundidad vertical verdadera (TVD), se obtiene el gradiente de presión promedio del fluido, que normalmente está entre 0,433 psi/pie (para agua dulce) y 0,465 psi/pie (para agua saturada con 100.000 ppm de sal)¹⁶. El valor tomado para una región dependerá del entorno en el que se establecieron y varía de una zona a otra según la región geológica (**Figura 16**).

Formaciones con gradientes menores que el agua dulce entre cero y 0,433 psi/pie se denominan de presión subnormal y se pueden presentar cuando no hay sobrecarga, es decir; la formación está expuesta en la superficie.

Figura 16 . Clasificación de la presión de poro



Tomado y modificado de: FALCAO. José. L., Uncertainties in the Pore Pressure Evaluation in Deepwater: a Statical Approach., 2002.

2.3.2.1. Presión de Poro Normal

“La presión de poro normal es igual a la presión hidrostática del agua que se extiende desde la superficie hasta la formación de interés”²¹. Por lo tanto el gradiente de presión de poro normal en cualquier área será igual al gradiente de presión hidrostática del agua que ocupa los espacios de los poros de la formación en esa zona.

El gradiente de presión hidrostática está influenciado por la concentración de sólidos disueltos (sales) y gases en el agua de la formación. Por ejemplo a mayor contenido de sólidos disueltos será mayor el gradiente de presión de poro normal, pero al aumentar el contenido de gases este disminuye. Cabe anotar que el gradiente de presión normal disminuye al aumentar la temperatura debido a la expansión del fluido.

En ambientes marinos, la densidad del agua de la formación puede variar de poco contenido de sal (0,44 psi/pie) a agua con alta saturación de sal (0,515 psi/pie) y esta saturación cambia con el tipo y profundidad de la formación, por lo que el valor promedio del gradiente de presión de poro normal no puede ser válido para todas las profundidades. Sin embargo cuando no se tiene datos precisos se toma el valor de 0,465 psi/pie como el gradiente de presión de poro normal. En la **tabla 4**, se muestran algunos valores de gradiente de presión de poro normal y las áreas en donde se encuentran.

Tabla 4. Promedio de gradientes de presión de poro normal

Agua en la formación	Presión (psi/pie)	Gradiente SG (gravedad específica)	Área
----------------------	-------------------	------------------------------------	------

²¹ABERDEEN DRILLING SCHOOLS & WELL CONTROL TRAINING CENTRE., Well Control for the Rig-Site Drilling Team., Section 1., 2002.

Agua dulce	0,433	1,00	Montañas Rocosas y mitad del continente, E.U.A.
Agua salobre	0,438	1,01	
Agua salada	0,442	1,02	Mayoría de las cuencas sedimentarias del mundo.
Agua salada	0,452	1,04	Mar del Norte, Sur del Mar de China.
Agua salada	0,465	1,07	Golfo de México
Agua salada	0,478	1,10	Algunas áreas del Golfo de México

Tomado y traducido de: ABERDEEN DRILLING SCHOOLS & WELL CONTROL TRAINING CENTRE., Well Control for the Rig-Site Drilling Team., Section 1., 2002.

2.3.2.2. Presión de Poro Anormal

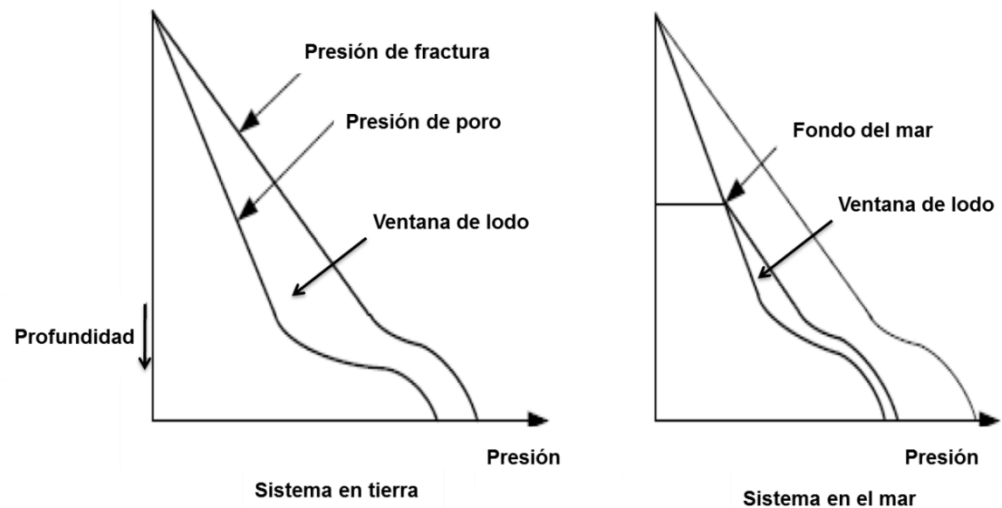
Es la presión de poro anormalmente alta, mayor que la presión de poro normal (>0,465 psi/pies), es decir; presiones de poro superiores a la de la columna de agua (gradiente hidrostático del agua). Estas presiones se desarrollan en la compactación de las formaciones debido a la restricción del movimiento de los fluidos presentes en los poros. También se presentan “cuando una formación normalmente presionada se eleva hacia la superficie, mientras que impide la pérdida de líquidos de los poros en el proceso. En este caso, se cambiará de presión normal (a una profundidad mayor) a presión anormal (a menor profundidad)”²².

Algunas de las causas para que la presión de poro presente este comportamiento anormal son: la rápida sedimentación, baja compactación, capas de sal, movimientos tectónicos, formaciones sobrepresionadas, entre otros. En ambientes de aguas profundas es característico encontrar exceso de presión de poro, lo que hace que el manejo de la presión sea complicado y se vuelva más crítico a medida

²² MANUAL WELL CONTROL SCHOOL., 2002.

que aumenta la profundidad, ya que la ventana de operación se hace cada vez más estrecha en comparación a la ventana de operación con la que se trabaja en perforaciones en tierra (**Figura 17**).

Figura 17. Comparación de la ventana de operación en tierra y en mar



Tomado y modificado de: SKALLE. Pal., Pressure Control During Oil Well Drilling., 2011.

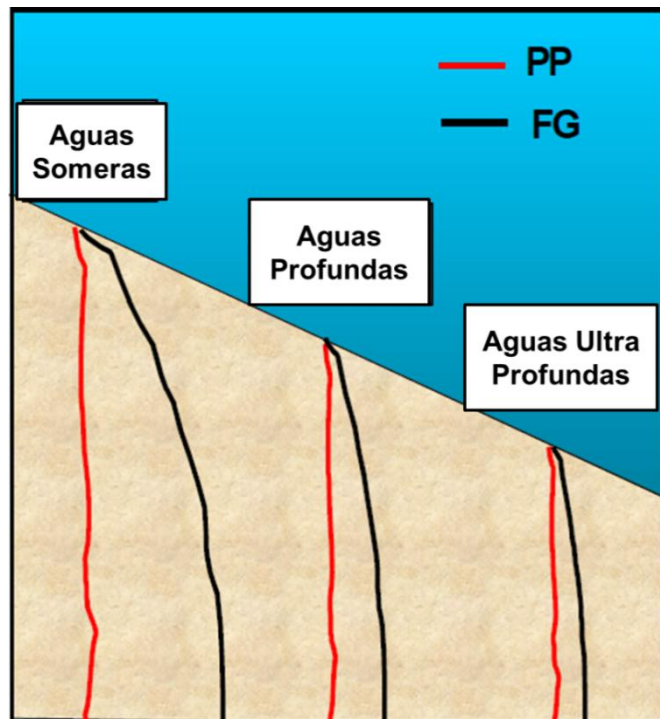
2.3.3. Presión de Fractura o Gradiente de Fractura

La presión o gradiente de fractura es “la cantidad de presión que se necesita para deformar permanentemente (fallar o dividir) la estructura de la roca de una formación”²², o la presión a la cual la formación se rompe. Está relacionada con la presión de sobrecarga, debido a la importancia de ésta en la compactación de los sedimentos. Cuando esta presión es menor que la presión hidrostática del lodo, ocurre la intrusión del lodo a la formación por la fractura de la roca. La presión de fractura normalmente se expresa como un gradiente con unidades de presión por profundidad (psi/pie) o como densidad equivalente con unidades de libra por pie cúbico (pcf) o por la presión total calculada en la formación (psi).

Los gradientes de fractura en tierra generalmente aumentan con la profundidad porque la presión de sobrecarga es mayor con la profundidad y por lo tanto la compactación de los sedimentos es mayor y tiene la capacidad de resistir tensiones horizontales y verticales superiores.

En ambientes marinos, el gradiente de fractura se ve afectado por este efecto y por esta razón a una misma profundidad (en comparación con un pozo en tierra) el gradiente de fractura en el mar será menor (**figura 18**). “La regla del dedo gordo supone que para cada 1000 pies de agua, el gradiente de fractura disminuye en 0,8 lb/gal en relación con un pozo en tierra”¹⁶.

Figura 18. Diferencia entre presión de poro (PP) y gradiente de fractura (FG) en aguas someras, profundas y ultra profundas



Tomado y modificado de: FALCAO. José. L.,2002, Uncertainties in the Pore Pressure Evaluation in Deepwater: a Statical Approach., SPE/ISRM 78247.

La presión o gradiente de fractura se ve afectada por tres factores:

Edad geológica: a mayor edad mayor grado de compactación y cementación, los fallamientos y plegamientos son más severos debido a la intrusión de sal (cuando se da), lo que cambia el estado de esfuerzos de la zona, lo que varía el gradiente de fractura de diferentes formas.

Profundidad y sobrecarga: al aumentar la compactación de la formación, existe mayor resistencia al corte, debido a que el espacio inter-granular disminuye.

Presión de poro: si la presión de poro es anormal, la compactación de la roca disminuye porque el fluido dentro del poro soporta toda la sobrecarga, provocando una ventana de operación estrecha debido a la pequeña diferencia entre la presión de poro y la de fractura.

2.4. FORMACIONES GEOPRESIONADAS

Las zonas sobrepresionadas o de presión anormal se pueden encontrar a lo largo de toda la columna estratigráfica por debajo del lecho marino, y se denominan de presión anormal porque la presión de la formación está por encima del valor de presión normal respecto al gradiente de presión que es de “0,465 psi/pie para agua salada (100000 ppm)”¹⁶. Estas zonas se encuentran principalmente en yacimientos aislados, es decir; que no tienen continuidad con otros, aunque también hay formaciones someras sobre-presionadas que se pueden asociar a flujos a través de fallas, formaciones permeables, discontinuidades de formación, movimiento de formaciones de niveles inferiores hacia el fondo del mar asociado a fallas, etc.

Los sellos o capas impermeables que aíslan una formación de otra, provocan que a poca altura se desarrolle un cambio brusco de presión, impidiendo el equilibrio

hidrostático, es decir; que la presión esté en equilibrio con la columna de líquido, generando presiones de poro mayores a la presión hidrostática o sobrepresiones.

Entre algunos de los procesos geológicos, geofísicos y geoquímicos, que provocan el exceso de presión de poro en los sedimentos, se encuentran:

- La compactación por desequilibrio genera la sobrepresión, esto se da principalmente por la rápida sedimentación de finos que se presentan frente a los deltas de los ríos, y en el borde continental de los glaciares, impidiendo que el agua escape de la masa de sedimentos lo que mantiene un gran volumen poroso. Normalmente el equilibrio se genera a bajas velocidades de compactación, ya que los granos de roca se decantan y el volumen de los poros disminuye al expulsarse el agua.
- Rápida sedimentación debida a las altas tasas de depositación de sedimentos, además si existe alto contenido de arcilla las propiedades de compresibilidad-permeabilidad pueden impedir el drenaje completo de fluidos provocando un aumento en la presión de poro.
- Conversión de la esmectita-illita, este proceso se da en un intervalo de temperatura de aproximadamente 60 a 200°C, provocando que la arcilla pierda la capacidad de retener agua, esto puede ocurrir a profundidades bajo el lecho marino de 800 a 3000 metros dependiendo del gradiente geotérmico local.
- Cambios de presión y temperatura en suelos gaseosos, cuando hay presencia de gas libre o gas saturado si se reduce la presión este se expande, ocasionando disminución en la resistencia del suelo debida a la reducción del contacto intergranular y de la tensión efectiva. El aumento en la temperatura en el lecho marino debido a la restitución de las corrientes superficiales más cálidas en los períodos interglaciares podría haber afectado a las condiciones de presión de poro.
- Fusión de los hidrato de gas, un aumento en la temperatura y reducción de la presión puede ocasionar inestabilidad de los hidratos, cuando se

presenta la fusión de los hidratos se genera un exceso en la presión de poro que estabiliza este proceso, además este exceso de presión ocasiona un flujo de fluidos fuera de la zona de fusión.

- Explosiones subterráneas (Blowout), estas explosiones pueden conectar las zonas de alta presión más profundas con estratos someros, aumentando la presión de poro en los estratos someros.
- “Terremotos y deformación cortante inducidos por la presión de poro, cuando se somete a un esfuerzo cortante, los suelos normalmente consolidados y poco consolidados tienden a comportarse contractivamente y desarrollar un exceso en la presión de poro”²³.

Cuando se atraviesan zonas sobrepresionadas que no han sido detectadas, durante la perforación se presentan grandes problemas debido a que el flujo es liberado y no es posible controlarlo provocando que el pozo se derrumbe.

2.4.1. Diapiros y Volcanes de lodo

“Los diapiros y volcanes de lodo son fenómenos geológicos cuyas estructuras verticales son formadas por el ascenso de lodo a través de una columna de roca. Los diapiros presentan una estructura geomorfológica en forma de domos. Dependiendo de la evolución temporal se pueden presentar en la superficie grietas o cráteres en donde se observa el ascenso del lodo y burbujas de gas”²⁴. Estos tienen la capacidad de avanzar y extenderse por los sistemas de fallas y fracturas existentes, o que se han generado durante el proceso de intrusión del diapiro.

²³ KVALSTADT.J, NADIM. F, HARBITZ. C.B, 2001, Deepwater Geohazards: Geotechnical Concerns and Solutions. OTC 12958.

²⁴ ROMERO. L, MENESES. J, RODRÍGUEZ. A, GONZÁLES.O, (2006), Sistema de Reconstrucción Tridimensional para el Análisis Dinámico de un Cuerpo: Estudio Cuantitativo del Vulcanismo de Lodo, Revista Colombiana de Física, Vol. 38, No. 2. Internet: (http://revcolfis.org/publicaciones/vol38_2/articulos/pdf/3802589.pdf).

Los diapiros de lodo están formados por depósitos de material deltaico y pueden alcanzar hasta 200 metros en 20 años y llegar incluso a la superficie. Cuando se presentan escapes de gas del subsuelo cercano al diapiro de lodo el gas usa estas estructuras para llegar a la superficie dando paso a la formación de los volcanes de lodo.

Los volcanes de lodo son un fenómeno natural poco usual, característico de los márgenes continentales, se originan en las zonas de compresión tectónica por la acumulación de sedimentos y son generalmente asociados con los sedimentos profundos que se han sometido a la rápida deposición y subsidencia”²⁵.

Otra definición menciona que son formas de descarga de grandes cantidades de lodo a la superficie del fondo marino. “El mecanismo de accionamiento para dicha descarga es la alta presión de gas y agua mineralizada. Esto quiere decir que las unidades someras, como profundas del subsuelo, están excesivamente presionadas con gas (normalmente metano)”²⁶.

Los volcanes de lodo presentan similitudes en apariencia a los volcanes de magma, pero con orígenes muy diferentes. Se pueden observar siete tipos diferentes de formas: Cónica-cóncavo, Cónica-convexo, cóncavo, convexo, cónico-plana, plana, enterrado.

Estos volcanes son una fuente importante de información sobre los sedimentos y condiciones del subsuelo, “pueden ser una indicación del alto potencial de petróleo debido a la relación que tienen con yacimientos de petróleo y gas”²⁷, además de ser peligrosos para las operaciones de perforación, instalaciones de equipos y rutas de oleoductos. El correcto uso de esta información “permite evaluar los tipos

²⁵ PROBERT. T, BRYAN. R, RONEN.S, ENGELMARK. F, AKENTEVIA. E, BROWNIG. G, ROUSON. C, BAKHSHIEVE. F, KAWAI. N, and NAZAROV.A, Mud Volcanoes and Shear-Wave Imaging- and Example 4C Test Line in the Caspian Sea, 2001.

²⁶ NEWTON. Robert. S., CUNNINGHAM. Richard. C., and SCHUBERT Carl. E., 1980, Mud Volcanoes and Pockmarks: Seafloor Engineering Hazards or Geological Curiosities?., OTC 3729.

de hidrocarburos, la construcción de modelos de trampas, los escenarios de carga y definir la distribución del yacimiento”²⁷.

2.4.2. Domos salinos

Un domo salino es una forma de relieve o estructura geológica intrusiva con una base generalmente plana y techo arqueado, formado por un fenómeno denominado halocinecisis o diapirismo; “proceso en el que se presenta ascensión tectónica de una roca poco densa y plástica a través de rocas subyacentes mucho más densas y recientes en el proceso de deposición”¹⁶.

Un domo de sal es una roca sedimentaria poco densa compuesta por masa de evaporitas (halita, yeso y anhidrita) que se generan debido a la cristalización de sales disueltas en lagos y mares costeros.

Este tipo de estructura se puede encontrar desde aguas someras hasta aguas profundas, y por lo general se asocia la presencia de hidrocarburos debajo de ellos, debido a que pueden servir como sello de formaciones almacén, por lo que una mala decisión de perforación en el manejo de los domos de sal puede causar la pérdida completa de los recursos.

Los domos salinos presentan altas presiones dentro del domo, por lo que los riesgos durante la perforación son importantes. Los problemas operacionales de los que se debe tener cuidado son:

- Perforación del tope del domo salino.
- Esguerrimiento.
- Lixiviación de la sal.
- Disolución de la sal.

²⁷M.Z. Yusifov., and P.D. Rabinowitz., 2003, Seismic Interpretation and Classification of Mud Volcanoes of the South Caspian Basin, Offshore Azerbaijan., OTC 15120.

- Pega de tubería.
- Angulo de salida del pozo.
- Fallas y fracturas.
- Pérdidas de circulación.
- Zonas de roca fragmentada.
- Alquitrán activo.
- Heterogeneidad del yacimiento.
- Espesor de las formaciones.
- Inestabilidad del pozo.

2.4.3. Ventanas de gas

Las ventanas de gas se relacionan con los sistemas de ríos que terminan en los deltas, ya que estos transportan material orgánico que previamente se deposita en el océano en capas poco profundas del lecho marino. Éste material por medio de procesos biogénicos, debido al gran contenido de nutrientes presente en la materia orgánica, que las bacterias descomponen y maduran, se transforma en hidrocarburos; siendo el metano el principal componente de las ventanas de gas (**figura 19**).

Figura 19. Salida de gas desde el lecho marino



Tomado de: <http://www.co2remove.eu/Sections.aspx?section=419.424.466>

Las cuencas formadas por estos eventos contienen gas, agua e hidrocarburos líquidos, que dan paso a las bolsas de gas y de agua someras (shallow gas y shallow water), que se consideran como riesgos al momento de las operaciones de perforación en aguas profundas.

La salida de los gases a capas más someras e incluso a la superficie del lecho marino, se da por la diferencia de densidades y presión, pero esta migración se ve afectada por la permeabilidad de las formaciones que debe atravesar, además esta liberación de gas se puede presentar por las características estructurales y geológicas presentes en el lecho marino, como las fallas activas y zonas fracturadas asociadas a capas de sal y/o diapiros de lodo. Por lo general el gas busca alcanzar las zonas de estabilidad de hidratos por las condiciones de presión y temperatura presentes en estos lugares.

“El gas que migra por las ventanas de gas se cristaliza rápidamente, al encontrarse e interactuar con agua y pueden observarse como sólidos blancos, a través de ellos se llena la fractura de hidratos de gas con lodo en el suelo marino, es por esto que se dice que los hidratos son asociados con las ventanas de gas porque se filtran a través de las fracturas”²⁸.

2.4.4. Montículos o socavaciones (pockmarks)

Los pockmarks son depresiones del lecho marino de forma circular o elíptica normalmente de varios cientos de metros de ancho o diámetro y con poca profundidad, que se forman en suelos suaves con sedimentos de grano fino del fondo marino por la expulsión de fluidos al lecho marino especialmente gas y en algunas ocasiones agua.

²⁸ SASSEN.R., ROBERTS.H., JUNG. W., LUTKEN. C.,DEFREITAS. D., SWEET. S., and GUINASSO N. Jr., 2006, The Mississippi Canyon 118 Gas Hydrate Site: A Complex Natural System., OTC 18132.

“La filtración de gas observada en los pockmarks es generalmente no más que un burbujeo suave insuficiente para erosionar los sedimentos del fondo. Sin embargo, se cree que existe un ciclo de actividad”²⁹.

Existen tres fases de formación de los pockmarks:

- La acumulación de presión, ocurre la acumulación de gas bajo el lecho marino formando domos.
- La erupción, cuando los líquidos y sólidos son expulsados en la columna de agua.
- La fase posterior a la erupción, que puede ser una fase inactiva o una donde el gas continuamente se filtra a través del suelo.

La formación de los pockmarks puede ser de forma continua o intermitente durante largos periodos de tiempo, además puede ser desencadenada por terremotos o perturbaciones del lecho marino como el arrastre de un iceberg.

Estos pueden interferir en las operaciones de perforación y la estabilidad de plataformas, por ejemplo si se perfora un pockmark durante la primera fase de formación puede haber un escape de fluidos de forma descontrolada debido a la alta presión de poro que se tiene en esta fase, cuando se está en la segunda fase de formación la expulsión de los fluidos puede hacer que se pierda el control de la plataforma, además son buenos indicadores de los procesos de emanaciones que aún se dan.

²⁹ JUDD. A.G,2001, Pockmarks in the UK Sector of the North Sea, Technical Report. Internet: (http://www.offshore-sea.org.uk/consultations/SEA_2/TR_SEA2_Pockmarks_Dist.pdf).

2.5. RIESGOS GEOLÓGICOS DURANTE LA PERFORACIÓN ASOCIADOS A LA PRESIÓN

Los riesgos geológicos asociados a las operaciones de perforación en aguas profundas, son principalmente tres: shallow gas flow (SGF), shallow water flow (SWF) e hidratos de gas, ya que pueden ocasionar problemas para el desarrollo normal de la perforación, así como generar un aumento en los costos, pérdidas de las reservas, equipos y vidas.

2.5.1. Shallow Gas Flow (Flujo de Gas Somero)

Shallow gas o gas somero puede ser definido como las capas de gas sobrepresionadas encontradas a poca profundidad, caracterizadas por bajos gradientes de fractura. Las arenas saturadas de gas están a profundidades someras de alrededor de 3000 pies por debajo del nivel del lecho marino, aunque las profundidades con mayor probabilidad de presentar accidentes y en las que se debe tener mayor cuidado son entre 300 y 400 pies.

“El gas presente en estas capas puede ser producto de procesos microbianos donde los desechos orgánicos de los sedimentos se descomponen y convierten en metano en ambientes anóxicos debido a la acción de las bacterias por metanogénesis. Los procesos termogénicos pueden producir gas, por crackeo (descomposición térmica) de materiales orgánicos para formar hidrocarburos, entre ellos el gas. El crackeo se da a grandes profundidades, entonces el gas puede fluir por canales o fracturas hasta donde se encuentre con un sello que le impida salir a la superficie y formar zonas sobrepresionadas”¹⁶.

Los flujos de gas someros (SGF) son los principales causantes de reventones durante las operaciones de perforación, debido a que cuando se perfora una arena sobrepresionada se puede presentar un flujo incontrolado de gas hacia el pozo y la superficie, ocasionando grandes daños como pérdida parcial o total de la

plataforma y en muchas ocasiones la muerte de los trabajadores, cuando este flujo de gas no se puede controlar rápidamente.

“Cuando la columna de lodo no soporta la sobrepresión de la formación durante la perforación, el gas fluye incontroladamente hacia el pozo. Si la presión de la formación es suficiente para vencer las caídas generadas por la columna de lodo y por la tubería, el gas puede llegar a superficie con la fuerza necesaria para causar una catástrofe”¹⁶.

Un indicador de la presencia de un SGF es un aumento en la tasa de retorno de los fluidos de perforación a la superficie, es decir, se tiene mayor volumen de fluido de perforación en el tanque y la tasa de bombeo de éste al pozo no aumenta. Por otra parte, cuando se fractura la formación se observa la pérdida de lodo de perforación, y se puede identificar cuando la tasa de bombeo es la misma pero el volumen de retorno del lodo al tanque en superficie es menor.

2.5.2. Shallow Water Flow (Flujo de Agua Somera)

Los flujos de agua somera o SWF se encuentran principalmente en estratos de arenas poco consolidadas y sobrepresionadas, en un rango de 0 a 3000 pies (aproximadamente 1000 metros) por debajo del lecho marino; en ambientes deltaicos donde hay altas tasas de sedimentación.

Los SWF ocurren por la diferencia entre la presión de poro de la formación y la presión hidrostática generada por la columna de lodo, que permite el flujo del agua presente en los poros de la formación hacia el pozo.

Las altas tasas de deposición de los deltas, y el sello que proporcionan las arcillas de sobrecarga, no permiten que el agua presente en la formación y que fluye por canales a la superficie salga, quedando entrampada y generando presiones de poro anormales.

Generalmente, las porosidades de las arenas con agua somera (shallow water) son mayores al 45% por la poca consolidación. “Los sedimentos a profundidades mayores de 1000 m, se consideran sedimentos litificados, es decir, casi siempre con buena compactación y cementación (dureza), ya que los sedimentos son depositados lentamente transformándose en rocas estables”¹⁶. “El efecto de la presión de sobrecarga y de la circulación de fluidos, permite mantener el comportamiento normal del gradiente de presión a estas profundidades”³⁰. Por lo que las profundidades menores de 1000 m son consideradas de alto potencial de riesgo para el fenómeno de shallow water flow.

Si durante la perforación la broca penetra una zona sobrepresionada, se libera agua que intenta fluir a la superficie, “las tasas de flujo de agua pueden variar desde muy bajas (cerca de los niveles de detectabilidad) hasta varios cientos de litros por minuto, y con frecuencia pueden contener cantidades significativas de arena”³¹, generando gran riesgo si el conjunto de preventoras no ha sido instalado.

La presencia de shallow water flow es una amenaza para la perforación offshore, por lo que es primordial identificarlos para reducir riesgos en las operaciones. Los mayores peligros se dan en aguas profundas por las mayores presiones que se encuentran en las formaciones someras. Los problemas que se presentan durante la perforación ocasionados por los SWF son:

- Colapso de tubería.
- Flujo de arena-agua por la tubería.
- Blowouts.
- Derrumbes del pozo.
- Flujo cruzado.
- Canalización.

³⁰ WS Atkins Consultants Ltd., Risk Implications in Site Characterization and Analysis for Offshore Engineering and Design., 2004.

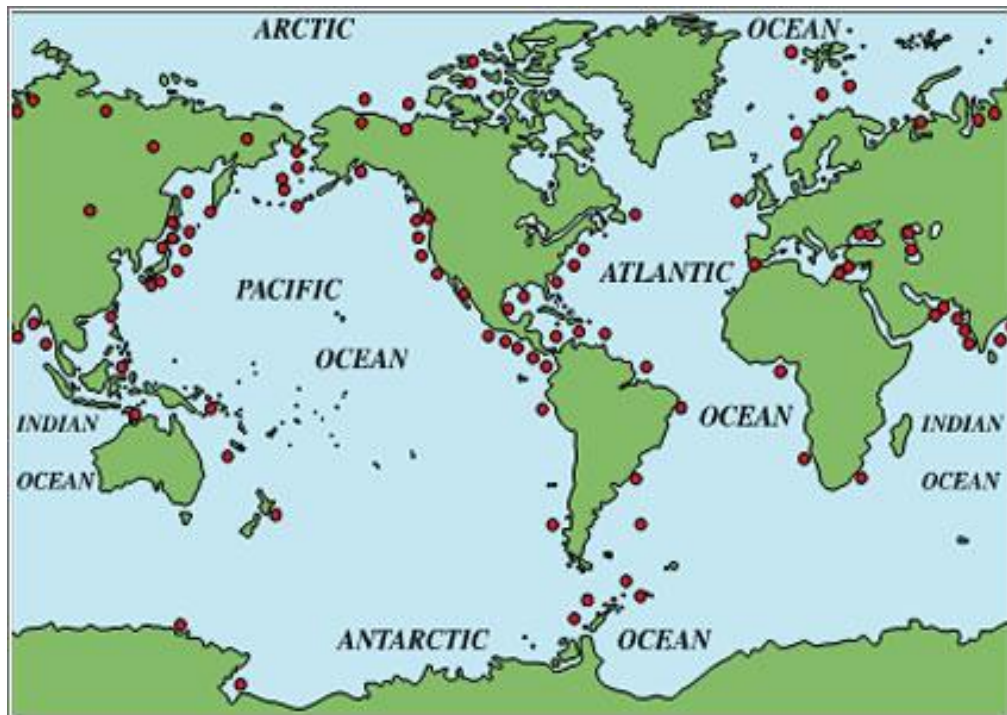
³¹SKALLE. Pal., Pressure Control During Oil Well Drilling., 2011.

- Perdida del pozo.
- Erosión del hueco.

2.5.3. Hidratos De Gas

Los hidratos de gas también conocidos como clataros¹⁶, son sólidos cristalinos similares al hielo, formados por moléculas de gas encapsuladas en una malla de moléculas de agua, donde el tamaño de las moléculas de gas es menor a 9 Armstrong. Están compuestos generalmente por gases livianos como el metano, etano, propano y otros, aunque se ha dicho que todos los gases excepto el hidrógeno, helio y neón forman hidratos, siendo el metano el más abundante y conocido en la naturaleza. La **figura 20** muestra la distribución mundial de los hidratos.

Figura 20. Distribución global de hidratos



Tomando de: <http://www.lacomunidadpetrolera.com/wpcontent/uploads/2011/02/ramirez3.jpg>.

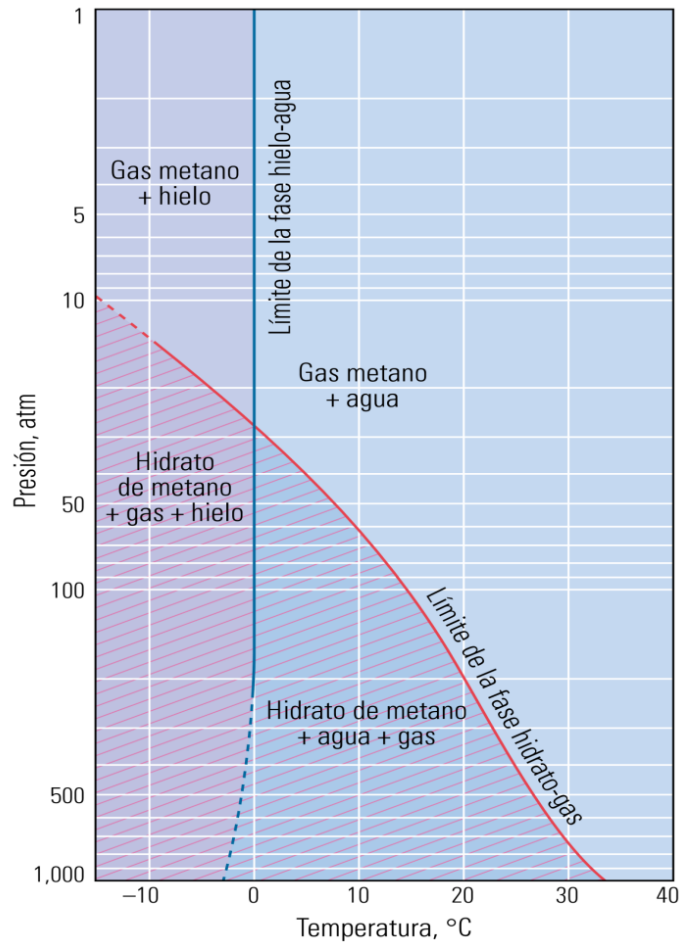
Se encuentran principalmente en ambientes marinos donde los suelos son ricos en nutrientes y residuos orgánicos para que las bacterias los conviertan en metano por procesos biogénicos. Las condiciones adecuadas para la formación y estabilidad de hidratos son altas presiones, bajas temperaturas, agua y gas en exceso; por lo que es frecuente encontrarlos en operaciones costa afuera en aguas profundas con columna de agua mayor a 1500 pies (aproximadamente 500 metros), y por debajo del lecho marino desde pocos metros hasta los 600 metros.

Las zonas de permafrost en el Ártico proporcionan las condiciones ideales para la formación y estabilidad de los hidratos, se pueden encontrar a profundidades menores, aproximadamente de 200 a 1200 metros a partir del nivel de la superficie terrestre.

Generalmente se encuentran a temperaturas entre -15°C y 15°C ; sin embargo en el Golfo de México se han encontrado hidratos en aguas poco profundas y a temperaturas superiores a los 20°C , debido a que la estabilidad de estos también depende de la composición del gas que los forma. La **figura 21** muestra un diagrama de fases de estabilidad de los hidratos

Por ejemplo con 10% de etano en la mezcla de gases, los hidratos son estables a 6 atmósferas de presión y 6°C de temperatura, condiciones que se encuentran a aproximadamente 60 metros de columna de agua, mientras que con metano puro las condiciones de estabilidad son más extremas, con presiones de 40 atmósferas, es decir; a aproximadamente 400 metros de columna de agua.

Figura 21. Diagrama de fases de estabilidad de los hidratos



Tomando de: MATEUS, Lina. y ESPINOZA, Carlos., Identificación de Potenciales Problemas Operacionales y Alternativas de Control Durante la Perforación de Pozos Costa Afuera en el Mar Caribe Colombiano., 2010.

El intervalo donde se encuentran los hidratos se denomina zona de estabilidad del hidrato de gas (GHSZ), esta zona depende del gradiente geotérmico, la existencia y espesor del yacimiento. En esta zona se puede formar gas libre cuando el hidrato se disocia, este proceso requiere más calor que en el necesario para disociar el hielo¹⁶.

Si las condiciones de estabilidad del hidrato cambian se pueden presentar dos procesos: disociación que puede ser lenta o explosiva y disolución. El primero da como resultado gas libre y agua, mientras que en el segundo se tiene una mezcla líquida de gas y agua. Estos procesos están limitados por la composición y solubilidad del gas, además de las condiciones de presión y temperatura a la que se encuentre el hidrato.

Al ocurrir disociación del hidrato se libera gran cantidad de agua y gas, debido a que 1 m³ de hidrato de metano sólido (estabilizado) a condiciones normales de presión y temperatura, puede expandirse aproximadamente a 0.8 m³ de agua y 165 m³ de gas metano. Esta liberación de gas puede ser extremadamente peligrosa si se están llevando a cabo operaciones de perforación, debido a que se forman sobrepresiones que puede ocasionar un flujo incontrolado de gas y por lo tanto un reventón en la plataforma.

Durante las operaciones de perforación costa afuera en aguas profundas puede ser muy fácil la formación de hidratos debido a la presencia de agua, gas y las condiciones óptimas de presión y temperatura.

2.5.3.1. Riesgos relacionados con los hidratos

- Disminución de la fuerza de cizallamiento y como consecuencia la inestabilidad del talud.
- Restricciones al flujo de petróleo y gas.
- Activa movimientos submarinos que pueden ser el principio de la formación de Tsunamis y pérdida de integridad y estabilidad de los equipos en el fondo oceánico.
- Corrosión y disolución de materiales por hidratos de CO₂ o H₂S.
- Problemas ambientales asociados a la liberación del gas durante la disociación, ya que éste contribuye al calentamiento global.

- Disociación por aumento en temperatura o disminución de presión en las zonas de estabilidad de hidratos.
- Pérdida de flotabilidad en los buques cuando se libera gran cantidad de metano por disociación de hidratos, que provoca una disminución en la densidad del agua de mar.
- Reventones por despresurización o calentamiento de mantos de hidratos sobrepresionados por la circulación de fluidos calientes dentro del pozo.
- Pérdida de control del pozo por salidas incontroladas de gas, que conllevan a la formación de incendios.
- Formación de hidratos en el pozo por la alta presión hidrostática que se maneja a grandes profundidades y la presencia de gas.

La mejor solución para evitar la formación de hidratos es agregando sales, glicol o inhibidores químicos que reduzcan la cantidad de agua libre.

2.6. IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS SOMEROS

La identificación de los riesgos geológicos someros es de vital importancia antes de desarrollar un proyecto de perforación costa afuera, ya que realizando estudios de estos es posible conocer las condiciones geológicas que se pueden presentar en la zona de interés, esta identificación permite conocer si hay presencia de domos de sal, volcanes de lodo, fallas escarpadas, SWF, SGF, hidratos, ventanas de gas, inestabilidad del talud, avalanchas, anomalías de sobrepresión, etc. “La norma API RP 14J define la identificación de riesgos como el primer paso del análisis predictivo de riesgos y lo considera como el más importante.”³²

Algunos de los métodos usados para la identificación de riesgos geológicos son:

³² LOPEZ. M. Fredy, Identificación, Evaluación y Manejo de Riesgos Geológicos Someros para la Perforación Costa Afuera. (Geohazards y Shallow Hazards), Tesis de grado, 2012.

Batimetría: la batimetría es el estudio de las profundidades marinas, es el equivalente submarino de la altimetría. En la actualidad es una herramienta de gran importancia que permite hacer una caracterización detallada del fondo marino ya que determina la morfología o relieve de este mediante los mapas de nivel; el principio de funcionamiento de esta herramienta consiste en “determinar la profundidad midiendo el tiempo que le toma a una onda acústica, enviada desde el barco, viajar a través del agua hacia el fondo marino y luego volver al barco”³².

Algunas de las herramientas usadas en la batimetría son los sensores de presión, XBT (Expandible BathyThermographer), sísmica multihaz.

Sensores de presión: estos sensores se usan para medir la deformación vertical las elevaciones o subsidencias del lecho marino.

XBT (Expandible BathyThermographer): este equipo tiene la capacidad para obtener un perfil de temperatura del océano y es usado en la batimetría para las hacer las correcciones necesarias por temperatura.

OBS (Ocean Bottom Seismometer): son redes sismológicas ubicadas en el lecho marino y permiten la detección de terremotos mediante el envío y recepción de señales por medio de ondas que son analizadas por un software especial para su interpretación, estas redes se ven afectadas por el ruido y movimiento de sedimentos del fondo marino. En zonas de baja frecuencia es necesario el uso de métodos más avanzados para la identificación de los terremotos como tomografías de velocidades sísmicas.

ROV (Remotely operated vehicle): el ROV es un robot submarino operado a control remoto y que está unido a una embarcación por un cable que es el encargado de llevar la información recolectada por el vehículo a superficie. El ROV puede estar equipado con una serie de brazos para los trabajos en las profundidades o sencillamente una cámara fotográfica para tomar imágenes del lecho marino.

AUV (Autonomous underwater vehicle): a diferencia del ROV este tipo de robot es autónomo, puede ser teleoperado o programado para que se desplace por el fondo marino de forma independiente. Son usados generalmente para la toma de fotografías de alta resolución que permita caracterizar una zona específica del lecho marino, también son empleados para hacer estudios de reflexión sísmica o de barrido lateral.

Correntómetros fijos o anclados: este tipo de dispositivo permite medir la velocidad y dirección de las corrientes marinas. Los que usan efecto Doppler tienen la capacidad de medir desde el fondo hasta la superficie. En algunos correntómetros los datos son guardados y el equipo debe ser recuperado para acceder a la información.

Boyas de deriva: son lanzadas al mar para registrar las corrientes por medio de receptores de largo alcance que miden su posición, algunas están diseñadas para hundirse a cierta profundidad por varios días y luego salir a la superficie para enviar su posición y además tienen la capacidad de medir la temperatura y salinidad del mar.

En la **tabla 5** se muestran algunos de los riesgos geológicos presentes en el fondo marino y algunos de los métodos usados para su identificación.

Tabla 5. Métodos para la Identificación de Riesgos

Riesgo geológico	Método de identificación
Tormentas mareas altas y corrientes	Estudios meteorológicos, correntómetros, boyas de deriva, satélites y radares.
Tsunamis y terremotos	Redes sismológicas
Fallas escarpadas	Batimetría, perfiles sísmicos, ROV y AUV
Ventanas de gas	Ondas de corte, perfil sísmico, sísmica 3D,

	ROV y AUV
Volcán de lodo	Sísmica, batimetría, herramientas multihaz, sonar de barrido lateral ROV y AUV
Inestabilidad del talud	Sísmica de alta resolución 2D y 3D, herramientas multihaz, sonar de barrido lateral, ROV, AUV, análisis de anisotropía y herramientas de simulación.
Avalanchas	Batimetría, Sísmica de alta resolución, sonar de barrido lateral ROV y AUV.
Hidratos de gas	Registros de resistividad, sónico y densidad, sísmica de alta resolución y reflexión sísmica.
SWF	Sísmica de alta resolución, y pruebas para las propiedades elásticas de las rocas y las velocidades de las ondas P y las Ondas S, técnicas AVO.
SGF	sísmica 2D y 3D de alta resolución, registros sísmicos de alta resolución en pozos ya perforados, Registros de resistividad, sónico y densidad
Domos salinos	Análisis de registros, sísmica 2D y 3D de alta resolución

Fuente: El autor

2.7. POZOS SOMETIDOS A ALTA PRESIÓN, ALTA TEMPERATURA (HPHT)

De acuerdo con el glosario E&P de la SPE, un pozo sometido a temperatura alta se presenta cuando la temperatura del agujero inferior es mayor que 300 °F (150 °C). En cuanto a alta presión, se considera cuando la presión de poro máxima que

se espera de la formación a perforar excede un gradiente hidrostático de 0.8 psi/pie, o el equipo de control de presión requerido en el pozo, tiene una presión de trabajo en exceso de 10.000 psi o 69 MPa.

Sin embargo, han surgido nuevas clasificaciones dependiendo de las condiciones bajo las que se encuentre el pozo (**tabla 6**).

Tabla 6. Clasificación de pozos HPHT

Clasificación	Temperatura	Presión
Nivel I: HPHT	>300°F(150°C) - 350°F (175°C)	>10000 Psi(69 MPa)-15000 Psi (103 MPa)
Nivel II: Ultra HPHT	>350°F(175°C) - 400 °F(200°C)	>15000 Psi (103 MPa)- 20000 Psi (138 MPa)
Nivel III: Extra HPHT	>400°F(200°C) - 500°F(260°C)	> 20000 Psi (138 MPa)

Tomado de: www.haliburton.com

Las condiciones de alta presión y alta temperatura han empezado a desarrollarse en ambientes de aguas profundas, como muestra de esto muchos pozos de aceite o gas, especialmente en el Golfo de México, se encuentran clasificados bajo las condiciones del nivel II, y algunos yacimientos de aceite y gas en el Mar del Norte, como señalan Dyer y Graham (2002), son caracterizados por altas presiones (12000-1500 Psi), altas temperaturas ($T > 175^{\circ}\text{C}$) y muy alto contenido de sal ($>300000 \text{ mg/L}$)³³.

³³ FAN C., SHI W., ZHANG P., LU H., ZHANG N., WORK S., AL-SAIARI H., KAN A., TOMSON M. B., 2012, Ultrahigh-Temperature/Ultrahigh-Pressure Scale Control for Deepwater Oil and Gas Production, SPE 141349.

Los efectos de condiciones de alta presión, alta temperatura en pozos offshore son significativos, afecta los procesos de producción desde risers de perforación hasta sensores para válvulas de control de seguridad, en el sistema de control de la preventora de reventones (BOP).

3. EVALUACIÓN Y CONTROL DE LA PRESIÓN

La identificación de los límites de presión, dentro de los cuales se realizan las operaciones de perforación es de vital importancia, debido a que si se tiene el conocimiento de estos valores se evitarán problemas al momento del desarrollo del pozo.

La presión de poro y de fractura definen la ventana de operación, es decir; en qué rango se debe mantener la presión hidrostática para que el pozo no tenga problemas como: pérdida de circulación, colapso del pozo, pega de tubería, flujo de fluidos incontrolados desde la formación hacia el pozo, que pueden desencadenar un reventón y este a su vez llevar a la pérdida parcial o total de la plataforma, daños ambientales, pérdidas de los hidrocarburos, vidas humanas y económicas.

Para operaciones de perforación estas presiones son comúnmente expresadas en forma de gradiente, que puede ser comparado con la densidad del lodo de perforación. Así, teniendo definidos los límites de presión de poro y gradiente de fractura se diseña el peso del lodo para que esté dentro del margen y garantice el control y la estabilidad del pozo.

3.1. CUANTIFICACIÓN DE LA PRESIÓN

“Todos los métodos para predecir las presiones de sobrecarga, formación y fractura están basados en el principio de Terzaghi, el cual dice que la presión de

sobrecarga P_{ob} , es igual a la suma del esfuerzo vertical efectivo σ_v más la presión de formación P_{poro} ³⁴:

$$P_{ob} = P_{poro} + \sigma_v$$

3.1.1. Presión de sobrecarga

Antes de hacer el cálculo de la presión de poro y de fractura, es necesario establecer el gradiente de sobrecarga. Éste se calcula teniendo en cuenta la columna de agua y la columna de sedimentos, por medio de la siguiente ecuación:

$$g_{ob} = \frac{[(8,5)(W) + (\rho_{avg})(D - W - A)]}{D}$$

Donde 8,5 lb/gal es la densidad del agua de mar asumida

g_{ob} = gradiente de presión de sobrecarga (ppg)

ρ_{avg} = la densidad promedio de los sedimentos (ppg)

W = Profundidad del agua (pies)

D = medición de la profundidad (pies)

A = espacio de aire (pies)

Existen herramientas que permiten la medición directa de la densidad de los sedimentos (ρ_{avg}), sin embargo; si no se cuenta con estos registros, es posible

³⁴ GÓMEZ. Miguel, PÉREZ. Fernando, junio 2007, Aplicación para el Diseño de Tuberías de Revestimiento a Partir de Registros Geofísicos, Universidad Nacional Autónoma de México.

usar una relación de compactación basada en los datos de densidad regional, denominada la ecuación de Amoco (Traugott, 1977):

$$\rho_{avg} = 16,3 + \left[\frac{(D-W-A)}{3125} \right]^{0,6}$$

Otro método que se puede usar para estimar la densidad promedio es convertir los datos de resistividad o acústicos a densidad volumétrica; sin embargo este procedimiento requiere de una especial atención, dado que puede que los cambios de temperatura y arcilla afecten las transformaciones de porosidad³⁵.

3.1.2. Presión de poro

La presión de poro es considerada la presión más importante que debe ser calculada antes de realizar las operaciones de perforación, dado que de no ser controlada puede causar muchos problemas como: daño en la formación, inestabilidad del pozo y peor aún conducir a reventones.

La predicción de la presión básicamente consiste en que las mediciones que proporciona un indicador de presión de poro, son convertidas a estimación de presión a través del uso de aproximaciones y métodos desarrollados por diferentes autores.

Los métodos directos se basan en relacionar la cantidad en la que un indicador de presión de poro se desvía de su línea de tendencia normal en el gradiente de presión a una profundidad dada. Existen principalmente dos métodos:

- *Diagramas cruzados o crossplot (Hottman y Johnson 1965):* éste método se basa en el uso de un diagrama cruzado, hecho a partir de datos de

³⁵ TRAUGOTT Martin., Pore Pressure and Fracture Pressure Determination in Deepwater, Deepwater Technology Supplement to World oil., Agosto 1997.

registros de una región determinada y medidas de presión de poro, así con los datos obtenidos se hace una gráfica, X vs Y, donde X representa los valores de tendencia normal y Y el gradiente de presión de poro. Debido a que los diagramas representan las condiciones geológicas de un área en especial, se deben hacer nuevas gráficas para la predicción de la presión en otras áreas.

- *Gráficas de sobreposición (Pennebaker 1968)*: Pennebaker también presentó un diagrama cruzado X-Y para calcular las presiones de poro. Se basó en la construcción de curvas de Δt vs la profundidad para diferentes gradientes de presión, a partir de la ecuación que él mismo desarrolló³⁶, las cuales fueron impresas en una gráfica de sobreposición transparente (Overlay). De esta manera la presión de poro puede ser leída directamente a partir de una gráfica de tiempo de tránsito vs. Profundidad; sin embargo, se ha se ha determinado que una gráfica de sobreposición general de aplicación mundial no es suficiente para cualquier indicador de presión de poro³⁶.

Los métodos de esfuerzo efectivo son basados en un principio propuesto por Terzaghi (1943), el cual define el esfuerzo efectivo como la diferencia entre la presión total de confinamiento y la presión del fluido en los poros. En esta medida el esfuerzo efectivo representa la porción del esfuerzo total llevado por la roca o los granos de los sedimentos.

El esfuerzo efectivo y las mediciones petrofísicas pueden ser correlacionados por medio de métodos empíricos o modelos basados en las propiedades de la roca, los cuales se encargan del estudio de la velocidad y su variación en función de las propiedades de la roca, atribuyendo el cálculo de la presión de poro a la diferencia entre el esfuerzo de sobrecarga y el esfuerzo efectivo.

³⁶ BOWERS. Glenn, 20 de mayo de 1999, Estado del Arte en la Estimación de la Presión de Poro, traducción elaborada por el Instituto Mexicano del Petróleo.

Los métodos empíricos son establecidos por correlaciones de esfuerzo efectivo con mediciones petrofísicas, que son obtenidas gracias a registros que son realizados en el pozo. Están clasificados en tres categorías:

- *Métodos verticales:* suponen que las formaciones normalmente presionadas y sobrepresionadas siguen la misma relación de compactación, por lo tanto tienen idénticos esfuerzos efectivos. Pero dado que bajo diferentes condiciones de presión la formación no siempre seguirá la misma relación de esfuerzo efectivo, en éste caso se puede bajo estimar la presión de poro y conducir a errores.
- *Métodos horizontales:* calculan el esfuerzo efectivo a partir de parámetros con tendencia normal y del esfuerzo efectivo a presión normal a la profundidad de interés.
- *Otros métodos:* fueron desarrollados con el fin de ser aplicados a casos especiales en los que las formaciones normalmente presionadas y las sobrepresionadas no siguen una misma relación en la compactación como una función del esfuerzo efectivo. Para esto algunos autores propusieron diferentes métodos: Bowers (1995) y Wilhelm (1998), que se basan en registros sínicos, y Holbrook (1987, 1985)³⁶ que utiliza registros de resistividad.

3.1.3. Presión de fractura

La presión de fractura o gradiente de fractura puede ser determinado por medio de métodos directos o indirectos. Los métodos directos se basan en mediciones de la presión requerida para fracturar la roca, a partir de pruebas que son realizadas en campo, como es el caso del Leak Off Test (LOT), que consisten en evaluar la capacidad del pozo para resistir la presión y se realiza por debajo de cada zapato del casing; sin embargo, los datos obtenidos con esta prueba requieren de un

ajuste con el gradiente de fractura, estimado también a partir de estudios sísmicos y pozos de correlación.

El cálculo de gradientes de fractura es similar al de pozos en tierra, con la diferencia que a mayor profundidad del agua, éste será a su vez menor, dado que el gradiente de sobrecarga no es muy grande. Entre las correlaciones mas usadas para su determinación están: la ecuación de Hubbert y Willis, la correlación de Matthews y Kelly, la correlación de Pennebaker, la correlación de Eaton, la correlación de Christman, y la correlación de MacPherson y Berry.

Ecuación de Hubber y Whillis (H&W)

La presión mínima para fracturar la formación es definida como la presión necesaria para vencer el esfuerzo principal mínimo.

$$P_{fr} = \sigma_{\min} + P_{poro}$$

Donde,

P_{fr} = presión de fractura (psi)

P_{poro} = presión de poro (psi)

σ_{\min} = esfuerzo mínimo

Por medio de experimentos de laboratorio se concluyó que el esfuerzo mínimo en sedimentos relativamente someros varía en un rango de aproximadamente un medio y un tercio del esfuerzo vertical.

De esta manera, la presión mínima de extensión de la fractura será:

$$P_{fr} = \frac{\sigma_{ob} + 2 * P_{poro}}{3}$$

Y la presión máxima quedara definida como

$$P_{fr} = \frac{\sigma_{ob} + P_{poro}}{2}$$

Donde σ_{ob} es el esfuerzo de sobrecarga

Este método presenta una limitación, dado que sólo se aplica a formaciones poco profundas con la presión cerca de la presión hidrostática.

Correlación de Matthews y Kelly (M&K)

Éste es un método que ha sido apropiado para la estimación del gradiente de fractura en ambientes de aguas profundas. Se basa en la definición del esfuerzo mínimo, hecha por Matthews y Kelly, los cuales remplazaron la suposición hecha por H&W de la siguiente manera:

$$\sigma_h = k * \sigma_v$$

Donde k es la relación de esfuerzo o relación de esfuerzo efectivo, σ_h = esfuerzo horizontal mínimo, σ_v = esfuerzo de sobrecarga efectivo.

La forma generalizada de la ecuación para hallar el gradiente de presión de fractura es la siguiente:

$$g_{fr} = g_{poro} + k(g_{ob} - g_{poro})$$

Donde,

g_{fr} = gradiente de presión de fractura.

g_{poro} = gradiente de presión de poro.

g_{ob} = gradiente de presión de sobrecarga.

k puede ser estimada usando algunas de las siguientes aproximaciones:

- Empírica $k = (0,039)(D-W / 4-A)^{0,33}$
- Tensión uniaxial $k = (\nu)/(1-\nu)$
- Plástica $k = 1$
- Solidez $k = (1-\phi)$
- Esfuerzo de arco (hoop stress) $k = (2\nu)/(1-\nu)$
- Falla $k = 1/\left[\left(\mu^2+1\right)^{0,5}+\mu\right]^2$
- Angulo de falla $k = 1/\tan^2\theta$

Donde,

ν = relación de Poisson

ϕ = porosidad (fracción)

μ = coeficiente de fricción

θ = ángulo de falla medido desde la horizontal

La constante en el método empírico ha sido derivada de Martin Traugott, 1997³⁵, a partir de un Leak Off Test (LOT) hecho en el Golfo de México.

Las demás correlaciones para la estimación del gradiente de fractura fueron obtenidas a partir del análisis de datos de campo y suposiciones hechas por cada autor³⁴, lo que permitió para cada una de ellas obtener una gráfica como resultado de la correlación. En el caso de la correlación de Christman que fue desarrollada en el Canal de Santa Barbara en un ambiente de aguas profundas, se demostró que al incrementar el tirante de agua se reduce el gradiente del esfuerzo de sobrecarga, lo que provoca también una reducción en el gradiente de fractura conforme se incrementa el tirante de agua.

3.2. PREDICCIÓN DE GEOPRESIÓN ANTES DE LA PERFORACIÓN

Para el exitoso desarrollo de la perforación de un pozo es de gran importancia tener un amplio conocimiento acerca de la presión de la formación. Para esto, se hace un completo estudio que se divide en dos, antes y durante la perforación. La primera parte consiste en un análisis predictivo y preventivo en el que se hacen estimaciones de la presión; mientras que la segunda consta de evaluaciones y mediciones que se realizan en tiempo real con el fin de calibrar y actualizar las anteriores mediciones y de esta manera ofrecer un estudio confiable que permita desarrollar de forma exitosa las operaciones.

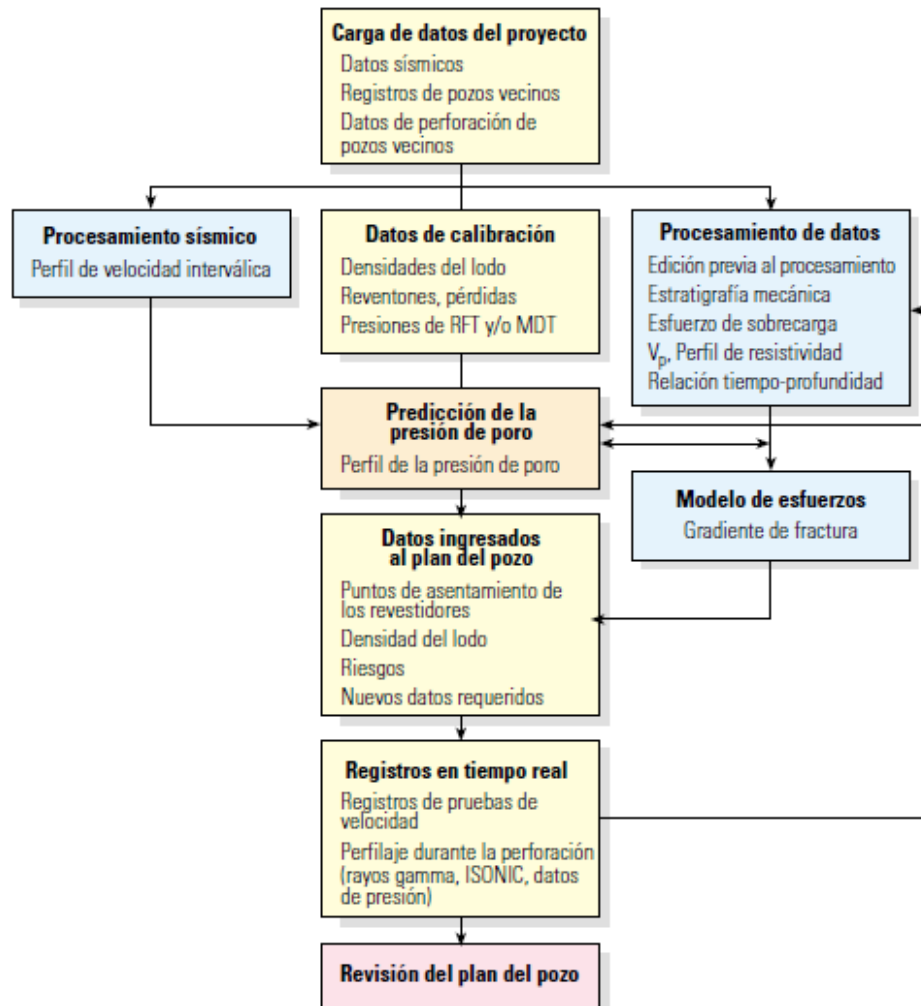
La predicción de la geopresión es de gran importancia para la planeación del pozo, la cual se basa en el estudio de factores importantes como determinación de la ventana de operación, que incluye la identificación del peso del lodo adecuado, diseño del casing (revestimiento) y un apropiado proceso de completamiento. Todo esto con el fin de garantizar que las operaciones se desarrollen dentro de un margen de seguridad, en el que se trabaje eficientemente y se reduzcan costos.

La **figura 22** muestra un proceso general utilizado para la predicción de presión, inicialmente se realiza un estudio de registros de pozos de correlación y datos sísmicos para ofrecer una estimación de la presión y un modelo de esfuerzos, posteriormente esta información es utilizada para hacer el planeamiento del pozo; sin embargo es importante tener en cuenta que las mediciones realizadas en el pozo vecino no siempre representan exactamente las mismas condiciones geológicas del nuevo pozo. Este es el caso de zonas de sal tectónicamente activas, en especial en zonas donde hay más posibilidad de encontrar sal en intervalos más profundos.

El proceso de planeación y estimación de la geopresión puede llegar a ser el mismo que se realiza en pozos en tierra; sin embargo las condiciones hacen que el trabajo sea más complicado y se corra con mayores riesgos y a su vez costos.

Por lo tanto se requiere de grandes esfuerzos y el uso de tecnología más avanzada que permita reducir la incertidumbre de los estudios.

Figura 22. Proceso para la predicción de la presión



Tomado de: CUVILLIER G., EDWARDS S., JOHNSON G., PLUMB D., SAYERS C., DENYER G., MENDONCA José E., THEUVENY B., VISE C, 2000, Soluciones para los Problemas de la Construcción de Pozos en Aguas Profundas, Oilfield Review.

3.2.1. Pozos de Correlación

El estudio de información de pozos vecinos constituye un paso de suma importancia en la predicción de la presión y la planeación de un pozo. Entre más información se tenga el análisis puede llegar a ser más completo. Entre los datos más utilizados se encuentran los reportes de perforación, pruebas realizadas, registros, estados mecánicos, análisis de eventos operacionales, geología entre otros.

Con la información de los pozos de correlación se hace un estudio geomecánico, que principalmente consiste en el estudio del comportamiento mecánico de la roca y su relación con la presión de la formación. Por medio de la medición de la porosidad de la roca o algún parámetro sensible a la misma, como el tiempo de tránsito o resistividad, se pueden reconocer zonas sobrepresionadas, cuando las mediciones que se obtienen se alejan con respecto a la tendencia normal de compactación de la formación.

Muchos de los métodos usados para la predicción de la presión se basan principalmente en el estudio de la tendencia normal de compactación. Esta línea de tendencia es estimada a partir de registros sínicos y de resistividad, y la variación de su pendiente esta en función de ciertos factores como: la profundidad del agua, la velocidad de sedimentación, litología y edad de los sedimentos.

La tendencia de compactación de las lutitas (shale) a presión normal se utiliza para predecir la variación con la profundidad del intervalo de tiempo de tránsito (ITT) de las ondas de compresión sínicas a través de las lutitas. La curva sínica muestra una tendencia lineal en un trazo semi-logaritmico cuando se encuentra una zona de presión hidrostática normal. Los datos sínicos promediados se utilizan para obtener, a partir de regresión lineal una línea, la cual es considerada como la línea de tendencia normal de compactación. Así, si los valores sínicos o sísmicos que son derivados de ITT se encuentran sobre esta línea, se podría

estimar que la presión es normal, por el contrario si son mayores a la tendencia lo más seguro es que se encuentre una presión de poro anormal.

De forma similar a como se cuantifica la presión en tierra a partir de registros se hace para pozos costa afuera. Basados en el método de Eaton, que básicamente asume que la presión de sobrecarga esta conformada por la presión de poro y el esfuerzo vertical, ésta se obtiene de la siguiente manera:

$$P_{ovb} = P_{poro} + \sigma_z$$

Donde,

P_{ovb} = presión de sobrecarga (psi)

P_{poro} = presión de poro (psi)

σ_z = esfuerzo vertical

Así, la densidad vertical equivalente será:

$$\rho_z = \rho_{ovb} - \rho_{poro}$$

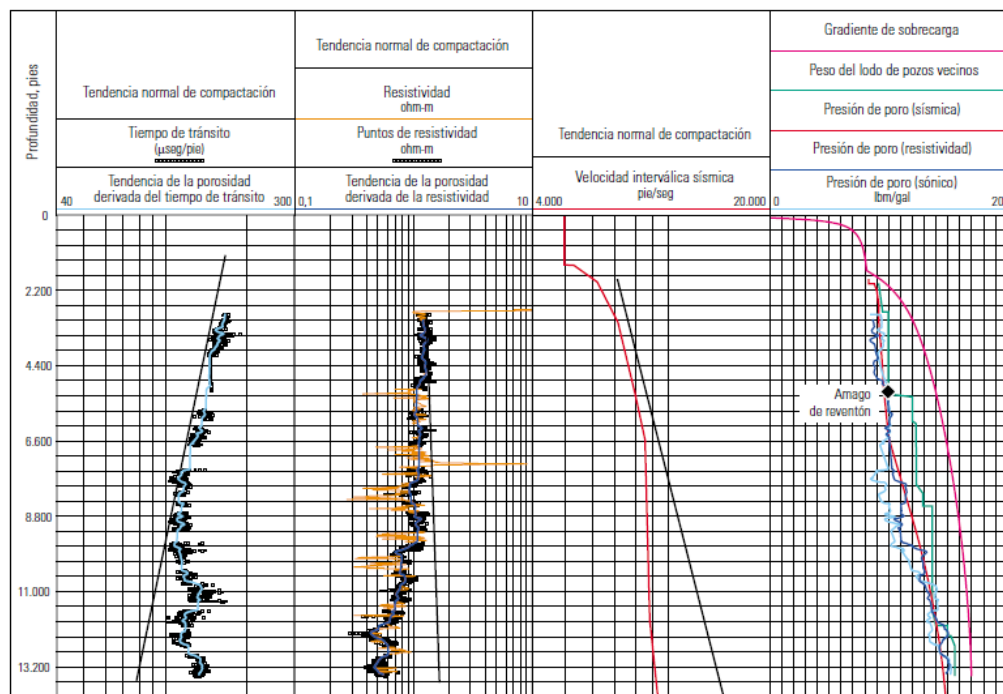
Por medio de una relación que estableció Eaton, en la que se pueden usar tres parámetros que son obtenidos a través de registros, es posible calcular la presión de poro, con la siguiente ecuación general:

$$\rho_{poro} = \rho_{ovb} - \left[(\rho_{ovb} - \rho_{normal}) \left(\frac{A_{obs}}{A_{normal}} \right)^x \right]$$

Donde, A_{obs} es el parámetro de estudio que es observado, A_{normal} es el parámetro a la presión normal y x es una constante empírica, que por lo general suele ser 3 para datos de velocidad y 1.2 para datos de resistividad y exponente d_c .

La **figura 23** muestra un ejemplo de predicción de presión de poro, realizado en el golfo de México, a partir de registros sísmicos, de resistividad y velocidades sísmicas de pozos vecinos. El análisis se basa en el estudio de la tendencia normal de compactación; como se observa, a poca profundidad los datos obtenidos siguen la línea de tendencia normal, pero a medida que aumenta la misma los datos tienden a desviarse.

Figura 23. Registros de pozos de correlación en el Golfo de México



Tomado de: CUVILLIER G., EDWARDS S., JOHNSON G., PLUMB D., SAYERS C., DENYER G., MENDONCA José E., THEUVENY B., VISE C, 2000, Soluciones para los Problemas de la Construcción de Pozos en Aguas Profundas, Oilfield Review.

La identificación del incremento en la tasa de penetración (ROP) también ha sido un método bastante usado para detectar presiones anormales, basado en los

reportes de perforación de pozos vecinos. Un incremento de ROP puede representar zonas sobrepresionadas, al observarse que disminuye la compactación de la formación y se da un incremento de la porosidad y presión; sin embargo resulta ser un método poco confiable debido a que la tasa de penetración puede estar influenciada por diferentes factores como: cambios en la litología, limpieza del hueco, propiedades del fluido, características de la broca, entre otros.

3.2.2. Velocidades sísmicas

Por medio del análisis de velocidad sísmica se puede predecir la presión de poro en la formación, además de proporcionar la magnitud y profundidad a la cual se encuentra. Esto se hace a través de reflexión sísmica, por medio de la estimación de los cambios en los intervalos de velocidad con la profundidad, asumiendo una relación entre la velocidad acústica y el esfuerzo efectivo en la región.

La velocidad de compresión (velocidad de la onda P) se denomina la velocidad de la roca, y está influenciada por las variaciones de propiedades asociadas, tales como porosidad, densidad, litología, las propiedades del fluido y su interacción. Por ejemplo, una porosidad más alta de lo normal es indicativo de una zona sobrepresionada, lo que podría ser identificado si hay una disminución en el intervalo de velocidad o un incremento en el intervalo de tiempo.

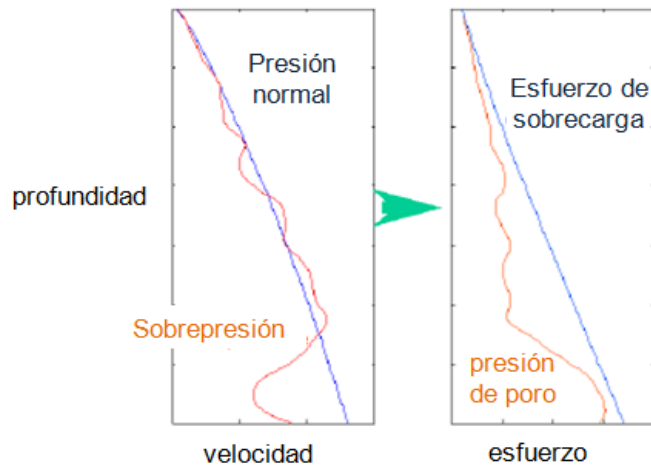
“Las velocidades de apilamiento son utilizadas para proporcionar una sección sísmica apilada útil para identificar el marco estructural y algunas de las características estratigráficas de la formación”³⁷. A partir de su análisis sobre los datos sísmicos del punto medio común (CMP) cuando se realiza el procesamiento

³⁷ BADRI M. A., SAYERS C., HUSSEIN R. A., GRAZIANO A., 2001., Pore Pressure Prediction Data Using Velocities and Log Data in the Offshore Nile Delta, Egypt., SPE 68195.

de los datos, es posible estimar los cambios en los intervalos de velocidad aplicando la aproximación de Dix³⁸.

Teniendo ya los datos sísmicos convertidos a intervalos de velocidad sísmica, se puede hacer una estimación de la presión de poro, por medio de un apropiado modelo que permita transformar la velocidad a presión de poro (Hootman y Johnson, Eaton, Bowers, Dutta y Wilhelm et al.)³⁷ (**Figura 24**).

Figura 24. Transformación de velocidad sísmica a presión de poro



Tomado y modificado de: SAYERS C.M., JOHNSON G.M., DENYER G., 2000., Pre-drill Pore Pressure Prediction Using Seismic Data., IADC/SPE 59122.

La información que se puede obtener por las velocidades interválicas derivadas de la sísmica, cuenta con algunas limitaciones que hace que la predicción de la presión no sea del todo acertada. La primera de ellas es la calidad de los datos, ya que no se cuenta con la suficiente resolución.

³⁸ DIX, C.H.: "Seismic velocities from surface measurements," Geophysics (1955) 20, 68-86.

No es aconsejable aplicar el estudio de velocidades de apilamiento cuando la geología es demasiado complicada, ya que las velocidades que se obtienen no son velocidades de tiempo de tránsito físico, sino subproductos del procesamiento de los datos sísmicos, por lo tanto no representan las velocidades sísmicas reales. Por ejemplo cuando se presentan capas con buzamientos, con variaciones de velocidad, presión o cambios en el espesor de las capas, las velocidades internas no son representativas de las velocidades reales.

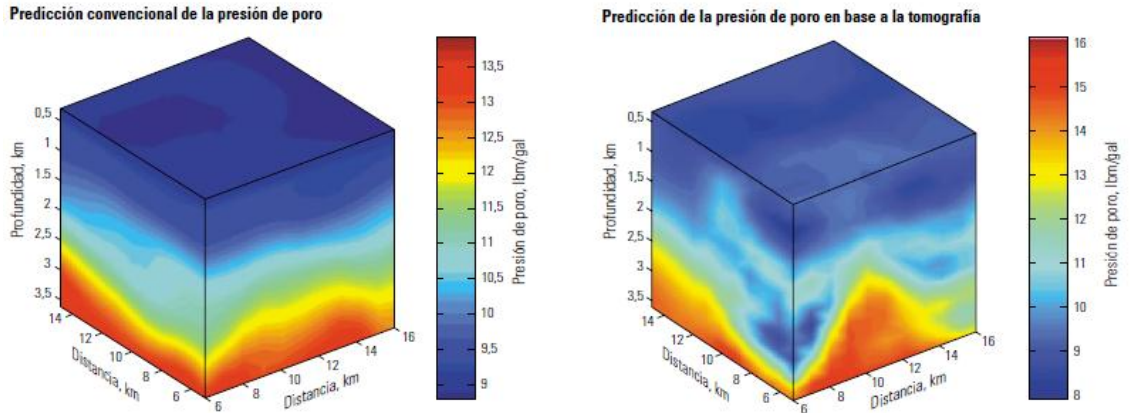
Considerando estas desventajas diferentes autores y compañías se han encargado de desarrollar nuevos métodos que permitan una estimación con mayor precisión, entre estos están: velocidades de inversión, variaciones de amplitud en función de los atributos de desplazamiento (AVO, Amplitude Variation with Offset), modelado de la señal de los rayos (tomografía sísmica) y la integración geológica³⁹.

Por ejemplo, la técnica de inversión tomográfica, desarrollada por los geofísicos de Schlumberger, permite obtener velocidades sísmicas más representativas y con mayor resolución gracias a datos sísmicos en 3D (**figura 25**). Básicamente la herramienta incorpora un proceso automatizado que utiliza todos los patrones del tiempo de tránsito en los datos sísmicos registrados para producir un modelo de velocidad con variación lateral⁴⁰.

³⁹ MANCILLA. CASTILLO. J., MENDEZ. HERNÁNDEZ. E., SANTANA FERNÁNDEZ. J., 2003., Geopressure Evaluation from seismic data and its application for exploratory wells in Mexico., OTC 15250.

⁴⁰ CUVILLIER G., EDWARDS S., JOHNSON G., PLUMB D., SAYERS C., DENYER G., MENDONCA José E., THEUVENY B., VISE C, 2000., Soluciones para los Problemas de la Construcción de Pozos en Aguas Profundas, Oilfield Review.

Figura 25. Predicción de la presión a partir de tomografía sísmica



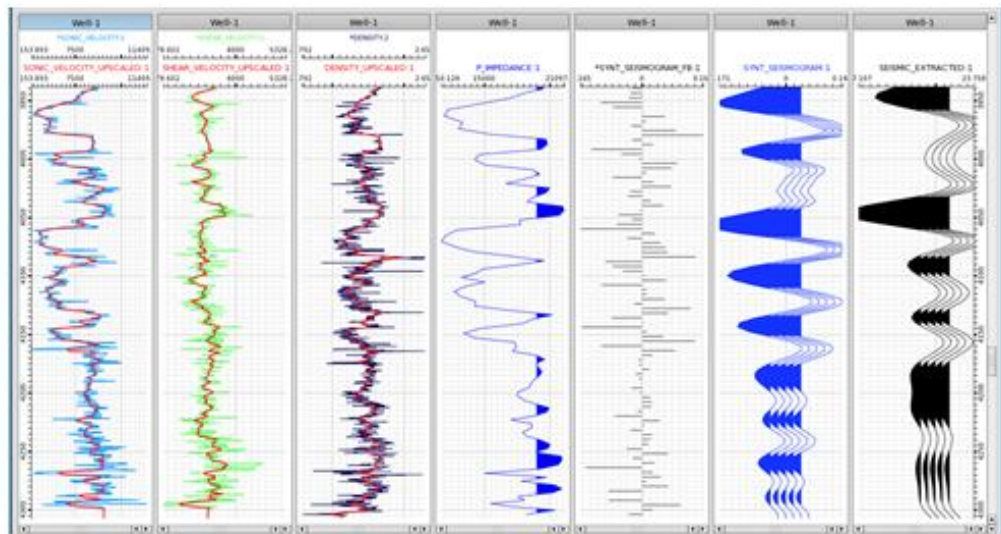
Tomado de: CUVILLIER G., EDWARDS S., JOHNSON G., PLUMB D., SAYERS C., DENYER G., MENDONCA José E., THEUVENY B., VISE C, 2000, Soluciones para los Problemas de la Construcción de Pozos en Aguas Profundas, Oilfield Review.

Para realizar el plan de perforación de un pozo no basta solamente con el uso de la sísmica o los pozos de correlación por separado, es necesario hacer un estudio integrado que permita obtener una estimación de la presión de poro más precisa. Con los datos de las mediciones sísmicas o registros sónicos se puede crear un modelo mecánico del subsuelo, el cual representara las condiciones del pozo a ser perforado, éste modelo al ser combinado con los datos obtenidos a partir de pozos vecinos, permite calcular un perfil de presión de poro.

Los datos sísmicos proporcionan por si solos una buena visión general de una zona subterránea, y los datos de los pozos ofrecen una imagen de alta resolución, detallada y cuantitativa del subsuelo en un solo lugar. Con la integración de estos dos datos se puede obtener una imagen cuantitativa detallada de un área del

subsuelo⁴¹ (figura 26). Esta calibración sísmica-pozo en frecuencia se refiere como “Synthetics utility”.

Figura 26. Cuantificación de un área del subsuelo



Tomado de: Interpretation & Modeling- Synthetic. Internet: (<http://www.pdgm.com/solutions/Interpretation-Modeling/Seismic-Interpretation/Synthetics.aspx>).

Los registros de pozos vecinos, aunque son de gran utilidad, en la mayoría de los casos no correlacionan directamente al tope de los estratos, por lo que suelen ser utilizados a menudo para el estudio de litología en análogos ciclos sedimentarios superpuestos⁴². Para superar esto son usados con frecuencia registros MWD

⁴¹ Interpretation & Modeling-Synthetic. Internet: (<http://www.pdgm.com/solutions/Interpretation-Modeling/Seismic-Interpretation/Synthetics.aspx>).

⁴²Seismic interpretation, identification of shallow water flow potential. Internet: (<http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-60/issue-1/news/general-interest/seismic-interpretation-identification-of-shallow-water-flow-potential.htm>)

(Measurement While Drilling), en combinación con informes detallados de perforación.

3.3. MEDICIÓN EN TIEMPO REAL DURANTE LA PERFORACIÓN

El uso de las herramientas de medición en tiempo real es de gran utilidad para realizar un ajuste del modelo de presión, con esto, es posible a medida que se realiza la perforación, actualizar las predicciones que fueron hechas en intervalos que aún no han sido perforados y de esta manera, tomar decisiones apropiadas que permitan evitar al máximo los riesgos y desarrollar de forma exitosa las operaciones.

Muchos de los métodos antes mencionados basan su análisis en el estudio de la tendencia normal de compactación de la formación, pero esta puede estar influenciada por diferentes factores como la profundidad del agua, litología, etc. Además, muchas constantes empíricas pueden variar de una cuenca a otra. Todo esto hace que muchas veces las predicciones sean poco precisas, de ahí la importancia de hacer la calibración de los datos y usar herramientas con las que se obtengan mediciones reales.

3.3.1. MWD (Measurement While Drilling) / LWD (Logging While Drilling)

Estas herramientas de medición y registro durante la perforación hacen parte del ensamble de fondo de pozo (BHA, Bottom Hole Assembly). De esta manera, la herramienta MWD permite que los datos desde diferentes sensores LWD sean recolectados, ordenados y transmitidos en tiempo real desde la formación a superficie, en donde los ingenieros realizan las interpretaciones de los datos. Éste

proceso es llevado a cabo a través de impulsos de la columna de lodo, lo que se conoce también como telemetría de pulsos del lodo.

MWD se encarga específicamente de las mediciones clasificadas dentro de los datos de perforación: referentes a la trayectoria del pozo como dirección e inclinación de la broca y la orientación de la cara de la herramienta.

LWD, que es herramienta de toma de registros durante la perforación, se basa en componentes acústicos, y su objetivo principal es ofrecer datos sobre las propiedades de la formación y los fluidos contenidos antes de que éstos invadan la formación, y con su interpretación, determinar condiciones de presión y estabilidad del pozo.

Entre las mediciones que se hacen con frecuencia están: resistividad, densidad, porosidad y sónicas. Pero existen algunas condiciones que pueden afectar las mediciones, como los cambios de temperatura con la profundidad y la presencia de domos salinos, que alteran la resistividad del agua de formación y el fluido con el que se está perforando, estas variaciones pueden provocar errores en la interpretación de los registros; en este caso los datos sónicos son más confiables para realizar el estudio, dado que no se ven afectados por la temperatura o la salinidad⁴³.

En ambientes de aguas profundas las bajas temperaturas del agua pueden incrementar la viscosidad del lodo, esto puede provocar que las señales sean débiles y difíciles de detectar en superficie. Por otro lado las altas temperaturas en pozos profundos ocasionan que algunos circuitos integrados que hacen parte de las herramientas de registro sean también afectados

Queriendo superar estos inconvenientes, se han desarrollado mejoras en las herramientas con el fin de trabajar eficientemente en ambientes bajo condiciones

⁴³ ALFORD J., GOOBIE R., SAYERS C., TOLLEFSEN E., COOKE J., HAWTHORN A., RASMUS J., THOMAS R., 2006, Un Método de Perforación Acertado, Oilfield Review.

extremas. Se han diseñado elementos mecánicos y eléctricos más resistentes que alcanzan presiones hasta de 25000 psi y temperaturas de 175°C⁴⁴, nuevas técnicas de procesamiento digital son usadas para reducir los efectos del ruido de las bombas de lodo y la distorsión de la señales en las ondas de pulso.

Un nuevo programa de computador desarrollado por Schlumberger permite predecir la fuerza de las señales que se reciben en la superficie para un perfil de pozo dado, diseño de la sarta de perforación, profundidad, tipo de lodo, tasa de flujo y profundidad del mar; además de tener en cuenta la temperatura y el gradiente de presión asociado con la profundidad del agua y la geometría del pozo⁴⁴. Gracias a este estudio se selecciona un modo de telemetría óptimo, según sean las condiciones del pozo, antes de la perforación.

Los datos obtenidos durante la perforación, que se realiza desde un barco perforador o plataforma semisumergible, son transmitidos vía satélite a un centro remoto en tierra, donde un grupo de especialistas se encarga de procesar los datos y actualizar esta información en tiempo real con los modelos geomecánicos y predicciones hechas, para generar un modelo de presión de poro más exacto.

Algunas herramientas LWD mejoradas como sonicVision o SonicScope⁴⁵, ambas desarrolladas por Schlumberger, aumentan la confiabilidad en la precisión de las mediciones.

3.3.2. PWD (Pressure While Drilling)

Las mediciones de presión durante la perforación (PWD) son muy importantes para evitar y remediar los problemas que se puedan presentar. Como se ha dicho anteriormente, uno de los mayores riesgos de esta operación en aguas profundas

⁴⁴ HUTIN. R., TENNENT. R.W., KASHIKAR. S.V., 2001., New Mud Pulse Telemetry Techniques for Deepwater Applications and Improved Real-Time Data Capabilities, SPE 67762.

⁴⁵ www.slb.com/drilling.

es el estrecho margen que se da entre la presión de poro y de fractura, con el fin de mitigar los problemas que puede ocasionar esto y reducir la incertidumbre en la estimación de la densidad equivalente de circulación, la herramienta PWD ha sido ampliamente usada.

Básicamente lo que hace la herramienta es ofrecer un manejo de la presión estática y dinámica del fluido de perforación por medio de continuas mediciones de la presión interna y anular en el fondo del pozo, bajo condiciones de encendido y apagado de la bomba de lodo. De esta forma es capaz de mostrar la densidad equivalente de circulación y los cambios en el perfil de presión en el fondo del pozo.

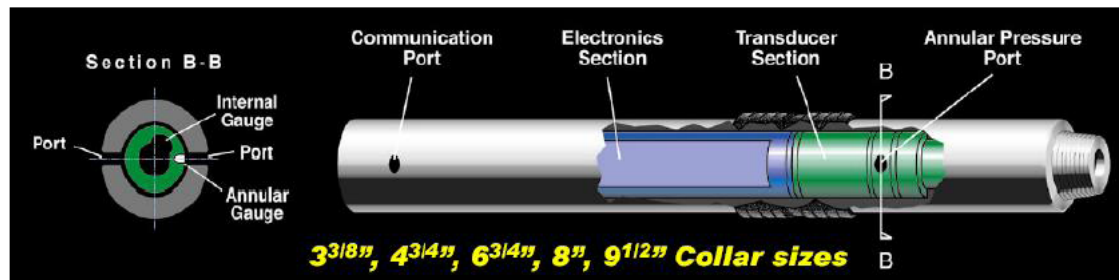
La herramienta está compuesta por un sensor eléctrico (**figura 27**) con el que se realizan las siguientes mediciones⁴⁶:

- Detecta la transición de encendido y apagado de la bomba.
- Mide la presión interna y anular a través del rango de 0 a 22500 psig.
- Prueba y registra la presión interna y anular a tasas desde 1 a 220 segundos por muestra.
- Mide la temperatura del transductor interno y anular. La herramienta puede resistir una temperatura tan alta como 175°C con resolución 0.05% de la escala completa.

La presión es entregada como presión absoluta, la cual es convertida por el software de superficie a psig y posteriormente a peso equivalente del lodo (EMW, Equivalent Mud Weight) para poder hacer comparaciones con las lecturas de superficie y demás información y así verificar las predicciones hechas sobre la presión.

⁴⁶ GREENWOOD. Jeremy. A., ABDALLAH. Mohamed., 2007., Integration of the Pore Pressure/Fracture Gradient Prediction Method and Real Time Annulus Pressure Measurements Optimizes Drilling in Deltaic Environments., SPE 109219.

Figura 27. Configuración de la herramienta PWD



Tomado de: GREENWOOD. Jeremy. A., ABDALLAH. Mohamed., 2007., Integration of the Pore Pressure/Fracture Gradient Prediction Method and Real Time Annulus Pressure Measurements Optimizes Drilling in Deltaic Environments., SPE 109219.

Las mediciones que son entregadas por la herramienta, pasan por un completo análisis, conformando así todo un sistema que consiste en: recibir en superficie la información que proviene de los sensores, simular e interpretar los datos.

Entre algunas de las aplicaciones de este estudio integrado se encuentran:

- **Detección de formaciones inestables y zonas sobrepresionadas**

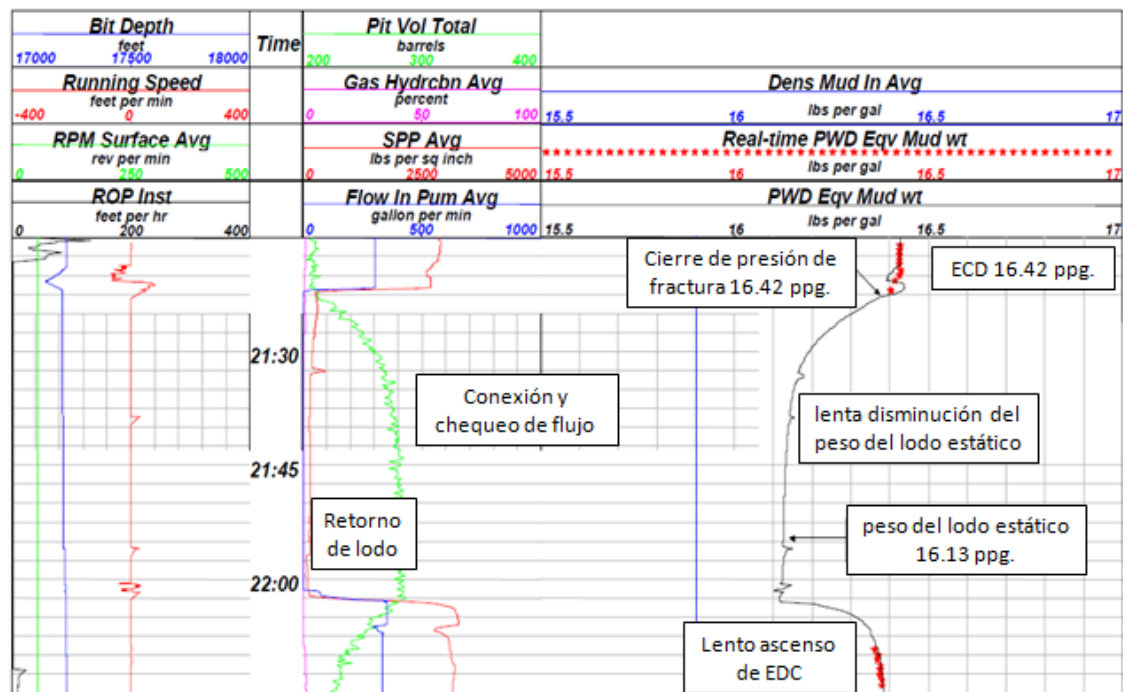
Es de gran importancia la detección de zonas de presión anormal, especialmente en ambientes de aguas profundas donde suelen encontrarse con mayor frecuencia, ya que es uno de los principales motivos de inestabilidad en el pozo, además de las arenas poco consolidadas características de estos ambientes.

- **Identificación de pérdidas de circulación e influjos**

Tal como se ha explicado anteriormente, el efecto “ballooning”, que básicamente consiste en una pérdida y posterior ganancia de lodo, es otro de los problemas más comunes en las operaciones de perforación en aguas profundas; sin embargo en muchas ocasiones puede ser confundido con un influjo proveniente de la formación, lo que puede provocar decisiones equivocadas y un aumento en la inseguridad en las operaciones.

La herramienta PWD permite tener una respuesta de presión, con el análisis de la misma los ingenieros encargados pueden interpretar los datos y definir si se trata de “ballooning” o si el pozo está fluyendo. La figura 28 muestra como es la respuesta PWD, para un efecto “ballooning”, se puede identificar cuando inicialmente la presión cae drásticamente al ser apagada la bomba pero un tiempo después la caída empieza a disminuir cuando se presenta el retorno del lodo que se había perdido hasta alcanzar el nivel estático, cuando ya no se presenta más flujo. Luego de esto se encienden de nuevo las bombas y lo esperado es que la presión anular vuelva al estado antes de apagar las bombas.

Figura 28. Respuesta de la herramienta PWD



Tomado y modificado de: WARD Chris, CLARK Ron, 1998, Anatomy of a Ballooning Borehole using PWD tool, presentado a el workshop “Overpressures in Petroleum Exploration”

La densidad equivalente de circulación debe ser la misma antes y después de la evaluación de flujo o después de la conexión, si ésta es menor después que se ha encendido la bomba se puede inferir que se trata de un influjo.

- **Presión de suaveo y surgencia**

El movimiento de la sarta de perforación puede causar variaciones en la presión del fondo del pozo, si el movimiento es muy brusco puede provocar fracturas o la reducción de la presión hidrostática, lo que a su vez podría provocar la entrada de fluidos de la formación hacia el pozo. La herramienta PWD permite hacer observaciones del incremento o reducción de la presión con el movimiento de la sarta, y así tomar acciones correctivas para evitar mayores problemas.

- **Rompimiento del gel**

El fenómeno de gelación se presenta en el fluido de perforación al apagarse la bomba, este comportamiento del fluido es requerido para que se pueda mantener los sólidos suspendidos mientras no hay flujo. Cuando se realiza un nuevo encendido de la bomba después de este periodo estático es necesario romper el gel, por lo tanto se presenta un pico de presión en la respuesta PWD. La estimación correcta del pico de presión en el fondo del pozo es de suma importancia para reconocer cuando se está presentando un comportamiento anormal.

- **Monitoreo de la limpieza del hueco**

El control sobre la carga de recortes en el anular es necesario para prevenir excesos en la presión hidrostática y por lo tanto pérdidas. Gracias a las mediciones de PWD y datos de registros del lodo y basados en la tasa de penetración (ROP) durante la perforación, se genera un perfil de concentración de sólidos y posteriormente una predicción del perfil de presión dinámica del fondo del pozo. De todo este proceso se puede determinar luego algunos parámetros

como ECD del hueco en el fondo del pozo, presión de la bomba y concentración promedio de sólidos.

- **Monitoreo del lodo**

Un continuo control sobre el peso del lodo es importante con el fin de asegurar que se trabaje dentro del margen apropiado, entre la presión de poro y de fractura.

3.3.3. Registros de lodo

Los registros de lodo le dan al operador una primera indicación de las zonas que necesitan mayor atención. Estos registros proporcionan correlaciones en tiempo real con registros de pozos vecinos y le permiten al operador localizar la posición de la broca en relación con las formaciones objetivo⁴⁷, además cuando se usan en conjunto con LWD proporcionan información integral sobre la geología y condiciones del yacimiento.

Los registros de lodo se basan en muestras físicas de los cortes por lo que permiten identificar la litología y contenido de hidrocarburos de forma directa, tiene la capacidad de determinar el tipo y cantidad de gas presente en el lodo mediante la cromatografía, también permite identificar el tipo de hidrocarburo por diferentes métodos, por ejemplo con el uso de luz ultravioleta, olor, color y reacción con ácido.

El monitoreo del gas es parte esencial de los registros ya que permite la identificación de zonas con presiones de poro anormales y tomar rápidamente medidas de contención y control del pozo, por ejemplo ajustar el peso del lodo para que tenga la capacidad de contrarrestar la presión de la formación y evitar el

⁴⁷ ALBARD. P, BELL. C, COOK. D, FORNASIER. I, POYET. J-P, SHARMA. S, FIELDING. K, LAWTON.L, HAINES, G, HERKOMMER. M, McCARTHY. K, RADAKIVIC. M, UMAR. L, El Rol en Expansión de los Registros de Lodo, 2012.

influjo de fluidos desde la formación hacia el pozo que puede desencadenar en un reventón, o si se ha detectado la presencia de influjo cerrar el pozo.

La herramienta principal que permite el monitoreo del gas es un detector de ionización de llama (FID, Flame Ionization Detector), que tiene la capacidad de detectar concentraciones de gas hidrocarburo de tan sólo 5 a 20 ppm, los resultados se expresan en partes por millón (ppm) de metano equivalente en el aire sobre una base de volumen, donde 10000 ppm equivalen a 1% de metano o 50 unidades, estos resultados son usados para representar gráficamente la curva de gas total en el registro de lodo⁴⁷.

La detección de las zonas sobrepresionadas se hace posible con el monitoreo de la ROP (Rate of Penetration), porque cuando se está llegando a una zona sobrepresionada el margen entre la presión de poro y la presión de fondo (BHP, Bottomhole Pressure) se hace muy estrecho convirtiendo el pozo en desbalanceado, haciendo que la ROP aumente.

3.4. MÉTODOS DE CONTROL DE LA PRESIÓN DURANTE LA PERFORACIÓN

Como se ha explicado a lo largo del documento en ambientes de agua profunda es característico encontrar un estrecho margen de la ventana de operación entre la presión de poro y la de fractura, que a su vez conlleva a ciertos inconvenientes que dificultan el desarrollo de la perforación, como el uso de numerosas sargas de revestimiento a profundidades someras para evitar la pérdida de circulación, lo que causa mayores costos, pequeño diámetro del hueco a la profundidad total o puede darse el caso también, que no se alcance la profundidad objetivo, fracturamiento de la formación durante las operaciones de control de una patada, pérdidas de circulación, entre otros.

Con todo esto surge la necesidad de utilizar nuevas técnicas y métodos que permitan perforar y controlar la presión de fondo (BHP, Bottom Hole Pressure) y llegar al fin último a menor costo y de forma segura.

3.4.1. Perforación Desbalanceada (UBD, Underbalanced Drilling)

En el año de 1901 se perforaron pozos en el campo Spindletop de Texas con el método UBD. La técnica UBD fue utilizada inicialmente para resolver problemas de perforación, pero con el paso de los años se notó que el uso de ésta reducía los daños al yacimiento.⁴⁸.

La Asociación de Ingeniería de Perforación (DEA, Drilling Engineering Association) define el método UBD como “la perforación donde la presión de la formación o presión de poro es mayor que la presión ejercida por el fluido en el anular o columna de gas”. La perforación con esta técnica básicamente consiste en perforar con equipo y controles adecuados, donde la presión ejercida en el pozo es intencionalmente menor que la presión de poro en cualquier parte de las formaciones expuestas, con la intención de permitir el influjo desde la formación y llevar estos fluidos a superficie⁴⁸. Cuando se presenta un influjo de gas mientras se perfora, el gas es quemado, recirculado o enviado a una estación para la venta, sin embargo para evitar que estos se salgan de control y provoquen un reventón, la cabeza rotatoria genera contrapresión la cual permite controlar la BHP y así controlar los influjos.

Los objetivos de usar el método UBD para perforar son proteger, caracterizar y preservar el yacimiento, sin comprometer el potencial del pozo⁴⁹, por estas

⁴⁸ TERCAM. Erdem., Managed Pressure Drilling Techniques, Equipment & Applications., Trabajo de Grado., 2010.

⁴⁹ MALLOY. Kenneth., Managed pressure drilling— What is it anyway?., 2007.

razones se permite el influjo desde la formación, pero éste es controlado por tres dispositivos de contención en superficie los cuales son:

- Dispositivo de control rotativo (RCD, Rotating Control Devices) que incluye la BOP de superficie en la plataforma, la BOP submarina con el riser marino.
- Choke Manifold de perforación (DCM, Drilling Choke Manifold), es utilizado para controlar la contrapresión y puede ser manual o automático.
- Separador de Multifase.

Este método ha sido utilizado con éxito en la perforación de pozos en tierra, sin embargo, no ha sido adoptado con facilidad por la industria para operaciones costa afuera debido a los altos costos de los equipos y limitaciones como: inestabilidad de las formaciones y regulaciones ambientales que impiden la quema de hidrocarburos⁵⁰.

3.4.2. Perforación con Manejo de la Presión (MPD, managed pressure drilling)

Entre los años de 1967 y 1972 se realizaron tres simposios en la universidad del estado de Louisiana sobre presión anormal, en estos simposios se presentaron formalmente por primera vez muchas de las ideas sobre la técnica MPD, sin embargo, sólo fue hasta el año 2003 que las características de la tecnología MPD fueron apreciadas para la perforación costa afuera⁴⁸.

La técnica MPD es definida por la Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC) como: "Un proceso de perforación adaptado utilizado para controlar con mayor precisión el perfil de presión anular en todo el pozo. Los objetivos son conocer los límites de presión de fondo de pozo en el ambiente y

⁵⁰ HANNEGAN. Don M, 2003, Offshore Applications of Underbalanced Drilling Technology -Well Control Considerations When Applied to Overbalanced Drilling, OTC 15058.

manejar el perfil de presión hidráulica anular adecuado. MPD está destinado a evitar el flujo continuo de fluidos de la formación a la superficie".

Es una técnica de control primario de la presión que se basa en un sistema de circulación cerrado y con un fluido presurizable. El control de la presión durante la perforación se consigue manipulando la densidad del fluido de perforación, la presión de fricción y la contrapresión con el uso de una combinación de equipos como:

- Dispositivos de control rotativos (RCD, Rotating Control Devices) ya sea en superficie o submarinos.
- Choke en la superficie o submarino.
- Bomba en la superficie, submarina, o en fondo de pozo.
- Geometría del pozo y sarta de perforación.
- Manejo de la densidad del fluido.
- Equipo de medición de caudal.
- Válvulas de aislamiento de fondo de pozo.
- Sofisticado software.

Esta combinación de equipos, permite al operario controlar mejor la presión de fondo (BHP) con una contrapresión impuesta por un fluido incompresible, además del control de la presión hidrostática ejercida por la columna de lodo y de la presión ocasionada por la fricción anular.

Las técnicas MPD permiten perforar en lugares que han sido catalogados como "no perforables" debido a que no es económicamente viable ya sea por los riesgos que esto implica y por el alto costo para garantizar la seguridad del pozo, equipo y personal.

El objetivo de usar los métodos MPD es reducir los riesgos de la perforación, y perfeccionar los procesos de la misma, disminuyendo el tiempo no productivo

(NPT, Non-Productive Time), que está relacionado con los siguientes problemas operativos:

- Pérdida de circulación.
- Pega de tubería.
- Inestabilidad del pozo.
- Incidentes en el control del pozo.

Como los métodos MPD son sistemas hidráulicos cerrados, en donde el anular se cierra usando un RCD –Choke ya sea en superficie o en el lecho marino para que el lodo en el anular no este expuesto a la atmosfera, entonces el valor de la BHP se obtiene así:

Durante la perforación:

$$**BHP = MW + ECD + Backpressure**$$

En estado estático, por ejemplo cuando se realiza conexiones o cañoneo:

$$**BHP = MW + Backpressure**$$

Dónde:

BPH = presión de fondo

MW = peso del lodo o presión hidrostática generada por el lodo.

ECD = densidad equivalente de circulación o perdidas por fricción.

“La contrapresión se puede utilizar para controlar y mantener la presión de fondo de tal manera que una condición de bajo balance se evita mientras que permanece cerca de la presión de poro en todo momento. En lugar de utilizar lodo más pesado, el choke se puede utilizar para añadir contrapresión cuando cesa la

perforación. El parámetro de contrapresión se puede utilizar en condiciones tanto estáticas como dinámicas⁵¹.

Ventajas de las técnicas MPD

- Permite identificar con rapidez y precisión entre ballooning, influjo o pérdida de circulación, lo que conduce a tomar decisiones en poco tiempo sobre el manejo del perfil de presión del pozo, además las reacciones rápidas a estos incidentes limitan el tamaño de los mismos.
- La aplicación de técnicas MPD durante la perforación tienen la capacidad de evitar complicaciones como pega de tubería, pérdida de circulación y la poca estabilidad del pozo.
- Se necesitan menos cambios de la densidad del lodo y sartas de revestimiento, debido a que permite la perforación continua de largas secciones, por lo que ayuda a que sea más económica la perforación y hace viable desarrollar los campos marginales o no perforables.
- La aplicación de estas técnicas ayuda al manejo preciso de la presión, además de tener la capacidad de controlar dinámicamente las presiones anulares, permitiendo la detección temprana y reducción del volumen de la patada, igualmente permite un excelente control de los flujos someros de agua y gas.
- Proporciona un ambiente de perforación más seguro, pero requiere nuevas herramientas y técnicas y una buena comprensión de los problemas de presión del pozo.
- El uso de MPD puede controlar “la contrapresión, la densidad del fluido, la reología del fluido, el nivel de fluido en el anular, la fricción de circulación, la geometría del pozo o combinaciones de los mismos”⁴⁹.

⁵¹ GALA. Deepak. M., and TORALDE. Julmar. S., Managed Pressure Drilling 101: Moving Beyond “It’s Always Been Done That Way”, 2011.

Existen dos categorías para el uso de las técnicas MPD, reactivo y proactivo.

Reactivo: en esta técnica se está en un estado “en espera” o "standby", para mejorar el control del pozo en estado pasivo, con los equipos de superficie necesarios para tener un sistema de lodo cerrado y presurizable permitiendo el manejo de las presiones inesperadas de fondo de pozo, es decir; “Utiliza métodos y/o equipo, como una contingencia para mitigar los problemas de perforación que se presenten. Típicamente, los ingenieros planean la perforación del pozo de forma convencional, y el equipo MPD y los procedimientos se activan durante acontecimientos inesperados”⁴⁹.

Proactivo: en este enfoque se planea desde el principio el diseño del revestimiento y el tipo de lodo que se va a usar en la perforación, así permite mitigar una extensa gama de peligros que se presentan durante las operaciones, utilizando métodos y/o equipo para controlar el perfil de presión de forma activa a través de todo el pozo abierto. Las herramientas que intervienen en el enfoque proactivo permiten: (a) secciones más profundas de pozo en hueco abierto, (b) reduce el número de sartas de revestimiento, (c) mejor control de la densidad del lodo (d) mayor control de la presión para evitar potenciales incidentes. Todo esto para reducir el tiempo no productivo (NPT).

Existen cuatro variaciones principales de la técnica MPD como: presión de fondo constante (CBHP, Constant Bottom Hole Pressure), perforación con tapón de lodo (MCD, Mud Cap Drilling), perforación con gradiente dual (DGD, Dual Gradient Drilling) y el Método HSE o Control de los Retornos de Flujo (RFC, Return Flow Control), aunque también existen otras variaciones.

3.4.2.1. Presión de Fondo Constante (CBHP)

Este método se selecciona para perforar pozos que puedan presentar problemas de control y de pérdida-surgencia, además hace posible llevar a cabo la

perforación en estrechas ventanas de operación ya que permite un “equilibrio” entre la presión de poro y el gradiente de fractura.

Cuando se perfora un pozo de forma convencional, es decir; con un sistema abierto, se presentan grandes desafíos hidráulicos debido a los cambios en la presión de fondo (BHP) a partir de la densidad equivalente de circulación (ECD, Equivalent Circulating Density,) o presión de fricción en el anular (AFP, Annulus Friction Pressure).

La BHP está en función de la presión hidrostática generada por el lodo y la AFP ó ECD cuando el lodo está circulando (la bomba está funcionando). Si por algún motivo las bombas de lodo se detienen, por ejemplo si se realizan conexiones de tubería, se puede producir un ciclo de pérdida-surgencia, debido a que se pierde la fricción en el anular, entonces la BHP depende únicamente de la presión hidrostática del lodo, y si está cerca de la presión de poro se puede presentar un influjo desde la formación, pero si se encuentra cerca de la presión de fractura, al arrancar nuevamente las bombas la ECD aumenta junto con la BHP, entonces se podría presentar fractura de la formación y, pérdida del lodo.

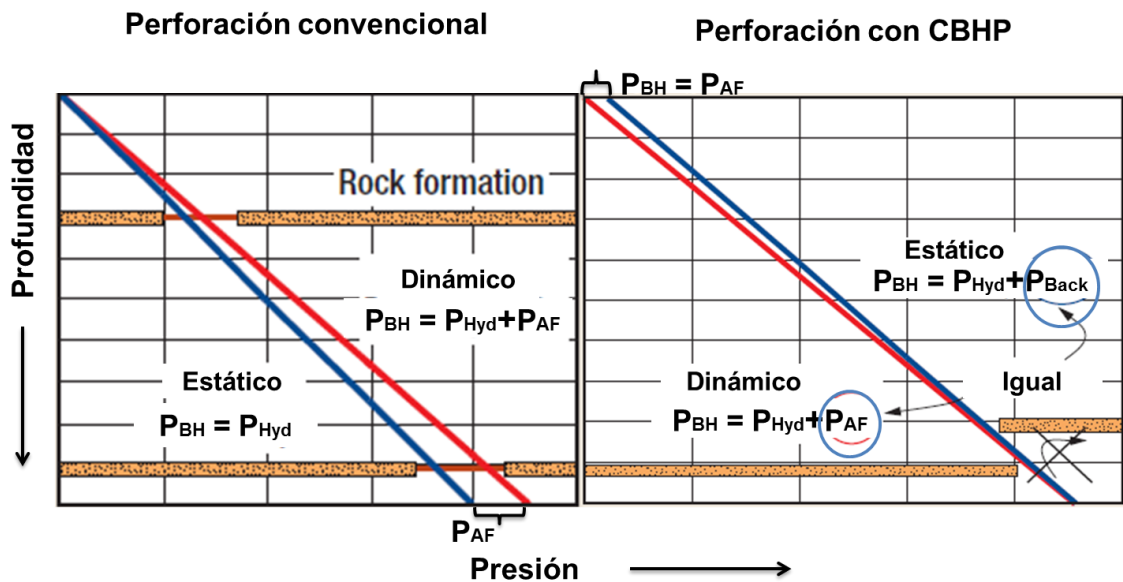
Estos inconvenientes se solucionan cuando se perfora con el método CBHP, ya que la ECD y la BHP están controladas todo el tiempo. Esta técnica genera una contrapresión (backpressure, BP) en superficie con un dispositivo de control rotatorio (RCD) sobre la BOP y un choke automatizado adicional diseñado particularmente para las operaciones de MPD. Si las bombas de lodo no están en funcionamiento, el sistema genera la contrapresión que compensa las pérdidas de fricción en el anular al cerrar el choke, y cuando estas entran en funcionamiento el sistema permite reducir la contrapresión mientras que se alcanza nuevamente la fricción en el anular, manteniendo así la BHP constante.

“Al no tener el efecto de la fricción anular, este método permite la utilización de fluidos de perforación más livianos que en la perforación convencional sin el riesgo

de provocar una entrada de flujo cuando se realizan las conexiones”⁵², además si se desarrolla este método de forma proactiva se pueden evitar una o dos sarta de revestimiento, disminuyendo los costos de perforación.

Como el resultado de la utilización de este método se puede mantener un perfil de presión más constante, perforar pozos con menor ECD, es poco probable que se salga de los límites de la ventana de operación (**figura 29**), no se producen pérdidas de fluido durante la circulación, se puede perforar a mayor profundidad sin cambiar la densidad del lodo y la sarta de revestimiento, tiene la capacidad de detectar rápidamente un influjo de la formación cuando no hay circulación.

Figura 29. Comparación entre perforación convencional y con CBHP



Tomado y modificado de: MALLOY. Kenneth., Managed pressure drilling—What is it anyway?.,2007.

⁵² DURÁN. Eduardo., y KAINZ. Alfredo., Sistema MPD o Cómo Mantener el Pozo Bajo Control sin Fracturar las Formaciones Durante la Perforación., 2011.

Manejo de la fricción: esta técnica del método CBHP es utilizado principalmente en pozos HTHP, ya que si se desea perforar de forma segura este tipo de pozos es necesario mantener la presión en el anular para que la BHP se mantenga constante, según Hannegan es necesario tener una sarta de revestimiento concéntrico que genere circulación en el anular constantemente. También en los pozos de alcance extendido (ERD, Extended Reach) la pérdida de presión en el anular durante la perforación debe ser reducida para alcanzar la profundidad deseada, esto se logra con una bomba anular que se encarga de regresar el fluido a la superficie lo que disminuye la AFP.

Sistema de circulación continua: esta técnica se usa en pozos donde la AFP debe ser constante para evitar la sedimentación de los recortes en secciones horizontales en pozos de alcance extendido. Como su nombre lo indica esta técnica no permite que la circulación se detenga durante las operaciones de perforación, esto se logra con el uso de un sistema especial de circulación en la BOP ó a través de circulación submarina continua que se añade a la sarta de perforación.

El método CBHP ha sido usado con éxito en diferentes lugares, por ejemplo en Colombia en el año 2007 fue perforado el pozo Arazá 1 en la costa Caribe, dando como resultado la perforación del pozo sin pérdida de circulación.

3.4.2.2. Perforación con Tapón de Lodo (MCD)

Esta variación de la perforación con el método MPD tiene tres técnicas para la perforación de pozos con zonas ladronas o propensas a la pérdida de lodo.

3.4.1.2.1. Perforación con Tapón de Lodo Presurizado (PMCD)

Este método hace parte de las técnicas MPD, y es la mejor opción para perforar cuando se tiene conocimiento de la existencia de zonas ladronas como fracturas, cavernas u otros riesgos, o zonas en agotamiento que puedan ocasionar pérdida de circulación. Es exitoso en la perforación de zonas carbonatadas donde las fracturas suelen ser repentinas y severas.

Para llevar a cabo este método se necesita de dos fluidos de perforación, un lodo pesado y viscoso, y un fluido de sacrificio más liviano que en caso de operaciones costa afuera puede ser agua de mar con inhibidores, ya que es un fluido no dañino para la formación. El procedimiento consiste en bombear el lodo viscoso por el anular, esto se hace con una bomba especialmente diseñada para tal fin a través del dispositivo de control rotatorio (RCD) que se encuentra sobre la BOP, la densidad y la altura de la columna del lodo se establecen para que exista un requerimiento mínimo de contrapresión en superficie y que se controla con el RCD. Este fluido tiene la función de proporcionar un “tapón” sobre la zona ladrona.

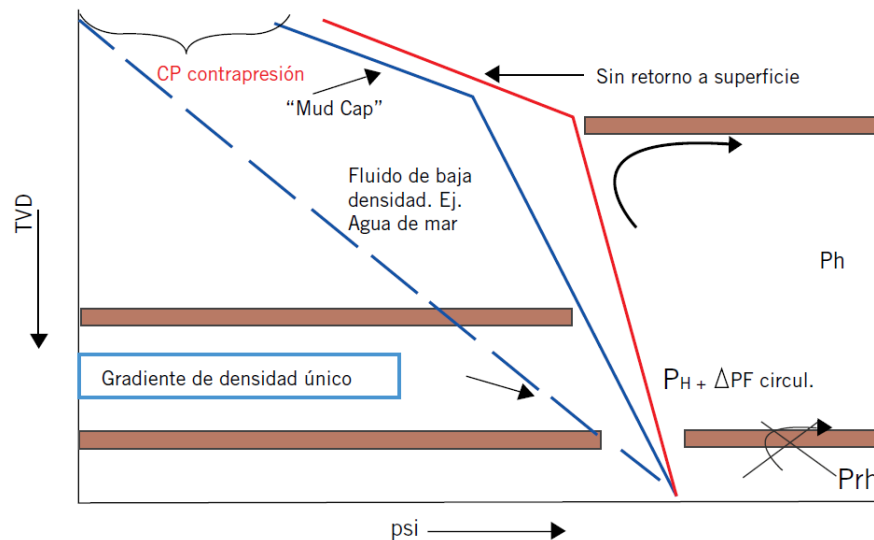
Cuando ya se tiene ubicado el tapón sobre la zona de interés se procede a perforar con el fluido de sacrificio que es menos costoso y de menor densidad que un lodo convencional. La presión hidrostática ejercida por el tapón de lodo evita que al momento de la perforación y circulación del fluido más liviano este y los recortes lleguen a la superficie, por lo que el lodo y los recortes se ven obligados a entrar a la zona que presenta problemas de pérdida de circulación, evitando además que gases nocivos lleguen a la superficie, en ocasiones los recortes y el lodo liviano contribuyen a la estabilización de la formación.

Entre las ventajas que ofrece este método está la prevención de los problemas de pérdida de circulación durante la perforación de zonas débiles, un aumento en la velocidad de penetración (ROP, Rate of Penetration) gracias a una mayor potencia hidráulica debida al lodo liviano, reducción de los costos por el bajo precio del

fluido de sacrificio y como los recortes no alcanzan la superficie se evita el tratamiento de estos para su disposición final. Como una desventaja se tiene que al momento de correr tubería se rompe el tapón y existe la “necesidad de matar el pozo antes de retirar el ensamble de fondo (BHA) del pozo, a menudo un proceso largo y costoso, especialmente si se requieren varios viajes”⁵³, Weatherford ha diseñado una “válvula de despliegue de fondo” (DDV, Downhole Deployment Valve) que permite correr tubería sin matar el pozo y la instalación segura y eficiente de un BHA de forma irregular⁵³.

En la **figura 30**, se puede ver el método en función de la profundidad y la presión.

Figura 30. Perforación con tapón de lodo presurizado- PMCD



Tomado de: DURÁN. Eduardo y KAINZ. Alfredo., Sistema MPD o Cómo Mantener el Pozo Bajo Control sin Fracturar las Formaciones Durante la Perforación., 2011.

⁵³ WEATHERFORD., Perforación con Presión Controlada (MPD): Optimización de la Economía y Seguridad de las Operaciones PMCD., 2008-2010.

3.4.1.2.2. Perforación con Tapón de Lodo Flotante (FMCD)

Esta técnica se usa cuando el fluido en el anular no puede ser diseñado para suministrar presión de superficie en el anular, de ahí el término “flotante”, esta técnica es considerada como una subcategoría del método PMCD, además el procedimiento para bombear el fluido de sacrificio es el mismo que en el método PCMD.

“El termino flotante es una condición dinámicamente balanceada”⁴⁸, este balance o equilibrio del sistema se puede mantener si se aumenta o disminuye la presión del tapón de lodo, el aumento en la presión se puede hacer con el aumento de la densidad del tapón de lodo o aplicando contrapresión; en el segundo caso para disminuir la presión se disminuye la densidad del tapón de lodo o con el uso de una herramienta de aumento de presión en el fondo de pozo para aumentar la ECD.

Malloy y McDonald utilizaron las fluctuaciones de la presión de superficie para monitorear tres condiciones de fondo de pozo teniendo el tapón de lodo flotante como método para la perforación, estas tres condiciones de fondo y las medidas que se deben tomar son:

- Migración de gas al anular: se inyecta nuevamente a la formación en una cantidad y volumen determinado fluido de producción.
- Incremento en la presión de poro: la densidad del fluido hidrostático en el anular se aumenta para mantener la presión de superficie dentro de un rango aceptable.
- Taponamiento de la fractura: si los recortes tapan la fractura, el tapón de lodo debe ser retirado para seguir perforando de forma convencional.

3.4.1.2.3. Perforación con tapón de lodo controlado (CMCD)

La principal diferencia que existe entre el método CMCD y PMCD es el equipo que se emplea y que está especialmente diseñado para operaciones costa afuera, ya que el principio es el mismo, crear un tapón de lodo sobre la zona ladrona. Otra de las diferencias entre estos dos métodos es que el CMCD tiene la capacidad de usar gas o aire en el riser mientras se controla la BHP mientras que el PMCD sólo usa lodo. Además como el tapón de lodo se presuriza en lugar de flotar es diferente al método FMCD.

El método CMCD usa una bomba bajo el nivel del mar para que los retornos lleguen a superficie, esto se logra con un sistema de retorno de riser bajo (LRRS, low riser return system) y un sistema de levantamiento de lodo (Mud-Lift system). “El principio del LRRS es el uso de un pequeño riser de alta presión en combinación con una BOP de superficie y una submarina, esto hace que el tapón de lodo se genere en el riser donde el nivel de lodo puede ser ajustado con la bomba, mediante la conexión de la bomba submarina al riser por debajo del nivel del mar y tomando los retornos de la parte inferior del riser”⁴⁸.

Fossil y Sungestrand aclararon que la BOP submarina debería tener una ram de corte y otra de tubería para la desconexión o reconexión del riser, la BOP de superficie puede contar con un RCD y una BOP anular, se usa una unión o junta de riser diseñada para que los fluidos de retorno se puedan extraer del riser principal a una línea de retorno separada donde se encuentra una bomba de levantamiento de lodo (mud-lift), la unión del LRR contiene válvulas de alta presión para aislar el sistema de bombas del riser y sensores de presión para determinar el nivel de lodo en el riser. El nivel de fluido real dentro del riser es controlado con el sistema submarino de bombas y de esta forma se ejerce el control del tapón de lodo.

Ventajas

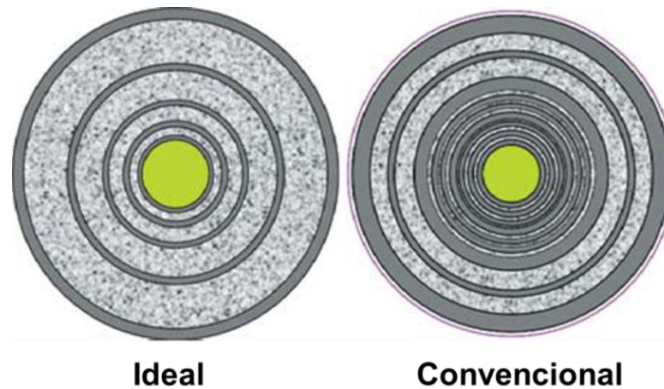
- Durante una desconexión de emergencia ayuda a aumentar la BHP, minimizando las consecuencias del influjo desde la formación.
- Cuando la parte superior del riser se llena de gas o aire, este actúa como un separador directo de gas por las bajas presiones en esta porción.
- Reduce la formación de hidratos ya que la presión se disminuye por el efecto del lodo pesado en la parte inferior del riser, además en caso de un influjo esto permite circular la patada fuera del pozo sin añadir presión por fricción en el espacio anular entre la tubería de perforación y el riser, por lo que las líneas de choke y kill no son necesarias.

3.4.2.3. Perforación con Gradiente Dual (DGD)

Este método es una de las variaciones de MPD en el que básicamente se perfora un pozo con dos diferentes densidades de lodo. Es una de las alternativas más llamativas en el momento de realizar operaciones de perforación en yacimientos costa afuera, especialmente en aguas profundas, ya que como es conocido, en este ambiente se manejan altos porcentajes de riesgos que pueden llevar a que la extracción de los recursos hidrocarburos sea una mala inversión.

En la perforación convencional en aguas profundas, es decir; con un sólo tipo de lodo, se hace necesario el uso de mayor número de sartas de revestimiento por la estrecha ventana de operación, de tal forma se evita pérdidas de circulación severas a poca profundidad. El diseño de este tipo de pozos ocasiona que el diámetro del hueco perforado en la zona de interés sea mucho menor al ideal y no se alcance la tasa de flujo potencial del pozo perforado, además de necesitarse gran cantidad de cambios en la densidad del lodo para que se pueda perforar un pozo estable en el estrecho margen de operación. En la **figura 31**, se observa la diferencia entre el número de sartas que se necesitan en una perforación convencional y cómo se reduce el número en una perforación con gradiente dual.

Figura 31. Típico diseño de revestimiento vs. diseño ideal



Tomado y modificado de: DOWELL. David. And SMITH. Terri., A Deepwater Breakthrough: The Launch Window for Dual Gradient Drilling Technology.,2010.

Este sistema de perforación con gradiente doble permite ajustar la presión de fondo (BHP). Este método utiliza una densidad de fluido desde el equipo de perforación hasta el fondo del mar (Mudline, nivel de lodo) a través del riser, este fluido debe ser menos denso, como por ejemplo un gas inerte, pellets de plástico o perlas de vidrio, o simplemente se puede usar agua de mar. Luego, desde el lecho marino hasta la profundidad de interés se usa un fluido con otra densidad, generando así dos gradientes de presión hidrostática, siendo la primera menor que la segunda. El objetivo de la perforación con gradiente doble es reducir la BHP sin necesidad de cambiar la densidad del lodo o regímenes de bombeo.

El proceso consiste en llenar el riser con un fluido de densidad similar a la del agua de mar (normalmente 8,6 ppg⁵⁴), haciendo que las condiciones de perforación sean similares a las operaciones en tierra ya que el fluido del riser es similar al ambiente marino en el que se encuentra en términos de presión hidrostática, y el resto del pozo se perfora con un lodo común.

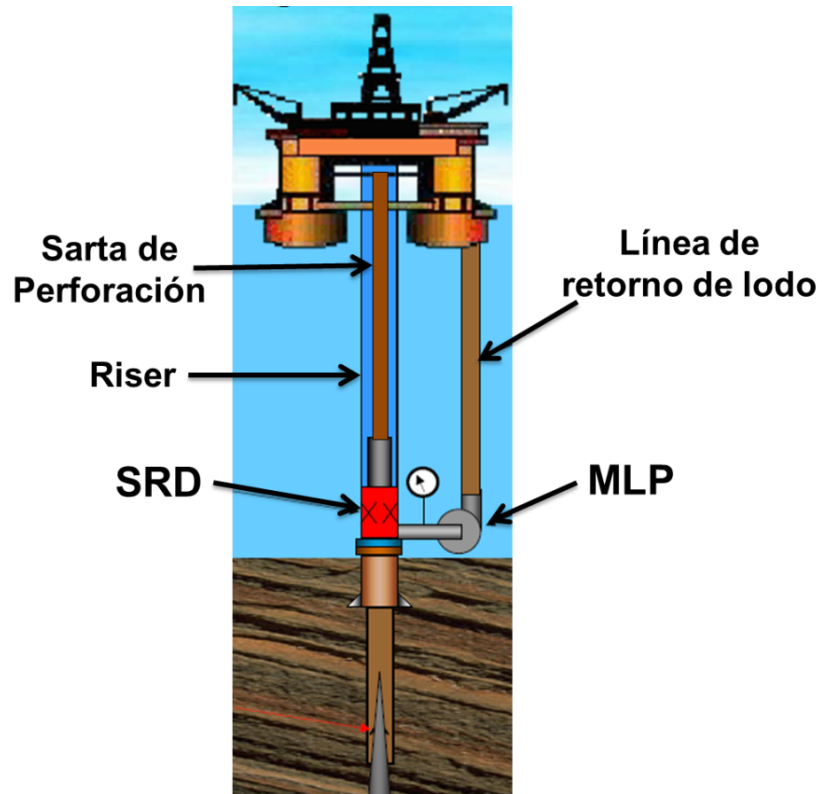
⁵⁴ DOWELL. David., And SMITH. Terri., A Deepwater Break through: The Launch Window for Dual Gradient Drilling Technology.,2010.

Una mejora fue también introducida por 22 compañías en 1996, “con el fin de eliminar el efecto de la profundidad del agua en la planificación y perforación de los pozos de aguas profundas”⁴⁰. Esta consiste en un sistema de levantamiento submarino del lodo (SMD, Subsea Mudlift Drilling) para reducir el peso del mismo sobre la formación, es decir, se diseñó una nueva forma para que el lodo retorne a la superficie, en lugar de pasar por el interior del riser.

En esta forma de circulación, se necesitan unos componentes submarinos, entre ellos un dispositivo submarino de rotación (SRD, Subsea Rotating Device) ubicado sobre las preventoras (BOP's), cuyo propósito es generar una barrera mecánica que separe el fluido en el riser del lodo del pozo. El SRD opera a baja presión diferencial pero tiene la capacidad de contener aproximadamente 1000 psi ya sea por encima o por debajo de su presión de operación. Este dispositivo “desvía el lodo en el anular a través de una unidad de procesamiento de sólidos (SPU), que garantiza que todos los recortes y desechos sean lo suficientemente pequeños para no tapar la bomba de levantamiento de lodo (MLP, mudlift pum) y las líneas de retorno⁵⁴, la MLP envía el lodo por una línea de retorno de 6 pulgadas de diámetro interno que se encuentra unida al riser, en la **figura 32** se observa el sistema.

La MPL bombea el lodo continuamente y está instalada “en línea” con el riser, además tiene un diafragma de 6 cámaras que pueden operar a la par o por separado en grupos de 3 o 2. En caso de falla, esta capacidad de redundancia permite que las operaciones sean continuas. La MPL es activada con agua de mar que es bombeada desde superficie por las bombas de lodo a través de una línea unida al riser.

Figura 32. Configuración del sistema de perforación con gradiente doble



Tomado y modificado de: CHEVRON., Dual Gradient Drilling: Has Its Time Finally Come?., 2009.

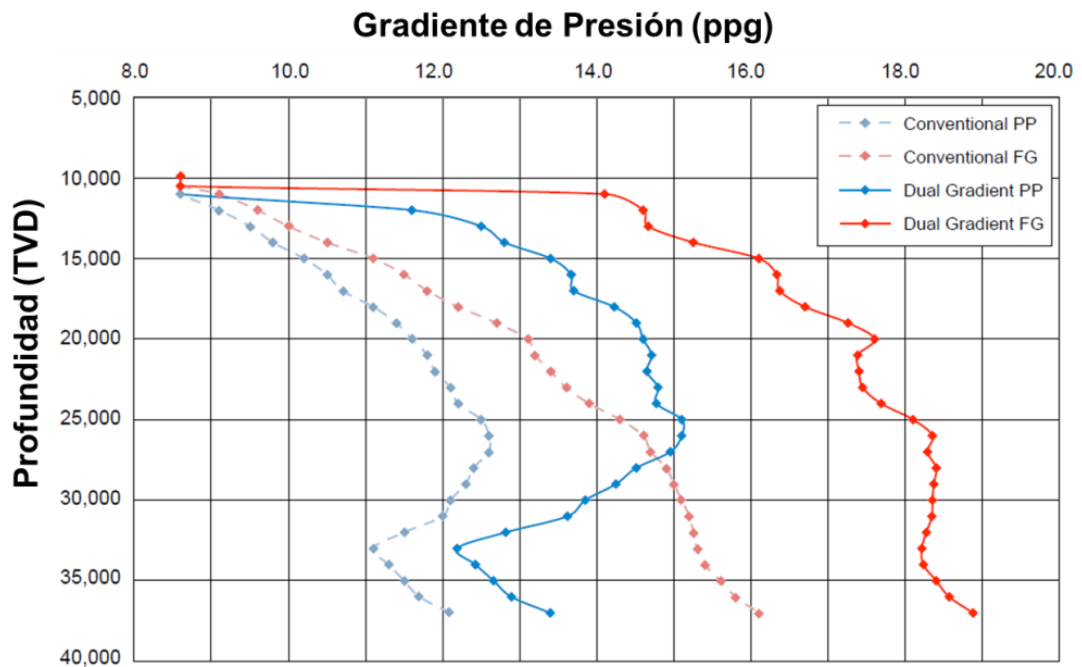
Ventajas

- Permite ajustar el peso de lodo equivalente o la BHP en 0,5 ppg equivalentes sin necesidad de detener las operaciones.
- La presión hidrostática ejercida por el lodo y los recortes en el riser es más manejable.
- Es una buena solución para la perforación de pozos costa afuera en aguas profundas y ultra profundas, aunque también se puede usar este método en aguas someras.

- Se puede desarrollar junto con otros métodos de MPD como perforación con tapón de lodo presurizado (PMCD) y presión de fondo constante (CBHP).
- Permite llegar a la profundidad de interés con menos sartas de revestimiento por lo que se tiene un mayor diámetro de hueco, lo que permite que la tasa de producción sea mayor.

En la **figura 33**, se observa como es el comportamiento de la ventana de operación en una perforación convencional (un fluido) y una con el método de gradiente doble.

Figura 33. Ventana de operación con perforación convencional vs gradiente doble



Tomado y modificado de: DOWELL. David. And SMITH. Terri., A Deepwater Break through: The Launch Window for Dual Gradient Drilling Technology.,2010.

Actualmente Chevron está por poner en el mar el buque de perforación llamado Pacific Santa Ana, el primero diseñado para perforar con el método de gradiente

dual. El barco es un Samsung 12000 capaz de operar en 12.000 pies (3.658 m) de profundidad y está dotado para la perforación de 40.000 pies (12.192 m) de profundidad. Después que equipo adicional sea instalado y probado, Pacific Santa Ana será utilizado para la perforación exploratoria y de desarrollo en las aguas profundas en el Golfo de México⁵⁵.

3.4.2.4. Método HSE o de Control de Retorno del Flujo (RFC)

Esta técnica es parte importante del método MPD aunque su objetivo no es el control de la presión anular, su principal objetivo es desviar los retornos del anular lejos de la plataforma de perforación para evitar que cualquier gas especialmente el H₂S se derrame sobre esta, y esto se logra con un sistema de retorno anular cerrado que permite desarrollar las operaciones de perforación de forma segura (por razones HSE).

Otra de las aplicaciones de este método es la prevención toxicológica, ya que se corre el riesgo de perforar zonas de gas somero (SG) y que los fluidos de perforación emitan vapores nocivos, situaciones que ponen en riesgo la seguridad de las operaciones, la vida de los trabajadores y el medio ambiente.

Para mejorar la seguridad se usa un dispositivo de control rotatorio (RCD), este evita el cierre de la BOP y disminuye al máximo el riesgo de fuga de hidrocarburos en la plataforma, además permite el mover la tubería mientras se circula un influjo o se maneja corte de gas en el lodo.

“Para las operaciones RFC se instalan en la plataforma dos válvulas hidráulicas, una línea de flujo convencional para los agitadores y una línea de flujo al choke manifold. Esta configuración permite que cualquier influjo sea manejado por el

⁵⁵ WESTENHAUS. Brian, 2010, Chevron has Unveiled New Ship to Perform Dual Gradient Drilling, Internet: (<http://oilprice.com/Energy/Energy-General/Chevron-has-Unveiled-New-Ship-to-Perform-Dual-Gradient-Drilling.html>).

choke manifold y en operaciones normales la línea de flujo convencional se usa para circular los fluidos y las válvulas hidráulicas permiten que el flujo de retorno sea desviado hacia el choke manifold o hacia los agitadores”⁴⁸.

3.4.2.5. Nuevas variaciones de MPD

Durante los últimos años se han venido desarrollando nuevos métodos basados en MPD que permitan controlar más exitosamente el pozo durante las operaciones de perforación, estos nuevos métodos son:

Circulación Concéntrica Continua del Casing MPD (Continuous Circulating Concentric Casing MPD): el método permite un manejo más preciso y casi instantáneo de la BHP mediante el control de la fricción hidráulica en el anular a través de la circulación continua del fluido dentro de este.

MPD sin riser (Riserless MPD): consiste en perforar sin el riser usando un choke submarino automático que permita ajustar la contrapresión, que al cerrarlo aumenta la BHP como si se tuviera el riser lleno de lodo y recortes, logrando un estado sobre-balanceado en el pozo que beneficia el control del pozo en caso de presentarse un SWF o SGF.

Perforación con gradiente dual sin riser (Dual Gradient Riserless Drilling): el método consiste en controlar la BHP reduciendo la ECD mediante el uso de una bomba submarina, esta bomba también permite que el lodo y los recortes lleguen a superficie. Las pérdidas de fricción en el anular son menores a cuando se tiene el riser.

Aplicación de MPD en aguas profundas con BOP de superficie (Deepwater Surface BOP Application of MPD): no se usa la BOP de fondo y el casing cumple la función de riser, la contrapresión es generada por la BOP de superficie. Este método tiene limitaciones para ser usado en la perforación de pozos en

aguas profundas debido a las fuerzas generadas por las olas que pueden dañar el casing y aun no existe la tecnología necesaria para contrarrestar las limitaciones de este método.

MPD con bombeo en fondo de pozo (Downhole Pumping MPD): el método consiste en el uso de una bomba en la sarta de perforación dentro del casing que le proporciona energía al fluido de perforación y los recortes en el anular, y así reduce la ECD mediante la presión diferencial generada por la bomba.

Control Dinámico de la Presión Anular DAPC (Dynamic Annular Pressure Control): es un sistema de control de la contrapresión automatizado que usa un modelo hidráulico en tiempo real⁴⁸, calcula en tiempo real los cambios en la BHP e inmediatamente actualiza la información de la profundidad y velocidad de la broca y el caudal de flujo de la bomba, ajustando estos parámetros para el control de la BHP.

Micro Flux Control (MFC): es similar al método CBHP porque permite mantener la BHP constante cuando se apagan las bombas evitando el influjo de fluidos desde la formación generando una contrapresión, la única diferencia es que calcula la BHP más precisamente y hay una respuesta automática para controlarla⁴⁸.

Circulación Secundaria en el Anular (SAC, Secondary Annulus Circulation): este sistema está diseñado para hacer circular fluido de perforación por el espacio anular secundario durante las conexiones, lo que permiten mantener constante la BHP, el método es similar al sistema de circulación continua, la diferencia está en la ubicación de los puntos de inyección lo que tendrá un impacto en la caída de presión del anular. Los puntos de inyección pueden estar ubicados en el riser y/o debajo del lecho marino a través del anular del casing⁴⁸.

Fluidos-Compresibles MPD (Compressible-Fluids MPD): se usan fluidos compresibles como aire, niebla, espuma y gas para la perforación, además de

herramientas de fondo de pozo para desviar una cantidad de los recortes en el fluido compresible hacia el anular, al desviar el exceso de aire que viaja por la sarta de perforación antes que alcance el ensamble de fondo, la energía que normalmente se pierde en forma de fricción se utiliza para proporcionar levantamiento en el espacio anular, y esto reduce la BHP⁴⁸.

Refuerzo del Pozo - MPD (Wellbore-Strengthening MPD): el refuerzo del pozo consiste en mantener un tamaño y contenido de sólidos en el lodo que generen un tapón a las microfracturas que se producen al aumentar la densidad del mismo, esto permite mejorar la ventana de operación. Otra forma de mejorar la ventana es con el uso de una barrera de protección de baja permeabilidad que evita que el lodo invada la formación. La combinación entre el refuerzo del pozo y MPD permite perforar dentro de una amplia ventana con el control preciso de la BHP⁴⁸.

Perforar a través de los límites MPD (DTTL, Drill Thru the Limits): este método requiere mejoras a los equipos dependiendo de la aplicación. Es una forma avanzada de CBHP que genera contrapresión en superficie no sólo cuando hay conexiones sino también cuando se está perforando, además el lodo es diseñado para actuar en condiciones de bajo balance tanto en estado dinámico como estático.

3.4.3. Reducción de la Densidad Equivalente de Circulación (ECD)

La densidad equivalente de circulación (ECD) fue utilizada con eficiencia para el control de la presión en la década de 1970⁴⁸, actualmente juega un papel importante en el control de la presión durante la perforación, ya que precisamente ésta permite controlar la BHP y por lo tanto el perfil de presión.

La ECD, expresada en libras por galón, está en función de la reología y densidad del lodo, de la tasa de flujo y la geometría del hueco. La ECD equivale a las

pérdidas por fricción y éstas pérdidas sumadas a la presión hidrostática generada por la columna de lodo, son los factores que permiten el cálculo de la BHP.

Si se quiere mejorar la estabilidad del pozo es conveniente perforar con un lodo pesado, pero si la ECD es alta puede ocasionar problemas, por lo que es casi imposible perforar pozos que presenten poca diferencia entre la presión de colapso y la presión de fractura de la formación debido al alto riesgo de presentarse pérdida de circulación. Por el contrario si se perfora con un lodo liviano para minimizar el riesgo de pérdida de circulación, se tiene una alta posibilidad que se presente un flujo de fluidos desde la formación hacia el pozo si la circulación se detiene, esto ocurre principalmente en lugares donde la ventana de operación es pequeña, ajustándose a perforaciones costa afuera especialmente en aguas profundas y ultra profundas donde este fenómeno está presente.

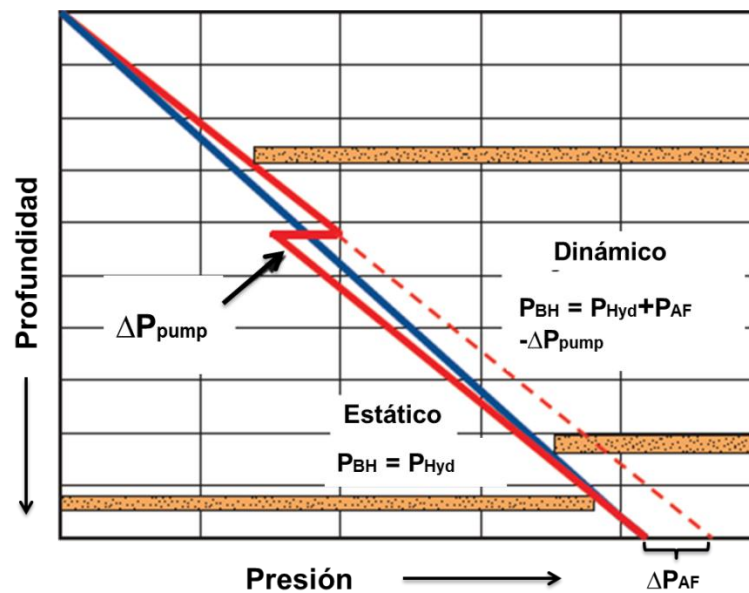
Al reducir la ECD se busca reducir los efectos de las pérdidas de presión provocados por la fricción, de modo que la BHP es casi igual a la presión hidrostática. La ECD se puede reducir directamente modificando el perfil de presión en el anular con un lodo de perforación de densidad simple o con el uso de una bomba de fondo que produce una presión diferencial y modifica el perfil de presión anular (**figura 34**).

Los beneficios de reducir la ECD son:

- La capacidad de perforar pozos más profundos.
- Se necesitan menos sargas de revestimiento, ya que permite perforar mayores profundidades con la misma sarga.
- Mejor seguridad, ya que permite un mayor margen entre el gradiente de fractura y la ECD real.
- Aumenta las velocidades de penetración (ROP).
- Mejora la estabilidad del pozo al soportar altas densidades estáticas de lodo.

- Reduce la pérdida circulación y la pega diferencial.

Figura 34. Comportamiento de la presión con el método de reducción de la ECD



Tomado y modificado de: MALLOY. Kenneth., Managed pressure drilling—What is it anyway?.,2007.

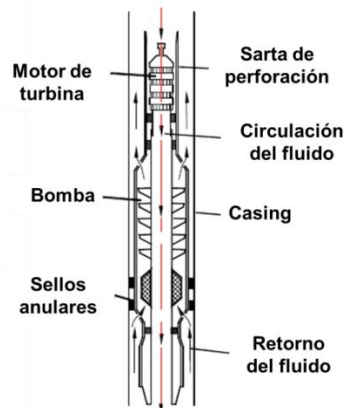
Para reducir la ECD se pueden emplear diferentes métodos como: uso de fluidos de baja reología para minimizar las pérdidas por fricción, uso de sartas de perforación y revestimiento que permitan mayor espacio anular, uso de tubulares expandibles para mantener el tamaño del agujero, uso de liners y no sartas de revestimiento, ROP's controladas para no sobrecargar con recortes el anular, reducir la BHP teniendo en cuenta que está en función de la ECD, por ejemplo la perforación con gradiente dual y la perforación sin riser permiten disminuir el valor de la ECD controlando la BHP.

También se ha desarrollado métodos con sistemas de bombeo en el fondo del mar, pero estos son muy costosos y por lo tanto no son rentables para la industria. Sin embargo, Weatherford está desarrollando una “herramienta de reducción de la densidad equivalente de circulación (ECDRT, Equivalent Circulation Density Reduction Tool)” que está diseñada para contrarrestar el aumento en la BHP causada por la fricción en el espacio anular, reduciendo la carga hidrostática, esta herramienta ha sido probada en campo con exitosos resultados.

Esta nueva herramienta brinda beneficios como perforar con lodos más pesados que permiten mejorar la estabilidad del pozo sin que se presente fractura de la formación o pérdida del lodo, además de la posibilidad de reducir el daño a la formación por el menor sobre balance en condiciones dinámicas.

La ECDRT cuenta con tres secciones, en la primera en la parte superior se encuentra un motor de turbina, en la segunda sección una bomba multi-estado que es accionada por el motor de turbina y las bombas de retorno del fluido, y en la tercera sección en el fondo hay sellos anulares que no permiten que el lodo y los recortes pasen por el anular sino que pasen por la bomba (**figura 35**).

Figura 35. Diseño de la ECDRT



Tomado y modificado de: BANSAL. R.K., BRUNNERT. D., TODD. R., BERN. P.A., BAKER. R.V., and RICHARD. C., 2007., Demonstrating Managed-Pressure Drilling With the ECD Reduction Tool., SPE/IADC 105599.

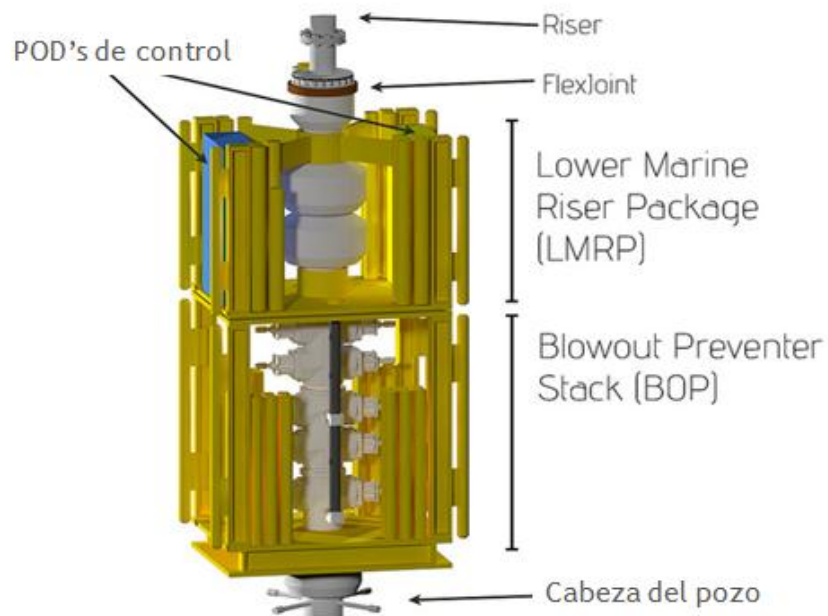
4. CONTROL DEL POZOS COSTA AFUERA DURANTE UNA PATADA

4.1. EQUIPO PARA EL CONTROL DE POZOS

Los equipos de control deben cumplir con el requisito mínimo de presión de trabajo y se encuentran clasificados en cinco categorías de presión; 2000 psi (2M - 13800 kpa), 3000 psi (3M - 20700 kpa), 5000 psi (5M - 34500 kpa), 10000 psi (10M - 69000 kpa), 15000 psi (15M - 103500 kpa).

El sistema de control submarino consta de: el conjunto de preventoras (BOP stack), Lower Marine Riser Package (LMRP), sistema de control (**figura 36**).

Figura 36. Sistema del Stack



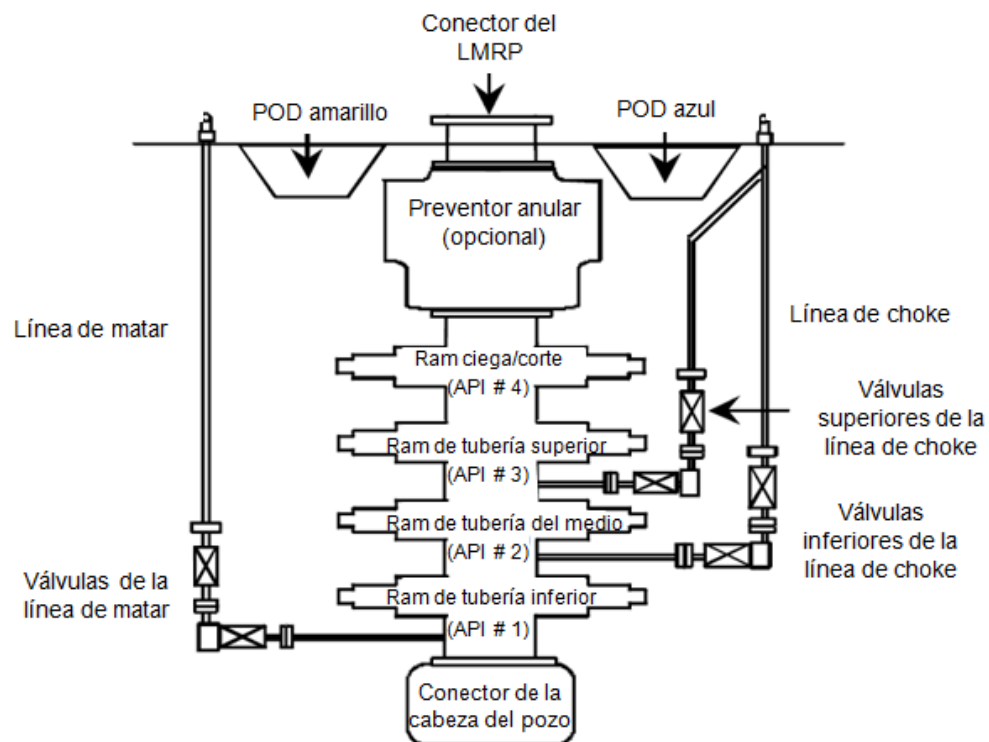
Tomado y modificado de: <http://www.flickr.com/photos/mrtopf/4698998375/>.

4.1.1. Preventoras de Reventones (BOP's, Blowout Preventer)

El conjunto de BOP's es un equipo de vital importancia para desarrollar operaciones de perforación cuya principal función es contener los fluidos dentro del pozo. Este equipo de control hace parte de la última línea de defensa de los perforadores, ya que permite en caso de una emergencia tomar acciones correctivas o simplemente tomar la decisión de abandonar el pozo.

El sistema BOP submarino (**figura 37**) está compuesto por un conector hidráulico en la cabeza del pozo; preventoras de tipo ram y anular, válvulas de las líneas de estrangulación (choke) y de matar (kill) y un carrete (spool).

Figura 37. BOP submarino



Tomado y modificado de: CHEVRON., Manual de Perforación de Barcos Flotantes., Volumen 10., 2002.

Existen dos tipos de BOP's, las tipo anular y las tipo ram.

BOP tipo anular: este tipo de BOP funciona con la constricción (presión para cerrar parcial o totalmente) de un empaque flexible de elastómero reforzado que proporciona un sello alrededor de la tubería de perforación. Este empaque puede reducir en gran medida el diámetro y la sección transversal pero no tiene la capacidad de soportar altas presiones como lo hace la BOP tipo ram, por lo tanto es conveniente usarlas en conjunto.

BOP tipo ram (de arietes): presenta cuatro configuraciones:

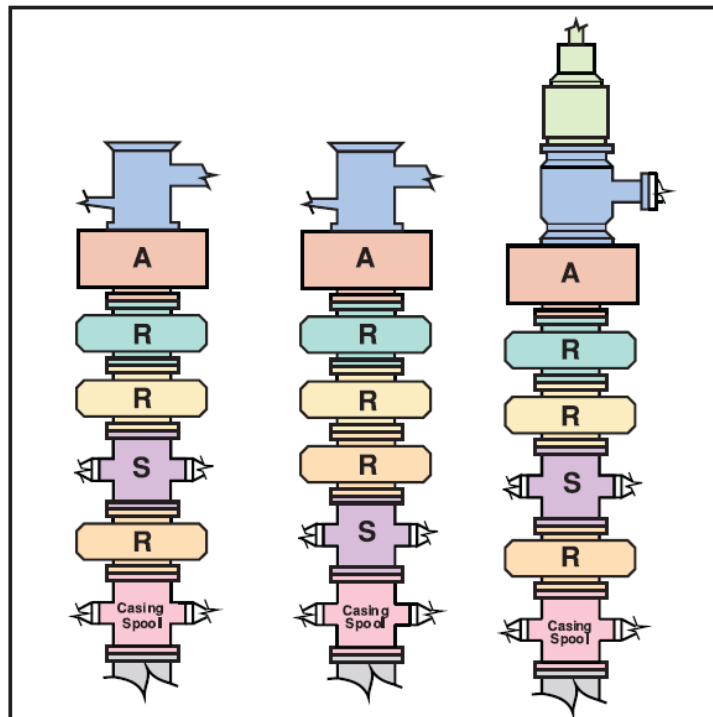
- **Ram de tubería:** las hay para diferentes tamaños de tubería y se diseñan para proporcionar cierre y sello alrededor de la tubería de perforación.
- **Ram variable:** tiene la capacidad de cerrar y sellar en una gama limitada de tamaños de tubo. Tiene la misma función que la ram de tubería.
- **Ram ciega (Blind ram):** se usan para sellar el pozo cuando no hay tubería de perforación y el sello se hace entre sí.
- **Ram ciega/corte (Blind/shear ram):** son usadas cuando se necesita una rápida desconexión de la plataforma y el pozo, por lo que es especialmente usada en operaciones costa afuera. La ram ciega tiene un borde que puede cortar la sarta de perforación y sellar el pozo con los fluidos a alta presión y alta temperatura por un largo tiempo.

El Instituto Americano del Petróleo (API) en su boletín API-RP53 establece los códigos para los componentes que pueden hacer parte de la configuración del conjunto de preventoras (BOP's Stack). Los códigos son los siguientes:

- **A:** preventora de reventones tipo anular.
- **G:** cabezal giratorio.
- **R:** único preventora tipo ram con un conjunto de ram, ciega o de tubería según el operador decida.

- **R_d**: doble preventora tipo ram con dos conjuntos de rams, ubicados como el operador decida.
- **R_t**: triple preventora tipo ram con tres conjuntos de rams, ubicados como el operador decida.
- **C_H**: conector operado a control remoto usado para unir la cabeza de pozo con la preventora.
- **C_L**: conector de baja presión operado a control remoto usado para conectar el riser marino con el conjunto de BOP.
- **S**: spool con conexiones laterales de salida para las líneas de choke y matar.
- **M**: presión nominal de trabajo de 1000 psi.

Figura 38. Configuraciones del Conjunto de Preventoras (BOP's Stack)



Tomado de: WELL CONTROL SCHOOL., Well Control Manual., 2002.

Conectores hidráulicos: El conector hidráulico une la BOP a la cabeza del pozo y está diseñado para enganchar y desenganchar el cabezal de pozo a perfiles específicos. Una función importante consiste en resistir los esfuerzos de flexión y fuerzas de separación impuestas por las corrientes, las olas y el movimiento del buque, y las presiones del pozo. El conector tendrá una presión nominal que coincide con la presión de la preventora tipo ram.

Existen dos tipos de conectores: de pistón múltiple y de pistón anular.

Válvulas de las líneas de estrangular y matar (C&K): son válvulas de compuerta accionadas hidráulicamente. Es necesario tener siempre dos válvulas en cada salida de las líneas C&K que proporcionen redundancia.

4.1.2. Lower Marine Riser Package (LMRP)

El LMRP permite desconectar el pozo cuando se presentan situaciones de emergencia (abandono o control del pozo). Después de realizarse la desconexión puede ser llevado a la superficie junto con el riser marino, mientras que el pozo se deja cerrado con una preventora.

Los componentes principales del sistema son: un conector de cabeza de pozo, una preventora anular, un ensamblaje junta flexible/junta balón (Flex Joint/Ball Joint), conectores de las líneas C&K y cápsulas de control (POD's).

Algunas veces, botellas acumuladoras son incorporadas al sistema para asegurar que exista el líquido suficiente para operar la BOP y las válvulas hidráulicas asociadas. "Estas botellas deben ser pre-cargadas con una presión por encima de la presión ejercida por la columna de agua a la profundidad del conjunto de preventoras, requiriendo alta presión nominal para compensar la presión

diferencial encima”⁵⁶. Por lo general, para operación en aguas profundas (más de 5000 pies) se utiliza una presión de 5000 psi.

Sistema Flex Joint /Ball Joint: es instalado para compensar el movimiento lateral de la plataforma de perforación, provocado por las olas y corrientes de mar. Además, proporciona un mecanismo para reducir las cargas de flexión sujetas al BOP stack, de esta manera, permite que el riser se desvíe unos grados de la vertical, sin generar daños en el conector, BOP o el cabezal del pozo.

La junta flexible fue desarrollada, para introducir una mejora en las operaciones en aguas profundas, debido que se requería una junta de balón no presurizable con gran capacidad de tensión.

POD’s de control: tienen como función principal recibir el fluido de operación hidráulica desde la unidad del acumulador en superficie. Este fluido viaja a través de un conjunto de líneas, llega al POD y es transmitido a las funciones de la BOP.

Direccionamientos del control de emergencia: sirven como un medio para cerrar las rams ciega/cizalla y liberar el conector LMRP, en el caso de que se requiera una separación.

El conjunto BOP puede estar equipado además de un ROV (Remotely Operated Vehicles), que constituye una muy buena herramienta para la detección de un influjo, por medio de observación visual a través de una cámara.

4.1.3. Riser marino y ensamblaje del Diverter

Riser: constituye el enlace de comunicación entre el barco y el conjunto del BOP que está en el piso del mar, para realizar labores como la circulación del fluido de perforación de retorno a la superficie y guiar la tubería de perforación y sarta de revestimiento.

⁵⁶ WELL CONTROL SCHOOL., Well Control Manual., 2002.

Los principales componentes del sistema son:

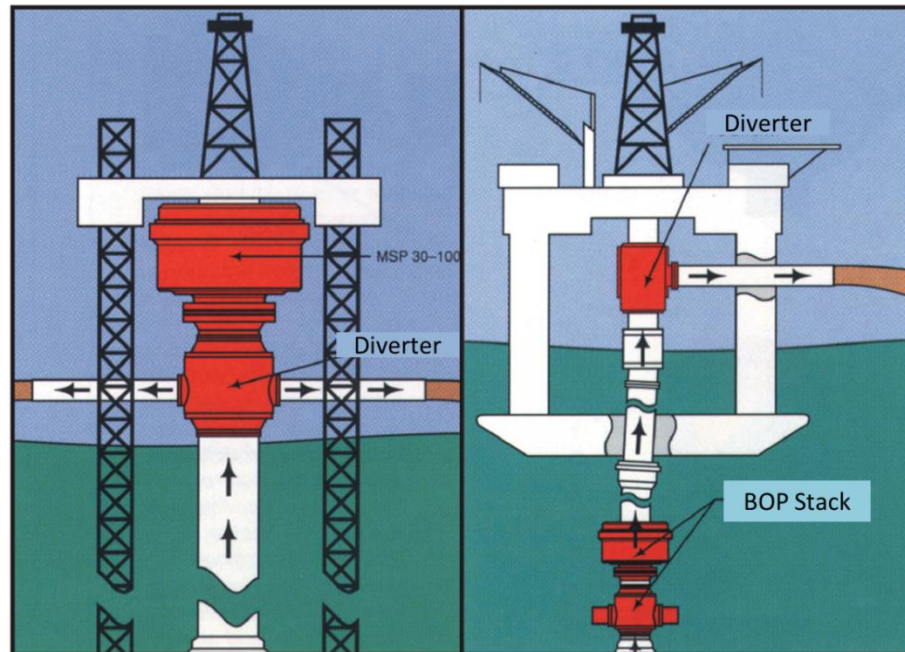
- Tubería del riser y acoplamientos
- Líneas C&K: estas líneas son usadas en las operaciones de control del pozo, para permitir el flujo de aceite, gas o fluido de perforación desde el pozo hasta superficie, y fluido de alta densidad desde el múltiple de superficie hasta el conjunto de preventoras.
- Junta telescópica o de deslizamiento: usada para compensar los movimientos del barco y el riser por la acción de las olas y corrientes del mar.
- Equipo de tensión del riser: aplica una fuerza vertical en la parte superior del riser para ofrecer estabilidad y soportar el peso del mismo.
- Módulos de flotabilidad: estos módulos son usados especialmente en aguas más profundas para reducir los requerimientos de tensión superior.

Diverter: el diverter o desviador es una BOP de tipo anular que protege el equipo de perforación de reventones mientras se perfora a profundidades someras a partir del lecho marino, es decir; cuando se perfora la parte superior del hueco, funciona cerrando el pozo al tiempo que permite evacuar el influjo con seguridad.

Este quipo es usado cuando sólo se ha establecido el tubo conductor para desviar el flujo de fluidos desde el pozo fuera de la plataforma, del personal y del equipo; además cuando el pozo no se puede cerrar (no se quiere pérdida de circulación o daño a la formación), y se puede usar durante toda la operación de perforación.

El diverter se instala en el casing conductor o en el riser y debe permitir el paso de la sarta de perforación y ser capaz de efectuar un cierre hermético alrededor de la tubería de perforación, cuenta con dos líneas de desvío con válvulas que permiten seleccionar la línea que este a favor del viento cuando se presente una emergencia, a mayor desvío de las líneas mejor (**figura 39**). Estos procedimientos deben ser rápidos ya que el tiempo que transcurre entre la detección de la patada hasta que esta llega a superficie por lo general es poco.

Figura 39. Configuración del diverter con dos o una línea de alivio



Tomado y modificado de: WELL CONTROL SCHOOL., Well Control Manual., 2002.

Requerimientos

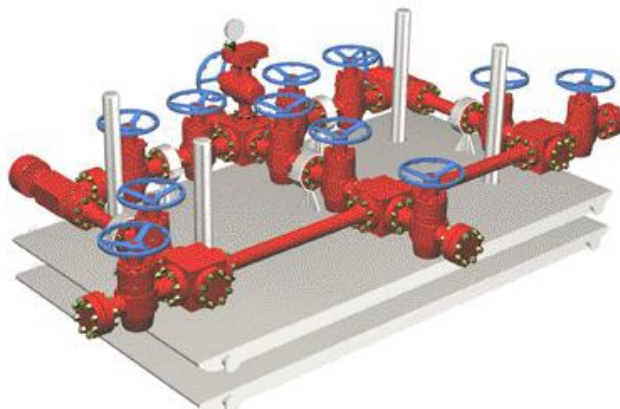
- El diverter se instala y ancla firmemente para evitar que la junta de deslizamiento (slip joint) se extienda hacia arriba a través de la mesa rotaria.
- Al menos dos línea de alivio de 12 pulgadas de diámetro nominal se deben instalar en los extremos de la plataforma, para permitir la ventilación de los retornos del pozo.
- Las líneas de alivio deben tener el mínimo número de curvas.
- Las altas velocidades de flujo ocasionan erosión, para reducir estos efectos las líneas de desviación deben ser tan grandes y simples como sea posible.
- Sólo plena apertura, las válvulas no restringidas se utiliza en el sistema de alivio del diverter.

- En el diverter las válvulas que controlan las líneas de alivio deben ser accionadas por presión.
- El sistema de diverter debe estar acondicionado para que al menos una línea de alivio se abra automáticamente para ventilar cuando la cabeza del diverter esté cerrada.
- Si la línea de retorno de lodo y de alivio es la misma, se debe contar con una válvula de accionamiento eléctrico que apague automáticamente el retorno del lodo cuando el diverter este cerrado.

4.1.4. Choke Manifold

El choke manifold (múltiple de estrangulación) permite controlar la presión del pozo y tiene como tarea principal proporcionar un método de circulación desde el conjunto BOP a una presión controlada, además de ofrecer rutas alternativas cuando sea necesario cambiar o reparar válvulas y chokes (**figura 40**).

Figura 40. Choke manifold



Tomado de: <http://www.sapwellsglobal.com/main/en/?modulo=../productos/ChokeManifold>.

El choke manifold debe estar ubicado en un lugar accesible y sus componentes chokes, válvulas y tuberías deben trabajar a una presión igual o mayor a la presión de trabajo de las preventoras tipo ram; para la categoría de presión de 2000 psi (2M), la presión de trabajo del choke manifold será igual a la presión de la preventora tipo anular.

El choke manifold se conecta al spool de la BOP por medio del choke line, es un equipo necesario para controlar una patada o influjo desde la formación al pozo ya que permite liberarlo. Si la BOP se cierra o hay una ganancia en la presión del pozo, éste permite controlar la presión del casing ajustando la apertura/cierre de la válvula choke.

Requisitos

- Al menos un choke hidráulico a control remoto debe ser instalado en cada manifold y tener la capacidad de proporcionar un cierre completo.
- En aplicaciones con presión de 5000 psi (5M) y 10000 psi (10M) se necesitan dos chokes hidráulicos a control remoto.
- En aplicaciones con presión de 3000 psi (3M) se necesita un choke hidráulico a control remoto.

Líneas de flujo

- Se deben tener por lo menos tres líneas de flujo con la capacidad de hacer fluir los retornos del pozo a través de conductos de 3 pulgadas de diámetro nominal o más grande.
- Por lo menos una línea de flujo debe tener un choke ajustable a control remoto de accionamiento eléctrico.
- Por lo menos una línea de flujo debe tener un choke ajustable de accionamiento manual.
- Una línea de flujo debe permitir el retorno del flujo directamente al manifold de descarga o tubería aguas abajo sin pasar por la válvula

choke, lo que se logra con dos válvulas de compuerta trabajando a la máxima presión nominal.

4.1.5. Sistema de control

La BOP submarina requiere un sistema de control que es accionado en superficie y que permite, por una transmisión eléctrica o hidráulica, que la BOP en el fondo del mar cumpla con sus correspondientes funciones de control del pozo. Existen dos diseños básicos, un sistema piloto de funcionamiento hidráulico y un sistema Eléctrico - Hidráulico (EH) y Multiplex (MUX).

Sistema de control piloto de funcionamiento hidráulico: para el accionamiento de las funciones del stack por medio de un sistema hidráulico, primero se requiere que el manifold envíe un fluido de alta presión por una línea piloto específica, desde superficie hasta el conector distribuidor submarino. Estando el fluido en el POD puede activar las funciones del BOP, por medio de una válvula SPM (Subplate Mounted), que es pilotada hidráulicamente, y que permite que el fluido llegue a la cámara de funcionamiento deseado.

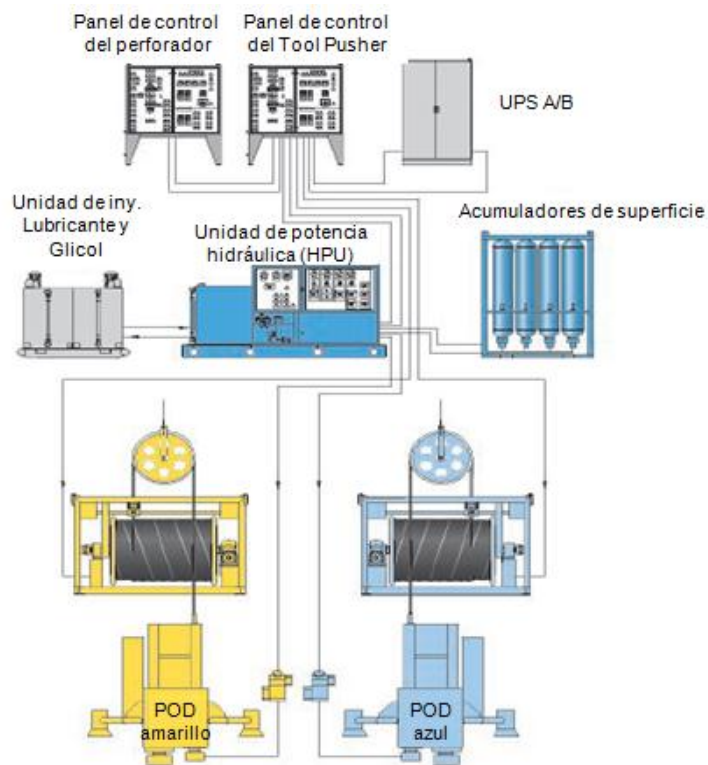
Es importante resaltar que la presión en la línea piloto es diferente a la del fluido de potencia; sin embargo son generadas en la misma fuente, el acumulador en superficie. La presión piloto transmite una señal que hace que la válvula SPM se abra y el fluido de potencia permite el accionamiento del BOP⁵⁷.

Cada conjunto BOP debe contener dos consolas de control (control POD's) idénticas para proporcionar redundancia, por lo general suelen ser una amarilla y la otra azul. Cada POD está compuesto por un banco de válvulas SPM, un colector múltiple y dos reguladores, uno para el anular y el otro para las funciones restantes de la BOP.

⁵⁷ CHEVRON, Floating Drilling Manual, volumen 10, 2002

Sistema de control Electro- Hidráulico (EH) y Multiplex: el sistema se basa en la transmisión de señales electrónicas desde la superficie hacia el fondo, por medio de unos cables individuales submarinos dentro de un cable blindado, estas señales son enviadas a un banco de válvulas solenoides en la parte superior del POD. Estos solenoides se encargan de transmitir las señales hidráulicas a las válvulas SPM. “La señal de presión se dirige a través de las válvulas solenoides a la válvulas SPM, haciendo que se abra y el líquido de alimentación se dirija al operador”⁵⁷. En la **figura 41** se observa la configuración del sistema de control Multiplex.

Figura 41. Sistema de control Multiplex del BOP



Tomado y modificado de: WELL CONTROL SCHOOL., Well Control Manual., 2002.

El sistema MUX difiere del sistema EH en el método de transmisión de la señal. Las señales de los solenoides electrónicos son codificadas digitalmente y enviadas abajo por un cable común. Un procesador submarino MUX interpreta las señales, después electrónicamente los viajes del solenoide controlan la función seleccionada. Luego de esto, de la misma forma que el sistema EH la señal de presión se mueve a través de los solenoides y la válvula SPM.

El sistema de control MUX es apropiado para ser utilizado en operaciones de aguas profundas, donde se requiere que el sistema de control sea accionado de forma rápida y segura. Este sistema ofrece un tiempo de respuesta más bajo, por ejemplo, las rams pueden responder entre 6 a 8 segundos y la preventoras anulares entre 12 a 18 segundos. Además que, a diferencia del sistema EH, sólo se requiere un par de cables de señal.

Otra ventaja es que es capaz de utilizar secuencias programables y la lógica operacional a través de una programación personalizada.

Sistemas de respaldo

Estos sistemas de activación secundaria son necesarios cuando se presenta una situación de emergencia y se requiere de una desconexión o cierre inmediato.

En algunas unidades de aguas profundas se cuenta con estos sistemas de respaldo para cerrar el pozo de forma rápida y segura, y así reducir el riesgo.

Entre los sistemas más destacados se encuentran:

Hombre Muerto (DEADMAN): es un sistema de cierre automático de la ram shear si se presenta un evento en el que se pierda el suministro hidráulico y la potencia eléctrica de los POD's, es decir; se pierde el riser o la potencia en el control del MUX. Este sistema no se activa si sólo se pierde una fuente de poder.

Sistema de Desconexión de Emergencia (EDS): es un sistema que permite la desconexión automática del LMRP cerrando las rams y asegurando el cierre del

pozo con una secuencia programada de eventos cuando un botón es accionado por un operador o cuando la plataforma se ha movido significativamente fuera de posición.

Sistema de Auto Desconexión (DAS): es un sistema para cerrar automáticamente las rams shear cuando el ángulo del riser excede un cierto límite predeterminado. Este sistema por sí sólo no puede proveer la contención del pozo, pero debe combinarse con un circuito Auto shear.

Sistema de Auto Corte (Auto shear): es un sistema para cerrar automáticamente las rams de corte cuando hay una desconexión imprevista del LMRP.

Sistema Acústico (AS): es un sistema para activar un número limitado de funciones desde la plataforma, mediante el uso de señales codificadas acústicamente y transmitidas a través del agua. La fiabilidad de estos sistemas puede ser afectada por las corrientes, termoclinas y el ruido del buque.

Sistema de Intervención por ROV: un sistema para hacer funcionar un número limitado de funciones, como por ejemplo desconectar el LMRP, cerrar las rams, activación de candados u operar cualquier otra función en el BOP, todo esto gracias al uso de un ROV.

4.2. CONTROL PRIMARIO DEL POZO

El control primario se encarga del manejo de la densidad del fluido de perforación para proporcionar la suficiente presión hidrostática y así evitar que algún fluido proveniente de la formación entre al pozo, es decir, se presente un influjo.

Entre las principales causas de pérdida de control están:

- Reducción del nivel del lodo cuando se saca la tubería de perforación, por ejemplo cuando se realizan operaciones de cañoneo, lo que provoca una caída en la presión hidrostática.
- Presión de suaveo, es una presión de succión que se presenta cuando se saca la sarta de perforación demasiado rápido.
- Pérdida de circulación, que hace también que el nivel del lodo sea reducido.
- Peso del lodo insuficiente, cuando la densidad del fluido de perforación es menor que la presión de poro de la formación causando reducción de la presión hidrostática y que los fluidos entren al pozo.
- Pérdida de la columna del fluido de perforación en el riser, que puede ser debida principalmente a desconexiones accidentales, daño en el riser y desplazamiento del riser con agua de mar.

4.2.1. Prevención y detección de una patada

Parte esencial del mantenimiento del control del pozo es el reconocimiento de un incremento anormal en la presión de poro. Para esto existen algunas señales que indican cuando la presión está aumentando, las cuales deben ser detectadas a tiempo para evitar que ésta siga en aumento y cause una patada (kick).

Las señales de alerta en aguas profundas suelen ser las mismas que para aguas someras:

- Incremento de la tasa de flujo
- Incremento del volumen de lodo en los tanques.
- Incremento de la velocidad de penetración, debido a una disminución en la densidad del shale y presión diferencial cuando se atraviesan zonas sobrepresionadas.
- Decaimiento en la presión en la bomba.
- Gran cantidad de gas en las unidades.

- Incremento repentino en el torque y arrastre.
- Cambio en los cloruros del lodo.
- Cambio en el tamaño y forma de los recortes.
- Mientras se realiza el cañoneo, el hueco no toma la cantidad adecuada de fluido.
- Flujo del pozo con la bomba apagada.
- Incremento de la tasa de flujo en el retorno del fluido de perforación durante las conexiones.
- Aumento en el gradiente de temperatura más de lo normal, cuando se penetran formaciones con presión anormal.

Los efectos del estado del mar que provocan movimientos en el barco como cabeceo, balanceo y oscilación vertical pueden afectar el nivel del lodo en el pozo y los métodos de detección de retorno del mismo. Para solucionar esto se colocan sensores de nivel o flujo en los pozos expuestos a movimiento y se conectan a un totalizador de volumen en el pozo.

En el indicador de retorno (sensor de flujo), se establece una alarma para un cambio de flujo de 25 a 50 gal/min por encima del rango de movimiento de la embarcación, y las alarmas del totalizador de volumen se deben fijar en un rango de +0,5 a -0,5 barriles por encima de los movimientos del barco que afectan el indicador⁵⁶. Las herramientas MWD/LWD también pueden ser utilizadas para indicar una patada, por ejemplo MWD tiene un sensor de presión anular que detecta cambios en el peso del lodo.

La gran longitud del riser y las bajas temperaturas hacen que la viscosidad del fluido aumente en la línea de choke y de matar (C&K) ocultando la presión de cierre en el casing (SICP), esto puede provocar que la patada sea mas difícil de detectar, ya que el pozo puede fluir durante los controles de flujo, pero no tiene la presión de cierre del casing. Para reducir la viscosidad se puede llenar las líneas de choke y de matar con un fluido claro o gelificado y tener especial cuidado con el

contenido de sólidos. En el caso de aguas profundas, que la situación se hace más crítica, puede usarse rotación lenta de la tubería de perforación para reducir la resistencia al gel cuando se rompe la circulación.

Otro aspecto importante, sobre el cual el aumento de la profundidad tiene gran influencia, es el incremento de la densidad del fluido anular. A medida que la profundidad se hace mayor, la presión también lo hace y el perfil de temperatura disminuye, con estos dos efectos la densidad del fluido aumenta. Si ésta aumenta por encima del valor de presión hidrostática asumida puede conducir al fracturamiento del zapato del casing de baja resistencia y provocar una patada asociada a la pérdida de circulación.

Una vez que se detecta la patada, y no es posible mantener la suficiente presión hidrostática para controlar el pozo, se debe seguir el procedimiento de control secundario.

Shallow Water Flow (SWF)

Los SWF representan un gran riesgo para las operaciones de perforación, debido a que se puede presentar una patada o entrada de arena desde el sub-suelo del mar.

Una forma con la que se puede controlar exitosamente la perforación de estos intervalos, es con el uso de fluidos densificados, de esta manera se utilizan grandes volúmenes de lodo que pasan a través de la broca una vez y luego fluyen hacia afuera sobre el fondo de mar. Otra manera de control es permitir que el SWF fluya, pero controlando su intensidad, en este caso se perfora con agua de mar.

Existe una nueva tecnología que se basa en la instalación de un “riser virtual”, el cual está compuesto de una cabeza de control rotatoria submarina y un BOP de alta presión⁵⁸. Este sistema es montado sobre el tope de la junta de casing por un empaque inflable, y permite al operador proporcionar la contrapresión necesaria

⁵⁸ SCHLUMBERGER, Well Control Manual, 1999.

para contener el SWF y permitir que la junta de casing inicial sea asentada. Sin embargo, hasta que estas herramientas sean desarrolladas, el único método exitoso, para el control de SWF, es perforar el intervalo con fluido densificado.

Una solución química puede ser el uso de polímeros y resinas para sellar la zona de SWF y evitar que al atravesarlas causen algún daño.

Hidratos de gas

La formación de hidratos puede presentarse con mayor frecuencia en aguas profundas, debido a que el aumento de la profundidad favorece su aparición con la disminución de la temperatura y aumento de la presión hidrostática, estos pueden generar inconvenientes en las operaciones de control al taponar las líneas C&K o formarse detrás de las rams de la BOP evitando que se abran, además de provocar inestabilidad en el pozo.

Cuando se realiza operaciones de perforación es importante tener en cuenta los estudios sísmicos, con los que es posible identificar la presencia de zonas de hidratos, además es necesario conocer las condiciones de estabilidad (presión y temperatura) del mismo. Para controlar la estabilidad de los hidratos mientras se perfora, se debe tener en cuenta que la temperatura del lodo este por debajo de la temperatura de disociación del hidrato, además de mantener bajas tasas de circulación del lodo, cabe resaltar que esto se hace cuando se está atravesando mantos de gas.

Cuando la circulación del pozo es detenida, el sistema se empieza a enfriar, lo que aumenta el potencial de formación de hidratos. La formación del mismo está en función de un factor de tiempo, que favorece la aplicación del método del perforador como procedimiento de control del pozo, dado que con el método de esperar y pesar, la circulación debe ser detenida mientras se incrementa la densidad del lodo en el pozo. Sin embargo, el tiempo para la aplicación de esperar

y pesar puede ser reducido si se cuenta con suficiente volumen del lodo pesado para matar ya preparado.

Para evitar la formación de hidratos se inyecta un inhibidor, que por lo general es metanol o glicol. Algunos equipos de control, como el choke manifold están incorporados con un sistema de inyección de glicol usado cuando circula gas por la línea de choke.

Cuando el hidrato ya se ha formado un método para removerlo consiste en inyectar una mezcla química de HCl bajo una sarta y caustica bajo otra permitiendo que se mezclen en el fondo y generen calor.

Existe una forma mejorada de remoción, la cual requiere del uso de una tubería flexible por una línea de C&K, con una superficie lubricante packoff. De esta forma se puede circular y lavar glicol por la parte inferior de la línea C&K o transportar nitrógeno/aire que permitan reducir la presión hidrostática para descomponer el hidrato.

4.3. CONTROL SECUNDARIO DEL POZO

El control secundario del pozo se encarga de detectar a tiempo una patada y manejarla de forma segura por medio de la dirección del equipo de prevención de reventones (BOP) y los métodos para matar el pozo.

4.3.1. Conceptos básicos

4.3.1.1. Resistencia del gel en las líneas C&K

En aguas profundas la resistencia del gel puede llegar a ser alta en el anular, principalmente por la gran longitud del riser y las bajas temperaturas, además, por

el uso de lodos con alto contenido de sólidos o gran viscosidad. Como se ha dicho anteriormente el aumento de esta resistencia puede ocultar la presión de cierre del casing, con el fin de romper esa resistencia se ha establecido el siguiente procedimiento, que debe ser tenido en cuenta antes de realizar un procedimiento para matar el pozo:

1. Cerrar otra BOP de modo que haya una trayectoria de circulación de las líneas C&K entre las dos preventoras cerradas.
2. Alinear las válvulas de C&K submarinas para aislar el pozo y crear una vía de flujo entre las dos BOP's.
3. Circule las líneas de C&K por un tiempo para romper la resistencia del gel.
4. Pare la circulación y reabra una válvula C&K debajo de la BOP para determinar la presión del casing.

4.3.1.2. Presión por fricción de la línea de choke (CLFP)

Cuando se circula a través de las líneas de choke y de matar se presenta una pérdida de presión, la cual es denominada presión de fricción de la línea de choque (CLFP).

Cuando el conjunto de preventoras está en la superficie la CLFP es muy baja, por lo que podría despreciarse; sin embargo, cuando el sistema es submarino se presenta una gran diferencia, la línea de choke y de matar es casi tan larga como el riser, en esta medida si la profundidad del agua aumenta y por ende la longitud de estas líneas, la presión por fricción en la línea de choke será mayor, por lo que en aguas profundas esta presión suele ser muy grande.

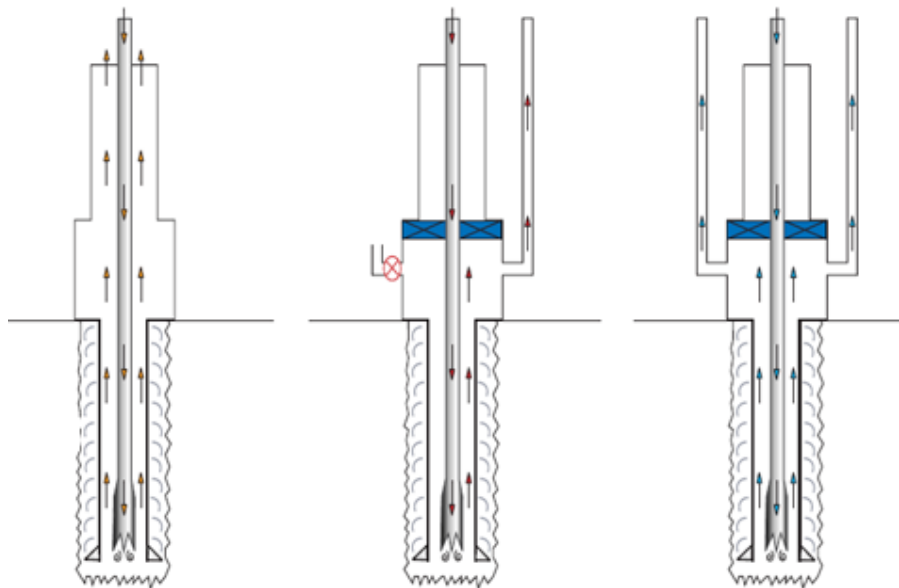
Existen también otros factores que afectan esta presión, como el diámetro interno del sistema de la línea de choke y de matar, la reología del fluido y la velocidad de circulación, por lo que el cálculo de la misma es de suma importancia para el desarrollo de las operaciones de control.

Es también importante considerar la CLFP en la presión del anular, debido a que puede provocar aumento de la presión sobre el conjunto BOP's, el casing y las formaciones potencialmente débiles.

Para determinar la CLFP se realiza una prueba de circulación en el sistema riser/ línea de choke, para esto se han desarrollado diferentes métodos de prueba que se explican a continuación:

Método de prueba 1

Figura 42. Esquema del método de prueba 1



Tomado y modificado de: WELL CONTROL SCHOOL, Well Control Manual 2002

Este método sigue el procedimiento a continuación:

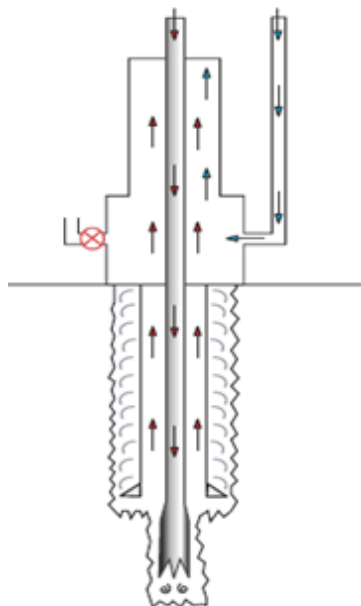
1. Circular el lodo través del agujero de forma normal, es decir, por la tubería de perforación y el retorno por el riser.

2. Verificar y registrar la presión que circula a varias velocidades. Se debe establecer una tasa con la bomba de marcha en vacío, o aproximadamente 20 ppm.
3. Cerrar la preventora anular (o suspender), abrir las válvulas de la línea de choke, verificar y registrar la presión circulando a las mismas tres tasas cuando circula a través de la línea de choke y el manifold.
4. Abrir las válvulas de la línea de matar, verificar y registrar la presión circulando a las mismas tres tasas mientras se circula a través de ambas, la línea de choke y de matar.

Así, la presión de fricción de la línea de choke será la presión que circula a través de la línea de choke (o matar) menos la presión que circula a través del hueco.

Método de prueba 2

Figura 43. Esquema del método de prueba 2



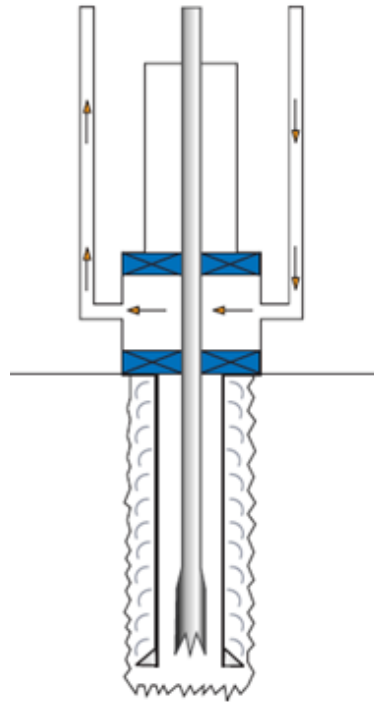
Tomado y modificado de: WELL CONTROL SCHOOL., Well Control Manual., 2002.

Mientras se está operando normalmente, bombear bajo la línea de choke a tres diferentes tasas, después abrir la línea de matar y bombear bajo ambas, la línea de choke y de matar a las mismas tres tasas. La presión de circulación será la presión de fricción de la línea de choque y la presión de fricción de la línea de matar a la tasa de la bomba.

Este método tiene una ventaja de no adicionar presión sobre la formación y puede ser desarrollado rutinariamente.

Método de prueba 3

Figura 44. Esquema del método de prueba 3



Tomado y modificado de: WELL CONTROL SCHOOL., Well Control Manual., 2002.

Este método consiste cerrar el conjunto BOP's por encima y por debajo de las líneas de choque y de matar, y circular a través de una de las líneas y pasar los retornos hacia arriba por la línea opuesta.

Para obtener la presión correcta a utilizar y el peso del lodo adecuado en el sistema choke/matar este procedimiento se debe realizar antes de la circulación de la patada.

La CLFP es calculada como la mitad de la presión que circula a una velocidad dada.

Método de prueba 4

Este método se aplica cuando la densidad del lodo es cambiada, pero las propiedades reológicas no cambian significativamente. Se utiliza una corrección matemática para obtener un valor aproximado de la CLFP a diferentes densidades, tal como se observa a continuación:

$$CLFP_{nueva} = \frac{NMW}{OMW * CLFP_{vieja}}$$

Donde,

NMW = peso del lodo nuevo.

OMW = peso del lodo original o viejo.

4.3.1.3. Máxima presión de superficie permisible en el anular (MAASP)

“Esta presión es definida como la presión de superficie, que cuando es adicionada a la presión hidrostática de la columna de lodo existente, podría resultar en ruptura de la formación en los puntos más débiles del pozo”⁵⁸. Es decir, si la presión de

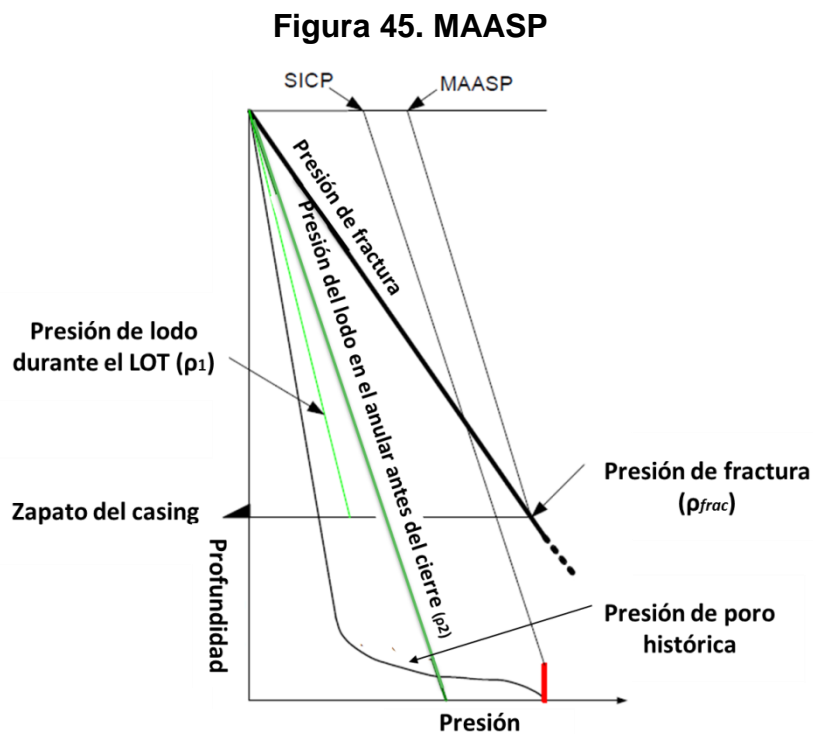
superficie aumenta por encima del valor de MAASP, la formación bajo el zapato del casing se fracturará (**figura 45**).

Este valor de presión es basado en los datos obtenidos del LOT (leak-off tests) y se asume que el área bajo el último zapato del casing es el punto más débil en el pozo. Puede ser estimada a partir de la siguiente ecuación:

$$MAASP = (\rho_{frac} - \rho_2) * h_{zapatacs} * g = P_{LO} - (\rho_2 - \rho_1) * h_{zapatacs} * g$$

Donde,

ρ_{frac} = densidad equivalente que balancea la presión de fractura.

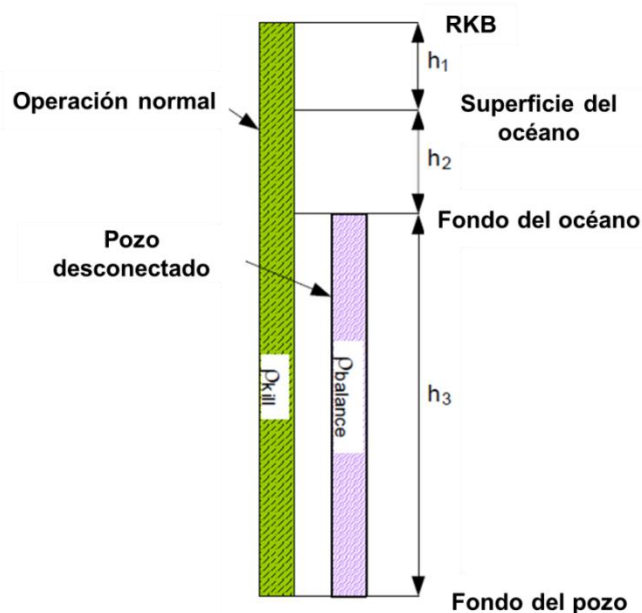


Tomado y modificado de: SKALLE. Pal., Pressure Control During Oil Well Drilling., 2011.

4.3.1.4. Margen del riser

El margen del riser, es un tipo de margen de seguridad que se calcula para realizar operaciones offshore. Este margen es definido como el exceso de densidad del lodo sobre el lodo matar, esta práctica se realiza con el fin de obtener el peso adecuado con el que se proporcione suficiente presión hidrostática para controlar la presión de poro, en caso que el riser sufra algún daño o requiera ser desconectado. Cuando el riser es desconectado el lodo es automáticamente reemplazado por agua de mar y un espacio con aire. La **figura 46**, muestra el sistema para calcular el margen del riser.

Figura 46. Determinación del margen del riser



Tomado y modificado de: SKALLE. Pal., Pressure Control During Oil Well Drilling., 2011.

El peso del lodo necesario para balancear la presión de poro es:

$$\rho_{balance} * g * h_3 = \rho_{matar} * g * (h_2 + h_1 + h_3) = P_{poro}$$

Así, el margen del riser queda definido como:

$$\textit{margen del raiser} = \rho_{balance} - \rho_{matar}$$

Entonces, el peso total de lodo será:

$$\rho_{total} = \rho_{matar} + \textit{margen del raiser}$$

A medida que la profundidad del agua incrementa, también lo hace el peso del lodo y el margen del riser, alcanzando valores muy altos. Por esta razón en aguas profundas resulta ser poco práctico utilizar un margen del riser, dado que la ventana de operación entre la presión de poro y de fractura es muy estrecha, puede que el peso del lodo supere el límite de fractura y cause daños en la formación.

Para no exceder el gradiente de fractura, se recomienda aplicar el margen del riser sólo en conjunto con operaciones de desconexión del riser y que la BOP esté cerrada para mantener la presión de fondo constante si el riser es removido.

4.3.2. Cierre del pozo

Una vez se ha detectado la patada se debe proceder a cerrar el pozo, para esto, el choke y la válvula que se localizan corriente arriba del choke sobre el choke manifold debe mantenerse cerrada. Así mismo la válvula de accionamiento remoto de la línea de choke (HCR) que se encuentra sobre la BOP de superficie o las válvulas a prueba de fallas en la BOP submarina, deben mantenerse cerradas.

Cierre mientras se perfora

1. Cuando se observa un indicio de influjo, inmediatamente hay que dejar de rotar la sarta de perforación y levantarla del fondo del pozo.
2. Detener la bomba de lodo y verificar el flujo. Se debe asegurar que la válvula de impulso del riser está cerrada.

3. Cerrar la BOP seleccionada, mientras esta se cierra, abrir las válvulas de las líneas C&K submarinas seleccionadas.
4. Monitorear el flujo del riser (especial para aguas profundas). Se puede considerar la posibilidad de cerrar el diverter como medida de precaución contra el gas en expansión.
5. Constantemente se debe estar revisando si existen fugas superficiales, de ser así se debe avisar al supervisor.
6. Leer y registrar la presión de cierre de la tubería de perforación (SIDPP), la presión de cierre en el casing (SICP) tanto en las líneas C&K, y la ganancia de fluido en los tanques. Controlar y registrar estos datos de forma periódica.

Si por ejemplo, se detecta un influjo después de realizar una conexión, se debe proceder de la misma manera que cuando se está perforando.

Cierre mientras se cañonea con tubería de perforación.

1. Detener de inmediato todas las operaciones y fijar la tubería en las cuñas.
2. Instalar y cerrar las válvulas de seguridad de apertura total (FOSV: full opening safety valve).
3. Recoger la sarta de perforación y retirar los deslizadores. Verificar el flujo.
4. Mientras que la BOP se está cerrando, abrir las válvulas de la línea C&K submarina seleccionada.
5. Monitorear el flujo del riser (especial para aguas profundas).
6. Comprobar si hay fugas superficiales. Avisar al supervisor.
7. Leer y registrar la presión de cierre de la tubería de perforación (SIDPP), la presión de cierre en el casing (SICP), tanto en las líneas C&K, y la ganancia de fluido en los tanques. Controlar y registrar estos datos de forma periódica.

Cierre con la broca por encima de la preventora (por fuera del hueco)

Este procedimiento aplica cuando el influjo es detectado fuera del agujero o en el interior del riser:

1. Cerrar la ram ciega/corte.
2. Mientras la BOP se está cerrando abrir las válvulas de la línea C&K.
3. Monitoree el flujo desde el riser.
4. Permita que la presión se estabilice y registre la presión de cierre en el casing y ganancia del pozo.
5. Si la tubería de perforación cuelga de las cuñas, se debe tener cuidado por posible daño por fatiga en el buque.
6. Evaluar si es posible remover la sarta de perforación, si es así, realizar el procedimiento y si es necesario utilizar el método volumétrico de control de la presión.

Suspensión de la sarta de perforación (Hang-Off)

La suspensión de la sarta de perforación sobre las rams diseñadas para esto, es de suma importancia en el procedimiento de cerrar y matar el pozo, es necesario conocer con certeza donde está la unión de la herramienta, para así evitar que se realice el cierre de las rams sobre esta, por lo que el espaciamiento se hace para asegurar que no hay una unión opuesta a la ram de corte.

Si el espaciamiento exacto se desconoce se debe tirar de la tubería lentamente y monitorear el indicador de peso y el medidor de acumulador de flujo. El peso debe aumentar ligeramente cuando la unión es extraída a través del anular, a medida que va pasando, el anular usará más fluido para mantener un cierre contra el cuerpo de la tubería y el espaciamiento puede ser calculado entonces.

Luego de esto, bajar lentamente la sarta y suspender usando el compensador de movimiento. Cerrar la ram de suspensión y asegurar que la tubería arriba de la ram se mantenga en tensión.

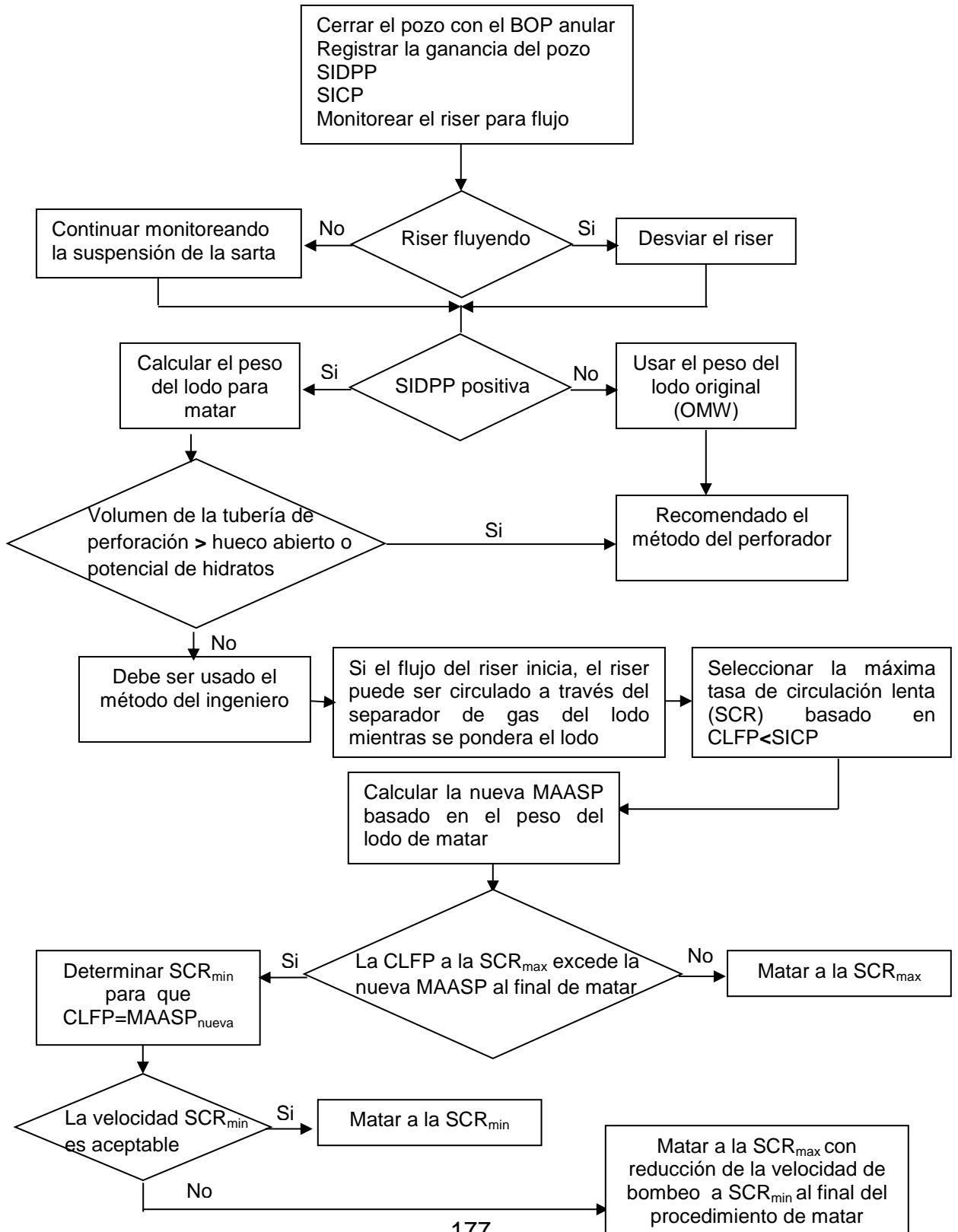
4.3.3. Métodos de control (procedimiento para matar el pozo)

Con el fin de equilibrar la presión en el pozo cuando se presenta un influjo, es necesario recurrir a la operación de matar el pozo. Básicamente consiste en bombear un fluido de perforación con una densidad mayor y así lograr que la presión del lodo sea más alta que la presión de poro. Independiente del método que se use, lo que se busca es mantener constante la de presión fondo del pozo e igual o ligeramente mayor a la presión de formación. La **figura 47**, representa un diagrama de flujo consignado en el manual de control de pozo de Schlumberger que es una guía para la toma de decisiones que proporcionen un adecuado control del pozo en caso de presentarse una patada.

Existen diferentes métodos para controlar el pozo, en este capítulo sólo hablaremos de tres; el método del ingeniero o esperar y pesar, el método del perforador y el método volumétrico, este último se usa en situaciones especiales.

Una forma alternativa de iniciar el procedimiento para matar el pozo consiste en usar la línea de matar como una línea de monitoreo, en la que se registrará el aumento de la presión en la BOP, mientras se lleva la bomba a la velocidad para matar y los retornos pasan a través de la línea de choke. El choke está abierto para mantener el valor de la línea de monitoreo que tenía antes que la bomba fuera puesta en marcha. Una vez que llegue a la velocidad de matar, entonces las presiones que circulan deben estar cerca de las presiones calculadas.

Figura 47. Diagrama de flujo del proceso de control de pozo



4.3.3.1. Método del perforador

Este método consta de dos circulaciones completas y separadas del lodo en el pozo. Durante la primera circulación se remueve el influjo manteniendo la presión de la tubería de perforación en un valor constante hasta que el influjo es circulado desde el pozo, esto se hace con la densidad del lodo con el que se estaba perforando. Durante la segunda circulación, el lodo de matar es bombeado al pozo, manteniendo la presión de fondo constante y manteniendo la presión del casing igual al valor de cierre mientras que la tubería de perforación es llenada con el lodo de matar.

A continuación se describe el procedimiento que se debe seguir:

1. El pozo se asegura cerrándolo y cuando la presión se estabiliza, se debe proceder a los siguientes cálculos:

$$P_{poro} = P_{SIDP} + \rho_{lodo} * g * D$$

$$\rho_{matar} = \rho_{lodo_original} + \frac{P_{SIDP}}{h_{pozo} * g}$$

Donde,

P_{SIDP} = presión de cierre en la tubería de perforación.

g = gravedad

D = profundidad vertical del pozo (TVD)

2. Poner en marcha la bomba. Abrir el choke lentamente e incrementar la tasa de flujo lenta y sostenidamente. Regular el choke por medio de la presión de circulación inicial (ICP).

$$ICP = SCRP + SIDPP$$

Donde,

SCRP = presión de la tasa de circulación lenta o presión de la tasa de matar.

Se debe calcular además, una presión denominada la presión de circulación final (FCP)

$$FCP = SCRP * \frac{\rho_{matar}}{\rho_{lodo_original}}$$

Estos cálculos son importantes dado que desde el inicio de la circulación, hasta que el lodo alcanza la broca, la presión de la tubería de perforación debe disminuir desde la ICP hasta la FCP.

Luego de esto, llevar la bomba hasta la velocidad de la tasa de matar, mientras se mantiene constante la presión del casing. Para el control de pozos submarinos y al pasar de condiciones estáticas a dinámicas se debe, una vez calculada la tasa de circulación y presión de circulación para circular la burbuja, reducir la presión del casing a una cantidad igual al valor de CLFP.

Es importante registrar la presión de circulación actual de la tubería de perforación para ser comparada con la ICP calculada, por medio de un programa de bombeo que se establece y que es registrado en la "hoja de matar".

En aguas más profundas, como se ha mencionado, la presión de fricción puede ser muy grande, que aun teniendo el choke ampliamente abierto, es difícil alcanzar la presión de circulación deseada (ICP, FCP, etc) y se obtienen presiones por encima de lo proyectado. En este caso la CLFP se debe reducir de forma gradual teniendo en cuenta la velocidad de la bomba. Así, cuando la bomba alcanza la velocidad de matar, la presión en el casing es ajustada por la CLFP total.

3. Circular la patada fuera

Cuando la velocidad de la tasa de matar es estabilizada, el operador del choke debe cambiar al indicador de la tubería de perforación y mantener constante esta presión hasta que el influjo sea removido del pozo.

4. Llenar la tubería de perforación con lodo pesado

En este paso el sistema de lodo activo debe ser ajustado al apropiado peso del lodo de matar.

5. Llenar el anular con el lodo pesado

Cuando el lodo de matar entra al anular el operador del choke debe mantener constante la presión de la tubería de perforación hasta que el lodo pesado retorne a la superficie.

Una gran ventaja que presenta el método es que permite circular el pozo mientras se alcanza la densidad del lodo requerida para matar, lo que no se puede hacer con el método del ingeniero. Además, es posible obtener un menor tiempo de permanencia del influjo en el pozo y menor probabilidad de formación de hidratos; esto último, debido a que la circulación provoca un aumento de temperatura en la BOP y las líneas de C&K, evitando así que se caiga dentro de la temperatura de formación de los hidratos.

Las desventajas pueden ser el requerimiento de una circulación más que en el método del ingeniero y se tiene una presión del casing más alta para el periodo más largo.

4.3.3.2. Método del ingeniero (espera y peso)

Este método consta de sólo una circulación completa, el influjo es eliminado a la vez que el lodo de matar se hace circular por el pozo y manteniendo la presión de fondo igual o un poco mayor que la presión de la formación.

En este método la circulación de lodo de matar reduce la presión de la tubería de perforación o de la bomba tan pronto el lodo pesado entra a la tubería de perforación.

Con la aplicación de este método se puede ofrecer un factor de seguridad, debido a que la presión en el anular es más baja de la que se da en el método del perforador; sin embargo las funciones de control son similares a este.

El procedimiento general es administrado por una “hoja de matar” donde se registra toda la información y se lleva el control.

Una desventaja de este método es que el tiempo de espera antes de la circulación es mayor y la migración del gas podría ser un problema mientras la densidad del sistema empieza a incrementar.

Al final del procedimiento de matar, la CLFP causada por la circulación provocará un sobre-balance en el pozo. A medida que se sigue bombeando lodo a una tasa constante, la presión hidrostática y la presión de fricción también aumenta.

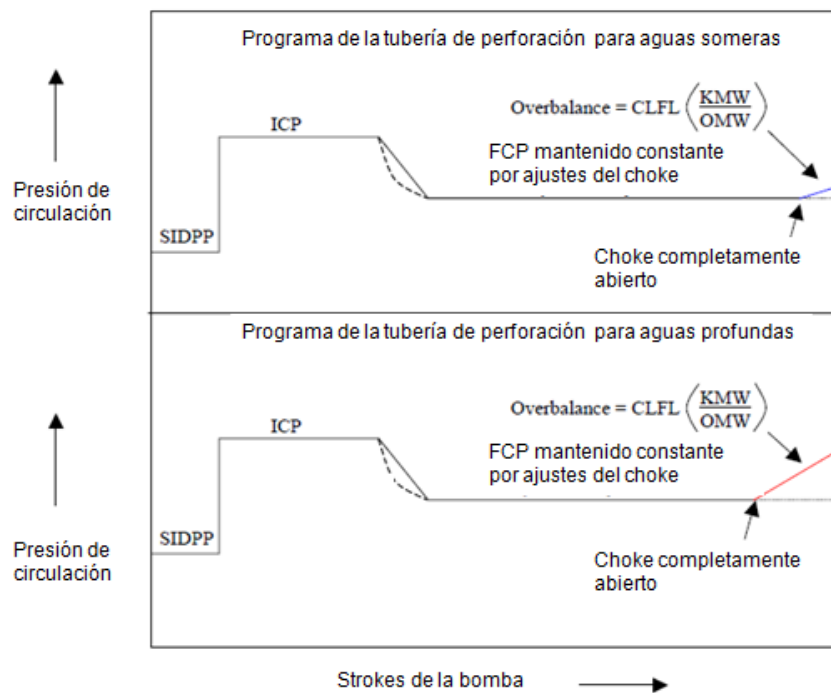
En la **figura 48**, se observa una comparación del efecto que tiene el aumento de la CLFP en aguas someras y en aguas profundas, queda claro que el aumento es mayor si la profundidad del agua incrementa.

Para evitar que la formación esté expuesta a esta sobrepresión se han planteado dos opciones:

- **Opción 1**

En el punto donde el choke está completamente abierto, cerrar la ram inferior debajo de la salida del choke para aislar el hueco abierto. Circular el lodo de matar bajo la línea de matar y sobre la línea de choque a cualquier tasa.

Figura 48. Incremento de la presión al final del procedimiento de matar



Tomado y modificado de: SCHLUMBERGER., Well Control Manual., 1999.

- **Opción 2**

Si el pozo se está matando a un ritmo donde la $CLFL >$ Nueva MAASP, la presión de fractura del zapato del casing podría ser excedida.

En esta medida es importante calcular la tasa de circulación final permitida

$$FCP_{adm} = SCR_{P} * \left(\frac{KMW}{OMW} \right) + MAASP_{nueva}$$

Donde,

FCP_{adm} =máxima FCP admisible

Así, para evitar que la presión de circulación exceda la FCP_{adm} , la velocidad de la bomba se debe reducir hasta que: la presión de salida de la bomba se reduzca al valor original de FCP, o la tasa se reduzca a SCR_{min} .

4.3.3.3. Método volumétrico dinámico

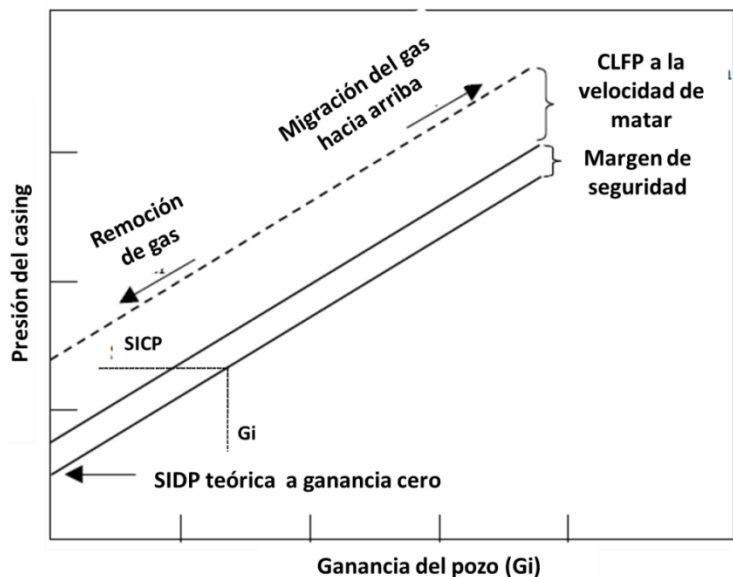
Es recomendable, para el control de pozos en aguas profundas usar el método volumétrico dinámico cuando no se tiene la tubería de perforación en el hueco o cuando por alguna razón no es posible circular a través de ella.

Si se utiliza el método volumétrico estático el manejo de la patada es más complicado, debido a que la línea de choke submarina tiene un área transversal mucho más pequeña que la del anular.

El método volumétrico dinámico consiste en bombear lodo en la línea de matar, por la parte superior del anular, y a través de la línea de choke y el choke manifold.

Parte importante del procedimiento es hacer un seguimiento de la ganancia del pozo y la presión del casing adecuada para mantener constante la presión de fondo (**figura 49**), esto permite además determinar la presión de circulación que mejor se ajusta. Las pérdidas de fricción en la línea de choke a la velocidad de la bomba son adicionadas a la presión de superficie.

Figura 49. Método volumétrico dinámico



Tomado y modificado de: SCHLUMBERGER., Well Control Manual., 1999.

La línea base es construida por el trazo de la presión de cierre del casing inicial contra la ganancia del pozo inicial (G_i). La pendiente de la línea es calculada con la división del cambio de la presión hidrostática del lodo en el anular, entre la capacidad del anular, así:

$$pendiente = \frac{0.052MW}{C_a}$$

Donde,

MW = peso del lodo (ppg)

C_a = capacidad del anular (bbl/ft)

Los métodos anteriormente mencionados son los más comúnmente utilizados, sin embargo existe otros métodos adicionales:

Método concurrente: Con este método la circulación comienza inmediatamente y el lodo es gradualmente pesado a medida que avanza la circulación, esto continuará hasta que el lodo requerido para matar alcanza la superficie y el pozo es matado. Entre las desventajas que presenta se encuentra una alta presión impuesta sobre el anular.

Método de control por forzamiento: consiste en bombear lodo dentro del anular para tratar de impulsar los fluidos del influjo nuevamente a la formación.

Circulación inversa: en este método consiste en que las bombas de lodo son conectadas al lado de la tubería del pozo y el fluido es circulado hacia abajo por la tubería de revestimiento y hacia arriba por la tubería de perforación, todo esto luego de haber cerrado el pozo.

4.3.4. Manejo del gas en el riser

Una situación especial que debe ser manejada con cuidado, es la migración o circulación del gas por encima del conjunto de BOP's, en el riser marino, debido a que el choke y el separador de gas del lodo ya no está disponibles para proporcionar el adecuado control de la tasa de flujo y, las cantidades de gas pueden aumentar rápidamente y llevar un gran volumen de lodo fuera del riser a altas tasas.

Por medio del control de la circulación del riser la tasa de flujo de gas y líquido puede ser controlada. Cuanto mayor es la velocidad de circulación, mayor es la tasa de gas y líquido. Otra forma de control es por medio de la circulación en etapas, de esta forma se maneja la expansión o disolución del gas.

Cuando el volumen de gas que ha entrado en el riser es muy grande, no es posible controlarlo por medio del ajuste de la tasa de circulación en este caso el flujo debe ser desviado por las líneas de borda o a través del diverter. El flujo

también puede ser desviado a través de un sistema de manipulación de gas o por el separador de gas del lodo (MGS), si la velocidad de flujo está dentro de la capacidad del equipo.

Si el MGS no se utiliza para las operaciones de control primarias, el fluido del riser puede circular a través del MGS a tasas lentas para eliminar el gas del fluido.

Una vez se circula el riser se debe detener la circulación y realizar una verificación de flujo después de cada 16 m³ (100 bbl) bombeados o un volumen equivalente a 75 metros lineales del riser (aproximadamente 250 ft).

Si se observa gas en la superficie, se debe dejar de bombear y dejar que el flujo se agote antes de continuar. Si aumenta la velocidad de flujo, abrir la línea del diverter para enviar el lodo por la borda y continuar circulando en etapas hasta que el volumen completo del riser haya sido circulado.

Mientras se maneja el gas en el riser la BOP debe estar cerrada permitiendo que se aisle el pozo del riser, de lo contrario la expansión del gas podría causar daño en la formaciones expuestas. Mientras tanto el pozo puede ser monitoreado a través de la líneas de C&K bajo la BOP cerrada.

Colapso del riser

En aguas profundas la posibilidad del colapso del riser debe ser tomada en cuenta con especial importancia. Esto es ocasionado cuando el nivel del fluido de perforación en el riser disminuye ya sea por la descarga de gas en este, pérdida de circulación o desconexión accidental de la línea.

La máxima presión de colapso que el riser podría soportar como resultado de una desconexión de emergencia puede ser calculada por medio de la siguiente ecuación:

$$CP = (0.052) * (8.6) * D_w * \left(1 - \frac{8.6}{MW}\right)$$

Donde,

CP = presión de colapso (psi)

D_w = profundidad del agua (pies)

MW = peso del lodo (ppg)

Una válvula de llenado debe ser usada si la presión de colapso del riser es excedida.

4.3.5. Limpieza de la BOP (gas atrapado)

Durante las operaciones de control de un influjo de gas, puede ocurrir que el gas libre quede atrapado en el conjunto BOP submarino, en la parte superior del espacio entre la preventora cerrada y la salida utilizada para circular la patada fuera (gas atrapado).

La presión y volumen del gas que se expande en superficie están en función de la profundidad. La presión del gas atrapado será la presión hidrostática del lodo, en esta medida, entre más grande sea la profundidad del agua mayor será la presión, y como consecuencia de esto, el volumen de gas expandido en la superficie también aumentará.

Para evitar que esta expansión del gas provoque mayores accidentes en superficie, un apropiado procedimiento para remover el gas debe ser seguido:

1. Aislar el pozo del riser por medio del cierre de la ram de tubería, pero manteniendo la capacidad de circulación usando el sistema de las líneas C&K.
2. Para reducir la presión del gas, se debe circular a través del conjunto BOP un fluido más ligero, como agua de mar, que servirá también para inhibir

hidratos. Mientras se hace esto, se debe contener la presión en el choke para evitar la expansión del gas atrapado.

3. Después que la circulación se ha completado, mantener la presión en la línea de choke y del conjunto BOP.
4. Cerrar las válvulas de la línea de matar superior submarina.
5. Purgar (bleed) un lado de la presión de la línea de choke para permitir que gas se expanda en la misma, descargando el fluido de reemplazo a través del choke totalmente abierto a la superficie.
6. Parte del gas restante se puede barrer hacia abajo en la línea de choke abriendo el anular y dejando el fluido del riser de tubo en U dentro de la línea de choke.
7. Cerrar el anular y desplazar las líneas C&K y la BOP con lodo pesado para matar.
8. Abrir el anular y circular el lodo pesado para matar en etapas, removiendo cualquier el gas remanente atrapado en el riser
9. Revisar la presión bajo la ram cerrada. Abrir las rams y continuar las operaciones.

4.4. CONTROL DEL POZO CUANDO SE PRESENTA PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN

La pérdida de circulación se presenta cuando se pierde lodo, que entra en los poros cavernosos o formaciones fracturadas. Este fenómeno se presenta con frecuencia en ambientes de aguas profundas, debido que se manejan valores bajos de presión de fractura, de esta manera, durante la perforación si se supera la misma, se puede en cualquier momento inducir a la fractura de la formación.

Antes de definir las medidas que se deben tomar para proporcionan un adecuado control del pozo cuando se presenta perdida de circulación, es de gran importancia definir si las pérdidas son de forma parcial, severa o completa. Por

ejemplo, una caída en el nivel del lodo en el pozo o una caída en el indicador de presión pueden ser consideradas como señales de pérdida de circulación.

En el caso que se presente pérdida parcial, para el control del pozo se debe tener en cuenta lo siguiente:

Si el volumen de lodo se puede mantener mediante la mezcla, continuar con la velocidad de la tasa de matar y la presión de la tubería de perforación como se planteó desde un comienzo. Luego que estas pérdidas retornan, se añaden al lodo para matar, posteriormente se detiene la bomba y se cierra para dar el tiempo suficiente para que el problema en el hueco pueda ser remediado por sí solo.

Si la permeabilidad de la zona de patada es baja, entonces se podría considerar la posibilidad de reducir la presión del casing para reducir la presión en la zona de pérdida; aunque esta opción sólo debe considerarse cuando se estima que el volumen de este influjo adicional es menor que el volumen de la ganancia original del pozo, dado que de no cumplirse lo anterior, se podría conducir a un flujo adicional en el pozo, además se debe tener un buen conocimiento de las formaciones.

Si se cumple con la condición, se procede entonces a reducir la presión del casing por las pérdidas anulares estimadas, teniendo especial cuidado de no sobrepasarlas y provocar un influjo.

Cuando existe la posibilidad que ocurra una patada junto con pérdida de circulación, se puede instalar un sub circulante en el BHA y de esta manera permitir sin ningún tipo de problemas, el bombeo de material de pérdida de circulación, LCM (Lost Circulation Material).

Cuando se presenta pérdida severa o total de la circulación se debe aplicar los métodos de control terciarios, en los que se pone plugs de barita o cemento, teniendo en cuenta que se debe mantener circulación constante de tal forma se tenga algún nivel de fluido en el pozo.

4.5. CONTROL TERCIARIO DEL POZO

Cuando el control primario y secundario no pueden ser mantenidos de forma correcta, ya sea por fallas en el equipo o severos daños en el pozo, es necesario recurrir a procedimientos de emergencia adicionales, con el fin de restablecer el control en las operaciones, en este caso se aplica el control terciario, que por lo general implica un abandono parcial o total del pozo.

No existe un procedimiento estándar a seguir, ya que éste depende de las condiciones de funcionamiento que son encontradas, por lo que, hasta que no se establezca las circunstancias que dieron lugar a la pérdida de control, no se pueden establecer los pasos y recomendaciones que se deben seguir.

Sin embargo existen dos procedimientos que son ampliamente usados, como son el uso de plug se barita o cemento. El plug de barita es colocado con el objetivo de sellar el reventón y ofrecer una forma para restablecer el control en el pozo, mientras que el uso de un plug de cemento que cierra el flujo, por lo general implica un abandono del pozo y pérdida de la mayor parte de las herramientas de perforación.

5. NUEVA REGLAMENTACIÓN PARA LA PERFORACIÓN COSTA AFUERA

Al inicio del documento se describió con detalle varios accidentes ocurridos a lo largo de la historia de la perforación y operación de pozos costa afuera, uno de los más destacados, debido a su gran impacto en daños y contaminación, es el reciente incidente del pozo Macondo en el Golfo de México.

Como se mencionó anteriormente este incidente causó una explosión, seguida de un incendio y posteriormente el naufragio de la plataforma. A raíz de lo ocurrido se empezaron a hacer las investigaciones correspondientes para determinar las causas exactas que provocaron el accidente, fue así como el 8 de septiembre de 2010⁵⁹ la compañía BP publicó el reporte de la investigación interna hecha. Este reporte habla de 8 hallazgos claves⁶⁰, que se nombran a continuación:

1. La barrera de cemento anular no aisló los hidrocarburos.
2. Las barreras del zapato del casing no aislaron los hidrocarburos.
3. La prueba de presión negativa fue aceptada, a pesar que la integridad del pozo no se había establecido.
4. El Influjó no fue reconocido hasta que los hidrocarburos estaban en el riser.
5. Las acciones de respuesta de control del pozo fallaron para recuperar el control del mismo.
6. El desvío al separador de gas-lodo resultó en el venteo de gas en la plataforma.
7. El sistema de fuego y gas no previnieron la ignición de hidrocarburos.
8. La BOP no selló el pozo.

⁵⁹ Deep Water Horizon Accident Investigation Report, 8 de septiembre de 2010, British Petroleum (BP). Internet: (<http://www.bp.com>).

⁶⁰ MCANDREWS Kristine L., 2011, Consequences of Macondo: A Summary of Recently Proposed and Enacted Changes to U.S. Offshore Drilling Safety and Environmental Regulation, SPE 143718-PP

El reporte de investigación interna también contiene recomendaciones, para BP, sus contratistas y proveedores de servicios. Básicamente estas recomendaciones cubren dos áreas: 1) prácticas de perforación y operaciones en el pozo (DWOP, Drilling and Well Operations Practice) y la implementación del sistema de manejo de la operación (OMS, Operating Management System) y 2) garantía de contratistas y proveedores de servicios⁶⁰.

Luego de este fatal incidente fue puesta en duda la seguridad en las operaciones costa afuera y en especial en aguas más profundas, de esta manera surgió la necesidad de establecer nuevas regulaciones y normas que permitan asegurar y proteger la vida humana, el medio ambiente y los bienes materiales.

5.1. MODIFICACIONES API

A partir del accidente ocurrido en el Golfo de México, muchas normas han sido modificadas y otras recientemente establecidas, tal como se presenta a continuación:

- 2ª Edición de la API estándar 65-2 sobre el aislamiento de zonas de flujo durante la construcción del pozo (2010).
- 1ª Edición de API RP 96 sobre diseño de pozo de aguas profundas (2011).
- 1ª Edición del API Boletín 97 sobre interface de construcción de pozos (2011).
- 1ª Edición del API Spec Q2 en programas de calidad de servicio y organizaciones de suministro (2011).
- 4ª Edición de API Spec 16A sobre el diseño y fabricación BOP (2012).
- 4ª Edición de API RP 53 sobre la operación y el mantenimiento de la BOP (2011): se proponen pruebas de función del EDS y las funciones del Deadman y el sistema de auto-corte del BOP, como mejora de las pruebas que se contemplan en las practicas recomendadas para el sistema del

equipo de prevención de reventones para la perforación de pozos (API RP 53), la tercera edición, la cual fue publicada en marzo de 1997 y reafirmada en septiembre de 2004. Esta norma está en proceso con la intención de ser publicada como STD 53 4ª edición, la última votación a la que fue sometida fue en enero de 2012⁶¹.

5.2. RECOMENDACIONES DEL GIRP (Global Industry Response Group)

La Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas (OGP, International Association of Oil & Gas Producers) formó en julio de 2012 el grupo de respuesta de industria global (GIRP, Global Industry Response Group), a raíz del incidente de Macondo⁶². El grupo se encarga de mejorar las operaciones de respuesta y solución ante un incidente, además de desarrollar mejoras en la capacidad y práctica de los diseños de los equipos y operaciones, con el fin de reducir la probabilidad de ocurrencia de un accidente. A continuación se nombran algunas de las recomendaciones más importantes relacionadas con el control del pozo, que son propuestas por GIRP:

- Se requiere de dos barreras en el pozo (independiente y física).
- Mejoras en la confiabilidad del sistema acústico, el sistema de control, indicadores de posición del ram de la BOP, lecturas de presión del acumulador submarino, medición volumétrica de flujo y baja fuerza del ram de corte.
- Mínimo dos rams de corte sobre las BOP de posicionamiento dinámico (DP) en las plataformas.

⁶¹ INTERNATIONAL ASSOCIATION OF DRILLING CONTRACTORS (IADC), 27 de enero de 2012, Draft policy letter regarding “Dynamically Positioned Mobile Offshore Drilling Unit (MODU) Critical Systems, Personnel and Training

⁶² International Association of Oil & Gas Producers (OGP) Global Industry Response Group recommendations, mayo 2011. Internet: (<http://www.ogp.org.uk/pubs/463.pdf>).

- Los equipos DP deben estar equipados con sistemas de contingencia Deadman y Autoshear, y las funciones primarias y secundarias del BOP deben ser probadas en la superficie, todas las veces que se vayan a ejecutar.
- Los conectores del BOP deben ser revisados para determinar la capacidad de supervivencia y operatividad durante un reventón del pozo.

5.3. REPUESTA DEL GOBIERNO DE ESTADOS UNIDOS AL INCIDENTE DE MACONDO

Moratoria en la perforación

“El 28 de mayo de 2010, la administración del presidente Barack Obama impuso una moratoria de seis meses para las operaciones de perforación en aguas profundas sobre nuevos proyectos que solicitaban permisos para perforar en busca de petróleo”⁶³. De esta manera, los operadores debían suspender la perforación de nuevos pozos en aguas profundas.

La implementación de esta moratoria dio tiempo para que se hiciera una exhaustiva investigación del accidente, además de permitir la formulación de la nueva reglamentación necesaria para la seguridad de las futuras operaciones costa afuera.

Para ese mismo año se anunció que la perforación en el este del Golfo de México y en la costa atlántica permanecerá cerrada hasta al menos el 2017⁶⁴.

⁶³ DUPRE Robin, (Diciembre 5 de 2011), Post-Macondo Regulations Change the O&G Industry. Internet: (<http://www.rigzone.com>).

⁶⁴ MAY Greg, MACKAY Malcolm, 2012, 2 years post-Macondo – how has the legal and regulatory landscape changed?

Creación de la comisión del derrame de aceite

El 21 de mayo de 2010, se creó la Comisión Nacional sobre el derrame durante las operaciones de perforación de BP con la plataforma Deepwater Horizon y perforación costa afuera⁶⁴. Esta organización se encargó de realizar un reporte final de la investigación hecha sobre el accidente que contiene aspectos como las causas y consecuencias del mismo y recomendaciones sobre cómo el gobierno puede evitar incidentes similares en el futuro.

Establecimiento de la BOEMRE

En respuesta al accidente ocurrido en Macondo, bajo la dirección del secretario de interior, Ken Salazar, se creó el 19 de mayo de 2010 la nueva Oficina de Gestión, Regulación y Cumplimiento de Energía Oceánica, BOEMRE⁶⁵ (Bureau of Ocean Energy Management, Regulation, and Enforcement), la cual se encargará de regular la seguridad de las operaciones de perforación costa afuera, labores que habían sido previamente asignadas al Servicio de Administración de Minerales, MMS (Minerals Management Service), del departamento del interior, DOI (Department of the Interior), de los Estados Unidos.

El 1 de octubre de 2010 la BOEMRE fue reestructurada en ciertas oficinas independientes⁶⁵: la Oficina de Gestión de la Energía Oceánica, BOEM (Bureau of Ocean Energy Management), la cual se encargará del arrendamiento de las áreas de Plataforma Continental Exterior (Outer Continental Shelf) de los EE.UU.; la Oficina de Seguridad y Control Ambiental, BSEE (Bureau of Safety and Environmental Enforcement), cuya responsabilidad será supervisar la seguridad y protección del medio ambiente en las actividades de energía costa afuera; y por último, la Oficina de Ingresos de los Recursos Naturales (Office of Natural Resources Revenue), responsable de la gestión de ingresos y regalías.

⁶⁵ NATIONAL RESEARCH COUNCIL (U. S.), 2012, Macondo Well Deepwater Horizon Blowout: Lessons for Improving Offshore Drilling Safety.

“El programa de inspección BOEMRE en el GOM está dirigido por la Oficina Regional de Nueva Orleans y cinco oficinas de distrito que ofrecen día a día la revisión e inspección de las operaciones de petróleo y gas”⁶⁰.

5.3.1. Nuevas reglas y regulaciones

Se presentó ante el Registro Federal dos nuevas normas, una sobre la seguridad en la perforación y otra sobre la seguridad en el lugar de trabajo, las cuales serán explicadas con detalle a continuación:

Regla de Seguridad en la Perforación: esta regla entró en vigor el 14 de octubre de 2010 y está basada en las recomendaciones contenidas en el reporte de medidas de seguridad hecho al presidente por el secretario del interior Salazar, en mayo 27 de 2010⁶⁶ (**tabla 7**). Estas recomendaciones fueron diseñadas para asegurar suficiente redundancia de la BOP, promover la integridad en el pozo y mejorar los procedimientos de control del mismo, en las operaciones de la industria petrolera en Estados Unidos.

Tabla 7. Recomendaciones para incrementar las mediciones de seguridad

Recomendaciones	Componentes claves
Equipo BOP y sistema de emergencia	<ul style="list-style-type: none"> • Ordenar inmediatamente re-certificación del conjunto BOP submarino usado. • Ordenar verificación de compatibilidad del equipo BOP para cada barco perforador y cada nuevo pozo.

⁶⁶ DEPARTAMENTO DEL INTERIOR (DOI), 27 de mayo de 2010, Increased Safety Measures for Energy Development on the Outer Continental Shelf.

	<ul style="list-style-type: none"> • Establecer requisitos de certificación de equipos formales.
Nuevos requisitos de seguridad en los equipos y procedimientos operativos	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrollar nuevos requisitos de prueba para la BOP y ROV. • Desarrollar nuevos procedimientos de inspección y requisitos de notificación. • Desarrollar requisitos del sistema de control secundario. • Establecer nuevos requerimientos de redundancia en rams ciegas de corte. • Desarrollar nuevas capacidades operativas del ROV.
Directrices en el control de pozos y procedimientos de desplazamiento de fluidos	<ul style="list-style-type: none"> • Establecer nuevos procedimientos de desplazamiento de fluido. • Establecer nuevos requisitos de procedimiento de control de pozo en aguas profundas.
Diseño y construcción de pozos-revestimiento y cementación	<ul style="list-style-type: none"> • Establecer nuevos requisitos de diseño de revestimiento y cementación - dos barreras independientes analizadas. • Establecer nuevos procedimientos de instalación de casing. • Desarrollar requisitos de capacitación de personal formal para las operaciones de revestimiento y cementación. • Establecer requisitos adicionales para la instalación de casing. • Hacer cumplir estrictas prácticas de cementación primaria.

	<ul style="list-style-type: none"> • Establecer requisitos adicionales para la evaluación de la integridad del cemento. • Estudio de las técnicas de intervención del pozo y capacidades
<p>Mayor cumplimiento de las normas de seguridad y procedimientos existentes</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Solicitar la verificación del cumplimiento de las regulaciones existentes y alerta de Seguridad Nacional del 30 de abril de 2010. • Adoptar los requisitos del caso de seguridad para las operaciones de perforación flotantes en la OCS. • Adoptar la regla final para obligar a los operadores a acoger un robusto sistema de gestión de la seguridad y el medioambiente para las operaciones de perforación costa afuera. • Estudio adicional de formación de seguridad y requisitos de certificación.

Tomado y traducido de: DEPARTAMENTO DEL INTERIOR (DOI), 27 de mayo de 2010, Increased Safety Measures for Energy Development on the Outer Continental Shelf.

La Regla de Seguridad de perforación aborda tanto la integridad del pozo y equipos de control de pozos.

- Integridad del pozo:
 1. Hacer obligatorias las prácticas voluntarias recomendadas en la actualidad por el Instituto Americano del Petróleo (API), RP 65 - Parte 2, aislando las zonas potenciales de flujo durante la construcción de pozos.

2. Presentar la certificación por un ingeniero profesional registrado que el programa de revestimiento y cementación es apropiado para los fines para los cuales se haya previsto bajo las condiciones que se espera obtener del pozo.
 3. Se requiere dos barreras independientes en cada vía de circulación durante las actividades de terminación de pozos (también certificada por un ingeniero).
 4. Asegurar la correcta instalación del casing o liner en la cabeza de pozo submarino o colgador del liner.
 5. Se requiere aprobación del Gerente de Distrito antes de desplazar lodo para matar (requiere aprobación desde el BOEM).
 6. Entrenamiento de control de pozos en aguas profundas para el personal de la plataforma.
- Equipo de control de pozo:
 1. Entrega de documentación y esquemas para todos los sistemas de control.
 2. Se requiere de la verificación de terceros independientes (I3P, Independent Third Party), que las rams ciega-corte son capaces de cortar cualquier tubería de perforación en el pozo bajo presión superficial máxima prevista (MASP).
 3. Exigencia de un conjunto BOP submarino equipado con capacidad de intervención con ROV. Como mínimo, el ROV debe ser capaz de cerrar un set de rams de tubería, cerrar un set de rams ciega-corte y desenganchar el (LMRP).
 4. Es requisito mantener un ROV y personal capacitado sobre el manejo del ROV en cada plataforma de perforación flotante.
 5. Exigencia de sistemas Autoshear y Deadman con posicionamiento dinámico de la plataforma.

6. Establecimiento de requisitos mínimos para el personal autorizado para operar equipos BOP críticos.
7. Requisitos para la documentación de las inspecciones del BOP submarino y el mantenimiento de acuerdo con API RP 53.
8. Se requiere pruebas de todas las funciones en el conjunto BOP submarino, tanto con intervención del ROV como durante las pruebas realizadas en la cámara de prueba de en el equipo de perforación (stump test) y probar por lo menos un set de rams durante la prueba inicial en el fondo marino.
9. Se requiere pruebas de función del Autoshear y sistemas Deadman en el conjunto BOP submarino en la cámara de prueba de desconexión y probar el sistema de Deadman durante la prueba inicial en el fondo marino.
10. Se requiere pruebas de presión en caso que algún ram cortante pueda ser utilizado en caso de emergencia.

Regla de seguridad en el trabajo (SEMS 1⁶⁷): la BOEMRE publicó esta norma el 15 de octubre de 2010 tras el incidente de Macondo y continuando con una regla propuesta en el 2009 por el MMS, que se basaba en un sistema de manejo de la seguridad y medioambiente, SEMS (Safety and Environmental Management System).

La nueva norma se encarga de hacer obligatoria las prácticas recomendadas en el API 75 (RP 75). A continuación se presentan los elementos de la misma:

- **Disposiciones generales:** para revisión de implementación, planificación y gestión y aprobación del programa SEMS.

⁶⁷ Milito Erik, septiembre de 2011, Post-Macondo HSE and Social Responsibility Regulatory Developments, American Petroleum Institute.

- **Seguridad y medio ambiente:** información ambiental y de seguridad necesaria para cualquier instalación, por ejemplo, datos de diseño; proceso de instalación, como diagramas de flujo; componentes mecánicos, tales como tuberías y diagramas de instrumentos; etc.
- **Análisis de riesgos:** una evaluación de riesgos a nivel de las instalaciones.
- **Gestión de cambio:** programas para hacer frente a cualquier cambio de las instalaciones o de funcionamiento que incluyen cambios de gestión, cambios de turno, cambios de contratista, etc.
- **Procedimientos de operación:** evaluación de las operaciones y procedimientos escritos.
- **Prácticas de trabajo seguras:** manuales, normas, reglas de conducta, etc.
- **Capacitación:** prácticas seguras de trabajo, capacitación técnica (incluye a los contratistas).
- **Integridad Mecánica:** programas de mantenimiento preventivo, control de calidad.
- **Revisión de Pre-arranque:** revisión de todos los sistemas.
- **Respuesta de emergencia y control:** planes de evacuación de emergencia, planes de contingencia de derrames de petróleo, etc, en el lugar y validado por simulacros.
- **Investigación de Incidentes:** procedimientos para la investigación de incidentes, acciones correctivas y de seguimiento.
- **Auditorías:** hacer una reevaluación inicial de 2 años, y luego subsiguientes intervalos de 3 años de auditoría.
- **Registros y documentación:** documentación necesaria que describe todos los elementos del programa de SEMS.

Mejoras en las reglas

Queriendo introducir algunas mejoras a las reglas de seguridad en la perforación y ofrecer además una guía a los operadores para el cumplimiento de las

regulaciones existentes, la BOEM emitió algunos avisos a los arrendatarios o NTLs (Notices to Lessees).

En junio 18 de 2010, se emitió la NTL-06⁶⁸, que habla de los requerimientos de información para los planes de exploración, planes de desarrollo y producción y documentos de coordinación de operaciones de desarrollo sobre la OCS, la cual busca que los operadores demuestren que están preparados para hacer frente a la posibilidad de un reventón y en el peor de los casos un escenario de descarga.

En noviembre 8 de 2010, se emitió la NTL-10⁶⁸, la cual establece el requisito de una declaración de cumplimiento de la normativa aplicable por parte del operador y la revisión de la información que demuestra una adecuada respuesta ante derrames y los recursos de contención de reventón submarinos para perforación en aguas profundas.

Conforme a la regla de seguridad en el trabajo, las empresas deberán desarrollar y mantener programas sobre el sistema de seguridad y manejo ambiental (SEMS).

Para ofrecer un cambio en la cultura de seguridad, fue propuesta el 14 de septiembre de 2011⁶⁹, una regla llamada SEMS II, que básicamente adiciona nuevos requerimientos al anterior programa SEMS.

Los requisitos planteados por esta regla son:

- Los programas SEMS deben incluir un programa de "Autoridad de Suspensión de Trabajo" (SWA, Stop Work Authority), que autoriza a cualquiera o todos los empleados, (incluyendo contratistas) detener

⁶⁸ BOEMRE, Notices to Lessees and Operators. Internet: (http://www.gomr.boemre.gov/homepg/regulate/regs/ntls/ntl_lst.html).

⁶⁹ DIGIGLIA J. Mike, febrero 16 de 2012, BSEE Enforcement of SEMS Regulations. Internet: (<http://www.planoweb.org>).

inmediatamente el trabajo que está generando un riesgo o peligro para la salud humana, el medio ambiente o los bienes materiales.

- Se debe identificar a la persona con la máxima autoridad en la operación de seguridad en cada plataforma, para que dé las órdenes de suspender las labores y decidir cuándo es seguro reanudarlas.
- El programa requiere un plan de acción que muestre cómo los empleados están involucrados en la implementación de la API RP 75.
- Se debe establecer los lineamientos para reportar condiciones inseguras de trabajo y violación del programa SEM o cualquier otra norma aplicable costa afuera, así cualquier empleado tiene derecho de denunciar estas anomalías o solicitar también, una inspección por la BSEE si posiblemente hay una amenaza de peligro.
- Los programas SEMS deben ser auditados por terceros independientes (I3P) aceptados por la BSEE.
- Requisitos adicionales para la realización de un Análisis de Seguridad del Trabajo.

5.4. BRASIL

El incidente de Macondo provocó en diferentes países la necesidad de una revisión de las normas y regulaciones vigentes para la perforación costa afuera y en aguas profundas, con el objetivo de hacer cambios y mejoras para ofrecer una mayor seguridad y así evitar futuros accidentes.

5.4.1. Antecedentes

Luego del derrame de 1,3 millones de litros de aceite combustible en la bahía de Guanabara, Río de Janeiro, el gobierno Brasileño decidió formular la “ley 9966 el 28 de abril del 2000, que establece el marco básico en la prevención, control y la

ejecución sobre la contaminación causada por hidrocarburos y disposición de otras sustancias nocivas o peligrosas en aguas jurisdiccionales brasileñas”⁷⁰.

En la misma se determina que instalaciones portuarias y plataformas deberán tener planes de emergencia individuales (PEI, Individual Emergency Plans), los cuales son requeridos como parte del sistema de licenciamiento ambiental. El contenido de los PEIs es establecido por el Consejo Nacional del Ambiente (CONAMA, National Council for the Environment), así parte del mismo incluye la identificación de escenarios de incidentes, procedimientos de respuesta, seguimiento y recuperación del petróleo, etc.

En el 2001 fue propuesto un Plan Nacional de Contingencia (PNC) con la participación de los Ministerios del medio Ambiente, y Minas y Energía, la Marina de Brasil, la agencia ambiental federal y la Agencia Nacional del Petróleo (ANP), así como otras instituciones gubernamentales; sin embargo este plan fue dejado a un lado, esperando que fuera aprobado en el futuro.

La Agencia Nacional del Petróleo, ANP

La ANP se encarga de la seguridad operacional de las instalaciones marinas. Luego de los incidentes ocurridos en 2000 y 2001, esta agencia emitió una nueva regulación llamada "Reglamento Técnico del Sistema de Gestión de Seguridad Operacional (SGSO) para instalaciones marinas de perforación y Producción de Petróleo y Gas Natural (Resolución ANP N ° 43)”⁷¹. Con el fin de garantizar seguridad en las operaciones y proteger la vida humana y medio ambiente, para esto, fueron propuestas 17 prácticas de manejo, que a su vez están divididas en tres grupos:

⁷⁰ JABLONSKI S., PEDROSA L., 2011, The Construction of the Brazilian National Contingency Plan. Historical Setbacks and Proposals to Integrate Relevant Stakeholders, OTC 22492.

⁷¹ COLLINS Blaine E., 25 de mayo de 2011, Brazils Regulatory and Safety Evolution. Internet: (<http://www.dnv.com>).

El primer grupo abarca temas como la gestión, liderazgo y el personal:

1. Cultura de seguridad, compromiso y responsabilidad empresarial;
2. Participación de personal;
3. Capacitación, formación y desempeño del personal;
4. Entorno de trabajo y factores humanos;
5. Selección, control y gestión de contratistas;
6. Seguimiento y mejora continua del desempeño;
7. Auditorías;
8. Gestión de información y documentación;
9. Investigación de incidentes;

El segundo grupo se refiere a las prácticas de facilidades y tecnología:

10. Diseño, construcción, montaje y retirada del servicio;
11. Elementos de seguridad operacional crítica;
12. Identificación de riesgos y análisis;
13. Integridad mecánica;
14. Planificación y gestión de emergencias mayores;

Por ultimo, están las prácticas operacionales:

15. Procedimientos operacionales;
16. Gestión del cambio (MoC);
17. Seguridad en las prácticas de trabajo y procedimientos de control en actividades especiales.

Con el cumplimiento de estas prácticas de seguridad, los operadores deben demostrar que ante algún riesgo en la perforación o producción de pozos costa afuera, ellos saben como mantener bajo control la situación, para esto la ANP realiza constantes revisiones a las instalaciones, la cuales pueden ser, instalaciones de perforación, producción y de almacenamiento y descarga.

Regulación para reservas pre-sal en Brasil

La industria de la perforación costa afuera en Brasil empezó a tomar un rumbo diferente luego del descubrimiento de áreas pre-sal como potencial fuente de hidrocarburos, debido a que en los últimos años se ha alcanzado un gran desarrollo en la exploración y producción de estas reservas es importante resaltar el marco regulatorio para su operación.

Las nuevas leyes son basadas en cuatro proyectos de ley que fueron presentados por el presidente, Luiz Inacio "Lula" da Silva, a la Cámara de Diputados el 31 de agosto de 2009⁷², pero fueron aprobadas en 2010:

1. **Ley 12276/2010:** una costosa cesión de derechos, que otorgará a Petrobras el derecho a producir en ciertas áreas pre-sal, hasta 5 mil millones de BOE.
2. **Ley 12351/2010:** Acuerdos de Producción Compartida (PSA, Production Sharing Agreements) para la exploración y producción de Áreas Estratégicas pre-sal y otros y el Fondo Social.
3. **Ley 12304/2010:** Creación de una nueva empresa controlada por el estado: Pre-Sal Petróleo SA.
4. La formación de un Fondo Social para administrar los ingresos provenientes de PSAs.

5.4.2. Respuesta de Brasil al accidente de Macondo

Con la influencia de lo ocurrido en el Golfo de México y ante la necesidad de reforzar la seguridad, dadas las operaciones de exploración y producción (E&P) en áreas pre-sal, se requirió de una nueva atención al PNC propuesto en 2001, para

⁷² BALL Aaron, GALHARDO Paula, 1 de mayo de 2011, Predicting Brazil's Presalt Wealth. Internet: (<http://www.epmag.com>).

definir nuevas responsabilidades y los parámetros sobre la perforación en aguas profundas.

En la revisión del plan se propone una estructura, que define el Ministerio del Medio Ambiente como “autoridad nacional”, el cual será a su vez asesorado por un Comité Directivo integrado por las coordinaciones sectoriales: la Autoridad Marítima y la agencia ambiental; los Ministerios de Integración Nacional, Minas y Energía y Transporte; el Instituto Brasileiro del Medio Ambiente y los Recursos Naturales Renovables (IBAMA) y la ANP, además de un comité de apoyo compuesto por otras organizaciones gubernamentales. Todo esto con el fin de formar una comisión interinstitucional de gestión ante un derrame.

Otra propuesta consiste en delegar las acciones de respuesta, ante un derrame de petróleo, a un Comando de Área Unificado integrado por un coordinador operativo y un representante de la empresa, en caso que el PEI no funcione adecuadamente.

En resumen, el nuevo plan de contingencia busca ofrecer procedimientos para mejorar la prevención de accidentes, y en caso de que el mismo suceda, proponer acciones para el cuidado del medio ambiente, además de los procedimientos de seguridad que deben ser adoptados por el gobierno brasileño y empresas privadas. Para generar nuevas estrategias de preparación y desarrollar el PNC final se hizo un gran esfuerzo; sin embargo, no fue posible llegar a un acuerdo; en este sentido, la revisión que se hizo no logro un significativo avance.

Después de lo ocurrido en el Golfo de México, las regulaciones en Brasil no tuvieron cambios importantes, pero si hubo una respuesta por parte de diferentes entidades, que cabe resaltar.

Los principales temas abordados por la ANP son:

- **Procesos de auditoría bastante estrictos:** se pidió a todos los concesionarios información detallada sobre sus sistemas de seguridad y

control (las BOP), con el fin de hacer una comparación con la información, que había sido entregada antes a la agencia, para de esta manera verificar que todo esté funcionando correctamente; de no ser así se hace necesario nuevas auditorías.

- **Mejora en las regulaciones:** las labores de inspección en las plataformas fueron intensificadas, y la aplicación de las normas fue exigida con mayor rigurosidad, además que se realizó una gran inversión en entrenamiento.
- **Revisión del marco regulador:** se realizaron ciertos ajustes en algunas normas sobre las barreras de seguridad, el control del pozo y cementación.
- **Mejora en la comunicación:** se mejoró la comunicación entre las entidades reguladoras (medio ambiente, salud), la industria y la sociedad, etc.

Por otro lado, el IBAMA adoptó un enfoque más rígido para la revisión de solicitudes, análisis de planes de emergencia y emisión de licencias ambientales.

5.5. MAR DEL NORTE

Los países que tienen jurisdicción en las actividades petroleras en el mar del norte son: Noruega, Dinamarca, Reino Unido, Alemania, Países Bajos, Bélgica, Francia y Suecia; todos estos excepto Noruega hacen parte de la Unión Europea (EU). Además el Reino Unido y Noruega son los países con mayor actividad petrolera en la región.

5.5.1. Unión Europea

Después del incidente en Macondo la EU desarrolló una política de seguridad estricta para reducir al máximo los accidentes costa afuera y con esto los daños al ambiente y a la economía de los países que la integran.

“La Comisión Europea ha propuesto una nueva normativa que garantizará que la producción de petróleo y gas en alta mar respete en toda la EU las normas más rigurosas del mundo en materia de seguridad, salud y medio ambiente”⁷³.

En el nuevo reglamento se establecen normas que abarcan el desarrollo de un proyecto desde el diseño hasta el desmantelamiento de las instalaciones, estas normas tendrán un estricto control por parte de las autoridades nacionales competentes. Además la Comisión Europea evaluará los riesgos periódicamente teniendo en cuenta las nuevas tecnologías y conocimientos técnicos para mejorar las normas y evitar así accidentes o tener la capacidad de una rápida reacción en caso de una emergencia.

Estas nuevas reglas se basan en los siguientes criterios:

- **Concesión de licencias:** Las autoridades competentes de los países miembros deben cerciorarse que los operadores autorizados para desarrollar actividades de perforación y producción de petróleo y gas costa afuera, tengan la suficiente capacidad técnica y financiera para controlar la seguridad de las operaciones y la protección del medio ambiente.
- **Verificadores independientes:** Antes que las instalaciones costa afuera empiecen su funcionamiento y cuando ya estén funcionando, terceros independientes deben verificar “las soluciones técnicas presentadas por los operadores que sean cruciales para la seguridad de la instalación”⁷³.
- **Plan de emergencia previo obligatorio:** Las empresas que van a desarrollar actividades petroleras deben presentar a las autoridades nacionales competentes los informes que han elaborado acerca de los

⁷³ Comisión Europea –Comunicado de prensa., (Octubre 17 de 2011). Energía: la Comisión establece nuevas normas de seguridad para las operaciones de extracción de petróleo y gas en alta mar. Internet: (<http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/11/1260&format=HTML&aged=0&language=ES&guiLanguage=en>).

principales riesgos a los que está expuesta la instalación, para que éstas den su aprobación si cumplen con las exigencias. En estos informes “debe figurar una evaluación de riesgos y un plan para casos de emergencia antes que empiece la exploración o la producción”⁷³.

- **Inspecciones:** “Las autoridades nacionales competentes responsables de la seguridad de las instalaciones comprobarán las disposiciones de seguridad, protección del medio ambiente y preparación para emergencias de las plataformas y torres de perforación, así como de las operaciones realizadas en las mismas. Si un operador no respeta las normas mínimas, la autoridad competente tomará medidas para hacerle cumplir las normas o le impondrá sanciones; en última instancia, el operador deberá abandonar las operaciones de perforación o producción en caso de incumplimiento”⁷³.
- **Transparencia:** Las actividades de las autoridades nacionales competentes y las normas que regulan el sector de los hidrocarburos costa afuera, deben ser publicadas en la respectivas páginas web para que esta información este a disposición de la ciudadanía.
- **Reacción en caso de emergencia:** Los planes de respuesta elaborados por las empresas para atender una emergencia, se deben basar en las evaluaciones de riesgos de la plataforma, además de tener recursos disponibles para ser empleados en caso de un incidente. Estos planes deben ser tenidos en cuenta por las autoridades de los países miembros para desarrollar sus planes nacionales, además deben ser probados periódicamente.
- **Responsabilidad:** Las empresas petrolíferas y gasíferas serán plenamente responsables de los daños medio ambientales que causen a las especies marinas protegidas y a los hábitats naturales. En el caso de los daños a las aguas, la zona geográfica se ampliará de forma que abarque todas las aguas marinas de la EU⁷³, incluidas la zona económica exclusiva o mar patrimonial, donde se hace exploración y explotación, conservación y administración de los recursos naturales, tanto vivos como no vivos de las

aguas suprayacentes al lecho, del lecho y el subsuelo del mar, esta zona va desde el límite exterior del mar territorial hasta aproximadamente 370 km mar adentro⁷⁴, y la plataforma continental sobre la que el Estado miembro tenga jurisdicción. En lo relativo a los daños a las aguas, el marco jurídico actual de la EU en materia de responsabilidad medioambiental se limita a las aguas territoriales (22 km mar adentro, aproximadamente)⁷³.

- **Dimensión internacional:** “La Comisión Europea cooperará con sus socios internacionales para fomentar la aplicación de las normas de seguridad más rigurosas en todo el mundo”⁷³.
- **Grupo de autoridades competentes en materia de instalaciones marinas de la EU:** “Los inspectores de las instalaciones costa afuera de los Estados miembros colaborarán para velar por una difusión eficaz de las mejores prácticas y contribuirán a formular y mejorar las normas de seguridad”⁷³.

5.5.2. Noruega

En Noruega las regulaciones o normas a la industria petrolera se hacen a través de la Dirección Noruega del Petróleo (NPD, Norwegian Petroleum Directorate).

Las exigencias reglamentarias de Noruega se dan en forma general especificando las condiciones que deben cumplir las empresas para desarrollar actividades costa afuera basándose en el “cumplimiento de la responsabilidad”, este enfoque le ha permitido a las empresas tener la libertad de adoptar las mejores soluciones prácticas que estén de acuerdo con las reglas establecidas y la responsabilidad de velar por su cumplimiento.

⁷⁴ Zona Económica Exclusiva. Internet: (http://es.wikipedia.org/wiki/Zona_econ%C3%B3mica_exclusiva).

La NPD introdujo el concepto de supervisión que “abarca las auditorías, verificación, investigaciones, y lo más importante, la interacción con la industria en forma de estudios, seminarios profesionales, y el desarrollo de la normativa, además este enfoque permite al regulador participar en la elaboración y revisión de las normas de la industria para asegurar que sigan siendo pertinentes y reflejen las mejores prácticas de seguridad”⁶⁶.

Los reguladores se encargan de las auditorías y son personas con conocimientos técnicos especializados y experiencia en esta área, ellos verifican que los sistemas de gestión administrativa de las empresas aseguren una operación aceptable.

Los planes operativos, estrategias de respuesta, desarrollo de medidas preventivas, monitoreo y acciones correctivas en caso de una emergencia, permiten lograr un ambiente de trabajo costera afuera seguro y ambientalmente responsable.

La Asociación Noruega de Mares Limpios para las Empresas Operadoras (NOFO, Norwegian Clean Seas Association for Operating Companies) es la encargada de verificar los planes de contingencia regionales, presentados por cada compañía, además las administraciones municipales que manejan las unidades locales a cargo de la respuesta a los derrames de petróleo (IUA), complementan el sistema de seguridad.

5.5.3. Reino unido, UK

Caso de seguridad

Luego del accidente de Piper Alpha en el Mar del Norte, el Reino Unido decidió establecer un “caso de seguridad” (safety case), que fue publicado por primera vez

en 1992 y posteriormente revisado en 2005⁷⁵. El término se refiere a un estudio de seguridad que se hace y en el que se documenta el proceso para identificar peligros, analizar riesgos, y aplicar controles que permitan evitar eventos inesperados y sus consecuencias. Los componentes claves del mismo suelen ser:

- Introducción.
- Descripción de las instalaciones, el equipo y el entorno.
- Descripción del sistema de Gestión de la seguridad.
- Evaluación de riesgos/evaluación de seguridad formal.
- Acuerdos de respuesta a emergencias.
- Implementación de controles y la justificación de la operación.

Es importante que los operadores cumplan con lo establecido en el caso de seguridad, de no ser así se incurrirá en un delito.

Establecimiento del OSPRAG

La respuesta de UK ante el incidente de Macondo fue la formación del grupo de asesoría de respuesta y prevención de derrames de petróleo, OSPRAG (Oil Spill Prevention and Response Advisory Group), el 25 de mayo de 2010, para identificar y abordar los nuevos problemas que atraviesa la industria derivados del accidente⁷⁶. A partir de ese momento el grupo se dedicó a ofrecer mejoras para la seguridad en las prácticas de perforación y demás operaciones.

El trabajo de la OSPRAG ha sido estructurado en 4 prioridades:

1. Prevención de la posibilidad de fuga de hidrocarburos desde un pozo.
2. Minimizar la cantidad de tiempo y el volumen de cualquier fuga de hidrocarburos.

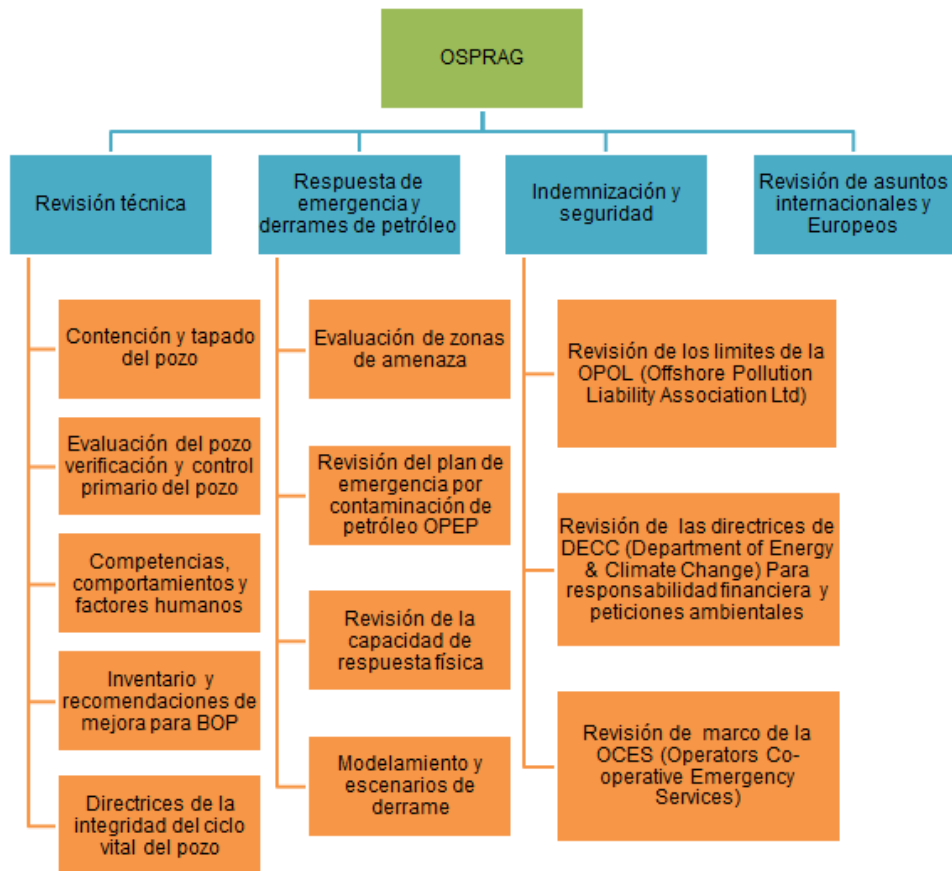
⁷⁵ Alme A. Inge, Wingate Kyle, 2011, Safety Case for Gulf of Mexico - What Would It Mean? A Global Case Study of the Application of a Safety Case Regime, OTC 21842.

⁷⁶ Segundo informe provisional de OSPRAG, abril de 2011.

3. Garantizar estrategias eficaces de respuesta a derrames.
4. Asegurar los acuerdos financieros suficientes en el lugar para cubrir la respuesta a cualquier derrame.

En la **figura 50**, se puede observar los grupos de trabajo que conforman la OSPRAG y los logros alcanzados por el grupo luego del incidente en el Golfo de México.

Figura 50. Estructura OSPRAG



Tomado y modificado de: Segundo Informe Provisional de OSPRAG, abril de 2011

Cabe resaltar dos puntos que también fueron desarrollados por el grupo:

- **Diseño, construcción y suministro de un dispositivo submarino de tapado:** es colocado en el stack submarino para sellar o tapar el flujo de aceite y evitar que entre en el medio marino⁷⁶.
- **Operación SULA en mayo de 2011:** fue realizada con el fin de probar la respuesta en la operación de pozos en UK, a una liberación no controlada de hidrocarburos al mar, especialmente para pozos en aguas profundas; además de incorporar los aspectos del Plan Nacional de Contingencia⁷⁷.

5.5.4. Regulaciones ambientales en el Mar del Norte

Hasta el año 2008 uno de los actores principales en las regulaciones ambientales en el Mar del Norte fue el Convenio para la Protección del Atlántico Nordeste (OSPAR, Convention for the Protection of the North East Atlantic), del cual hace parte la EU y sus países miembros acataban todas las regulaciones ambientales formuladas por la OSPAR; pero a partir del 2008 con la creación de la Directiva Marco de Estrategia Marina (MSFD, Marine Strategy Framework Directive) la EU decidió intervenir directamente en las regulaciones ambientales en aguas de su jurisdicción, incluidas las de la industria del petróleo y gas.

OSPAR (Convenio para la Protección del Atlántico Nordeste)

Esta convención tiene como objetivo "Prevenir y eliminar la contaminación mediante la adopción de las medidas necesarias para proteger la zona marítima contra los efectos adversos de las actividades humanas con el fin de proteger la

⁷⁷ Maritime and Coastguard Agency, MCA., 21 de septiembre de 201, Exercise Sula Report Published. Internet: (<http://www.decc.gov.uk>).

salud humana y la conservación de los ecosistemas marinos y, cuando sea posible, recuperar las zonas marinas que hayan sido afectadas”⁷⁸

La OSPAR a través del Comité de la Industria Costa afuera (OIC, Offshore Industry Committee) desarrolla estrategias para que la industria petrolera cumpla con los requerimientos ambientales. Estas medidas son adoptadas desde Noruega hasta el sur de España, de Finlandia a Islandia y Groenlandia. El cumplimiento de las obligaciones se basan en dos principios:

- **“Principio de precaución**, según el cual deben adoptarse medidas de prevención cuando haya motivos fundados de inquietud de que unas sustancias o energía introducidas, directa o indirectamente, en el medio marino, puedan entrañar un peligro para la salud humana, dañar los recursos biológicos y los ecosistemas marinos, ir en detrimento del valor de esparcimiento del mar u obstaculizar otros usos legítimos del mismo, aun cuando no haya pruebas concluyentes de una relación de causalidad entre las aportaciones y los efectos.
- **Principio de que quien contamina paga**, según el cual los gastos resultantes de las medidas de prevención, reducción de la contaminación y lucha contra la misma corren a cargo de quien contamina”⁷⁹.

En el año 2010 se desarrolló una nueva estrategia para las regulaciones ambientales aplicables para la extracción de petróleo y gas y se llegó a las siguientes acciones:

- “Para el 2011, elaborar y aplicar un método armonizado de evaluación de riesgos ambientales en relación con el manejo del agua de producción

⁷⁸ GARLAND. Emmanuel.,2011., Environmental Regulations in the North Sea: What the Future Will Be?., SPE-145631.

⁷⁹ Europa- Síntesis de la legislación de la UE., Convenio OSPAR. Internet: (http://europa.eu/legislation_summaries/environment/water_protection_management/l28061_es.htm)

descargada desde instalaciones costa afuera, además del compromiso de las partes contratantes de sustituir las sustancias químicas peligrosas por otras menos peligrosas por tarde el 1 de enero de 2017.

- En 2011, alienta a las Partes Contratantes que informen sobre sus exámenes marcos existentes, investigar si existen cuestiones ambientales específicas relacionadas con las actividades de perforación en condiciones extremas, teniendo en cuenta los exámenes externos, y si es necesario, desarrollar las medidas adecuadas.
- En 2012, revisar la eliminación de materiales radiactivos naturales en forma de bajas escamas o lodos y desarrollar medidas de manejo para reducir los vertidos de sustancias radiactivas de petróleo costa afuera y las actividades de gas (una medida que se reafirma en la Estrategia de sustancias radiactivas).
- En 2012, investigar si hay problemas ambientales concretos relativos al envejecimiento de las instalaciones y la infraestructura y, si es necesario, desarrollar las medidas adecuadas para corregirlos.
- Continuar con los esfuerzos para eliminar los vertidos de sustancias peligrosas, incluyendo la armonización de los requisitos pertinentes del Reglamento REACH (Registro, Evaluación, Autorización y Restricción de Sustancias Químicas).
- Evaluar mejor el impacto del ruido submarino generado por la industria del petróleo y el gas a la luz de criterios de la EU y las normas metodológicas para un buen estado ecológico y, en su caso, elaborar orientaciones sobre las mejores prácticas para su mitigación⁷⁸.

MSFD (la Directiva Marco de Estrategia Marina)

El objetivo de la MSFD es similar al de OSPAR "proteger, conservar y, en su caso, restaurar, con el objetivo final de mantener la biodiversidad, océanos diversos y dinámicos y mares que sean limpios, sanos y productivos"⁷⁸.

Una característica importante de la MSFD, no tiene una regulación específica para cada industria o actividad, aunque sí desarrolla un plan de trabajo que debe ser cumplido y deja al libre albedrío a los estados miembros para formular sus propias estrategias de regulación marina.

El plan de trabajo al que se deben ajustar las regulaciones de los estados es:

- “Establecer una evaluación inicial, que deberá concluir antes del 15 de julio de 2012, del estado ecológico en el momento de las aguas afectadas y del impacto ambiental de las actividades humanas.
- Determinar, antes del 15 de julio de 2012, el buen estado del medio ambiente (GES, Good Environmental Status) de esas aguas.
- Establecer, antes del 15 de julio de 2012, una serie de objetivos ambientales e indicadores asociados.
- Establecerán y aplicarán, antes del 15 de julio de 2014, un programa de seguimiento de evaluación continua y la actualización periódica de los objetivos (salvo que se especifique lo contrario en la legislación comunitaria pertinente).
- Desarrollar, para 2015, un programa de medidas destinadas a lograr o mantener un buen estado ecológico, y poner el programa en funcionamiento para el año 2016 a más tardar⁷⁸.

Para asegurarse que los estados miembros cumplan con este plan de actividades la Comisión Europea creó una serie de grupos de trabajo que le permitirán a la MSFD alcanzar sus objetivos

Un Grupo de Trabajo sobre el Buen Estado Ecológico (WG-GES), que se encarga de desarrollar regulaciones que determinen el buen estado ecológico de las aguas. Otro Grupo de Trabajo de Evaluación Económico y Social (WG ESA), el cual ayuda a los Estados miembros a desarrollar "un análisis económico y social del uso de estas aguas y de los costos de la degradación del medio ambiente marino"⁷⁸. Y por último un Grupo de Trabajo sobre los Datos, Información y el

Intercambio de Conocimientos (WG-DIQUE), que tiene como fin de armonizar la forma como se recopilan los datos en Estados miembros.

5.6. ÁFRICA OCCIDENTAL

La región costa afuera de África Occidental a partir del año 2000 entró a hacer parte del ranking mundial de nuevos recursos hidrocarburos descubiertos, ubicándose en el tercer lugar, siendo Angola y Nigeria los países en esta región con la mayor cantidad de recursos hidrocarburos.

5.6.1. Angola

Angola posee extensas reservas de hidrocarburos ubicados costa afuera, se caracteriza por la explotación y producción en aguas someras, profundas y ultra-profundas, haciendo de este país uno de los más importantes en la región de África Occidental y del mundo. Las regulaciones para el desarrollo de estas actividades tienen como prioridad la seguridad del medio ambiente.

Leyes y regulaciones para la perforación costa afuera

La protección ambiental y el cumplimiento de las regulaciones se basan en una serie de estatutos que van desde lo general hasta llegar a las leyes y regulaciones específicas para cada sector.

Ley Marco Ambiental (ley 5/98): publicada el 19 de Julio de 1998 y es aplicada a todos los sectores de la industria. Esta ley exige a las empresas o particulares que quieran desarrollar actividades que puedan afectar el medio ambiente, hacer una evaluación completa de impacto ambiental antes de iniciar las actividades. Otro de los aspectos importantes de esta ley es que impone un estándar de responsabilidad, es decir, si cualquier persona causa daños al medio ambiente independientemente de la culpa, está obligado a reparar los daños e indemnizar al

Estado. También menciona la necesidad de tener el respaldo de una póliza de seguro que cubra los riesgos y daños en caso de un accidente.

En el artículo 24 de esta ley, se establece que las compañías que realicen actividades de exploración y producción de petróleo y gas “deben tomar todas las medidas necesarias para proteger el medio ambiente, por lo que deben presentar ante el Ministerio del Petróleo todos los planes requeridos por la ley, especificando las medidas concretas que aplicarán, incluyendo auditorías ambientales, así como la gestión de riesgos y planes de recuperación ambiental”⁸⁰.

Ley de actividades del petróleo (ley 10/2004): presentada el 12 de noviembre de 2004, contiene las principales leyes aplicables a las operaciones upstream. En el artículo 24 de esta ley se establece que las compañías dedicadas a las operaciones de exploración y producción de petróleo y gas “tomarán todas las medidas necesarias para proteger el medioambiente”, llevando a las compañías a presentar ante el Ministerio del Petróleo todos los planes legalmente exigidos, en los que deben incluir las medidas específicas que se implementarán, el estudio de impacto, auditorías ambientales, evaluación de riesgos y planes de recuperación ambiental.

Estas normas son implementadas por la Regulación de las Operaciones de Petróleo que se aprobó en 2009. Estas regulaciones establecen que durante todas las fases de operaciones petroleras, es necesario desarrollar evaluaciones de impacto ambiental que harán parte del presupuesto anual y éstas deben incluir las medidas de mitigación necesarias, además de incluir los planes de abandono que se realizarán al final de la vida productiva del campo.

Decreto 39/00: presentado en octubre 10 del 2000, éste presenta regulaciones más específicas que la Ley Marco Ambiental. El decreto establece que “el grupo contratista (las diferentes empresas que participan en un bloque), a través del

⁸⁰ SILVA. Ricardo., Environmental Compliance in the Angola Offshore Industry., 2011.

operador, así como las empresas prestadoras de servicios en relación con las operaciones está obligado a preparar una evaluación de impacto ambiental antes de iniciar la ejecución de las actividades petroleras⁸⁰, en esta evaluación se identificarán los daños al medio ambiente y se definirán las medidas para reducir al máximo cualquier impacto. Esta evaluación debe ser aprobada por el Ministerio del Petróleo, que debe buscar la opinión del Ministerio del Ambiente. Además el operador presentará al Ministerio del Petróleo un plan de abandono.

Decreto ejecutivo 12/05: presentado el 12 de enero de 2005, este decreto habla sobre la notificación de un derrame y establece que “cualquier derrame de más de un barril de petróleo, o lo que implica un impacto ambiental significativo (como se define por ley), debe ser informado por el operador al Ministerio del Petróleo en un máximo de ocho horas a partir del momento en que el operador conoce del derrame, esta notificación debe ser confirmada por el operador dentro de las doce horas, mediante la presentación de un formulario de notificación completo⁸⁰ el cual debe incluir todos los detalles del derrame como la descripción del incidente, las condiciones meteorológicas y la respuesta para mitigar el derrame.

Decreto 194/11: promulgado el 11 de julio de 2011 en el que se establecen todas las normas respecto a la responsabilidad de las compañías en caso de presentarse un accidente, es decir; que las compañías petroleras y las prestadoras de servicios son responsables de reparar los daños ambientales y de compensar al Estado independientemente de la culpa.

Modificaciones a las regulaciones después del caso Macondo

Después del derrame de petróleo ocurrido en el pozo Macondo, el gobierno de Angola decidió tomar medidas al respecto y prestar más atención a las regulaciones ambientales. El Ministerio del Petróleo y la compañía petrolera estatal Sanangol E.P. fueron los primeros en reaccionar ante este tema, con base en el incidente ocurrido se retomó la idea de un “plan nacional de contingencia de derrames de petróleo” que había sido aprobado en el 2008, pero del que las

compañías operadoras y prestadoras de servicios no tenían la suficiente información y por lo tanto no podían implementar.

Un año después del reventón en Macondo, la principal medida o el mayor cambio que se presentó en las regulaciones para la explotación de hidrocarburos costa afuera en Angola, fue la prudencia en las relaciones de las empresas operadoras con las prestadoras de servicios; esto se ve reflejado en la exigencia que hacen las compañías operadoras a las prestadoras de servicios de presentar las pólizas de seguros, además de la necesidad de aclarar hasta dónde van los límites de responsabilidad de cada empresa en caso de presentarse una emergencia, y del requerimiento de planes de trabajo y contingencia muy detallados para las operaciones costa afuera.

5.6.2. Nigeria

El Ministerio de Recursos Petroleros es la entidad gubernamental encargada de las regulaciones y concesión de licencias para las operaciones petroleras costa afuera. Este ministerio cuenta con el Departamento de Recursos Petroleros (DPR, Department of Petroleum Resources) que se encarga de la administración técnica de las licencias para operaciones costa afuera. Estas licencias son manejadas mediante un Contrato de Producción Compartido (PSC, Production Sharing Contract) que se realiza entre la Nigerian National Petroleum Corporation, el operador, y los demás asociados (Joint venture) que estén participando.

El PSC para la adjudicación de las cunecas costa afuera en Nigeria, está regulado por la ley 9 de 1999, la cual establece el marco general para la operación del PSC incluyendo las regalías aplicables, regímenes fiscales, y la forma en como los costos y los beneficios deben ser divididos entre las partes.

En el marco ambiental, el plan de contingencia nacional para el derrame de petróleo es un plan de acción integral para las responsabilidades y acciones de

respuesta en caso de presentarse un derrame de hidrocarburos que pueda afectar el medio ambiente. Este plan fue adoptado en Nigeria en 1990, en la Convención Internacional sobre Preparación para la contaminación de hidrocarburos, Respuesta y Cooperación. En el 2006 se creó la Agencia para la coordinación del programa nacional sobre el mecanismo de respuesta a derrames de petróleo y el Plan Nacional de Contingencia ha sido objeto de revisión desde el año 2000.

El régimen de protección ambiental está controlado principalmente por la ley de la Agencia Nacional para la Aplicación de los Estándares y Regulación (NESREA, National Environmental Standards and Regulations Enforcement Agency). Otras de las leyes que hacen parte de la protección al medio ambiente son: ley de evaluación de impacto ambiental, la ley de 2005 de la Agencia Nacional de Detección y Respuesta de Derrames de Petróleo (NOSDRA, National Oil Spill Detection and Response Agency), la ley de 1988 sobre los desechos nocivos, las respectivas disposiciones penales que prohíben el vertimiento de sustancias peligrosas en cantidades perjudiciales, y las Directrices y Normas Ambientales para la Industria del Petróleo en Nigeria (EGASPIN, Environmental Guidelines and Standards for the Petroleum Industry in Nigeria) publicadas por el DPR.

En Nigeria se adoptó el principio de “quien contamina paga”, es decir el responsable de la contaminación tiene la obligación de compensar a quienes se les ocasionaron daños por la contaminación, además de la recuperación del medio ambiente.

“Aunque estas leyes existen, no han logrado proteger adecuadamente el medio ambiente y las víctimas de las consecuencias negativas de la contaminación por hidrocarburos. Algunas de sus deficiencias son: las obsoletas secciones penales, la actitud de los agentes del orden y la actitud de los tribunales”⁸¹.

⁸¹ ONYEUKWU. Humphrey., (25 de Mayo de 2010). The Deepwater Horizon Spillage and Lessons in Liability Claims for Nigeria. Internet: (<http://www.thenigeriabusiness.com/column22.html>).

A finales del año 2011 la agencia reguladora de la industria del petróleo obligó a todas las compañías petroleras que operan costa afuera, a obtener el Permiso de Seguridad Costa Afuera que garantiza que el personal que está en las plataformas está debidamente entrenado y capacitado para reaccionar ante una emergencia.

5.7. COLOMBIA

En Colombia la Constitución Política de 1991, define el carácter social del Estado y en este marco reconoce la protección del medio ambiente como principio fundamental y derecho colectivo. Allí, se establecen y sintetizan los elementos claves que hoy orientan el manejo ambiental del país: protección del ambiente; compromiso con la sostenibilidad y la eficiencia económica; control fiscal; participación ciudadana y respeto por la cultura⁸². Entre los artículos de la Constitución designados a la protección del medio ambiente se encuentran:

Artículo 8: “es obligación del Estado y de las personas proteger las riquezas culturales y naturales de la nación”⁸³.

Artículo 79: establece que “todas las personas tienen derecho a gozar de un ambiente sano. La Ley garantizará la participación de la comunidad en las decisiones que puedan afectarlo”. Así mismo “es deber del Estado proteger la diversidad e integridad del ambiente, conservar las áreas de especial importancia ecológica y fomentar la educación para el logro de estos fines”⁸³.

⁸² Marco Normativo Ambiental en los Países de la CIER 2011 Sector Eléctrico – CIER, Colombia. Internet: (<https://sites.google.com/site/marconormativoambiental/colombia>).

⁸³ Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, 1 de junio de 2011, Resolución 1315. Internet: (http://www.minambiente.gov.co/documentos/normativa/gaceta_ambiental/2011/res_1315_010711.pdf).

Artículo 80: “el Estado planificará el manejo y aprovechamiento de los recursos naturales, para garantizar su desarrollo sostenible, su conservación, restauración o sustitución, además deberá prevenir y controlar los factores de deterioro ambiental, imponer las sanciones legales y exigir la reparación de los daños causados”⁸³.

Dos años después de la creación de la Constitución se establece la Ley 99 de 1993 o Ley del Medio Ambiente por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, actualmente conocido como Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), que es ser el rector de la gestión del ambiente y de los recursos naturales renovables, encargado de orientar y regular el ordenamiento ambiental del territorio y de definir las políticas y regulaciones a las que se sujetarán la recuperación, conservación, protección, ordenamiento, manejo, uso y aprovechamiento sostenible de los recursos naturales renovables y del ambiente de la Nación, a fin de asegurar el desarrollo sostenible, sin perjuicio de las funciones asignadas a otros sectores. Junto con el Presidente de la República, formulará la política nacional ambiental y de recursos naturales renovables, de manera que se garantice el derecho de todas las personas a gozar de un medio ambiente sano y se proteja el patrimonio natural y la soberanía de la Nación⁸⁴.

La Ley 99 de 1993 también creó el Sistema Nacional Ambiental (SINA), encargado de asegurar la adopción y ejecución de las políticas, planes, programas y proyectos respectivos, en orden a garantizar el cumplimiento de los deberes y derechos del Estado y de los particulares en relación con el ambiente y el patrimonio natural de la Nación⁸⁴.

De igual manera para continuar con la política de protección del ambiente se adoptaron unos principios provenientes de la declaración de Rio, por ejemplo, el

⁸⁴ Departamento Administrativo de la Función Pública, 27 de septiembre de 2011, Decreto 3570. Internet: (http://www.minambiente.gov.co/documentos/normativa/ambiente/decreto/dec_3570_270911.pdf).

principio “el que contamina paga”, “precaución” para la prevención de los daños ambientales que con frecuencia son irreparables, y el principio de “Evaluación previa del impacto ambiental de actividades que puedan afectar al medio ambiente”.

En cuanto a las regulaciones para la extracción de hidrocarburos costa afuera en Colombia en el año de 1987 se adoptó la ley 56, donde se aprobó el "Convenio para la Protección y el Desarrollo del Medio Marino en la Región del Gran Caribe" y el "Protocolo relativo a la Cooperación para Combatir los Derrames de Hidrocarburos en la Región del Gran Caribe", firmado en Cartagena de Indias el 24 de marzo de 1983⁸⁵.

En esta ley establece que las Partes Contratantes adoptarán todas las medidas adecuadas para prevenir, reducir y controlar la contaminación de la zona de aplicación del Convenio⁸⁵, ya sea causada por buques, vertimientos, procedentes de fuentes terrestres, actividades relativas al fondo marino y transmitida a la atmósfera. En caso de desarrollar actividades en zonas especialmente protegidas se deben tomar las medidas adecuadas para proteger y preservar en la zona de aplicación del Convenio los ecosistemas raros o vulnerables, así como el hábitat de las especies diezmadas, amenazadas o en peligro de extinción⁸⁵. Las partes contratantes deben realizar estudios de impacto ambiental y elaborar directrices técnicas o de otra índole que ayuden a prevenir o minimizar el impacto nocivo en la zona de aplicación del Convenio⁸⁵. Las Partes Contratantes cooperarán con miras a la adopción de normas y procedimientos adecuados, que sean conformes con el Derecho Internacional, respecto de la responsabilidad y la indemnización por los daños resultantes de la contaminación de la zona de influencia del Convenio⁸⁵

En la **tabla 8** se puede observar las regulaciones más importantes en los diferentes países que tienen operaciones costa afuera..

⁸⁵ Ley 56 de 1987. Internet: (ftp://ftp.camara.gov.co/camara/basedoc/ley/1987/ley_0056_1987.html)

Tabla 8. Regulación en los principales países que operan costa afuera

Fecha	Estados unidos	Brasil	Mar del norte		África Occidental	
			Noruega	UK	Angola	Nigeria
1961-1970	Ley de tierras de plataforma continental exterior (1953)		Ley del petróleo (1963)	Ley de la plataforma continental (1964)		
1971-1980			Regulaciones de prácticas de seguridad (1975 y 1976) ley ambiental del trabajo (1977)	Ley mineral del trabajo (instalaciones offshore) (1971), Reporte Robens HSWA (1974) Comité Burgoyne (1977)		
1981-1990			Principios de control interno (1981), ley del petróleo (1985)	Reporte de Lord Cullen (1990)		Adopción del PNC (1990) Ley sobre los desechos nocivos (1988)

1991-2000		Ley 9966: marco básico en la prevención, control y la ejecución de la contaminación por hidrocarburos y disposición de otras sustancias nocivas (2000)	Ley del petróleo (1996)	Ley de seguridad offshore (1992)	Ley marco del medio ambiente (1998), Decreto 39: regulaciones más específicas que la Ley Marco Ambiental (2000)	Ley 9 para la adjudicación de las cunecas costa afuera en Nigeria (1999)
2001-2011	Creación de la BOEMRE, nuevas normas de seguridad en la perforación y seguridad en el trabajo (SEMS I y II), NTL-06 NTL-10 (2010, 2011)	Reglamento Técnico del Sistema de Gestión de Seguridad Operacional (SGSO) Resolución ANP N ° 43 y Plan Nacional de Contingencia (PNC) (2001), Ley 12276:	Revisión de las regulaciones (2011)	Regulaciones en las instalaciones offshore (caso de seguridad) (2005) formación de la OSPRAG (2010)	Ley de actividades del petróleo (2004), Decreto ejecutivo 12: notificación de los derrames (2005), Creación PNC (2008), Decreto 194: responsabilidad (2011)	Creación de la Agencia para la Coordinación del Programa Nacional sobre el Mecanismo de Respuesta a Derrames de Petróleo (2006), Permiso de Seguridad Costa Afuera (2011)

		Acuerdos de Producción Compartida (PSA) Ley 12304 Creación Pré-Sal Petróleo SA y la Formación de un Fondo Social (2010), Revisión PNC				
--	--	--	--	--	--	--

Tomado y modificado de: LINDØE Preben H., BARAM Michael, PATERSON John, junio 25-29 2012, Robust Offshore Risk Regulation – an assessment of US, UK and Norwegian approaches, paper presentado a ESP.

6. PERFORACIÓN EXPLORATORIA EN LA COSTA CARIBE COLOMBIANA

6.1. CUENCAS SEDIMENTARIAS COSTA AFUERA EN EL CARIBE COLOMBIANO

Las cuencas sedimentarias costa afuera que se encuentran en la costa Caribe Colombiana son:

6.1.1. Guajira Offshore

Esta cuenca costa afuera cuenta con área de 52860 Km², está limitada al nortenoeste por el frente de deformación del Cinturón Deformado del Sur del Caribe (S.C.D.B.), al suroeste por la falla de Oca (O.F), al sureste por el litoral continental de la Guajira y al este con la frontera marítima Colombia-Venezuela.

La roca fuente podría ser la formación Castilletes depositada en la parte más profunda y hundida de la cuenca, además de ser el principal reservorio de los yacimientos de gas (Chuchupa, ballena y Rioacha) encontrados en la cuenca. También, se cree que un Cretácico o incluso una roca fuente kimmerigian pudo estar presente, en la zona de la costa de profundidad, al norte de la Falla de Cuisa⁸⁶.

Se han documentado dos tipos de yacimientos: un tipo de yacimiento con acumulación de carbonatos, en el que producen los campos de gas Ballena y Riohacha; y los yacimientos siliciclásticos compuestos de arenisca basal del Paleógeno, en el cual produce el campo de gas Chuchupa y se encuentra el abanico submarino de arenisca que se extiende hasta el mar profundo.

⁸⁶ ANH, Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal, 2007.

La migración y acumulación de los hidrocarburos se da gracias a una configuración de trampas estructurales y estratigráficas.

6.1.2. Los Cayos

Es una cuenca de tipo trasnpresional, con un área de 144755 Km². Esta limitada al norte, este y oeste por las fronteras internacionales y al sur-sureste por el Escarpe de Hess (H.E).

La roca generadora es de la época del Eoceno medio a Mioceno, compuesta de shales calcáreos, lodolitas y micras.

Los yacimientos son depósitos siliciclásticos de caliza en arrecifes del Eoceno y Mioceno-Oligoceno, y las trampas están asociadas a domos estructurales y fallas normales.

El hallazgo de muestras de aceite y gas en los pozos Miskito 1 y 2 indican que existe un potencial que podría ser explorado, en ellos se observa una secuencia calcárea con depósitos de calizas bioclásticas que serían la principal facie reservorio; además, en “la sismica se observan estructuras sinclinales profundas; las cuales pudieron haber estado lo suficientemente enterradas para producir hidrocarburos”⁸⁷.

6.1.3. Urabá

Ubicada en el extremo noroccidental de Colombia, limita al norte-noroeste con la frontera marítima Panamá-Colombia; al suroeste con la falla Batolito Mandé (M.B) y Murindó; al este con el sistema de fallas de Urumita (U.F.S); al oeste con la

⁸⁷ VARGAS C. German, CASTILLO L. Luis, AGUILERA Roberto, diciembre 2009, Open Round 2010, ANH. Internet: (<http://www.anh.gov.co>).

serranía del Darién (S.D) y al sur con las rocas cretácicas de la Cordillera Occidental (W.C).

Comprende dos ambientes fisiográficos: un sector marino ubicado en el Golfo de Urabá con un área de 4150 Km² y sector costa adentro compuesto a su vez por una parte con llanuras fluvio-marinas y marismas y la otra parte montañosa con rocas sedimentarias e ígneas.

La roca generadora corresponde a lutitas del Mioceno y la roca reservorio areniscas Cenozoicas.

6.1.4. Sinú offshore

Ubicada en las aguas del mar Caribe, la cual limita al noreste con la falla de Oca (O.F); al noroeste con el frente de deformación del Cinturón Deformado del Sur del Caribe (S.C.D.B.); al sureste con la línea de costa actual y al suroeste con el sistema de fallas de Urumita (U.F.S).

En la mayor parte del área se cuenta con una profundidad no mayor a 1200 metros, dos terceras partes del área son el borde de la plataforma y el tercio restante es una área de aguas someras con profundidad entre 0 a 200 m.

Se considera que la principal fuente de hidrocarburos termogénicos son las secciones marinas condensadas y lutitas prodelta del Cenozoico. Además, hay fuertes evidencias, en el área en tierra cerca a la cuenca, de la presencia de un Cretácico superior.

El estudio de generación y migración de hidrocarburos en la zona se basa en el hallazgo de numerosas muestras de gas en muchos de los pozos costa afuera y evidencias de hidrocarburos, en nueve muestras pistón core que fueron tomadas por la BP y trazas de petróleo en el pozo San Bernardo-IX.

En esta cuenca puede haber un gran potencial, ya que contiene gran cantidad de arenisca, y también porque hay numerosos plays estructurales y estratigráficos.

6.1.5. Colombia

Es una cuenca de aguas profundas que se encuentra en el Mar Caribe, y aun no se tiene información de su geología. Limita al noreste con el Escarpe de Hess (H.E), al suroeste con las fronteras marítimas de Costa Rica y Panamá, al sureste con el frente de deformación del Cinturón Deformado del Sur del Caribe, al este con la frontera marítima Colombia-Venezuela, al norte con las fronteras marítimas de Jamaica, Haití y República Dominicana.

En la **figura 51** se puede apreciar las cuencas costa afuera del Caribe Colombiano, con sus límites establecidos.

Figura 51. Mapa de Cuencas sedimentarias en Colombia



Tomado y modificado de: ANH, Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal, 2007.

6.2. ESTADO ACTUAL DE LOS BLOQUES

La Agencia Nacional de hidrocarburos (ANH) ha definido un bloque como un “Volumen del subsuelo delimitado verticalmente por la proyección de los límites del Área hacia el centro de la tierra, donde el Contratista está autorizado a desarrollar operaciones de exploración y evaluación, así como de producción de hidrocarburos”⁸⁸.

Estas áreas pueden clasificarse en diferentes tipos dependiendo de su estado, tal como se muestra a continuación:

Área tipo 1: (E&P Mini Ronda) Bloques en cuencas maduras (mini ronda), de las que se tiene un amplio conocimiento geológico, y que son asignadas a contratos E&P.

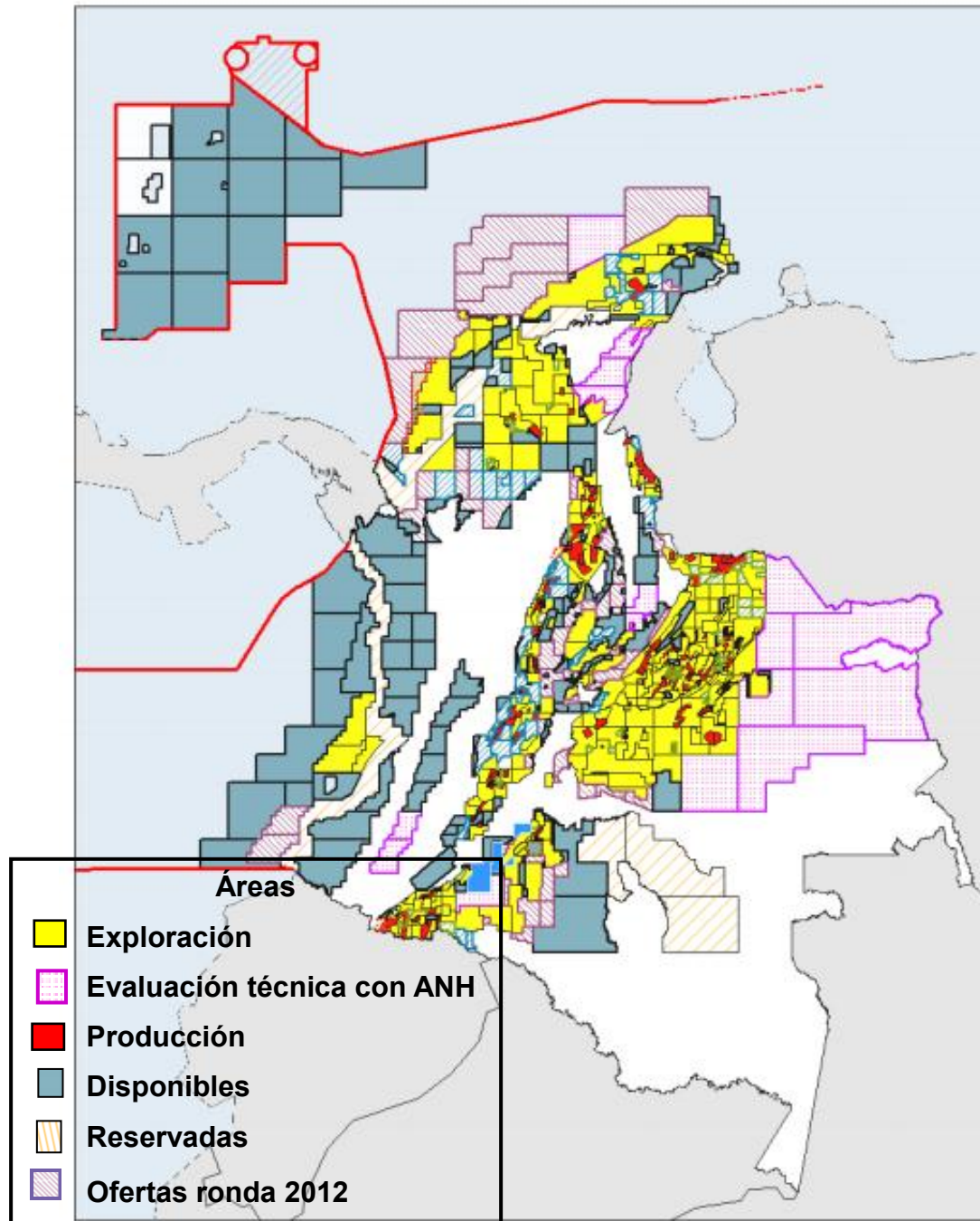
Área tipo 2: (E&P) Bloques en cuencas con nuevo potencial, de las cuales existe algún conocimiento geológico y que son asignadas a contratos E&P.

Área tipo 3: (TEA Especial) Bloques en cuencas frontera, de las cuales existe escaso o ningún conocimiento y que se asignan bajo contratos de Evaluación Técnica Especial.

En el mapa de tierras (**figura 52**) se puede encontrar las áreas que se encuentran en exploración y explotación, además de aquellas que pueden ser asignadas a los contratos que se realizan en las rondas. El último mapa fue actualizado el 22 de agosto de 2012.

⁸⁸ RONDA COLOMBIA 2012, 28 de junio de 2012, Términos de Referencia, Adenda N° 4. Internet: (<http://www.anh.gov.co>).

Figura 52. Mapa de tierras 2012



Tomado y modificado de: ANH, 22 de agosto de 2012, Mapa de Tierras 2012. Obtenido el 8 de octubre de 2012 en <http://www.anh.gov.co>.

En cuanto al estado de los bloques en la Costa Caribe Colombiana, en la **tabla 9**, se encuentra especificado cada uno de ellos, junto con la cuenca en la que están ubicados y la compañía operadora.

Tabla 9. Estado de los bloques costa afuera en el Caribe Colombiano

Cuenca	Bloque	Operador
Bloques en exploración		
Guajira Offshore	Tayrona	Petrobras
	RC-8	ONGC VIDESH
	RC-9	Ecopetrol
	RC-10	ONGC VIDESH
	RC-11	Ecopetrol
	RC-12	Ecopetrol
Sinú Offshore	Fuere Norte	Ecopetrol
	Fuerte Sur	Ecopetrol
	RC-4	Equion Energía
	RC-5	Equion Energía
	RC-6	Petrobras
	RC-7	Petrobras
Bloques en producción		
Guajira Offshore	Guajira	Chevron
Bloques en evaluación técnica		
Guajira Offshore	GUA OFF 3	Shell

Tomado y modificado de: ANH, 22 de agosto de 2012, mapa de tierras 2012. Obtenido el 8 de octubre de 2012 en <http://www.anh.gov.co>

6.3. HISTORIA DE LA PERFORACIÓN COSTA AFUERA EN EL CARIBE COLOMBIANO

A continuación se presenta una breve historia de los pozos perforados costa afuera en el Caribe Colombiano, la información fue tomada en su mayoría de los reportes de los informes de la terminación de los pozos, enviados al Ministerio de Minas y Energía, División de Hidrocarburos – Conservación y Reservas.

6.3.1. Campo Chuchupa

El campo Chuchupa fue descubierto en el año de 1973 y operado por la asociación Guajira formada por Ecopetrol y Chevron-Texaco desde 1974; es un campo de gas seco con gravedad específica de 0,56⁸⁹, ubicado en la zona offshore de la región Caribe Colombiana a aproximadamente 17 millas (alrededor de 27 kilómetros) de Riohacha en la cuenca sedimentaria Baja Guajira con un área de 113 km². En la **figura 53**, se observa la ubicación del campo.

Hasta el año 2007 se habían perforado 20 pozos en profundidades de agua de 20 a 200 pies⁸⁹ desde las dos plataformas que operan en este campo (Chuchupa A y Chuchupa B). Hasta el año 2006 el campo tenía 15 pozos productores, de los cuales 7 son horizontales, 7 inclinados, y 1 vertical, en este mismo año se perforaron 3 nuevos pozos de los cuales 2 fueron horizontales y 1 vertical para realizar estudios petrofísicos y geológicos del yacimiento.

La presión inicial del campo era de 2535 psi, el tope del yacimiento se encontró a 5200 pies bajo el lecho marino; la porosidad es intergranular en las mejores facies del yacimiento, con una garganta de poro media de 20 a 40 micras, la permeabilidad de 100 milidarcys a varios Darcys, y 20% a 32% de porosidad.

⁸⁹ RIVERA. Néstor, MESA. Néstor, KIM. Jeoung, CLARK. Peter, GARBBER. Raymond, FAJARDO, Andrés. y PEÑA. Victoria, 2007, Static and Dynamic Uncertainty Management for Probabilistic Production Forecast in Chucupa Field, Colombia, SPE 100526.

Según el modelo geológico el yacimiento está dividido en cuatro unidades A, B1, B2, C desde el tope hasta la base del campo donde se encuentra el contacto Agua-Gas que oscila entre 5587 y 5632 pies según la interpretación de los registros y del DST (Drill-Stem Test)⁸⁹.

Figura 53. Ubicación del campo Chuchupa en la Costa Caribe Colombiana



Tomado de: CÁRDENAS. Jennifer, Diciembre 2005, Azul Profundo, Carta petrolera No. 113 página 6. Internet: (http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera0206/pag3.htm).

El yacimiento está conformado por material clástico y bioclástico proveniente de fuentes ígneas y sedimentarias expuestas a la erosión desde el Eoceno al Mioceno inferior, el grosor del yacimiento va desde los 600 pies en el este a 100 pies en el oeste⁸⁹. En las formaciones Uitpa y Jimol se encuentra el intervalo productor, el sello del yacimiento es proporcionado por la parte superior de la formación Jimol que está constituida por shales delgados.

La producción fiscalizada del campo a diciembre de 2011 fue de 600,24 MPCPDC (Millones de pies cúbicos por día calendario)⁹⁰.

6.3.2. Pozo Almeja 1

El pozo Almeja 1 fue perforado el 22 de julio de 1976, por la compañía Texas Petroleum en un campo exploratorio ubicado en el área Guajira “A”. Alcanzó una profundidad total de 6293 pies, con una columna de agua de 249 pies.

La perforación del pozo se realizó en 4 fases: se sentó el revestimiento conductor de 30” a 460 pies, revestimiento de superficie de 13 3/8” a 842 pies, revestimiento intermedio de 9 5/8” a 2775 pies y por último el revestimiento de producción de 5 1/2” a 5417 pies.

El pozo fue revestido con tubería intermedia de 9 5/8” desde superficie hasta 2775 pies y con sarta de producción de 5 1/2” desde 2000 pies hasta 5417 pies, luego se abrieron dos intervalos a ser probados para producción de la siguiente manera:

- Un intervalo entre 5302 – 5315 pies sin estrangulador en superficie, del cual no se obtuvieron buenos resultados.
- Un intervalo entre 4411 – 4420 pies que fluyó a través de estranguladores ajustados a 1/2” y 5/8’.

Finalmente el estado del pozo fue suspendido el 12 de septiembre del mismo año.

⁹⁰ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS. Internet: (<http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/Balance%20de%20Gas%20por%20Campo%20%40%20Diciembre%20de%202011.pdf>).

6.3.3. Pozo Cartagena 1

El pozo exploratorio Cartagena 1 fue perforado el 28 de diciembre de 1976, y operado por la compañía Texas Petroleum. Alcanzó una profundidad total de 1175 pies, con una columna de agua de 119 pies. Se cree que la formación en la que fue ubicado es del Mioceno y presenta una estructura con anomalía sísmica.

No se realizaron pruebas de formación y el único registro tomado fue un Grapholog, así el 30 de diciembre de ese mismo año finalizó la perforación, sin encontrarse buenos resultados.

Cuando se perforó hasta 1175 pies se encontró una zona de presión anormal, que al ser perforada dio lugar a un influjo desde la formación, con esto gran cantidad de material proveniente de la formación entró al pozo, alrededor de 1500 toneladas⁹¹.

Este incidente ocasionó serios daños en la localización del pozo, dado que la base temporal encontró 35 pies más profunda de la posición original, esto hizo que la compañía tomara la decisión de abandonar el pozo en enero 3 de 1977; además que la experiencia obtenida durante la perforación de pozos en la zona (Barú 1, San Bernardo IX, San Bernardo 2X) advertía que estas zonas de sobrepresión continúan en profundidad⁹¹.

Para realizar el abandono del pozo fueron colocados tres tapones de cemento, el primero en el intervalo 504' - 704'; el segundo en el intervalo 245' - 400' y por último el 3 tapón en el intervalo 245' – 150'.

⁹¹ TEXAS PETROLEUM COMPANY. enero 3 de 1977. Informe de Terminación Pozo Cartagena 1, Registros de Prueba de Pozos. Ministerio de Minas y Energía, División de Hidrocarburos – Conservación y Reservas.

6.3.4. Pozo Cartagena 2

El pozo Cartagena 2 fue perforado el 17 de mayo de 1977 en el campo Cartagena, por la compañía Texas Petroleum y el 29 de agosto fue terminado alcanzando una profundidad de 12343 pies a partir del lecho marino con una columna de agua de 116 pies. Se encontró un yacimiento gasífero del plioceno superior en una estructura anticlinal.

La perforación del pozo se realizó en 5 fases: se sentó el revestimiento conductor de 30" a 360 pies, revestimiento de superficie de 20" a 1051 pies, revestimiento intermedio de 13 3/8" a 3004 pies, revestimiento intermedio de 9 5/8" a 8014 pies y por último el revestimiento de producción de 5 1/2" a 11314 pies.

No se realizaron pruebas de formación ni operaciones de estimulación, y debido a dificultades en el equipo de superficie no se realizaron pruebas oficiales del completamiento del pozo, mientras que las de producción se efectuaron después de revestir el pozo, por apertura de intervalos y pruebas de los mismos⁹²; además, se realizaron algunos registros Gama Ray, sónicos, de temperatura, CBL, entre otros.

Finalmente el estado del pozo Cartagena 2 fue: productor de gas suspendido.

6.3.5. Pozo Cartagena 3

Luego de haber perforado el pozo Cartagena 2 se quiso comprobar si las arenas gasíferas encontradas podrían tener alguna continuidad en otras zonas y perforar nuevos pozos, fue así como el 15 de junio de 1978 la compañía Texas Petroleum inició la perforación del pozo Cartagena. Alcanzó una profundidad total de 15781

⁹² TEXAS PETROLEUM COMPANY. septiembre 29 de 1977. Informe de Terminación Pozo Cartagena 2, Registros de Prueba de Pozos. Ministerio de Minas y Energía, División de Hidrocarburos – Conservación y Reservas.

pies, y fue ubicado a 2,4 millas del pozo Cartagena 2; sin embargo, fue abandonado el 12 de febrero de 1979 al no obtener buenos resultados en los intervalos perforados.

Una amplia correlación que se basó en los estudios de registros sísmicos, indicó que la zona productora de Cartagena 2 se hallaba 594 pies estructuralmente más baja que en Cartagena 3 y que las arenas gasíferas encontradas en Cartagena 2 no presentaban ninguna continuidad con este pozo⁹³.

La perforación del pozo se realizó en 6 fases: se sentó el revestimiento conductor de 30" a 432, revestimiento de superficie de 20" a 1244 pies, revestimiento intermedio de 13 3/8" a 6502 pies, revestimiento intermedio de 9 5/8" a 11932 pies, luego el pozo fue desviado y se sentó revestimiento de 7" a 14434 pies y por último un revestimiento de 5" a 14958 pies.

A una profundidad de 13984 se presentó una pega de tubería, por lo que para poder despegarla se disminuyó el peso del lodo de 15.6 lb/gal a 15.3 lb/gal, luego de ser despegada se cambió la broca (8 1/2") y se continuó perforando con lodo de 15.1 lb/gal y viscosidad de 58 sg, pero a 14015 pies se pegó nuevamente la tubería, aunque pudo ser despegada y se continuo con la perforación con lodo de 14.8 lb/gal. Posteriormente se tomaron registros eléctricos, pero la operación resultó no ser exitosa debido a una pega de la sonda de la herramienta de proximidad a una profundidad de 14875 pies, además de que en el intento de hacer la pesca de la sonda, hubo también pega de la tubería y de la herramienta de pesca, por lo que entonces se corrió a diferentes profundidades el indicador de punto libre y se realizaron operaciones de back off, de las cuales dos resultaron también en pega de tubería. Debido a los problemas mecánicos presentados, la compañía operadora decidió desviar el pozo a partir de 12070 pies, por lo cual fue

⁹³ INTEROFFICE MEMORANDUM, febrero 23 de 1979, Evaluación Final del Pozo Cartagena 3

necesario colocar dos tapones de cemento, el primero de ellos en un intervalo de 13400' – 13852', y el segundo se ubicó en el intervalo 11882' – 12220'⁹⁴.

En el siguiente intervalo de perforación (13583'' – 14094''), se cambió el sistema de lodo por uno a base de aceite de 14.8 lb/gal, y además, se presentaron varias zonas de significativa pérdida de circulación, por lo que fue necesario hacer un acondicionamiento del lodo y se tomaron medidas de desviación. Luego de esto se continuó perforando con lodo base aceite de 14.3 lb/gal, pero al llegar a una profundidad de 14794 pies se presentó una pérdida de circulación del 100%, por lo que fue necesario disminuir el peso del lodo a 14.1 lb/gal, utilizar LCM (lost circulation material) y colocar un tapón de cemento con el tope a 14443 pies.

A una profundidad de 15385 pies se dio un incremento del ROP y a 15416 pies el peso del lodo fue cortado de 13.8 lb/gal a 11.5 lb/gal, luego, para disminuir la contaminación del mismo fue necesario hacer una circulación y de esta manera poder estabilizarlo 14.1lb/gal.

En la perforación del pozo fueron encontradas algunas arenas consideradas como potencial, pero luego de realizar pruebas se obtuvieron resultados negativos. En la **tabla 10** se puede observar el análisis de los intervalos potenciales perforados y las pruebas realizadas a los mismos.

El estado final del pozo fue: seco y abandonado

⁹⁴ TEXAS PETROLEUM COMPANY. Informe de Terminación Pozo Cartagena 3, Registros de Prueba de Pozos. Ministerio de Minas y Energía, División de Hidrocarburos – Conservación y Reservas.

Tabla 10. Análisis de intervalos de interés perforados en el pozo Cartagena 3

Intervalo (pies)	Características
15355 – 15485	Manifestación de gas (600 unidades), corte del peso del lodo de 13.8 lb a 11.4lb. Se realizó una prueba DST hasta 15781 pies. Se recuperó agua contaminada con fluido de lodo.
14754 – 14820	No hubo manifestaciones de gas. Se realizó un DST, pero no se obtuvo ningún fluido
14653 – 14725	Arena de grano fino y limpia con pobre presencia de gas (12 unidades). Se realizó un DST en el que solo fluyo una pequeña cantidad de colchón de agua. Se recuperaron 4 galones de lodo y 600 cc de agua, así el intervalo se consideró productor de agua.
14418 – 14438	El pozo fluyó agua con salinidad de 20748 ppm de NaCl y una tasa de 75 Bbl/h, con una presión de cabeza de 100 lb.
14255 – 14308	Zona perforada en el intervalo 14290 – 14295 pies y probada por un DST sin obtener ningún fluido, fue considerada seca.
14176 – 14216	Arenas limpias con porosidad del 20%. Intervalo seco, no hubo manifestación de gas. Se realizaron 2 DST pero se recuperaron pequeñas cantidades de gas y agua cortada con lodo.
11953 – 12052	Excelente manifestación de gas de 200 unidades sobre un promedio de 25 unidades. Arenas con permeabilidad reducida, alta presión y poco volumen. DST con pequeñas cantidades de gas y agua recuperados.
11770 – 11830	Se registró gas de 500 unidades sobre un promedio de 30 unidades. Con el primer DST no se registró producción de agua y en el segundo no se recuperó ningún fluido. La zona fue

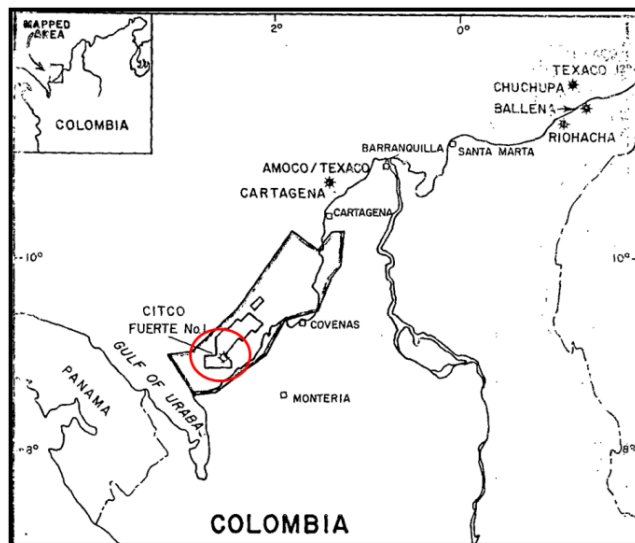
	considerada de alta presión y poco volumen, alta saturación de agua y permeabilidad efectiva reducida
11160 – 11240	Manifestación de gas de 85 unidades sobre un promedio de 10 unidades. Se realizó un DST en un primer intervalo en el que no hubo presencia de gas o agua, en un segundo intervalo se corrió otra prueba y se obtuvo 30 Bbl de agua de formación. Intervalo productor de agua.

Tomado de: INTEROFFICE MEMORANDUM, febrero 23 de 1979, Evaluación Final del Pozo Cartagena 3.

6.3.6. Pozo Fuerte 1

El pozo Fuerte 1 operado por CITCO Colombia Petroleum Corporation, fue perforado entre los meses de Enero y Marzo del año 1979 y se llegó a la profundidad de 9856 pies a partir del lecho mariano, se encuentra ubicado en la región offshore del departamento de Antioquia en la cuenca Urabá en el bloque Arbolete a una profundidad de agua de 205 pies (aproximadamente 63 metros) en la **figura 54** se muestra la ubicación del pozo.

Figura 54. Pozo Fuerte No. 1



Tomado y modificado de: CITCO COLOMBIA PETROLEUM CORP. Fuerte No.1 Final Well Report, 1979.

El pozo está cerca de la cresta de un anticlinal alargado de norte a sur; según los estudios sísmicos se determinó que la estructura presentaba relieve vertical de aproximadamente 3200 pies y un área de 8875 acres dentro del bloque Arbolete. Esta área se cierra al norte por un diapiro de shale, al sur, este y oeste por el buzamiento del anticlinal.

El área donde se perforó el pozo era conocida por presentar riesgos operacionales, debidos principalmente a condiciones adversas del viento y mar, presión de poro anormal, hinchamiento del shale y presencia de shallow gas, para evitar este último problema, antes de perforar el pozo se corrió un estudio sísmico multi-canal somero, con el fin de identificar el riesgo geológico y ubicar el pozo lejos de este.

Además se realizó un estudio ambiental el cual reveló que desde el 15 de noviembre del año 1978 hasta el 15 de abril del año 1979 prevalecerían los vientos alisios del noreste con velocidades de 15 a 25 nudos (aproximadamente 27.78 a 46.3 kilómetros por hora), lo que provocó olas de 3 a 6 pies.

La amenaza de encontrarse con shallow gas por encima de los 2000 pies de profundidad fue contrarrestado con: (1) la perforación de un agujero piloto de 12 - 1/4 pulgadas para verificar lo interpretado de la sísmica y determinar la profundidad de la formación con potencial de flujo, (2) el mantenimiento del peso de lodo en 9 ppg (3) usando un inhibidor de lodo de perforación más procedimientos preventivos para evitar una acción de limpieza debida a los anillos de arcilla en la sarta de perforación y (4) restringir las tasas de penetración a 60 pies/hr⁹⁵.

Como en algunos pozos cercanos que ya se habían perforado en este sector se presentaron problemas con la hidratación de las arcillas, por ejemplo en el pozo Morrosquillo 1, se decidió agregar 18% de contenido de cloruro de potasio (KCl) al lodo que logró evitar la reacción de las arcillas hasta los 2300 pies de profundidad y después de esta profundidad se utilizó Vertoil, lodo base diesel para perforar.

En cuanto al comportamiento de la presión de poro se predijo que este iba a presentar presiones anormales basándose en lo ocurrido en los pozos ya

⁹⁵ CITCO COLOMBIA PETROLEUM CORP. Fuerte No.1 Final Well Report, 1979.

perforados en la zona (Morrosquillo 1 y Phillips 1638-1AX). En la **tabla 11**, se presenta el programa de lodo y casing diseñado de acuerdo al comportamiento de presión estimado antes de la perforación del pozo. Sin embargo, la presión de poro comenzó a aumentar a una profundidad aproximada de 2000 pies y continuó aumentando a un peso de lodo equivalente a 18 ppg a 9856 pies⁹⁵. En la **tabla 12** se muestran el perfil de presión de poro encontrado durante la perforación, según lo observado con el peso del lodo mientras se perforaba.

Tabla 11. Programa de lodo y casing diseñado antes de la perforación para el pozo Fuerte 1

Intervalo (pies)	Peso lodo (ppg)	Profundidad de asentamiento del casing (pies)	Tamaño del Casing (pulgadas)
0 - 200	8.6 – 8.8	200	30
200- 2000	8.8 – 9.5	2000	20
2000- 5500	9.5 – 13.5	5500	13 3/8
5500- TD	13.5 – 18.0	8500	9 5/8
		TD	7

Tomada y modificada de: CITCO COLOMBIA PETROLEUM CORP. Fuerte No.1 Final Well

Report, 1977

Tabla 12. Perfil de presión de poro encontrado durante la perforación del pozo Fuerte 1.

Profundidad (pies)	Presión de Poro (ppg)	Peso del lodo (ppg)	Evidencia
2700	10.8	10.6	El hueco colapsó.
3170	12.7	12.6	El hueco colapsó
3600	13,5	13.4	El hueco colapsó
3698	13,6	13.9	Incremento de gas con peso de lodo de 13.7 ppg.
5658	15,6	16.2	Incremento en las unidades de gas de 80 a 100 cuando se tenía lodo de 15.8 ppg.
6697	16,6	16.2-16.9	Se presentaron hasta 450 unidades de gas en el fondo.
6812	16,9		Aumento a 200 unidades de gas mientras se perforaba. Hasta 500 unidades en el fondo.
6853	17,1	17.5	Aumento de gas en el fondo a 360 unidades después de un viaje corto.
7411	17,4	17.8	Aumento de gas en el fondo a 360 unidades después de un viaje corto.
8084	17,6	18.0	Aumento a 200 unidades de gas en el fondo cuando accidentalmente el de peso de lodo se redujo de 17.8 ppg a 17.5 ppg.
9856	18,0	18,1	Limpieza mientras POOH (Pull out of hole)

Tomada de: CITCO COLOMBIA PETROLEUM CORP. Fuerte No.1 Final Well Report, 1979.

El casing de 13-3/8 pulgadas tuvo que ser sentado a 3642 pies debido a los grandes aumentos de presión, y usar lodo de 13.9 ppg para evitar que el hueco colapsara, según lo planeado en el intervalo de 2000-5500 pies el peso del lodo oscilaría entre 9.5 ppg y 13.5 ppg pero este un valor ya se había alcanzado a 3600 pies. Al intervalo a hueco abierto de 3642-5890 pies por debajo del casing se le realizó posteriormente pruebas de presión a 18,5 ppg, sin pérdida de fluido. Esto estableció que el peso del lodo máximo que podía circular con seguridad era 18,2 ppg. La perforación procedió sin problemas hasta una profundidad de 9858 pies. El peso del lodo se había aumentado en incrementos de 0.2-0.3 ppg hasta 18.1ppg dado que el sobre-balance de la presión de poro había aumentado con la profundidad. El hueco se mantuvo estable con lodo de 18.1 ppg después de haber perforado una sección de 60 pies de arena⁹⁵.

Cuando se estaba retirando tubería de perforación del hueco a la profundidad de maso menos de 9856 pies y con peso del lodo de 18.1 ppg, se produjo un influjo de aproximadamente 4 barriles desde la formación, , se intentó matar el pozo con el método "Wait and Weight", se incrementó el peso del lodo a 18.3ppg y luego a 18.7 ppg, se crearon fracturas en la formación por lo que el gas y el agua redujeron el peso del lodo en el anular y este nunca pudo ser desplazado completamente, se intentó seguir perforando, pero a los 9856 pies exactamente se ordenó abandonar el pozo, en el momento de la desconexión se registró 100 psig de presión en la tubería de perforación y 150 psig en el casing.

Se llegó a las siguientes conclusiones que aclararon la secuencia de eventos:

- El gradiente de fractura de la formación estaba entre 18.7ppg y 19 ppg, mientras la densidad equivalente de circulación era 18.3 ppg.
- La fractura de la formación se pudo dar por (1) derrumbe debido al colapso de la formación, (2) un incremento drástico en la viscosidad del lodo por la contaminación del gas y agua de la formación, y (3) ruptura de la formación

en el zapato del casing de 13 3/8" por la contrapresión impuesta en la línea de choke durante las operaciones de matar el pozo.

- El peso de lodo a 3642 pies era equivalente a 18.9 ppg cuando la presión de cierre del casing era de 150 psig.
- La presión de poro incrementó a medida que aumentaba la profundidad, disminuyendo el margen entre la ruptura de la formación y el peso del lodo. Por ejemplo las condiciones a 9856 pies fueron: presión de poro 18.0 ppg, peso de lodo requerido 18.4 ppg, densidad equivalente de circulación 18.9 ppg, gradiente de fractura 19.1 ppg, margen entre la patada y la ruptura 0.2 ppg⁹⁵.

6.3.7. Pozo San Diego 1

El pozo San Diego 1 inició su perforación el 17 de Agosto de 1979, se encuentra localizado en el área dentro del contrato de Asociación Cartagena entre las empresas Texaco, Ecopetrol y Amoco, fue el primer pozo perforado en el bloque Tayrona (**figura 55**). La profundidad alcanzada a partir del fondo marino fue de 10315 pies, el pozo fue abandonado el 15 de octubre de este mismo año por los resultados negativos en cuanto a presencia de hidrocarburos que arrojaron los registros y las muestras de corazones.

La formación objetivo de este pozo eran arenas turbídicas, sin embargo la perforación penetró una sección de arcillas no consolidadas intercaladas con delgados cuerpos de arena con edades que van desde recientes hasta el Plioceno Medio.

Figura 55. Ubicación Pozo San Diego 1



Tomado y modificado de: Texas Petroleum Company. The Final Well Report on San Diego 1.

La presión de poro hasta los 2500 pies de profundidad se mantuvo en una tendencia normal. A partir de esta profundidad empezó a presentar anomalías, por lo que la sección debajo de los 2700 pies se caracterizó por ser sobrepresionada incrementando esta condición de presión anormal con la profundidad, razón por la cual se sentó casings a los 3410 pies, 6002 pies y 7205 pies, que no hacían parte del programa de perforación. Finalmente se llegó a la profundidad de 10305 pies con un peso de lodo de 17.7 lb/gal.

El comportamiento de la presión de poro fue el siguiente:

- De 0 a 2450 pies: 9 ppg aunque a los 1625 y 2050 pies presentó un aumento a 10 ppg.
- De 2450 a 3600 pies: la presión aumentó a 11.5 ppg, a los 3342 pies se presentó una patada y el pozo fue matado con lodo de 12 ppg de peso.

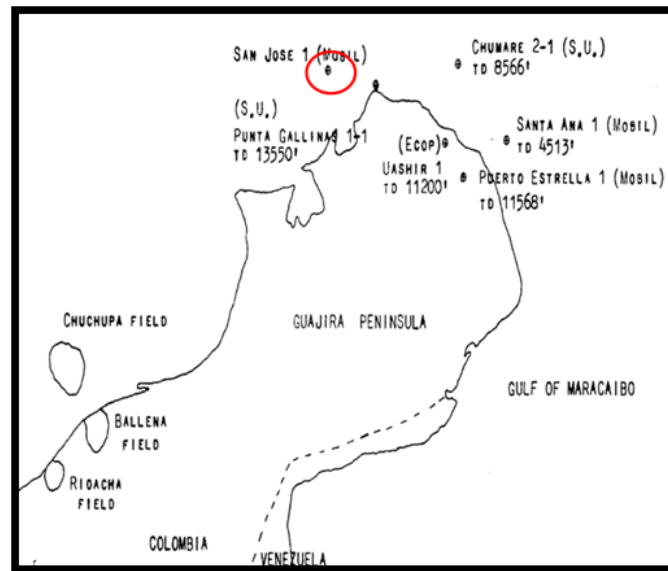
- De 3600 a 4800 pies: la presión se mantuvo entre 10.5 ppg y 11.5 ppg, esto fue observado como el aumento en el exponente “dc” y lecturas de gas constantes con un peso de lodo de 13.2 ppg.
- De 4800 a 5500 pies: la presión estuvo entre 11.5 ppg y 12.5 ppg, se presentó un incremento repentino en la presión a los 4820 pies.
- De 5500 a 6100 pies: la presión aumentó a 13.8 ppg y se tenía un peso de lodo de 13.2 ppg, a los 5814 pies se presentó una patada de pozo cuando una bomba fue apagada, el pozo se mató con peso de lodo de 13.7 ppg.
- De 6100 a 6800 pies: la presión se mantuvo relativamente estable entre 13.8 ppg y 14.2 ppg, se corrió un registro ISF-SONIC-GR a 6500 pies el que mostró que a 6709 pies el sello de la herramienta estaba roto, entonces se realizó un viaje corto a 6710 pies y la presión de poro calculada a esta profundidad fue de 14.2 ppg.
- De 6800 a 7200 pies: la presión osciló entre 14.2 ppg y 16.1 ppg. En esta zona se presentaron muchas conexiones de gas, la máxima presión se observó a los 7190 pies. Además durante el viaje de tubería varios espacios estrechos se encontraron y se aumentó el peso del lodo a 16.3 ppg.
- De 7200 a 9300 pies: la presión estuvo entre 16 ppg y 16.6 ppg. El aumento en la presión se dio por varias entradas de gas y el aumento en la saturación de este en los viajes.
- De 9300 a 10315 pies: la presión estuvo entre 16.5 ppg y 17.2 ppg, en esta zona un aumento lento y constante de la presión fue observado.

6.3.8. Pozo San José 1

El pozo San José 1 está ubicado a 16 kilómetros mar adentro de la Península de la Guajira a una profundidad de agua de 659 pies (**figura 56**). Fue perforado entre los meses de diciembre y mayo de los años de 1979 y 1980, llegando a una profundidad total de 15330 pies a partir del lecho marino. La compañía operadora fue Mobil Oil Company de Colombia y el 16 de mayo de 1980 finalmente el pozo

fue abandonado porque no se descubrieron acumulaciones de hidrocarburos significativas, se estableció que el estado del pozo era seco.

Figura 56. Pozo San José 1



Tomado y modificado de: Mobil Oil Company de Colombia. Final Report Well San José 1.1980.

Antes de iniciar la perforación del pozo se predijo que se pasaría de una sección de roca sedimentaria terciaria a un basamento subyacente metamórfico, al perforar se buscaba principalmente areniscas que posiblemente estuvieran cubiertas por carbonatos del Mioceno inferior que actuaban como posibles trampas. La profundidad total del pozo se proyectó inicialmente a en 14600 pies, de los cuales se esperaba que 200 pies fueran basamento o de litología diferente.

Los problemas de perforación en este pozo fueron causados por la sobrepresión e hidratación de las arcillas, la predicción de estos ya se había hecho con base el comportamiento de los pozos ya perforados en esta zona, como el pozo Punta Gallinas 1-1, por lo que el programa de casing se diseño asumiendo un perfil de presión similar al de este, que presentó problemas de presión de poro anormal a los 4000 pies de profundidad, además se buscaba controlar las tasas de flujo y peso del lodo para lograr una máxima limpieza del hueco y no ocultar las zonas de

transición y proporcionar un seguro sobrealance de la presión de poro; también se estimó que la presión de fractura era baja debido a la profundidad del agua. Para evitar la hidratación de las arcillas en el tope de hueco se planeó un preciso control de las pérdidas de filtrado del lodo. Sin embargo se presentaron varios problemas para sentar la BOP debido al hinchamiento de las arcillas en el intervalo superior.

Al final aunque el pozo fue catalogado como seco, sin embargo dadas las múltiples estructuras terciarias, la perforación de este pozo trajo el descubrimiento de arenas mesozoicas lo que abrió la posibilidad de nuevas prospecciones de hidrocarburos en la región.

Tabla 13. Comportamiento de la presión de poro del pozo San Diego

Intervalo o profundidad (pies)	Presión de poro (lb/gal)	Peso del lodo (lb/gal)	Observación
1700 - 1940	8.7 – 8.8		Aumento del valor normal de la presión que se había estimado en 8,5 lb/gal.
2500	8.5		Se creyó que la presión había retornado a su valor normal.
2642	10		Se detuvo la perforación y se corrieron registros que mostraron el aumento de la presión de la formación. Incrementó el gas de conexión desde los 2551 pies en adelante, se aumentó de 35 a 70 unidades de gas.
3043	10.1	10.4	Aumento en el gas de conexión se pasó de un promedio de 3 a 5 unidades a 54 unidades de gas y la presión de la formación se igualó al peso del lodo, que luego se incrementó.
3300	10.2 – 10.3	10.7	Se tenía un Background gas en promedio de 20 a 50 unidades, a los 3276 pies se dio un pico de 200 unidades que hizo que el la presión de la formación y el peso del lodo aumentaran.
3500-3800	10		
3950	10.2	10.2-10.3	Se presentó un aumento en el Background gas de 25 a 40 unidades con un pico de 61 unidades a 3929 pies.

4600	10.4	10.8	Se presentó gas de conexión de 17 unidades a 4375 pies y el background gas se mantenía entre 40 y 50 unidades, pero a 6500 pies aumentó a 100 unidades por lo que el peso de lodo aumentó.
5193	10.6	11.0	Se realizó un viaje corto y el peso del lodo fue aumentado, los exponentes de perforación mostraron una tendencia casi vertical y por lo tanto el aumento gradual de la presión de poro.
5623	11.0	11.2	Se realizó un viaje corto que aumentó las unidades de gas a 900, por lo que el peso del lodo fue aumentado, y la presión siguió un aumento gradual.
6400	11.4	11.8	A los 6278 pies debido a un viaje corto las unidades de gas aumentaron a 4240 por lo que el peso del lodo aumentó a 11.8 lb/gal. En el intervalo de 6325 a 6357 se pasó de 100 unidades de gas a 150 aumentando la presión de poro.
6604	11.6	11.8	Se presentaron 1140 unidades de gas pero el peso del lodo se mantuvo.
7001	11.9		En los últimos 300 pies del intervalo de 6604 - 7001 pies se presentó un aumento de la presión. Se decidió correr un registro sónico por medio del cual se confirmó este aumento.
7200	12.1		Siguió la tendencia de aumento de presión según los exponentes de perforación usados para el cálculo de esta. Background gas estaba en un promedio de 10 unidades.

7588	12.5	12.6	Se presentó un aumento en el background de 45 a 65 unidades a 7400 pies por lo que la presión de poro aumentó.
7600	12.9	13.2	A 7591 pies reapareció el gas de conexión provocando el aumento de la presión de poro y el peso del lodo.
7790 - 7795	13.6	14.0	En este intervalo hubo 2300 unidades de gas por que la presión de poro aumentó drásticamente, y se necesitó un peso de lodo alto para controlar la entrada de gas.
8267	14.5	15.0	Tras presentarse entradas de gas a 7984 y 8110 pies, se aumentó el peso de lodo a 14.2 lb/gal, pero no pudo controlar las 4700 y 4620 unidades de gas a 8205 y 8237 pies respectivamente. Para evitar el influjo el peso del lodo se aumentó a 14.8 lb/gal y luego a 15 lb/gal cuando se presentaron 6890 unidades de gas a 8267 pies.
8400- 8535	14.8	15.2	La presión siguió la tendencia de aumento, y a 8360 tuvo gas de conexión, en este intervalo la presión de poro se mantuvo constante y la tasa de perforación disminuyó por el cambio de litología (de arcilla a arena calcárea fuerte) y por la acumulación de recortes en el riser y anular.
8900	14.3		La presión disminuyó porque no se presentó gas de conexión y el background gas era bajo a pesar de la mayor permeabilidad y porosidad de la formación.
			El aumento de la presión de poro y del peso del lodo se dio por la

9750	14.8	15.3	presencia de gases de conexión a 9419 y 9478. La ROP aumentó debido al cambio de litología (a 9200pies nuevamente se entró en una zona de arcilla y shale).
9890	15.3	16.0	Se presentó un pico de 10000 unidades de gas a esta profundidad, para controlar la presión de formación se aumentó el peso del lodo.
9950	15.8	16.0	A pesar del aumento en la densidad del lodo, los gases de conexión todavía se evidenciaban y la presión siguió aumentando.
10256	15.9	16.2	Una caída en el peso del lodo a 10165 pies permitió un influjo de 625 unidades de gas durante 45 minutos, se aumentó el peso del lodo aumento para balancear el pozo. A 10256 pies se produjo una pérdida de 400 barriles lodo de, que dio como resultado de la fractura de la formación en el zapato del casing de 13-3/8 pulgadas.
10420	16.1	16.3	Se presentó gases de conexión en promedio de 13 unidades a 10380 pies. El background gas disminuyó de 30 a 10 unidades. Ocurrió pérdida de circulación por el cambio de litología (se pasó a perforar caliza).
10560	15.7		Se dio una disminución en el background gas a 10 unidades lo que redujo la presión de la formación.
10730-10830	15.5-15.6	15.5	El exponente de perforación se estabilizó debido a la estabilidad de la ROP al penetrar el shale. Se presentaron 164 unidades de gases de conexión a 10827 pies y 100 unidades de background gas a 10830 pies.

11150	15.8	15.8	Se dio un pico de 260 unidades de background gas a 11134 pies, aumentando la presión de poro y el peso del lodo.
11800	15.6	15.5	Los bajos valores de gas al perforar la zona de shale redujeron un poco la presión. Se redujo el peso del lodo a 11750 pies lo que causó un una entrada de gas de 80 unidades a los 12010 pies.
12700	15.5 - 15.6	15.5	Perforación a través de shale limoso mostró esta tendencia de reducción en la presión
12870	15.8	15.7	El background gas incrementó bajo la profundidad de 12860 pies alcanzando 115 unidades.
12940-13100	15.6	16.0	Se realizó un viaje a 12882 pies que aumentó las unidades de gas a 4530, aumentando el peso del lodo. Este intervalo fue de shale por lo que la tendencia del exponente de perforación estimó que la presión de poro tendría ese valor.
13400-13800	15.8- 15.9	16.1	A 13400 pies el peso de lodo bajo a 15.8 lb/gal y se presentó un fuerte incremento en el background gas, el peos de lodo se incrementó a 16.0lb/gal pero a 13620 pies ocurrió lo mismo porque el peso del lodo bajo a 15.9 lb/gal y el peso del lodo se aumentó nuevamente. A este punto se tenía alto contenido de gas de conexión por lo que la presión de poro aumentó.
			Después de volver a correr registros (E-Log) se llegó a la conclusión bajo

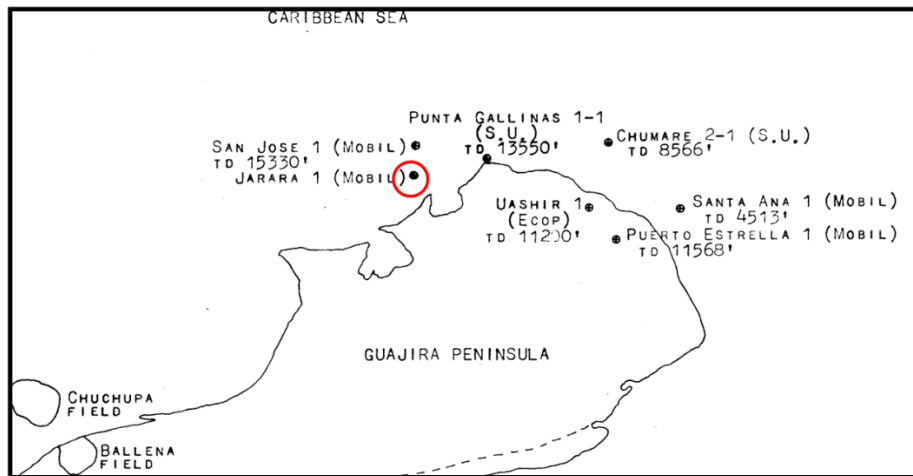
14800	14,7		el zapato del casing de 9-5/8 pulgadas aproximadamente a 10500 pies la zona era sobrepresionada por lo que el peso del lodo fue de 16,5 lb/gal a esta profundidad, esto permitió establecer una nueva tendencia en la presión de poro que mostró una reducción a partir de esta profundidad sin embargo fue imposible determinar la razón de la disminución de la presión de poro.
14900-15300	15,0		En este intervalo la salinidad de la formación pudo causar que la broca se detuviera por un corto tiempo lo que se observó en el registro (E-Log), también se identificó un background gas de 10 unidades. Además el registro identificó una desviación de la tendencia de la presión en este intervalo por lo que esta aumento un poco.

Tomado y modificado de: Mobil Oil Company de Colombia. Final Report Well San José 1.1980.

6.3.9. Pozo Jarara 1

El pozo Jarara 1 inicialmente fue un pozo exploratorio A3 otorgado a la Mobil Oil Company de Colombia bajo el contrato de asociación Bahía. Se encuentra ubicado a 5 kilómetros de la península de la Guajira y a 220 pies de profundidad de agua (**figura 57**), empezó las operaciones de perforación el 19 de mayo de 1980 cuya formación objetivo eran calizas del Oligoceno, la profundidad programada fue de 7150 pies pero solo se llegó a una profundidad total de 6489 pies bajo el lecho marino y, el 18 de junio de 1980 el pozo fue taponado y abandonado debido a que los registros tomados no indicaron la existencia de horizontes con posibilidad de contener hidrocarburos⁹⁶.

Figura 57. Ubicación pozo Jarara 1



Tomado y modificado de: Mobil Oil Company de Colombia. Final Well Report. Jarara 1.

Se tomó en cuenta el comportamiento de la presión de poro de pozos perforados cerca para predecir su tendencia y diseñar el mejor programa de perforación que

⁹⁶ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. División de Petróleos- Conservación y Reservas. Informe de Terminación Oficial, Jarara 1.

permitiera manejar tanto el peso del lodo como las tasas de flujo para controlar de forma segura la operación de perforación. Según las predicciones hechas la presión de poro inicialmente sería de 8,5 lb/gal y continuaría con esta tendencia hasta los 2550 pies, después de esta profundidad la presión incrementaría progresivamente hasta llegar un máximo entre 13.1 lb/gal y 13.2 lb/gal a los 5400 pies⁹⁶, estas predicciones fueron hechas con lo ocurrido en el pozo San José 1 y con las gráficas de los exponentes de perforación.

Cuando se empezó a perforar se confirmó la predicción de la presión de poro debido al aumento de las unidades de gas de 30 a 100 a 2550 pies y del pico de 1000 unidades a los 2690 pies de profundidad; cuando se llegó a 2700 pies la presión tuvo un incremento significativo pasando de 9.1 lb/gal a 9.6 lb/gal presentando un desbalance del pozo, el influjo de fluidos desde la formación no se dio por la naturaleza impermeable de las arcillas que se estaban perforando, por este incremento en la presión el peso del lodo se elevó a 9.5 lb/gal a los 2727 pies.

Desde los 2900 pies hasta los 3300 pies la presión de poro se mantuvo a 9.8 lb/gal, y el peso del lodo se aumentó a 9.9 lb/gal, cuando se llegó a 3774 pies se alcanzó una presión de 10.5 lb/gal y el casing de 9 5/8" fue sentado. La perforación continuó y se presentaron entradas de gas que indicó un incremento en la presión de poro a 10.7 lb/gal en el intervalo de 3800 pies a 4040 pies. Cuando se llegó a 4100 pies la presión alcanzó un valor de 11.1 lb/gal, con peso del lodo 11.0 lb/gal y la ECD estuvo entre 11.5 lb/gal y 11.6 lb/gal, esto permitió que se estuviera cerca de un estado de balance. Sin embargo se presentaron varias entradas de gas por lo que se decidió incrementar el peso de lodo a 11.6 lb/gal y la ECD incrementó hasta 12.2 lb/gal; el influjo de gas no fue circulado correctamente y se llegó al desbalance del pozo nuevamente el cual fue controlado aumentando el peso del lodo a 11.8 lb/gal.

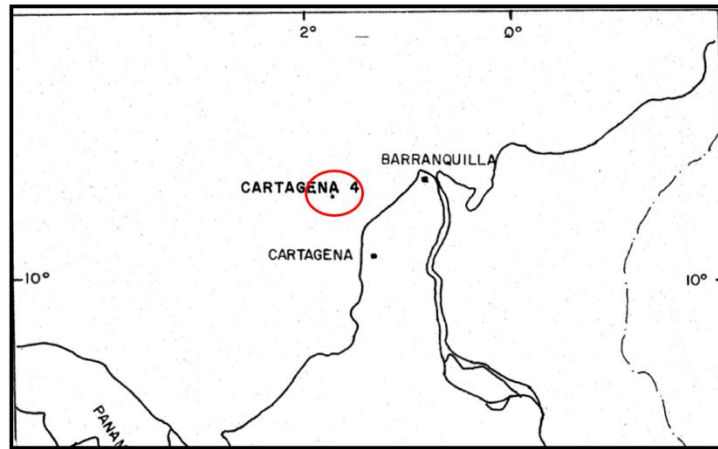
En los 4400 pies la presión pasó de 11.7 lb/gal a 11.8 lb/gal evidenciado por el aumento a 1520 unidades de gas de conexión durante un viaje de tubería; al llegar a 4600 pies la presión había aumentado a 12.0 lb/gal, este incremento se concluyó por las repetidas entradas de gas que se presentaron en estos 200 pies, por lo que el peso del lodo se ajustó a 12.0 lb/gal a 4630 pies. La presión siguió aumentando llegando a un valor de 12.9 lb/gal a 4930 pies de profundidad y el peso del lodo estuvo entre 13.1 lb/gal y 13.2 lb/gal a esta profundidad.

Al llegar a 5200 pies los exponentes de perforación mostraban una disminución gradual en la presión se redujo un poco, 12.6 lb/gal y 12.7 lb/gal, a esta profundidad. Cuando se llegó a 5210 pies se evidenció un cambio en la litología se pasó de shales y arcillas a un shale altamente calcáreo. La tendencia de disminución de la presión no se mantuvo ya que hubo un incremento las unidades de el background gas que pasaron de 80 a 250 unidades de, aumentando la presión de poro a 14.5 lb/gal a 5280 pies. Un nuevo cambio en la litología a roca carbonatada a 5330 pies redujo el valor de la presión a 12.8 lb/gal y el peso del lodo disminuyó a 13.6 lb/gal. Al llegar a 6000 pies de profundidad el valor de la presión se redujo considerablemente a 10.0 lb/gal el que se había evidenciado en las gráficas de los exponentes de perforación y el background gas bajó a 30 unidades y a 6010 pies el gas de conexión era muy bajo.

6.3.10. Pozo Cartagena 4

El pozo Cartagena 4 fue perforado por la compañía Texas Petroleum el 28 de mayo de 1980, y alcanzó una profundidad total de 11140 pies, con una columna de agua de 125 pies, siendo terminado el día 26 de agosto del mismo año. Está ubicado a 1.5 millas al noreste del pozo Cartagena 2, en la **figura 58**, se puede apreciar la ubicación del mismo.

Figura 58. Ubicación del pozo Cartagena 4

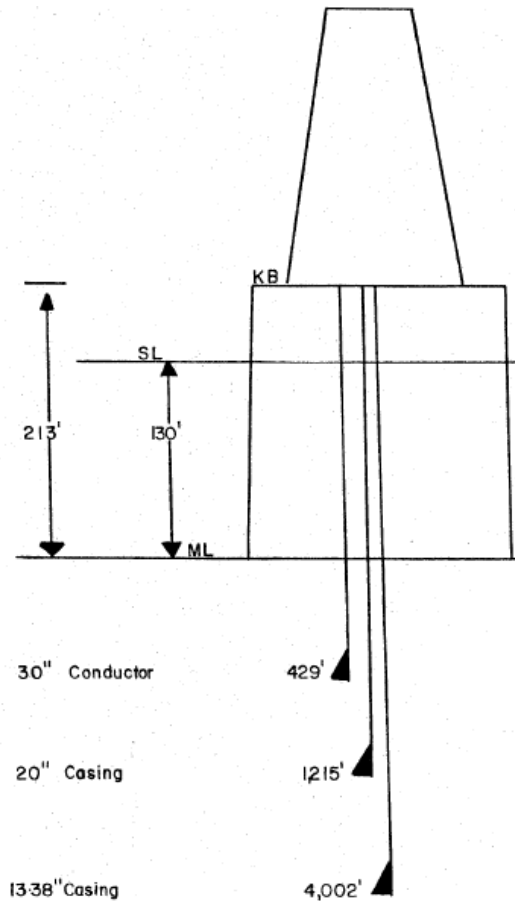


Tomado de: CORE LABORATORIES (COLOMBIA) LTDA, 15 de septiembre de 1980, Reporte Final del Pozo Cartagena # 4, ECOPETROL DEX, centro de documentación.

En la **figura 59** se puede observar el esquema del programa de casing del pozo. La perforación se inició con lodo de 10.5 ppg y a 429 pies fue sentado el revestimiento conductor de 30 pulgadas. A una profundidad de 542 pies se presentó un evento de pérdida de circulación cuando se quiso sentar un revestimiento, entonces fue necesario reducir el peso del lodo de 10.5 ppg a 9.5 ppg, y bombear cloruro de calcio.

Siguiendo con la perforación, a 1230 pies fue sentado un casing de 20 pulgadas y se estableció el BOP. Se perforaron 12 pies de la nueva formación y se llevó a cabo un leak off test (LOT) que como resultado arrojó un peso equivalente del lodo (EMW) de 10.9 ppg. Posteriormente se intentó sentar un revestimiento de 13 - 3/8 pulgadas a 3051 pies, sin embargo, registros (FDT) tomados en la zona mostraron que el gradiente de fractura era más grande que el calculado, razón por la cual se continuó perforando el hueco de 17 1/2" con un peso del lodo de 9.5 ppg que al final de intervalo aumentó a 10.7 ppg.

Figura 59. Perfil del casing del pozo Cartagena 4



Tomado de: CORE LABORATORIES (COLOMBIA) LTDA, 15 de septiembre de 1980, Reporte Final del Pozo Cartagena # 4, ECOPETROL DEX, centro de documentación.

A 4030 pies fue sentado el tercer revestimiento, a esta profundidad también se realizó una prueba LOT y se obtuvo un EMW de 13.82 ppg. A 4239 se dio un break en la perforación que permitió observar un incremento en el peso del lodo hasta 11 ppg.

Luego de 6600 pies el pozo empezó a presentar problemas por el incremento en el gas de conexión y de la viscosidad del lodo, por lo que a 7283 pies de

profundidad se decidió cambiar el sistema de lodo, y se siguió perforando con lodo de 12 ppg que aumentó hasta 12.6 ya al final de la perforación.

El último registro de presión de poro fue de 11.7 ppg, finalmente a 11140 pies fue sentado el casing productor de 9 5/8". En agosto 24 y 25 se corrieron registros por parte de la Schlumberger, con lo que se decidió el 26 de agosto poner un plug de cemento y abandonar el pozo.

Durante el desarrollo del plan del pozo se analizó la posible presencia de ciertos riesgos que podrían intervenir en la perforación⁹⁷, tales como:

Perdida de circulación: posiblemente este evento podría darse desde la línea de lodo hasta la profundidad total. Para el adecuado manejo se dispuso mantener a bordo del barco material para preparar píldoras (plugs) de cloruro de calcio.

Arenas gasíferas someras: se predijo que estas arenas podrían presentarse en el intervalo de 340 pies hasta 1500 pies. Como solución se propuso sacar la tubería de perforación lentamente y mantener el hueco lleno en todo momento.

Presión anormal: para anticiparse a la ocurrencia de este evento y manejar la presión de forma adecuada se debía:

- Mantener actualizado los registros (d_c , R , Δt) y el peso del lodo dependiendo de los datos obtenidos.
- Tener precaución con los shales, los cuales pueden provocar arrastre, o hacer que le hueco sea más estrecho y embolamiento (balling) del pozo a partir de los 1200 pies de profundidad, entonces el peso del lodo debía ser incrementado.
- Revisar constantemente los datos de gas de conexión.

Basados en la variación de la presión de poro se pueden identificar 5 zonas, tal como se muestra en la **tabla 14**.

⁹⁷ TEXAS PETROLEUM COMPANY. Programa de Perforación del Pozo Cartagena 4.

Tabla 14. Zonas de variación de la presión

	Intervalo (pies)	Descripción
Zona 1	429 – 5000	Zona de presión normal: 9 ppg. Las variaciones de presión en esta zona se asocian a breaks en la perforación o grandes porcentajes de arenisca o limolita. Se suma un gradiente de fractura de 14 ppg. La tasa de penetración cayó lentamente y el exponente dc incrementó.
Zona 2	5000 – 7800	Se encuentra la primera zona de leve presión anormal, ya que aumentó de 9 ppg a 10.2 ppg a 7800 pies y de nuevo las variaciones son asociadas a breaks en la perforación debido a arenisca, además de la presencia de entradas de gas desde 6030 pies a 6870 pies. El gradiente de fractura aumenta desde 14.3 ppg hasta 15.4 ppg. El exponente dc no incrementó de la misma manera que en la zona 1 mientras que la ROP tampoco disminuyó significativamente.
Zona 3	7800 – 8290	Aumento de la presión desde 10.2 ppg hasta 11.1 ppg a 8290 pies, mientras el gradiente de fractura aumenta de 15.4 ppg hasta 15.6 ppg. El aumento en la presión se correlaciona con una caída en el dc y un aumento en la ROP.
Zona 4	8290 – 9240	La presión cae a 9 ppg al inicio de la zona debido a que la formación es más consolidada pero luego aumenta hasta 10.3 ppg a 9240 pies y se observa un valor máximo de 11.4 ppg a 8300 pies. El gradiente de fractura aumenta desde 15.6 ppg a

		8290 pies hasta 15.8 ppg a 9240 pies. La consolidación de la formación provocó una ROP baja y un dramático aumento en el dc.
Zona 5	9249 – 11140	La presión de poro anormal empieza a aumentar hasta 11.9 ppg y a 10700 pies se registra la presión de poro más alta siendo de 11.95 ppg. El gradiente de fractura incrementa sostenidamente a 16.3 ppg al final del pozo. El exponente dc cayó y la ROP incrementó suavemente.

Tomado de: CORE LABORATORIES (COLOMBIA) LTDA, 15 de septiembre de 1980, Reporte Final del Pozo Cartagena # 4, ECOPETROL DEX, centro de documentación.

6.3.11. Pozo Arazá 1

El pozo Arazá 1 fue perforado en septiembre de 2007 por la compañía Petrobras, está ubicado en la cuenca Colombia Offshore, en el bloque Tayrona. Es el primer pozo que se perfora en aguas profundas en Colombia, en una columna de agua de 1755 pies (aproximadamente 535 metros) y se alcanzó una profundidad total de 14415 pies a partir del lecho marino. La perforación se llevó a cabo en 5 fases, primero un casing conductor de 36” a 2044 pies; luego un casing de superficie de 22” a 2763 pies; un drilling liner de 18” a 4066 pies; un casing intermedio de 13 3/8” a 5225 pies y por último el casing de producción de 9 5/8” a 8235 pies¹⁶.

En la planificación del pozo se pronosticó la presencia de eventos de falla que podrían poner en riesgo las operaciones, los cuales debido a un buen diseño del plan, finalmente no se presentaron¹⁶.

El pozo fue perforado sin pérdida de circulación, gracias a que se implementó la técnica de perforación no convencional MPD, con la variante del método de presión de fondo constante (CBHP). Además fue el primer pozo en Suramérica en el que se implementó el sistema OverDrive top Drive de Weatherford para la

corrida de tuberías de revestimiento, con lo que se optimizó el tiempo de la corrida y la seguridad⁹⁸. En la **tabla 15**, se observa el comportamiento de la presión de poro en el pozo Arazá 1.

Tabla 15. Comportamiento de la presión de poro en el pozo Arazá 1

TVD (metros)	Máxima PP esperada en hueco abierto (ppg)	Mayor restricción de la PP en hueco abierto* (ppg)	ECD a la presión anular mientras se perfora (ppg)	Peso del lodo en superficie (ppg)
2050	8.90	8.86	9.0	8.60
2794	8.90	8.86		8.60
4100		9.25	10.35	9.9+
5258	10.1 – 11.28	10.50	11.25	11.0
6759	12.50	11.2-11.0	12.47	11.70
7534	12.50	11.5-11.7	12.6	11.90
8270	11.93-13.2	12.10		12.50
8279	11.93-13.2	12.50		12.70
8289	14.2-13.0			12.7
9355	14.2-13.0	12.7	14.22	13.2
9666	14.2-13.0	13.0		13.2
9698	14.2-13.13.6	13.0	14.30	13.4
10110	14.2-13.13.6	13.10	14.14	13.4

⁹⁸ WEATHERFORD. 2009. Resultados Reales, La Herramienta Modular TorkDrive™ 500 Permite al Cliente Correr Sartas de Tubería de Revestimiento de Manera Más Rápida y Segura.

* Basado en el sensor de profundidad

10426	14.2-13.13.6	13.40	14.37	13.4
10694	14.2-13.13.6	13.50		13.4
13390	14.2-13.13.6	13.4-13.5	14.30	13.4

Tomada y modificada de: SCHLUMBERGER. Daily PERForm Report.

6.4. ANÁLISIS DE LOS PROBLEMA EN LOS POZOS Y ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN

Como se mencionó anteriormente, muchos de los pozos que fueron perforados en la costa caribe hace aproximadamente 40 años, presentaron algunos problemas que están fuertemente relacionados con el manejo de la presión; por ejemplo, el encuentro de zonas sobrepresionadas que provocaron desbalance en el pozo y posteriormente el influjo de fluidos desde la formación, pérdida de circulación y pega de tubria.

Haciendo un análisis de los problemas en los pozos, los que evidenciaron mayores inconvenientes relacionados con la presión fueron: Cartagena 1, Fuerte 1, San Diego 1, San José 1, Jarara 1, Cartagena 3 y Cartagena 4, tal como se puede apreciar en la **tabla 16**, donde se especifican cada uno de ellos y los posibles métodos de control.

Tabla 16. Problemas asociados a la presión de los pozos en la costa Caribe Colombiana y métodos de control propuestos

Pozo	Problema	Método propuesto
Cartagena 1	Zonas de presión anormal e influjo.	Presión de fondo constante (CBHP)
	Presión de poro anormal, Shallow	Presión de fondo

Fuerte 1	gas, hinchamiento de las arcillas, influjo, fractura de la formación	constante (CBHP)
San Diego 1	Zonas de sobrepresión, influjos, hinchamiento de las arcillas.	Gradiente Dual (DG) combinado con CBHP
San José 1	Zonas de sobrepresión, hinchamiento de las arcillas.	Gradiente Dual
Jarara 1	Presión de poro anormal e influjo.	Presión de fondo constante (CBHP)
Cartagena 3	Pega de tubería y pérdida de circulación.	Reducción de la Densidad Equivalente de Circulación (ECD)
Cartagena 4	Presión de poro anormal, pérdida de circulación.	Presión de fondo constante (CBHP)

Fuente: El Autor

El programa de perforación de estos pozos se basó en el estudio del perfil de presión de pozos vecinos ya perforados (pozos de correlación) y en las gráficas de los exponentes de perforación (N_c y D_c) que se realizaron a partir de registros, pero en la mayoría de los casos el comportamiento real de la presión no siguió la misma tendencia, por lo que el programa de perforación tuvo que ser modificado para mitigar los problemas que se presentaron mientras se perforaba. Para obtener un perfil de presión que fuera más confiable pudo haberse utilizado las herramientas de medición de la presión en tiempo real (con las que no se contaba en la época), por ejemplo PWD, herramienta con la que es posible observar los cambios en el perfil de presión en el fondo del pozo, los cuales están en función del fluido de perforación, con este estudio de la presión es posible identificar las formaciones inestables y sobrepresionadas, tendencias a pérdidas de circulación e influjos; además de ofrecer un monitoreo en la limpieza del hueco. El uso de esta

herramienta hubiera permitido la eficiencia en el manejo de los inconvenientes en la perforación en todos los pozos mencionados anteriormente especialmente para el pozo San José 1, donde se requería de un mayor control en la limpieza del hueco y el pozo Cartagena 4 que se aconsejó mantener un perfil de presión actualizado.

En la actualidad existen además, nuevas tecnologías y técnicas de perforación que pueden ofrecer un mejor control de la presión durante la perforación, pero para la época en que se perforaron los pozos mencionados no se contaba aun con este tipo de ayudas. Solo hasta la década de los 70's se empezó a desarrollar una nueva técnica de perforación que controlara con mayor precisión el perfil de presión anular en todo el pozo, conocida como técnica MPD (managed pressure drilling). MPD es una técnica de control primario de la presión que se basa en un sistema de circulación cerrado y con un fluido presurizable; pero, fue hasta el año 2003 que se empezó a considerar la aplicación de esta tecnología para la perforación costa afuera⁴⁸; y hasta el año 2007 se utilizó en Colombia para la perforación del primer pozo en aguas profundas, Arazá 1.

Con la aplicación de la técnica MPD es posible reducir y en algunos casos evitar los riesgos asociados a la perforación, además de optimizar el desarrollo de la misma para minimizar al máximo el tiempo no productivo (NPT) como consecuencia de la pérdida de circulación, pega de tubería, inestabilidad del pozo e incidentes en el control del pozo.

Con el paso del tiempo, para dar mayor solución a estos problemas se desarrollaron variaciones de la técnica MPD (CBHP, MCD, DGD) con el fin de hacer que el proceso de perforación fuera cada vez más seguro y eficiente en la reducción de los costos asociados a esta actividad.

Analizando las características y problemas que se presentaron en los pozos se puede proponer un método, que si se hubiera aplicado a los mismos, el desarrollo de la perforación habría sido más eficiente. Por ejemplo el método CBHP ofrece la

posibilidad de mantener un perfil de presión más constante lo que podría haberse aprovechado para perforar los pozos Fuerte 1 y Jarara 1. En el caso del pozo Jarara 1 los constates aumentos de la presión de poro identificados con la entrada de gas, por el gas de conexión, provocaron el desbalance de la columna hidrostática e inlfujos en algunos intervalos, la mayor entrada de gas (1520 unidades) se evidenció al realizarse un viaje de tubería a los 4400 pies de profundidad, con la aplicación de este método, el manejo de la presión durante el viaje de tubería se habría mejorado, gracias a la contrapresión que el método permite ejercer en superficie para mantener la BHP constante al detener la circulación del lodo, de esta manera se hubiera evitado la entrada de gas.

Con respecto a lo ocurrido en el pozo Fuerte 1, el mismo método hubiera sido útil, ya que, además de presentarse zonas de presión anormal, la ventana de operación con la que se terminó el pozo tenía un margen de tan solo 0,2 ppg entre la patada y la ruptura, lo que hubiera sido posible controlar con CBHP ya que este se aplica especialmente para perforar pozos con estrechas ventanas de operación, así se hubiera podido ofrecer un equilibrio entre la presión de poro y el gradiente de fractura.

Para el pozo San Diego 1, quizás el mejor método recomendado para controlar los problemas de sobrepresión e inlfujo sería el de Gradiente Dual (DG) combinado con CBHP. En este pozo, se penetraron secciones de arcillas no consolidadas intercaladas con delgados cuerpos de arena; teniendo en cuenta lo anterior, se propone el método de DG, el cual presenta una variación que se basa en un sistema de levantamiento submarino del lodo, ésta consiste de bombas en el fondo del mar que ayudan a levantar los retornos del pozo y reducir el peso que ejerce la columna de lodo, de esta manera se podría evitar una posible fractura de la formación mientras se perfora. Por otro lado fue necesario controlar varias patadas, como la que se dio a 5814 pies de profundidad al apagarse una bomba y donde la presión aumentó a 13,8 ppg mientras el peso del lodo se mantuvo en 13,2 ppg, para evitar esta situación el método CBHP sería el indicado por las

razones que fueron mencionadas anteriormente. Una ventaja adicional de la aplicación de esta combinación es la reducción del número de sartas de revestimiento empleadas, ideal para este pozo en el que fue necesario sentar más sartas de las planeadas.

En el pozo San José 1 se evidencio una presión de fractura baja a causa de la profundidad, para un control de la misma, pudo haberse aplicado el método de gradiente dual, aunque es recomendado para ambientes de aguas profundas, puede ser aplicado también para aguas someras; gracias a la mejora del sistema de levantamiento se podría evitar la fractura de la formación a la que está expuesto este pozo.

El pozo Cartagena 3 presento serios problemas de pega de tubería y otras herramientas como de toma de registros y de pesca, además de una perdida de circulación del 100%, teniendo en cuenta estos problemas el método mas apropiado podría ser la Reducción de la Densidad Equivalente de Circulación (ECD), dado que permite controlar la BHP y por lo tanto el perfil de presión y presenta la ventaja de reducir la pérdida circulación y la pega de tubería, eventos que se evidenciaron en la perforación de este pozo.

El pozo Cartagena 4 pudo haber sido perforado con el método CBHP, debido a que presentó incrementos y reducciones de la presión en diferentes intervalos, además de que se predijo la presencia de zonas de presión anormal y arenas gasíferas, de esta manera con la presión de fondo constante podría ofrecerse un mayor control.

Este método también pudo haberse implementado para el pozo Cartagena 1 y así haber evitado el influjo que se presentó a 1175 pies y provocó fuertes daños en la formación causando que la base temporal colocada bajara 35 pies de la profundidad original.

Otra forma que podría implementarse para reducir los inconvenientes en la perforación de pozos costa afuera (enorme peso y espacio del riser, gran volumen de lodo en el mismo, largos tiempos de viaje y numerosas sartas de casing debido al estrecho margen entre la presión de poro y de fractura) y el manejo de la inestabilidad del tope del hueco (top hole) podría ser la implementación de la perforación sin riser. Por ejemplo, se han propuesto sistemas que consisten en una combinación entre técnicas MPD y perforación sin riser.

En la **tabla 16**, se puede observar en resumen cada uno de los pozos con los respectivos métodos propuestos.

Como se mencionó anteriormente, muchos de estos problemas se habían podido evitar contando con la tecnología apropiada y la implementación de algunos de los métodos para el adecuado control de la presión durante la perforación de pozos costa afuera. Como estos pozos ya fueron perforados el análisis presentado anteriormente para la optimización de la perforación, puede ser de utilidad para tener en cuenta en futuras operaciones de exploración en la costa Caribe Colombiana.

7. CONCLUSIONES

Se realizó una extensa revisión bibliográfica que permitió identificar los principales riesgos asociados al manejo de la presión, los cuales afectan en gran medida las operaciones de perforación costa afuera, especialmente en aguas profundas debido a las condiciones extremas presentes en estos ambientes.

La revisión bibliográfica permitió definir la importancia de la aplicación de los diferentes métodos y técnicas para el control de la presión durante la perforación de pozos en aguas profundas, esta importancia se atribuye principalmente a la dificultad en el manejo de la ventana de perforación a medida que aumenta la profundidad, dado que ésta se hace más estrecha con el aumento de la misma y los métodos de perforación convencional no resultan ser tan eficientes.

Al perforar pozos costa afuera es imprescindible tener un buen conocimiento del control del pozo con el fin de evitar o manejar situaciones de riesgo que se salgan de las manos y causen daños ambientales, pérdidas humanas, de infraestructura y económicas.

Se elaboró una base de datos con los problemas de presión que se presentaron durante la perforación de pozos costa afuera en el caribe colombiano, que posteriormente permitió identificar el mejor método de perforación que pudo haber sido utilizado para evitarlos e incluso prevenirlos. Este análisis puede ser de gran utilidad para futuras perforaciones, a la hora de definir el plan de perforación y decidir cuál de los métodos de control sería apropiado utilizar.

8. RECOMENDACIONES

Se recomienda realizar una investigación mucho más profunda sobre las nuevas variaciones de los métodos MPD dado que en este proyecto sólo se mencionaron y no se entró en detalle en ellas, debido a que algunas aún no han sido probadas en campo.

Se recomienda hacer un estudio más detallado de los riesgos en la perforación, que deben enfrentar las compañías que realicen operaciones de exploración en la Costa Caribe Colombiana, especialmente en el bloque Tayrona ya que este es actualmente un buen prospecto para la perforación de pozos en aguas profundas.

Se recomienda hacer una revisión similar de los problemas que se pueden presentar al perforar pozos en la Costa Pacífica con el fin de identificar que métodos pueden ser aplicado para el control de la presión en futuras perforaciones ya que esta región ha sido poco explorada y desarrollada en materia de recursos hidrocarburos.

Se recomienda ampliar la revisión de las normas API sobre las modificaciones que se realizaron a los equipos y métodos de control después del accidente de la plataforma Deepwater Horizon en el Golfo de México.

BIBLIOGRAFÍA

ABERDEEN DRILLING SCHOOL & WELL CRONTROL TRAINING CENTRE.
Well Control for the Rig-Site Drilling Team., Training Manual., 2002.

ADAMS N. J. and KUHLMAN. L-G. 1990. Case History Analyses of Shallow Gas Blowouts. IADC/SPE 19917.

Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP), agosto de 2011, Brazil's Safety Regulatory Framework *Arrangements & Challenges*
AGUAYO Joaquín E, TRÁPAGA Roberto, 1996, Geodinámica de México y Minerales del Mar. Internet: (<http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx>).

ALBARD. P, BELL. C, COOK. D, FORNASIER. I, POYET. J-P, SHARMA. S, FIELDING. K, LAWTON.L, HAINES, G, HERKOMMER. M, McCARTHY. K, RADAKIVIC. M, UMAR. L, El Rol en Expansión de los Registros de Lodo, 2012.

ALFORD J., GOOBIE R., SAYERS C., TOLLEFSEN E., COOKE J., HAWTHORN A., RASMUS J., THOMAS R., 2006, Un Método de Perforación Acertado, Oilfield Review.

ALME A. Inge, WINGATE Kyle, 2011, Safety Case for Gulf of Mexico - What Would It Mean? A Global Case Study of the Application of a Safety Case Regime, OTC 21842.

ANH, 22 de agosto de 2012, Mapa de Tierras 2012. Internet: (<http://www.anh.gov.co>)

ANH, 22 de agosto de 2012, mapa de tierras 2012. Internet: (<http://www.anh.gov.co>).

ANH, Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal, 2007.

ANH, Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal, 2007.

ARAGAO A.F.L, TEIXEIRA. G.T, MARTINS. A.L, GANDELMAN. R.A, WALDMANN. A.T.A, MARI A.D, REZENDE. M.S.C, 2009, A Comprehensive Methodology to avoid and Remediate Drilling Problems by Real Time PWD Data Interpretation.SPE 124116.

BADRI M. A., SAYERS C., HUSSEIN R. A., GRAZIANO A., 2001, Pore Pressure Prediction Data Using Velocities and Log Data in the Offshore Nile Delta, Egypt, SPE 68195.

BALL Aaron, GALHARDO Paula, 1 de mayo de 2011, Predicting Brazil's Presalt Wealth. Internet: (<http://www.epmag.com>).

BANSAL. R.K, BRUNNERT. D, TODD. R, BERN. P.A, BAKER. R.V, and RICHARD. C, 2007. Demonstrating Managed-Pressure Drilling With the ECD Reduction Tool. SPE/IADC 105599.

BARBOSA Fabio. (2008). Situación Actual de Pemex en las Aguas Profundas del Golfo de México. Revistas Unam, vol 5, N° 015. Internet: (<http://www.revistas.unam.mx>).

BERN. P. A, ARMAGOST. W.K, and BANSAL. R. K, 2004. Managed Pressure Drilling with the ECD Reduction Tool. SPE 89737.

BERN. P. A, HOSIE. Dave, BANSAL. R. K, STEWART. Donald, LEE Bradley, 2003. A New Downhole Tool for ECD Reduction. SPE/IADC 79821.

BOEMRE, Notices to Lessees and Operators. Internet: (http://www.gomr.boemre.gov/homepg/regulate/regs/ntls/ntl_1st.html).

BOWERS. Glenn, 20 de mayo de 1999, Estado del Arte en la Estimación de la Presión de Poro, traducción elaborada por el Instituto Mexicano del Petróleo.

BRIDGES. James. W, 2003. Summary of Results from a Joint Industry to Develop an Improved Methodology for Prediction of Geopressures for Drilling in Deep Water. SPE/IADC 79845.

C. P. Baker. Internet: (http://home.versatel.nl/the_sims/rig/cpbaker.htm).

CAÑAMERO. T. Francisco, Análisis de Estructuras Offshore sometidas a la Acción del Oleaje mediante ANSYS, proyecto fin de carrera, 2009, Escuela Técnica Superior de Ingenieros, Universidad de Sevilla.

CÁRDENAS. Jennifer, Diciembre 2005, Azul Profundo, Carta petrolera No. 113 página 6. Internet: (http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera0206/pag3.htm).

CARTER. G, BLAND. B, PINCKARD. M, 2005, Riserless Drilling—Applications of an Innovative Drilling Method and Tools. OTC 17673.

CHAKRABARTI. Subrata. K, Handbook Of Offshore Engineering. Volume II. 2005.

CHAMBRIARD Magda, 2011, Brazil Energy & Power VIII, Agencia nacional de petroleo, gas natural y biocombustibles (ANP)

CHEVRON, Dual Gradient Drilling: Has Its Time Finally Come?., 2009.

CHEVRON, Manual de Perforación de Barcos Flotantes., Volumen 10., 2002.

CHRISTMAN. Stan. A, 1973, Offshore Fracture Gradients, SPE 4133.

CITCO COLOMBIA PETROLEUM CORP. Fuerte No.1 Final Well Report, 1979.

COLLINS. Blaine E, 25 de mayo de 2011, Brazils Regulatory and Safety Evolution. Internet: (<http://www.dnv.com>).

Comisión Europea –Comunicado de prensa, (Octubre 17 de 2011), Energía: la Comisión establece nuevas normas de seguridad para las operaciones de extracción de petróleo y gas en alta mar. Internet: (<http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/11/1260&format=HTML&aged=0&language=ES&guiLanguage=en>).

CORE LABORATORIES (COLOMBIA) LTDA, 15 de septiembre de 1980, Reporte Final del Pozo Cartagena # 4, ECOPETROL DEX, centro de documentación.

CRAIG Rubens. (23 de diciembre de 2007). GE's Not Very Green Vessel. Internet: (<http://gigaom.com>).

CUVILLIER. G, EDWARDS. S, JOHNSON. G, PLUMB. D, SAYERS. C, DENYER. G, MENDONCA. José E, THEUVENY. B, VISE. C, 2000, Soluciones para los Problemas de la Construcción de Pozos en Aguas Profundas, Oilfield Review.

Deep Water Horizon Accident Investigation Report, 8 de septiembre de 2010, British Petroleum (BP). Internet: (<http://www.bp.com>).

Departamento Administrativo de la Función Pública, 27 de septiembre de 2011, Decreto 3570. Internet: (http://www.minambiente.gov.co/documentos/normativa/ambiente/decreto/dec_3570_270911.pdf).

DEPARTAMENTO DEL INTERIOR (DOI), 27 de mayo de 2010, Increased Safety Measures for Energy Development on the Outer Continental Shelf

DIGIGLIA J. Mike, febrero 16 de 2012, BSEE Enforcement of SEMS Regulations, Internet: (<http://www.planoweb.org>).

DIX, C.H. "Seismic velocities from surface measurements," Geophysics (1955) 20, 68-86.

DOWELL. David. and SMITH. Terri, A Deepwater Break through: The Launch Window for Dual Gradient Drilling Technology, 2010.

DUGAS. David R, (4 de enero de 2012), SEMS II – Changing the Culture Offshore?. Internet: (<http://www.corporatecomplianceinsights.com>).

DUPRE Robin, (Diciembre 5 de 2011), Post-Macondo Regulations Change the O&G Industry. Internet: (<http://www.rigzone.com>).

DURÁN. Eduardo y KAINZ. Alfredo., Sistema MPD o Cómo Mantener el Pozo Bajo Control sin Fracturar las Formaciones Durante la Perforación, 2011.

Ekofisk Bravo, Internet: (http://home.versatel.nl/the_sims/rig/ekofiskb.htm).

Enchova Central, Internet: (http://home.versatel.nl/the_sims/rig/enchova.htm).

ESPINOSA. Ricardo., Sistemas de Control Secundarios., 2011.

Europa- Síntesis de la legislación de la UE., Convenio OSPAR. Internet: (http://europa.eu/legislation_summaries/environment/water_protection_management/l28061_es.htm).

FALCAO. José. L, Uncertainties in the Pore Pressure Evaluation in Deepwater: a Statical Approach, 2002.

FAN ., SHI W, ZHANG P, LU H, ZHANG N, WORK S, AL-SAIARI H, KAN A, TOMSON M. B, 2012, Ultrahigh-Temperature/Ultrahigh-Pressure Scale Control for Deepwater Oil and Gas Production, SPE 141349.

G. Li, D. Allison, M. Bai, 2011, Anomalous Pore Pressure and its Relation with In-Situ Stress Regime in Deepwater Play., SPE 145686.

GALA. Deepak. M, and TORALDE. Julma. S, Managed Pressure Drilling 101: Moving Beyond “It’s Always Been Done That Way”., 2011.

GARLAND. Emmanuel.,2011., Environmental Regulations in the North Sea: What the Future Will Be?., SPE-145631.

GERWICK. Ben Jr, Construction of Marine and Offshore Structures, Tercera Edición, 2007.

Global Oil Insight., 2010., The Gulf of Mexico well blowout & future world oil supplies., Internet: (<http://www.cges.co.uk/resources/articles/2010/07/29/the-gulf-of-mexico-well-blowout-future-world-oil-supplies>).

GREENWOOD. Jeremy. A, ABDALLAH. Mohamed, 2007., Integration of the Pore Pressure/Fracture Gradient Prediction Method and Real Time Annulus Pressure Measurements Optimizes Drilling in Deltaic Environments, SPE 109219.

HANNEGAN. Don M, 2003, Offshore Applications of Underbalanced Drilling Technology-Well Control Considerations When Applied to Overbalanced Drilling, OTC 15058.

HARNPATTANAPANICH Thanu, y LUDDAKUL Anchalee, Seismic Hazard of the Khorat Plateau: Preliminary Review, Conferencia Internacional de Geología, Geotecnia y Fuentes Minerales de Indochina (GEOINDO), 2011.

HIRSCHFELDT Marcelo, IGLESIAS Silvana, 2008, El offshore en el Mundo: Aspectos Técnicos y Estadísticas de la Industria. Internet: (<http://www.oilproduction.net>).

HOLAND. Per, Offshore Blowouts: Causes and Control,1997.

http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Deepwater_Horizon_offshore_drilling_unit_on_fire_2010.jpg?uselang=es#filehistory

http://home.versatel.nl/the_sims/rig/ekofiskb.htm.

http://home.versatel.nl/the_sims/rig/ixtoc1.htm.

<http://industriapetrolera.blogspot.com/2010/05/deepwater-horizon-era-una-torre.html>.

<http://recursos.cnice.mec.es/biosfera/alumno/1bachillerato/estrucinternatierra/contenido2.html>.

<http://www.co2remove.eu/Sections.aspx?section=419.424.466>.

<http://www.digiglia.com/links/semsii.asp>.

<http://www.flickr.com/photos/mrtopf/4698998375/>

<http://www.lacomunidadpetrolera.com/wpcontent/uploads/2011/02/ramirez3.jpg>.

<http://www.sapwellsglobal.com/main/en/?modulo=../productos/ChokeManifold>.

<http://www.thenigeriabusiness.com/column22.html>.

HUTIN. R., TENNENT. R.W., KASHIKAR. S.V., 2001., New Mud Pulse Telemetry Techniques for Deepwater Applications and Improved Real-Time Data Capabilities, SPE 67762.

IADC., Deepwater Well Control Guidelines., 2002.

Instituto Americano del Petróleo, API, Manual de Fluidos de Perforación, Procedimiento Estándar para las Pruebas de Fluidos de Perforación, 2001.

INTERNATIONAL ASSOCIATION OF DRILLING CONTRACTORS (IADC), 27 de enero de 2012, Draft policy letter regarding “Dynamically Positioned Mobile Offshore Drilling Unit (MODU) Critical Systems, Personnel and Training.

International Association of Oil & Gas Producers (OGP) Global Industry Response Group recommendations, mayo 2011. Internet: (<http://www.ogp.org.uk/pubs/463.pdf>).

INTEROFFICE MEMORANDUM, febrero 23 de 1979, Evaluación Final del Pozo Cartagena 3.

Interpretation & Modeling- Synthetic, Internet:
(<http://www.pdgm.com/solutions/Interpretation-Modeling/Seismic-Interpretation/Synthetics.aspx>).

Ixtoc I, Internet: (http://es.wikipedia.org/wiki/Ixtoc_I).

Ixtoc I, Internet: (http://home.versatel.nl/the_sims/rig/ixtoc1.htm).

JABLONSKI S, PEDROSA L, 2011, The Construction of the Brazilian National Contingency Plan. Historical Setbacks and Proposals to Integrate Relevant Stakeholders, OTC 22492.

JUDD. A.G,2001, Pockmarks in the UK Sector of the North Sea, Technical Report, Internet: (http://www.offshore-sea.org.uk/consultations/SEA_2/TR_SEA2_Pockmarks_Dist.pdf).

KOZICZ. John, Trasnocean's Deepwater Frontier: First Floater to Use Concentric Riser and MPD., 2008

KVALSTAD,T.J, NADIM. F, HARBITZ,C.B, 2001, Deepwater Geohazards: Geotechnical Concerns and Solutions, OTC 12958.

KVALSTAD. T. J, NGI, 2007, What is the Current "Best Practice" in Offshore Geohazard Investigations? A State-of-the-Art Review. OTC 18545.

L. LEFFLER. William. PATTAROZZ. Richard. y STERLING. Bordon, Deepwater Petroleum Exploration & Production A Nontechnical Guide., 2003.

LASOOUED. Chaden., DOWLA. Najmud., WENDT. Brett., 2002., Deepwater Improvements Using Real Time Formation Evaluation., SPE 74397.

Ley 56 de 1987, Internet:
(ftp://ftp.camara.gov.co/camara/basedoc/ley/1987/ley_0056_1987.html).

LINDØE Preben H., BARAM Michael, PATERSON John, junio 25-29 2012, Robust Offshore Risk Regulation – an assessment of US, UK and Norwegian approaches, paper presentado a ESP.

LOPEZ. M. Fredy, Identificación, Evaluación y Manejo de Riesgos Geológicos Someros para la Perforación Costa Afuera. (Geohazards y Shallow Hazards), Tesis de grado, 2012.

M.Z. Yusifov, and P.D. Rabinowitz, 2003, Seismic Interpretation and Classification of Mud Volcanoes of the South Caspian Basin, Offshore Azerbaijan, OTC 15120.

MALLOY. Kenneth., Managed pressure drilling— What is it anyway?., 2007

MANCILLA. CASTILLO. J, MENDEZ. HERNÁNDEZ. E, SANTANA FERNÁNDEZ. J, 2003, Geopressure Evaluation from seismic data and its application for exploratory wells in Mexico. OTC 15250.

Marco Normativo Ambiental en los Países de la CIER 2011 Sector Eléctrico – CIER, Colombia. Internet: (<https://sites.google.com/site/marconormativoambiental/colombia>).

Maritime and Coastguard Agency, MCA., 21 de septiembre de 201, Exercise Sula Report Published. Internet: (<http://www.decc.gov.uk>).

MARZO. Mariano. (10 de octubre de 2004). Oro Negro en Aguas Profundas. Diario el País. Internet: (<http://elpais.com/diario>).

MATEUS. Lina, y ESPINOZA. Carlos, Identificación de Potenciales Problemas Operacionales y Alternativas de Control Durante la Perforación de Pozos Costa Afuera en el Mar Caribe Colombiano ,Trabajo de grado, 2010.

MATHER. Angus, Offshore Engineering: An Introduction, Second Edition.,2000.

MAY Greg, MACKAY Malcolm, 2012, 2 years post-Macondo – how has the legal and regulatory landscape changed?

MCANDREWS Kristine L., 2011, Consequences of Macondo: A Summary of Recently Proposed and Enacted Changes to U.S. Offshore Drilling Safety and Environmental Regulation, SPE 143718-PP

MILITO. Erik, Septiembre de 2011, Post-Macondo HSE and Social Responsibility Regulatory Developments, American Petroleum Institute.

MILLS. SCHWIND William P, GALEB PORTO Nara, 2012, After Macondo: How has Brazil Reacted to the Largest Accidental Marine Oil Spill in History, IBP 1253_12.

Minerals Management Service (MMS), “Deepwater Gulf of Mexico: American’s Expanding Frontier”. Internet: (<http://www.gomr.mms.gov>).

Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, 1 de junio de 2011, Resolución 1315. Internet: (http://www.minambiente.gov.co/documentos/normativa/gaceta_ambiental/2011/res_1315_010711.pdf).

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS, Internet: (<http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/Balance%20de%20Gas%20por%20Campo%20%40%20Diciembre%20de%202011.pdf>).

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. División de Petróleos- Conservación y Reservas. Informe de Terminación Oficial, Jarara 1.

MIR. RAJABI. M, NERGAARD- A., HOLE. O, VESTAVIK. O.M, 2009, A New Riserless Method Enable Us to Apply Managed Pressure Drilling Environment., SPE/IADC 125556.

Mobil Oil Company de Colombia. Final Report Well San José 1.1980.

Mobil Oil Company de Colombia. Final Well Report. Jarara 1.

NADIM. F, and KVALSTAD,T.J, RiskAssessment and Management for Offshore Geohazards., 2007.

NADIM. F, Challenges to Geo-scientists in Risk Assessment for Submarine Slides.Norwegian Journal of Geology,Vol. 86, pp. 351-362. Trondheim 2006.

NATIONAL RESEARCH COUNCIL (U. S.), 2012, Macondo Well Deepwater Horizon Blowout: Lessons for Improving Offshore Drilling Safety

NEWTON. Robert. S, CUNNINGHAM. Richard. C, and SCHUBERT Carl. E, 1980, Mud Volcanoes and Pockmarks: Seafloor Engineering Hazards or Geological Curiosities?., OTC 3729.

NIEDORODA. Alan, REED. Christopher, HATCHETT. Lyle, JEANJEAN. Philippe, DRIVER. David, BRIAUD. Jean-Louis, and BRYANT. William, 2003, BottomCurrents, Deep Sea Furrows, ErosionRates, and DatingSlopeFailure-InducedDebrisFlowsalongtheSigsbeeEscarpment in theDeepGulf of Mexico, OTC 15199.

OFFSHIRE TECHNOLOGY.COM, 2010. Internet: (<http://www.offshore-technology.com/features/feature84417/>).

Offshore y Offshore Engineer, sección “Quick starts guide”.

ONLINE NIGERIA, 2010, Deadly Oil Industry Accidents In The United States, Internet: (<http://nm.onlinenigeria.com/templates/?a=14905>).

ONYEUKWU. Humphrey, (25 de Mayo de 2010). The Deepwater Horizon Spillage and Lessons in Liability Claims for Nigeria, Internet: (<http://www.thenigeriabusiness.com/column22.html>).

P.B. Flemings, J.H. Behrmann, C.M. John, and the Expedition 308 Scientists, Proceedings of the Integrated Ocean Drilling Program, Volume 308, Mexico, 2006.

Peak oil, peak copper, peak iron, peak everything, 2011, Internet: (<http://crashoil.blogspot.com/2011/05/peak-oil-peak-copper-peak-iron-peak.html>).

Perforación en aguas profundas. El triangulo de oro. Internet: (<http://blog-petrolero.blogspot.com/2010/07/perforacion-en-aguas-profundas-el.html>).

PROBERT. T, BRYAN. R, RONEN.S, ENGELMARK. F, AKENTEVIA. E, BROWNG. G, ROUSON. C, BAKHSHIEVE. F, KAWAI. N, and NAZAROV.A, Mud Volcanoes and Shear-Wave Imaging- and Example 4C Test Line in the Caspian Sea, 2001.

RIVERA. Néstor, MESA. Néstor, KIM. Jeoung, CLARK. Peter, GARBER. Raymond, FAJARDO, Andrés. y PEÑA. Victoria, 2007, Static and Dynamic Uncertainty Management for Probabilistic Production Forecast in Chucupa Field, Colombia, SPE 100526.

ROBERT. C, 2011, Offshore Accidents, Regulations and Industry Standars., SPE 144011.

ROCHA. Luiz Alberto, JUNQUEIRA. P, and J.L. Roque, 2003, Overcoming Deep and Ultra Deepwater Drilling Challenges, OTC 15233.

ROMERO. L, MENESES. J, RODRÍGUEZ. A, GONZÁLES.O, (2006), Sistema de Reconstrucción Tridimensional para el Análisis Dinámico de un Cuerpo: Estudio Cuantitativo del Vulcanismo de Lodo, Revista Colombiana de Física, Vol. 38, No. 2. Internet: (http://revcolfis.org/publicaciones/vol38_2/articulos/pdf/3802589.pdf).

RONDA COLOMBIA 2012, 28 de junio de 2012, Términos de Referencia, Adenda N° 4, Internet: (<http://www.anh.gov.co>).

S. O. Aghalino, y B. Eyinla, Oil Exploitation and Marine Pollution: Evidence from the Niger Delta, Nigeria, 2009.

S.M. Wilson, S. Edwards, P.D. Heppard, X. Li, G. Coltrin, D.K. Chester, H.L. Harrison & B.W. Coteles., 2003, Wellbore Stability Challenges in the Deep Water, Gulf of Mexico: Case History examples from the Pompano Field., SPE 84266.

SALAU. Sulaimon., (17 de Agosto de 2011). Bringing absolute safety into Nigeria's offshore oil exploration., The Guardian Nigeria, Internet: (http://www.guardiannewsngr.com/index.php?option=com_content&view=article&id=58033:-bringing-absolute-safety-into-nigerias-offshoreoilexploration&catid=94:energy-report&Itemid=592).

SANDREA. Rafael, y SANDREA. Ivan, 2010, Deepwater crude oil output: How large will the uptick be?., Oil & Gas Journal, Vo.l 108, Internet: (<http://www.ogj.com/articles/print/volume-108/issue-41/exploration-development/deepwater-crude-oil-output-how-large.html>).

SASSEN.R, ROBERTS.H, JUNG. W, LUTKEN. C, DEFREITAS. D, SWEET. S, and GUINASSO N. Jr, 2006, The Mississippi Canyon 118 Gas Hydrate Site: A Complex Natural System, OTC 18132.

SAUDI ARAMCO, Well Control Manual, 2002.

SAYERS C.M, JOHNSON G.M, DENYER G, 2000, Predrill Pore Pressure Prediction Using Seismic Data, IADC/SPE 59122.

SCHLUMBERGER, Daily PERForm Report.

SCHLUMBERGER, Well Control Manual, 1999.

OSPRAG Segundo informe provisional, abril de 2011.

Seismic interpretation, identification of shallow water flow potential, Internet:
(<http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-60/issue-1/news/general-interest/seismic-interpretation-identification-of-shallow-water-flow-potential.htm>)

Servicio Geológico Colombiano. Material educativo, conceptos básicos. Internet: (<http://seisan.ingeminas.gov.co>).

SILVA. Ricardo, Environmental Compliance in the Angola Offshore Industry, 2011.

SIMONIAN. Lane, 1998, Medio ambiente y políticas públicas en México (1970-1993), Internet:
(<http://www2.ine.gob.mx/publicaciones/gacetitas/243/simonian.html>).

SINTEF, 2009, Offshore Blowout Database, Internet:
([http://www.sintef.no/home/Technology-and-Society/Safety-Research/Projects/SINTEF-Offshore-Blowout-Database/.](http://www.sintef.no/home/Technology-and-Society/Safety-Research/Projects/SINTEF-Offshore-Blowout-Database/))

SKALLE. Pal., Pressure Control During Oil Well Drilling., 2011.

SKEELS, Brian., Subsea Systems –Where are We Now and Where are We Going?

Steelhead Platform, Internet:
(http://home.versatel.nl/the_sims/rig/steelhead.htm).

STOW. Dorrik, BRACKENRIDGE. Rachel, PATEL. Urval, y TOULMIN. Suzannah, 2012, Geohazard and OceanHazard in Deepwater: Overview and Methods of Assessment, OTC 23697.

SUTTON. Ian, Offshore Safety Management: Implementing a SEMS Program, Cap 2, 2012.

TERCAM. Erdem, Managed Pressure Drilling Techniques, Equipment & Applications, Trabajo de Grado, 2010.

TEXAS PETROLEUM COMPANY, Enero 3 de 1977, Informe de Terminación Pozo Cartagena 1, Registros de Prueba de Pozos. Ministerio de Minas y Energía, División de Hidrocarburos – Conservación y Reservas.

TEXAS PETROLEUM COMPANY, Informe de Terminación Pozo Cartagena 3, Registros de Prueba de Pozos. Ministerio de Minas y Energía, División de Hidrocarburos – Conservación y Reservas.

TEXAS PETROLEUM COMPANY, Programa de Perforación del Pozo Cartagena 4.

TEXAS PETROLEUM COMPANY, Septiembre 29 de 1977, Informe de Terminación Pozo Cartagena 2, Registros de Prueba de Pozos. Ministerio de Minas y Energía, División de Hidrocarburos – Conservación y Reservas.

TEXAS PETROLEUM COMPANY. The Final Well Report on San Diego 1.

THE BUREAU OF OCEAN ENERGY MANAGEMENT, REGULATION AND ENFORCEMENT Office of Public Affairs, hoja de datos de the Workplace Safety Rule on Safety and Environmental Management Systems (SEMS) Internet:

(<http://www.doi.gov/news/pressreleases/loader.cfm?csModule=security/getfile&PageID=45791>).

The deepwater is depths of 1000 ft or grater” Minerals Management Service (MMS), “Deepwater Gulf of Mexico: American’s Expanding Frontier”, Internet: (<http://www.gomr.mms.gov>).

TRAUGOTT. Martin, Pore Pressure and Fracture Pressure Determination in Deepwater, Deepwater Technology Supplement to World oil, Agosto 1997.

TREASURE DEPARTMENT UNITED STATES COAST GUARD, 1965, Commandant's Action on Marine Board of Investigation; Explosion, Fire, and Sinking of the Drilling Barge C.P. Baker in the Gulf of Mexico, 30 June 1964, Internet: (<http://ncsp.tamu.edu/reports/USCG/cpbaker.pdf>).

URIBE. GONZÁLES. José I, Aspectos Geotécnicos En Aguas Profundas, Trabajo de grado Instituto Politécnico Nacional México, 2004.

VARGAS C. German, CASTILLO L. Luis, AGUILERA Roberto, diciembre 2009, Open Round 2010, ANH. Internet: (<http://www.anh.gov.co>).

VELASCO. Gavino, Posibles Causas del Accidente de la Plataforma Deepwater Horizon, 2010.

VIDAL. D. Rafael, 2007, Control y Conflictos Sobre la Explotación de las Fuentes Energéticas, Internet: (http://www.belt.es/expertos/indices/fuentes_energeticas/index.asp).

WARD. Chris, CLARK. Ron, 1998, Anatomy of a Ballooning Borehole using PWD tool, presentado a el workshop "Overpressures in Petroleum Exploration"

WEATHERFORD, 2009, Resultados Reales, La Herramienta Modular TorkDrive™ 500 Permite al Cliente Correr Sartas de Tubería de Revestimiento de Manera Más Rápida y Segura.

WEATHERFORD, Managed Pressure Drilling: Dual Gradient Drilling, 2005-2010.

WEATHERFORD, Perforación con Manejo de la Presión, 2005-2010.

WEATHERFORD, Perforación con Presión Controlada (MPD): Optimización de la Economía y Seguridad de las Operaciones PMCD, 2008-2010.

WEATHERFORD, Perforación con Presión Controlada (MPD): Respuestas de Aplicaciones Presión de Fondo Constante, 2005-2010.

WELL CONTROL SCHOOL, Well Control Manual, 2002.

WESTENHAUS. Brian, 2010, Chevron has Unveiled New Ship to Perform Dual Gradient Drilling, Internet: (<http://oilprice.com/Energy/Energy-General/Chevron-has-Unveiled-New-Ship-to-Perform-Dual-Gradient-Drilling.html>).

WIKIPEDIA. Semi-submersible. Internet: (<http://en.wikipedia.org>).

WS Atkins Consultants Ltd., Risk Implications in Site Characterisation and Analysis for Offshore Engineering and Design, 2004.

www.haliburton.com.

www.slb.com/drilling.

YUSIFOV. M.Z, and RABINOWITZ. P.D, 2003, Seismic Interpretation and Classification of Mud Volcanoes of the South Caspian Basin, Offshore Azerbaijan, OTC 15120.

ZAKARI. Aras., A Potentially Devastating Offshore Geohazard –Submarine Debris Flow Impact on Pipelines, 2008.

Zona Económica Exclusiva, Internet: (http://es.wikipedia.org/wiki/Zona_econ%C3%B3mica_exclusiva).