

**IDENTIFICACIÓN DE POTENCIALES PROBLEMAS OPERACIONALES Y
ALTERNATIVAS DE CONTROL DURANTE LA PERFORACIÓN DE
POZOS COSTA FUERA EN EL MAR CARIBE COLOMBIANO**

AUTORES:

CARLOS ESPINOSA LEÓN

LINA MARCELA MATEUS FUQUEN

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2010

**IDENTIFICACIÓN DE POTENCIALES PROBLEMAS OPERACIONALES Y
ALTERNATIVAS DE CONTROL DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS
COSTA FUERA EN EL MAR CARIBE COLOMBIANO**

**CARLOS ESPINOSA LEÓN
LINA MARCELA MATEUS FUQUEN**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de:
Ingeniero de Petróleos**

**DIRECTOR(a):
ZULY HIMELDA CALDERON CARRILLO**

**CODIRECTOR:
ALEXANDER MARTINEZ RAMIREZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO QUIMICAS
BUCARAMANGA**

2010

DEDICATORIA

A Dios por permitirme culminar con éxito este gran proyecto de vida, por darme fortaleza para no desfallecer en los momentos difíciles, y por brindarme la sabiduría necesaria para hacer el bien.

A mis padres por darme la vida, por ser mi soporte en los momentos difíciles, en mis alegrías y tristezas, por apoyarme y ayudarme cuando los necesite. Por brindarme la educación necesaria para ser la persona que soy hoy día, por enseñarme a luchar por mis sueños y a seleccionar los caminos para cumplir mis metas.

A mis hermanos por entenderme en los momentos difíciles, por ser parte importante de mi vida, por compartir conmigo este triunfo.

A mi novia por ser la persona que estuvo compartiendo junto a mí los altibajos que se presentaron durante el desarrollo de este trabajo, que me aconsejó y me sirvió de soporte durante toda mi vida universitaria.

A mis amigos que estuvieron, están y estarán conmigo siempre, compartiendo mis alegrías y mis tristezas, mis triunfos y fracasos.

CARLOS ESPINOSA LEÓN

A Dios, por ser la luz que ilumino mi vida en momentos de oscuridad, por sus constantes bendiciones y por su gran amor.

A mis padres, Reinaldo y María Rita por darme la vida, por su apoyo incondicional, por sus desvelos y esfuerzos para permitirme escalar en el camino profesional, a ti mamita por ser mi mejor amiga, mi guía y mi ejemplo y sobre todo porque a través de la distancia siempre guiaron mis pasos para que los tropiezos no fueran tan fuertes.

A mis hermanos, Wilson, Nidia y Fernelly, por ser quienes me impulsaron día a día a creer que es posible realizar cada uno de los sueños propuestos en la vida, y por enseñarme que la vida no es fácil y que los errores son parte de nuestro crecimiento personal, porque nos enseñan a levantar la mirada y continuar el camino.

A mis amigos, quienes me brindaron su amistad transparente e incondicional a través de los años y que en tiempos difíciles fueron mi apoyo, además en los mejores momentos estuvieron ahí para celebrar cada alegría, cada triunfo y por ser quienes impulsaron a cumplir parte de mis sueños, a ellos los llevo en mi corazón por que fueron mi familia en la distancia.

LINA MARCELA MATEUS FUQUEN

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos al Ingeniero Alexander Martínez por ser un apoyo fundamental en el desarrollo de este proyecto, por creer en nuestro trabajo, por guiarnos y entendernos en los momentos difíciles y por su amplia colaboración.

A la Doctora Zuly Calderon por sus valiosos aportes en el desarrollo de este proyecto.

Al Grupo de Investigación Estabilidad de Pozo por brindarnos la oportunidad de contribuir en la mejora del conocimiento.

TABLA DE CONTENIDO

LISTA DE FIGURAS

LISTA DE TABLAS

INTRODUCCION.....	1
1 PERFORACIÓN COSTA FUERA	
1.1 HISTORIA	4
1.2 UNIDADES DE PERFORACIÓN OFFSHORE.....	5
1.2.1 Plataformas Fijas con Floating Drilling Tenders	7
1.2.2 Plataformas Fijas Independientes.	9
1.2.3 Plataformas Móviles de Perforación.....	11
1.3 EQUIPOS DE PERFORACIÓN.....	22
1.3.1 Equipos de Superficie	23
1.3.2 Equipos de fondo	45
2 CONDICIONES CLIMATICAS QUE AFECTAN LAS OPERACIONES DE PERFORACION COSTA FUERA.....	56
2.1 VIENTOS	56
2.1.1 Tipos de Vientos	57
2.2 OLEAJE	61
2.2.1 Causas.....	61
2.2.2 Tipos de Olas	63
2.3 MAREA	64
2.3.1 Tipos de Marea	64
2.4 CORRIENTES MARINAS	67
2.4.1 Problemas Asociados con las Corrientes Marinas	67
2.5 ICEBERGS	71
2.5.1 Clasificación de los Icebergs.....	72
2.5.2 Trayectoria de un Iceberg	73
2.5.3 Zonas de Alertas	75
2.5.4 Procedimientos Para Mitigar los Riesgos.....	76
2.6 HURACANES.....	80

2.6.1	Etapas de un Ciclón Tropical	80
2.6.2	Ciclones Tropicales.....	83
2.6.3	Huracanes en el Caribe Colombiano.....	85
3	RIESGOS GEOLOGICOS QUE AFECTAN LAS OPERACIONES DE PERFORACION COSTA FUERA.....	87
3.1	HIDRATOS DE GAS	87
3.1.1	Factores que Afectan la Formación de Hidratos de Gas.....	89
3.1.2	Condiciones de Estabilidad	92
3.1.3	Formación de Hidratos Durante la Perforación	94
3.1.4	Seguridad Durante las Operaciones	95
3.1.5	Mecanismos de Formación/Disociación de Hidratos.....	96
3.1.6	Mecanismos de Prevención y Remoción	98
3.1.7	Reservas de Hidratos en el Mar Caribe Colombiano	102
3.2	RIESGOS SOMEROS (SHALLOW HAZARDS O GEOHAZARDS)	103
3.2.1	Inestabilidad de Talud (Slope Instability).....	106
3.2.2	Avalanchas (Debris Flow)	106
3.2.3	Ventanas de Gas (Gas Vents)	117
3.2.4	Volcanes de Lodo	121
3.2.5	Anomalías de Sobrepresión	122
3.2.6	Terremotos.....	123
3.2.7	Flujo de Agua Somera (Shallow Water Flow).....	124
3.2.8	Flujo de Gas Somero (Shallow Gas Flow)	135
3.2.9	Efectos del Flujo de Fluidos desde Pozo	136
3.2.10	Posibles Soluciones	137
3.2.11	Matar Un Pozo	138
3.3	ESTABILIDAD DEL HUECO DURANTE LA PEFORACIÓN.....	140
3.3.1	Presión de Sobrecarga.....	146
3.3.2	Gradiente de Presión.	146
3.3.3	Presión de Poro.	148
3.3.4	Presión de Fractura.....	150
3.3.5	Esfuerzos Actuando en el Pozo.	151
3.3.6	Eventos de Falla.	153
3.3.7	Ventana de Lodo.....	155
3.3.8	Perforación en Aguas Profundas.	156
4	DOMOS SALINOS	159
4.1	EVAPORITAS	159
4.2	DIAPIRISMO (DIAPIRISM)	161
4.3	DIAPIRO (DIAPIR)	162
4.4	GEOMETRIA DEL DOMO SALINO.....	163

4.5	GEOMECANICA DE LA SAL	163
4.6	DOMOS NO SALINOS.....	166
4.7	IMPORTANCIA EN EL ENTRAMPAMIENTO DE LOS HIDROCARBUROS	167
4.8	LOCALIZACIÓN DE LOS DOMOS DE SAL.....	169
4.9	DESCRIPCION DEL YACIMIENTO	170
4.9.1	Incertidumbre en la Geometría del Domo	170
4.9.2	Formaciones con Poco Espesor y Gran Profundidad.....	172
4.9.3	Fallas y Fracturas.....	172
4.9.4	Tipo de Trampas.....	174
4.9.5	Bajo Recobro de Corazones	174
4.10	PROBLEMAS OPERACIONALES	174
4.10.1	Perforación del Tope del Domo Salino:.....	175
4.10.2	Escurrimiento:	175
4.10.3	Lixiviación de la Sal:.....	176
4.10.4	Disolución de la Sal:.....	177
4.10.5	Pegue de Tubería:.....	177
4.10.6	Angulo de Salida del Pozo:	178
4.10.7	Fallas y Fracturas:.....	178
4.10.8	Pérdidas de Circulación:	179
4.10.9	Zona de Roca Fragmentada:	179
4.10.10	Alquitrán Activo:	179
4.10.11	Heterogeneidad del Yacimiento:	180
4.10.12	Espesor de las Formaciones:.....	180
4.10.13	Inestabilidad del Pozo:	182
4.11	FILOSOFIAS DE PERFORACION.....	182
4.11.1	Perforación a Través del Domo Salino.....	183
4.11.2	Perforación a un Costado del Domo Salino	184
4.12	AUMENTO EN LOS COSTOS DE PERFORACION.....	184
4.13	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS A LA VANGUARDIA.....	185
4.13.1	Perfiles Sísmicos de Pozo:.....	185
4.13.2	Brocas PDC:	186
4.13.3	Sistemas Rotativos Direccionales RSS:.....	187
4.13.4	Ensanchador del Pozo:	187
4.14	LEVANTAMIENTOS SISMICOS.....	188
4.15	PRESTACK DEPTH MIGRATION.....	191

4.16	FULL TENSOR GRADIOMETRY (FTG)	194
4.17	WAVE EQUATION.....	200
5	BASE DE DATOS CON LOS CASOS HISTORICOS DE PROBLEMAS OPERACIONALES DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS COSTA FUERA A NIVEL MUNDIAL	203
5.1	BASE DE DATOS	207
5.1.1	Condiciones Climáticas.....	208
5.1.2	Riesgos Geológicos	214
6	MAR CARIBE COLOMBIANO.....	224
6.1	GEOLOGÍA DEL MAR CARIBE COLOMBIANO.....	225
6.2	CUENCAS SEDIMENTARIAS COSTA FUERA EN EL CARIBE COLOMBIANO.....	231
6.2.1	Cuenca De La Guajira.....	231
6.2.2	Cuenca Los Cayos.....	236
6.2.3	Cuenca de Urabá.....	240
6.2.4	Cuenca Sinú.....	244
6.3	CONDICIONES CLIMÁTICAS DEL CARIBE COLOMBIANO	248
6.3.1	Corrientes Marinas.....	248
6.3.2	Temperatura Superficial del Mar	248
6.3.3	Altura de la Ola	248
6.3.4	Dirección de la Ola.....	249
6.3.5	Características del viento.....	249
6.3.6	Precipitaciones.....	250
6.3.7	Humedad Relativa.....	250
6.4	POZOS PERFORADOS EN EL MAR CARIBE COLOMBIANO.....	251
6.4.1	Campo Chuchupa	251
6.4.2	Pozo San Diego 1.....	252
6.4.3	Pozo Barranquilla 1.....	254
6.4.4	Pozo Ciénaga 1.....	256
6.4.5	Pozo Arazá 1.....	257
7	PREDICCIÓN DE LOS POSIBLES ROBLEMAS OPERACIONALES Y ALTERNATIVAS DE CONTROL EN LA PERFORACION EN EL MAR CARIBE COLOMBIANO.....	261
7.1	SHALLOW WATER FLOW	261
7.2	SHALLOW GAS	263

7.3	HIDRATOS DE GAS	264
7.4	INESTABILIDAD DEL TOP HOLE	265
7.5	DIAPIROS.....	266
	CONCLUSIONES.....	268
	RECOMENDACIONES.....	269
	BIBLIOGRAFIA.....	270

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Tipos de unidades de perforación.....	6
Figura 2 Plataforma fija con Floating Drilling Tender	8
Figura 3 Plataforma fija independiente	10
Figura 4 Jack-Ups Mat-soportada y Jack-Ups con pierna independiente	12
Figura 5 Plataforma Jack-Up	13
Figura 6 Plataforma sumergible	15
Figura 7 Plataforma Compliant.	15
Figura 8 Plataforma Spar	18
Figura 9 Barcos Perforadores.....	19
Figura 10 Posicionadores Dinámicos.....	21
Figura 11 Diferentes Arreglos de Sistemas de Anclaje.....	22
Figura 12 Taladro de perforación.....	25
Figura 13 Torre de perforación.	26
Figura 14 Piso de Perforación.....	27
Figura 15 Componentes del sistema Rotario.....	31
Figura 16 Broca de Perforación.	32
Figura 17 Sistema de Circulación.	33
Figura 18 Castillo de Preventoras BOP.	39
Figura 19 Torre de Perforación y Grúa.	40
Figura 20 Botes salvavidas.....	42
Figura 21 Compensador de movimiento	42
Figura 22 Bumper Sub.....	44
Figura 23 Base guía temporal y permanente.....	46
Figura 24 Sistemas de líneas guía.....	47

Figura 25 Cabezal del pozo marino	48
Figura 26 Conjunto de Preventoras.	50
Figura 27 Tubos de Riser marino.....	51
Figura 28 Riser Marino	52
Figura 29 Conexión del Riser Marino.....	52
Figura 30 Telescopic slip-joint, choke and kill lines.....	54
Figura 31 Anemómetro.	57
Figura 32 Tipos de vientos.....	58
Figura 33 Vientos de Valles y montañas, Brisas de mar.....	60
Figura 34 Vientos Alisios en el Mundo.....	60
Figura 35 Visualización de los efectos de la marea y el oleaje en las unidades de perforación.	61
Figura 36 Componentes de una Ola.	62
Figura 37 Movimiento de una Partícula Debido a la Propagación de una Onda... 62	
Figura 38 Distribución de las Líneas Cotidales y los Puntos anfidrómicos a Nivel Mundial.	65
Figura 39 Atracción Gravitacional Debido al Sol, la Luna y la Tierra.	65
Figura 40 Distribución de la Atracción Gravitacional Ejercida por un Astro Sobre un Cuerpo Específico y su Posición en el Espacio.....	66
Figura 41 Problemas Asociados con las altas Corrientes Marinas	68
Figura 42 Arrastre del Vórtice.	69
Figura 43 Fairings y Strakes.	71
Figura 44 Tamaño real de un iceberg.....	72
Figura 45 Icebergs	74
Figura 46 Zonas de Alertas.....	77
Figura 47 Remolque de Iceberg.....	78
Figura 48 Cañones de Agua	79

Figura 49 Huracanes	80
Figura 50 Ciclones Tropicales en el Mundo.....	82
Figura 51 Hidratos de gas en el mundo.....	88
Figura 52 Condiciones a las cuales se presentan los hidratos Altas presiones y bajas temperaturas.....	91
Figura 53 Como se forman los hidratos en el mar.....	92
Figura 54 Estabilidad de hidratos en el fondo del mar.....	94
Figura 55 Despresirización.....	101
Figura 56 Hidratos de Gas presentes en Colombia.....	103
Figura 57 Esquema de visualización de los diferentes Geohazards presentes en Costafuera.....	104
Figura 58 Esquema de Colapso del fondo marino.....	114
Figura 59 Esquema de Migración de finos.....	115
Figura 60 Esquema de Deslizamiento rotacional de bloques de sedimento.....	115
Figura 61 Esquema de Traslación de Sedimentos.....	116
Figura 62 Chimeneas de Gas.....	118
Figura 63 Salida incontrolada de gas por medio de canales como una falla.....	119
Figura 64 Esquema de Visualización de las ventanas o chimeneas de gas.....	120
Figura 65 Shallow wáter flow problema presente en las perforaciones.....	124
Figura 66 Formación de capas de SWF en un ambiente de aguas profundas... ..	125
Figura 67 Ejemplo de datos sísmicos en 3D en función de fracturas en de características geológicas.....	130
Figura 68 Relación Grafica entre el tiempo y la velocidad de la onda P y S.....	131
Figura 69 Proceso de depositación Tubiditico	142
Figura 70 Mapa mundial del espesor del material sedimentario.....	143
Figura 71 Esquema de Proceso de Transporte y Deposición del Material Sedimentario.....	144

Figura 72 Inestabilidades Mecánicas del Pozo por Mala Selección del Fluido de Perforación.....	145
Figura 73 Esquema de los gradientes presión Litostática y Presión Hidrostática.	147
Figura 74 Esquema de los diferentes gradientes de presión. Presión Litostática, Presión de Fractura, Presión Hidrostática.....	151
Figura 75 Esquema del estado de esfuerzos en la formación.	152
Figura 76 Esquema de los esfuerzos como una función de la presión del pozo.	154
Figura 77 Rango de pesos de lodo para la perforación	156
Figura 78 Comparación de Ventanas Operacionales de Lodo	158
Figura 79 Formación de un domo Salino Alóctono a partir de una Capa Salina Autóctona.....	162
Figura 80 Visualización del Estado de Esfuerzos para un Domo Salino.....	166
Figura 81 Cuerpos de Sal Encontrados Alrededor del Mundo.....	168
Figura 82 Entrampamiento de Hidrocarburos Debido a un Domo Salino.	168
Figura 83 Perfil sísmico de un domo salino.	171
Figura 84 Características típicas de un Domo de Sal en el Mar del Norte.....	173
Figura 85 Esquema de Visualización de las Fallas y Fracturas Asociadas a los Domos Salinos.....	173
Figura 86 Diagrama Esquemático del Fenómeno de Escurrimiento de un Domo	176
Figura 87 Problemas potenciales presentes en la perforación del domo salino.	177
Figura 88 Visualización de la localización de zonas que contienen Alquitrán.....	181
Figura 89 Esquema de Visualización de la Perforación de un Domo de Sal	181
Figura 90 Diagrama del Porcentaje de Problemas Operacionales en la Perforación de los Domos Salinos.	182
Figura 91 Arreglo de fondo del pozo para perforar un cuerpo salino	189

Figura 92 Imágenes a partir de levantamientos sísmicos.	190
Figura 93 Perfil PreSDM a través de un Cuerpo Salino.	192
Figura 94 Componentes del Gradiente Gravitacional en todas las direcciones..	196
Figura 95 Perfil obtenido con datos de gravimetría.....	197
Figura 96 Comparación entre un estudio de radiometría de gravedad con un convencional free air gravity.	198
Figura 97 Resultado de la inversión de Gravity Gradiometry.....	199
Figura 98 Arriba: PreSDM. Centro: Wave Equation. Abajo: RTM.....	202
Figura 99 Ubicación de los Océanos en el Globo Terráqueo	204
Figura 100 Ubicación de las placas continentales alrededor del mundo.	206
Figura 101 Movimiento de las Placas tectónicas y su interacción.	207
Figura 102 Mapa del Mar Caribe Colombiano.	224
Figura 103 Azul: Ubicación del Mar Caribe.....	225
Figura 104 Placas Tectónicas en América.....	226
Figura 105 Batimetría del Norte del Caribe Colombiano, Cuenca Guajira Offshore. Zonas Altamente Profundas o Depresionadas.	227
Figura 106 Elementos morfológicos regionales del Caribe colombiano y la tectónica de placas.	228
Figura 107 Mapa Estructural de Fallas en el Caribe Colombiano (Fallas).	229
Figura 108 Mapa estructural del Caribe colombiano.....	230
Figura 109 Cuencas Sedimentarias en el Caribe Colombiano.	232
Figura 110 Carta Estratigráfica Generalizada de las Subcuencas Alta y Baja Guajira.	234
Figura 111 Trampas en la Cuenca de la Guajira.	235
Figura 112 Interpretación de Línea Sísmica GC-88-1100.....	235
Figura 113 Línea Sísmica L-74-34.....	236

Figura 114 Carta Estratigráfica a partir de la información sísmica correspondiente al área de los cayos.....	238
Figura 115 Línea sísmica Cayos Sur 77-21	239
Figura 116 Línea sísmica Cayos Sur 77-16. Sector norte de los bloques CAYOS 5 y CAYOS 6.	239
Figura 117 Correlación sismoestratigráfica con el pozo Miskitos- 1 en la línea sísmica W79- 01 ^a . Sector norte del bloque CAYOS 1.....	240
Figura 118 Columna Litológica de los pozos Apartadó 1 y Chigorondó-1.	242
Figura 119 Distribucion del play de acuerdo con la información sísmica.	243
Figura 120 Interpretación de línea sísmica 79-1	244
Figura 121 Interpretación de línea sísmica 79-18-.....	245
Figura 122 Carta cronoestratigráfica del sector Sinú-San Jacinto- VIM.....	246
Figura 123 Bloque extensional del Cinturón plegado del Sinú.....	247
Figura 124 Línea sísmica ANH-05-01	247
Figura 125 Ubicación del campo Chuchupa	251
Figura 126 Pozo San Diego 1	253
Figura 127 Pozo Barranquilla 1.....	254
Figura 128 Perfil de Casing Corrido en el Pozo Barranquilla 1.....	255
Figura 129 Ubicación Pozo Ciénaga 1.....	257
Figura 130 Comparación de los perfiles de Casing corridos en los tres pozos perforados antes de Arazá 1.....	259
Figura 131 Comparación de la sección estratigráfica encontrada en la perforación de los pozos en el bloque Tayrona.	260

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Escala Sffir-Simpon.....	81
Tabla 2 Promedio Ciclones Tropicales	83
Tabla 3 Fenómenos tropicales en la costa Caribe colombiana.....	85
Tabla 4 Estimación del peligro de los huracanes.....	86
Tabla 5 Propiedades de los hidratos de gas.....	90
Tabla 6 Hidratos de Gas en el Pacifico y en el Caribe Colombiano.....	102
Tabla 7 Gradiente de presión hidrostática para diferentes fluidos de poro. Influencia de la Salinidad en el gradiente de presión de poro.....	148
Tabla 8 Gradientes de presión de poro para diferentes regiones del mundo.	149
Tabla 9 Ventajas y desventajas de usar lodos pesados.	155
Tabla 10 Distribución de mares a nivel mundial.....	205
Tabla 11 Condiciones climáticas en Egipto (Mar Mediterráneo, Golfo del Suez).....	209
Tabla 12 Condiciones Climáticas en el Golfo de México (GOM).	210
Tabla 13 Condiciones Climáticas en el Brasil.	211
Tabla 14 Condiciones climáticas en el Mar del Norte.	212
Tabla 15 Condiciones climáticas en Nigeria.	213
Tabla 16 Condiciones climáticas en Australia.....	214
Tabla 17 Shallow Gas.....	216
Tabla 18 Shallow Water Flow	217
Tabla 19 Hidratos.....	218
Tabla 20 Inestabilidad del Top Hole.....	219
Tabla 21 Formaciones Sobrepressionadas	220
Tabla 22 Domos Salinos.....	221
Tabla 23 Estrecho Gradiente de Presión de Poro y Gradiente de Fractura.....	222

Tabla 24 Perdidas de Circulación	223
Tabla 25 Geología de la Guajira	233
Tabla 26 Geología Cuenca los Cayos.	237
Tabla 27 Geología cuenca de Urabá	241
Tabla 28 Geología Cuenca Sinú	245

TITULO: IDENTIFICACIÓN DE POTENCIALES PROBLEMAS OPERACIONALES Y ALTERNATIVAS DE CONTROL DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS COSTA FUERA EN EL MAR CARIBE COLOMBIANO.

AUTORES: Carlos Espinosa León^{*}
Lina Marcela Mateus Fuquen^{**}

PALABRAS CLAVES: Mar Caribe Colombiano, Perforación Costa Fuera, Unidades de Perforación, Condiciones Climáticas, Riesgos Geológicos, Shallow Hazards, Doms Salinos.

Como primera instancia se realizó una revisión bibliográfica de los conceptos teóricos de la perforación costa fuera, así como de los tipos de unidades de perforación, los equipos y herramientas utilizados en superficie y en el lecho marino, analizando las condiciones de operación de cada uno de ellos.

Posteriormente se estudiaron las condiciones climáticas como vientos, mareas, oleaje, corrientes marinas, y los riesgos geológicos tales como hidratos de gas, shallow wáter and gas flows, inestabilidad del lecho marino; los cuales afectan el desarrollo y la ejecución exitosa de los programas de perforación de pozos costa fuera.

Se realizó una búsqueda de los casos de estudio de problemas operacionales durante la perforación de pozos costa fuera a nivel mundial, con los cuales se creó una base de datos.

Se identificaron las variables climáticas y los riesgos geológicos que se han detectado durante la exploración del mar Caribe colombiano, mediante el análisis de estudios integrados geomecánicos y de perforación realizados a pozos perforados en la zona.

Por último se seleccionaron los casos de estudio a nivel mundial que presentaran características similares a las encontradas en el mar Caribe, y se predijeron los potenciales problemas operacionales que pueden presentarse durante la perforación de pozos costa fuera en el Caribe Colombiano, además de las posibles alternativas de solución.

^{*} Tesis de Grado

^{**} Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander
Director de Tesis: Zuly Himelda Calderon Carrillo

TITLE: IDENTIFICATION OF POTENTIAL OPERATIONAL PROBLEMS AND CONTROL ALTERNATIVES WHILE OFFSHORE DRILLING IN THE COLOMBIAN CARIBBEAN SEA.

AUTHORS: Carlos Espinosa León**
Lina Marcela Mateus Fuquen**

KEY WORDS: Colombian Caribbean Sea, Offshore Drilling, Drilling Units, Climatic Conditions, GeoHazards, Shallow Hazards, Salt Domes.

As a first instance there was a literature review of the theoretical concepts of offshore drilling, as well as the types of drilling rigs, equipment and tools used in surface and seafloor, analyzing the operating conditions of each them.

Subsequently we studied the weather conditions such as winds, tides, waves, currents, and geological hazards such as gas hydrates, shallow water and gas flows, seafloor instability, which affects the development and successful implementation of the offshore drilling programs.

We conducted a search of the case studies of operational problems during worldwide drilling offshore, with whom we created a database.

Climatic variables were identified and geological hazards have been identified during the exploration of Colombian Caribbean Sea, through the analysis of geochemical integrated studies and drilling of boreholes made in the area.

Finally we selected worldwide case studies with similar characteristics to those found in the Caribbean Sea, and predict potential operational problems that may occur during offshore drilling in the Colombian Caribbean Sea and also the alternatives of solution.

* Tesis de Grado

** Escuela de Ingenieria de Petróleos. Universidad Industrial de Santander
Director de Tesis: Zuly Himelda Calderon Carrillo

I. INTRODUCCIÓN

En busca de nuevas y mejores alternativas, e impulsados por la maduración de gran cantidad de campos en tierra firme, las empresas petroleras adelantaron investigaciones y desarrollo de equipos y herramientas sofisticados para la exploración y explotación de reservas que se encontraban yaciendo bajo el lecho marino. Es así, que para el año de 1973, la empresa TEXACO logra el descubrimiento del campo Chuchupa y Ballenas con unas reservas de 7000 MPC de gas. Y solo hasta comienzos del siglo XXI, la industria petrolera presente en Colombia dirige sus intereses en el Mar Caribe colombiano. El río Magdalena, el cual desemboca en el Mar Caribe, ha sido el encargado del transporte de gran cantidad de sedimentos los cuales se han reacomodado y facilitado el proceso de maduración de la materia orgánica, suponiéndose que existe gran cantidad de hidrocarburos sin explotar en esta zona. Durante tres décadas, y después del primer descubrimiento offshore en Colombia, las empresas petroleras no prestaron interés en esta zona, desviándola hacia campos como Cusiana y Cupiagua, los cuales se postularon como grandes prospectos deseados por cualquier compañía operadora. Sin embargo, bajo el suelo marino se cree yace una vasta reserva de hidrocarburos inexplorada, la cual debe ser estudiada en el menor tiempo posible.

Es así, que para inicios de este siglo, y con la necesidad de encontrar nuevas reservas se realizaron algunos estudios preliminares que mostraron la existencia de yacimientos de gas e hidrocarburos en un bloque adentro del Mar Caribe que exploran la empresa ECOPETROL, la brasilera PETROBRAS y la estadounidense EXXON MOBIL.¹

¹ CARDENAS, J. Azul Profundo. Carta Petrolera. 2006

Se plantea en esta tesis de grado facilitar la identificación de los potenciales problemas operacionales que pudieran presentarse durante las operaciones de perforación en pozos costa fuera en el Caribe colombiano, mediante un análisis de variables climáticas y riesgos geológicos. Para desarrollar este trabajo se realizó una recopilación de los casos históricos de problemas operacionales que se presentaron durante la perforación de pozos costa fuera a nivel mundial, la cual permitió la construcción de una base de datos, de donde se seleccionaron los casos más cercanos a las características del Caribe colombiano, con el fin de predecir los potenciales problemas operacionales que pudieran presentarse en Colombia y las posibles alternativas de control.

Esta tesis consta de siete capítulos distribuidos de la siguiente forma:

En el primer capítulo se presenta la historia de la perforación costa fuera, la clasificación de las unidades de perforación, las características de cada una de ellas y las zonas donde pueden operar; además de los equipos de fondo y de superficie utilizados en la perforación.

En el segundo capítulo se definen las variables climáticas, como oleaje, mareas, corrientes marinas, vientos, tormentas y huracanes, las cuales afectan las operaciones de perforación, la integridad de los equipos y la vida de los trabajadores.

En el tercer capítulo se definen los problemas operacionales más comunes que afectan tanto la estabilidad de las unidades de perforación como la estabilidad mecánica del pozo. Dentro de estos problemas se encuentran los riesgos someros, los hidratos de gas, las ventanas de gas, los terremotos y las avalanchas.

El cuarto capítulo presenta las características de los domos salinos, los procesos geológicos necesarios para su formación y se definen las herramientas utilizadas para identificar, mitigar y controlar los problemas asociados a la perforación de los mismos.

En el quinto capítulo se desarrolla la base de datos, se encuentra la información climática de diferentes regiones costa fuera a nivel mundial y los casos históricos de problemas operacionales durante la perforación de pozos costa fuera.

En el sexto capítulo se encuentra información geográfica del Caribe Colombiano, las variables climáticas propias del Mar Caribe y las cuencas sedimentarias marinas con que cuenta Colombia.

En el séptimo y último capítulo de este documento se hace la identificación de los potenciales problemas operacionales y las alternativas de control durante la perforación de pozos costa fuera en el Mar Caribe Colombiano

1 PERFORACIÓN COSTA FUERA

1.1 HISTORIA

Alrededor del siglo XIX se empezó las operaciones Offshore en Estados Unidos; y fue Edwin Drake quien perforo el primer pozo en los Estados Unidos hacia el año de 1859, pero fue hasta el año de 1897 cuando se perforaron los primeros pozos offshore, los cuales fueron perforados a profundidades someras sobre el agua en el sur de California, y en 1911 otro pozo fue perforado en el Lago Caddo con plataforma soportada en fondo. Hacia el año de 1930 se introdujeron técnicas en Lousiana, en el Lago Erie en Canadá y también se llevaron desarrollos a gran escala en el Lago de Maracaibo (Venezuela). La primera plataforma flotante fue una simple embarcación utilizada en 1933 para perforar en el sur de Lousiana, y de ésta manera la perforación offshore se llevó a cabo utilizando el equipo convencional de perforación en tierra montado en una embarcación.²

La primera unidad móvil offshore correspondió a una plataforma sumergible que perforó una columna de agua de 20 pies en 1948. Muchas otras unidades sumergibles fueron construidas en el área del Golfo de los Estados Unidos con cubiertas soportadas por columnas tubulares o en forma de botella. El siguiente desarrollo después de las unidades sumergibles vino por parte de plataformas de perforación que podían ser levantadas por sistemas hidráulicos en 1954. Las primeras unidades Jack-Up fueron usadas inicialmente en partes poco profundas del Golfo de México. En 1955 el primer pozo fue perforado por una embarcación en la cual una plataforma fue implementada y en 1957 un acontecimiento además

² MACLACHALAN, M. An Introduction to Marine Drilling Outfield, (1987).

fue alcanzado cuando un pozo fue perforado por un Barco de Perforación en 100 pies de agua.

En 1960 se observó la introducción del primer semi-sumergible el cual podría ubicarse en el fondo como un sumergible o flotar como un barco de perforación, muchas de estas unidades fueron construidas en su gran mayoría durante esta época, siendo las Jack up los equipos más solicitados por la industria petrolera. Los equipos utilizados en ese momento eran los más avanzados y disponibles en ese momento, pero en comparación con los equipos utilizados actualmente podrían parecer primitivos.¹

Las unidades de perforación offshore móviles, son conocidas como equipos sofisticados; sin embargo es importante destacar que los equipos son similares a los que se utilizan en tierra pero se manejan estructuras que soporten los riesgos que se presentan en el mar.

Los equipos han ido evolucionando debido a que se trabaja actualmente en aguas profundas lo que hace más exigente los diseños de la maquinaria.

1.2 UNIDADES DE PERFORACIÓN OFFSHORE

Generalmente, las unidades de perforación offshore pueden ser agrupadas en tres principales tipos: ^{1,2}

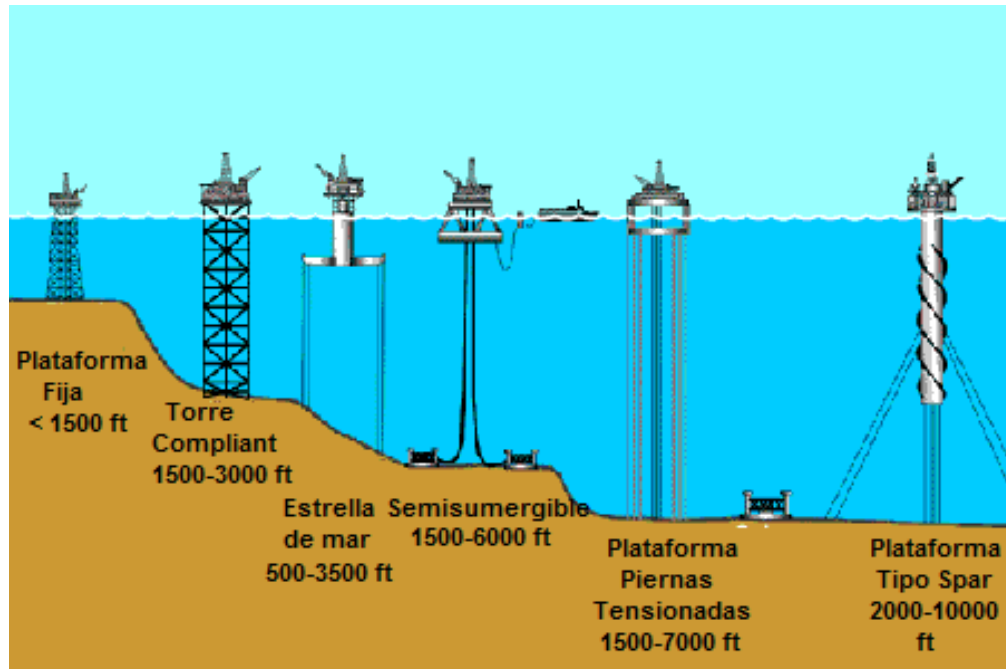
- ✓ Plataformas fijas con Floating Drilling Tenders
- ✓ Plataformas fijas independientes

¹ MACLACHALAN, M. An Introduction to Marine Drilling Outfield, (1987).

² TANAKA, S. OKADA, Y. ICHICAWA Y. Offshore Drilling and Production Equipment, In Civil Engineering, In Encyclopedia of Life Support Systems (2005).

- ✓ Unidades móviles

Figura 1 Tipos de unidades de perforación



Fuente: <http://www.oiljetpump.com>

Cuando el operador requiere un pozo perforado, la plataforma seleccionada debe poseer unas características importantes para realizar una operación eficiente y segura, además debe ser de un tipo adecuado por la naturaleza de la operación. No sería económicamente viable utilizar una plataforma fija sobre la locación de un pozo exploratorio donde hay un 90% de probabilidad de no encontrar hidrocarburos en cantidades comercialmente necesarias, así en este caso, una plataforma móvil podría ser contratada para hacer el trabajo exploratorio y una plataforma fija podría ser construida en la locación después si el pozo resultó comercialmente productivo. En general los pozos exploratorios son perforados por plataformas flotantes (floaters), las cuales incluyen plataformas semi-sumergibles, barcos perforadores (drillship) o plataformas Jack-Up, mientras los pozos de desarrollo, perforados para incrementar la producción de un campo ya descubierto son comúnmente perforados por plataformas fijas.

Si una plataforma flotante o plataforma Jack-Up es utilizada para perforar un pozo exploratorio, la selección depende principalmente del espesor de la columna de agua. Las plataformas Jack-Up generalmente requieren la menor inversión económica pero si el espesor de la columna de agua no es lo suficientemente delgado para permitir instalación de la plataforma, no puede ser utilizado por obvias razones. En éste caso, la elección tomaría lugar entre una plataforma semi-sumergible o un drillship y muchos factores deberían ser tomados en cuenta por el operador antes de tomar la decisión.

Entre los principales factores se encuentran:

- ✓ Espesor de la columna de agua
- ✓ Clima predominante
- ✓ Condiciones del mar
- ✓ Problemas logísticos de abastecimiento y servicios.

De hecho las plataformas móviles son las encargadas de realizar casi todo el trabajo exploratorio de perforación para la industria del petróleo y gas. Las plataformas fijas son básicamente unidades de producción, las cuales están encargadas de la perforación de pozos de desarrollo.

1.2.1 Plataformas Fijas con Floating Drilling Tenders

Éste tipo de plataformas se encuentran en un alto porcentaje en Medio Oriente, Golfo de los Estados Unidos, Nigeria y el Lago de Maracaibo.¹ Una pequeña plataforma es construida en el lecho marino sobre un yacimiento descubierto y un taladro es montado sobre la plataforma. El barco de apoyo (drilling tender), es anclado junto a la plataforma y es encargado del suministro de potencia, bombas

¹ MACLACHALAN, M. An Introduction to Marine Drilling Outfield, (1987).

de lodo, tuberías, espacio de almacenamiento para varios equipos y acomodo para la tripulación.

Después de la fase de perforación, la plataforma usualmente tiene la producción controlada y el equipo de bombeo instalado, de ésta manera la embarcación de apoyo (Floating Drilling Tender) parte para ser usada de nuevo en otra plataforma. Hace algún tiempo esta fue la plataforma más común de perforación offshore, pero en la actualidad hay en menos cantidad. Este tipo de plataforma no es la más adecuada para áreas hostiles del océano y normalmente serán diseñadas para aguas tranquilas. Ver Figura 2.

Figura 2 Plataforma fija con Floating Drilling Tender



Fuente: Atwood Oceanics SEAHAW (<http://www.atwd.com>)

1.2.2 Plataformas Fijas Independientes.

Estas son plataformas macizas ubicadas sobre el lecho marino, y son generalmente construidas de acero o concreto. Existen muchos diseños, derivados de dos tipos básicos:³

Estructuras de acero tubulares construidas en la orilla de la costa, desde donde son transportadas hasta la locación de interés.

Estructuras de concreto reforzadas de una enorme masa que, una vez son remolcadas hacia la locación y posicionadas verticalmente en el lecho marino, estas puede permanecer ubicadas libremente.

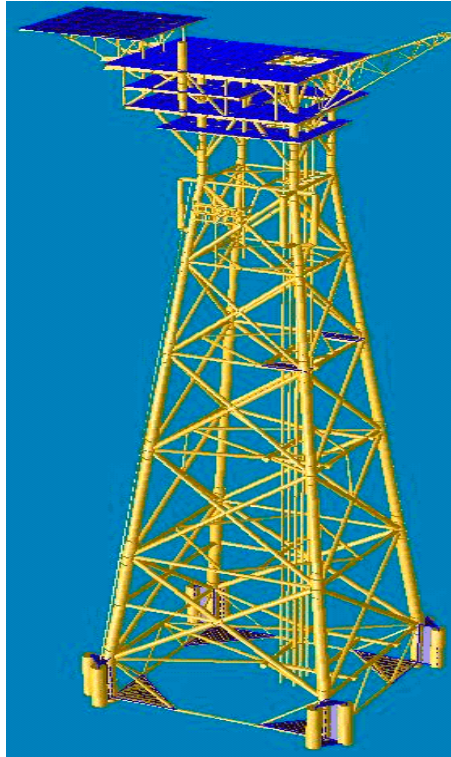
La más grande plataforma de concreto alcanza los 800 pies por arriba del lecho marino y poseen pesos por encima de 600.000 toneladas. La mayoría de las plataformas tienen un anillo de concreto rodeando su base la cual sirve como almacenamiento de aceite en espera de transporte. Las plataformas fijas de acero tubular pueden llegar a ser más altas que las de concreto, pero ellas son más livianas. Estas estructuras son normalmente construidas en los muelles además son transportadas hacia la locación de interés en una embarcación o utilizando botellas de flotación adjuntas a sus soportes. Ver Figura 3.

Las más grandes plataformas fijas son capaces de incorporar dos taladros, facilidades de producción además tiene espacio para cientos de personas. La potencia generada en estas enormes estructuras es prácticamente suficiente para suplir a una pequeña ciudad. La potencia eléctrica para el equipo de perforación puede ser ofrecida por una planta diesel, pero es frecuentemente generado por turbinas de gas del equipo de producción.

³ ETA Offshore Seminars, Inc. The Technology of Offshore Drilling Completion and Production (1976).

Cada modulo de esta plataforma puede tener dimensiones de 200 pies por 200 pies por cada cubierta con alturas de hasta 100 pies con cuatro cubiertas.

Figura 3 Plataforma fija independiente



Fuente: <http://www.richtechusa.com>

El sistema de transporte de los hidrocarburos, es una tubería enterrada en el lecho marino por medio de embarcaciones. El diámetro de esta tubería generalmente es de 4 a 36 pulgadas. La tubería puede estar cubierta por cemento para darle mayor peso y deben ser utilizados métodos de protección para evitar la corrosión y proveer una vida útil más extensa. El mantenimiento de estas estructuras depende estrechamente de las condiciones climáticas presentes en la zona, estas determinan la duración y alcance de este mantenimiento. La clase de mantenimiento requerido por la estructura o por cualquier otra parte puede ser determinado por un buzo o por un equipo operado a control remoto.

Para el control de las tuberías son usados equipos de control remoto, estos detectan cambios de presión, o fallas que se puedan presentar, las cuales al ser detectadas, se comienza un trabajo usando abrazaderas para cambio de tramos de tuberías.

1.2.3 Plataformas Móviles de Perforación

La categoría de plataformas móviles consiste de dos tipos: aquellas que descansan en el lecho marino durante la perforación y otras que flotan. Entre el grupo de las plataformas flotantes se incluyen las semi-sumergibles, barcos de perforación (drillships), mientras que las soportadas en fondo corresponden a plataformas Jack-Up y sumergibles.^{1,2}

✓ Plataforma de perforación auto-elevable (Jack-Up platform)

La primera plataforma Jack-Up fue construida en 1950, pero realmente fue instalada en 1953; estas plataformas han ido evolucionando con el paso del tiempo. Este tipo de plataformas comprenden aproximadamente la mitad de plataformas móviles en el mundo, y son utilizadas para perforaciones en presencia de una columna de agua poco profunda. Puede estar sostenida por tres o más piernas de soporte, las cuales tienen dientes los cuales se encargan de facilitar el movimiento descendente o ascendente de la misma.^{3,8}

La estructura de apoyo o piernas son accionadas de forma mecánica o hidráulica, y son sumergidas hasta alcanzar el fondo del mar. Luego, se inicia la elevación de

¹ MACLACHALAN, M. An Introduction to Marine Drilling Outfield, (1987).

² TANAKA, S. OKADA, Y. ICHICAWA Y. Offshore Drilling and Production Equipment, In Civil Engineering, In Encyclopedia of Life Support Systems (2005).

³ ETA Offshore Seminars, Inc. The Technology of Offshore Drilling Completion and Production (1976).

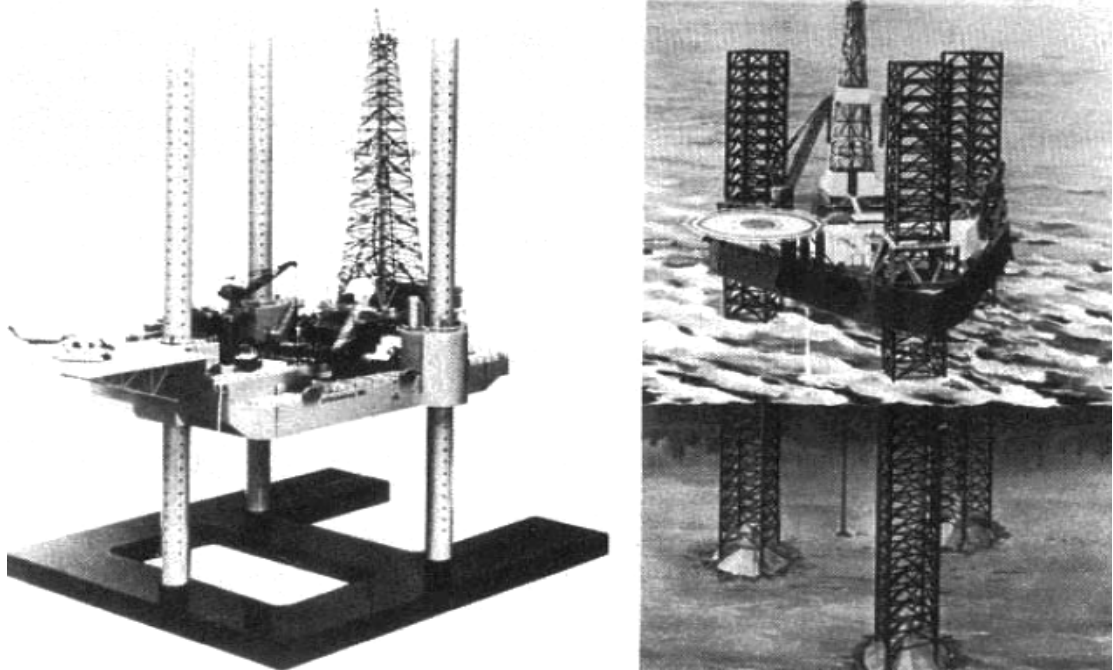
⁸ PRANGTH M., MORRIS J., ATHANASIADIS, S., Regulatory Considerations in the Design of Tension Leg Platform, SPE (18238), (1990).

la plataforma sobre el nivel del agua, a una altura segura y fuera de la acción de las olas. Estas plataformas son móviles, pueden ser transportadas por remolcadores o por propulsión propia. Se destinan a la perforación de pozos exploratorios en la plataforma continental, en lámina de agua con una profundidad que varía de 5 a 130 m.

Los diseños de Jack Ups se pueden clasificar en dos categorías importantes: Ver Figuras 4 y 5.

- ✓ Jack-Ups con pierna independiente
- ✓ Jack-Ups Mat-soportada

Figura 4 Jack-Ups Mat-soportada y Jack-Ups con pierna independiente



Fuente: ETA Offshore Seminars, Inc. The technology of offshore Drilling, Completion and Production (1976).

Muchas de estas plataformas tienen piernas verticales, pero varios diseños incorporan piernas con inclinación con el fin de obtener una mejor estabilidad.

Los más comunes espesores de agua operados por este tipo de plataformas corresponden a 400 pies lo cual implica tener casi 600 pies de alto para poder realizar los movimientos.

Figura 5 Plataforma Jack-Up



Fuente: <http://www.rigjobs.co.uk>

✓ **Plataforma de Perforación Sumergible**

Cuando se empezó a diseñar y a trabajar con este tipo de unidades se manejaban a profundidades someras, por lo general a profundidades de 50 pies, aunque los diseños actuales mejoraron esa desventaja, llegando a perforar normalmente profundidades de 100 pies de agua, además hay otras que lo hacen a profundidades alrededor de 200 pies e incluso más.⁵

⁵ HARRIS L.M., Deepwater Floating Drilling Operations, Petroleum Published Company, Tulsa Oklahoma (1972).

Muchas plataformas sumergibles fueron construidas, pero actualmente pocas se encuentran en operaciones de perforación, la mayoría de éstas en el área del golfo de México y Nigeria. Este tipo de plataformas habitualmente no son autopropulsadas, y están altamente restringidas a la profundidad a la que pueden operar; siendo ésta la principal razón por la que han sido sustituidas por otro tipo de plataformas.

Esta plataforma está constituida por uno o varios tanques de almacenamiento o lastres los cuales son inundados para asentar la estructura en el fondo marino.

Sobre estos tanques se encuentran las facilidades de superficie para las operaciones normales como módulos de producción, equipo de perforación, alojamiento para el personal entre otros. Ver Figura 6.

La estabilidad de estas unidades es un factor bastante crítico, como fuerza de las olas y erosión son experimentadas por el soporte de las plataformas, por esta razón en ocasiones son utilizados sacos de arena para ofrecer protección.

✓ **Plataforma Compliant**

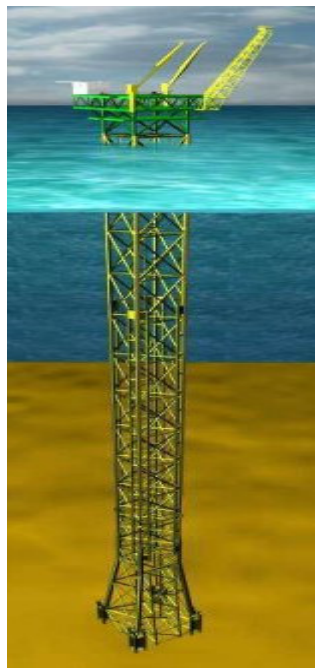
Descripción general. Las plataformas Compliant son similares las plataformas fijas, ellas poseen una estructura tubular en acero que da soporte a las facilidades de superficie, pero que a diferencia de las fijas responden a movimientos del agua y el viento de forma similar a las estructuras flotantes. Como en las plataformas fijas, la torre se asegura por medio de pilotes. La estructura tubular de las plataformas fijas y puede contener dos o más secciones. Pueden también contener secciones que ayuden a la boyanza en la parte superior de la estructura con líneas de anclaje al lecho marino o una combinación de ambas. Ver Figura 7.

Figura 6 Plataforma sumergible



Fuente: www.octabouy.com

Figura 7 Plataforma Compliant.



Fuente: <http://www.globalsecurity.org>

La profundidad del agua determina la altura de la plataforma. Una vez la parte baja de la estructura es asegurada al lecho marino, esta sirve de base para la parte superior de la estructura y las facilidades de superficie.

Grandes barcazas con grúas posicionan y aseguran la estructura e instalan los módulos de las facilidades de superficie. Estas diferencias permiten a las plataformas Compliant trabajar en profundidades de agua superiores a los 3.000 pies.

Las instalaciones de superficie son la parte de la torre que contienen los módulos de perforación, producción y personal. Su tamaño depende de la cantidad de hidrocarburos a manejar, las operaciones de perforación y el personal necesario para la operación.

✓ **Plataforma de Perforación Semi-sumergible**

Los semi-sumergibles han ido evolucionando respecto de los sumergibles, actualmente están diseñados para operar en reposo en el lecho marino o totalmente a flote.

La configuración general de un semi-sumergible consiste en dos hulls longitudinales los cuales son usados como compartimientos para lograr la perforación necesaria.⁵

La industria requería un tipo de unidad con la habilidad de flotar y perforar en aguas profundas y que además tuviera mejor estabilidad que las unidades ya existentes, motivo por el cual se diseñó este tipo de unidad para facilitar las operaciones en los campos costa afuera. Muchos problemas se presentaron a la

⁵ HARRIS L.M., Deepwater Floating Drilling Operations, Petroleum Published Company, Tulsa Oklahoma (1972).

hora de perforar en aguas profundas debido a las fuertes olas las cuales generaban movimientos verticales hacia arriba y hacia abajo. Una solución para minimizar esos movimientos fue reducir el área de contacto con el agua, lo cual se logró en las unidades semi-sumergibles mediante el empleo de soportes en forma de columna ayudando a la flotación de la unidad, los cuales tienen en su parte inferior secciones de tanques que contienen lastre, combustible y agua fresca los cuales ayudan a contrabalancear la unidad. Los tanques sumergen la unidad a una profundidad suficiente tal que maximice la estabilidad y disminuya los movimientos de reacción a las fuerzas del oleaje, de esta manera proporcionando un estado óptimo para la perforación.

Este tipo de plataformas son comúnmente sostenidas en la locación mediante un sistema de múltiples anclas, cables o cadenas o la combinación de estas, pero otra buena parte, son ajustadas a su posición mediante el uso de posicionadores dinámicos y satelitales. Entre las unidades semi-sumergibles se pueden encontrar las plataformas Spars y plataformas TLP.

✓ **Plataforma tipo SPAR**

Las plataformas tipo “Spar” son estructuras flotantes cilíndricas de gran tamaño y constan de cuatro sistemas principales:⁷

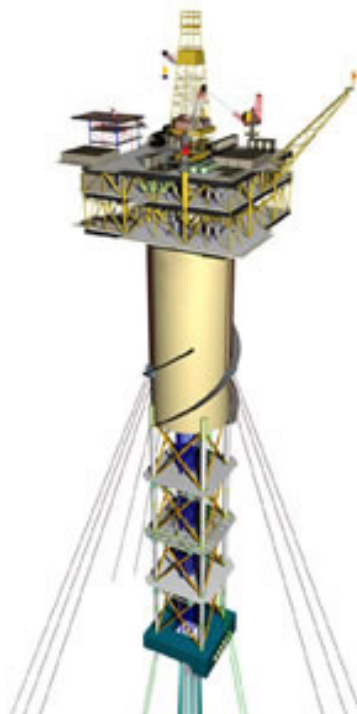
- ✓ Armazón
- ✓ Sistema de anclaje
- ✓ Estructura superior
- ✓ Tuberías conductoras.

⁷ BROOKS, I., CARROL, J., Drilling and Production From a Floating Spar, Chevron Petroleum Technology, SPE (26699), (1984).

La “Spar” se basa en el sistema de anclaje tradicional (sistema de anclaje extendido) para mantener su posición. Cerca del noventa por ciento de la estructura se mantiene por debajo del agua. Históricamente, las estructuras tipo “Spar” fueron utilizadas como boyas de marcado, para obtener datos oceanográficos y para el almacenamiento de crudo. En la actualidad se utilizan en operaciones de perforación y producción.

El diámetro aproximado de una estructura “Spar” esta alrededor de 130 pies de diámetro y 700 pies de altura.

Figura 8 Plataforma Spar



Fuente: <http://www.technip.com>

Un sistema de 6 a 20 líneas mantiene la estructura “Spar” en posición. Las líneas de anclaje son una combinación de cable trenzado y cadena. Debido a su bajo movimiento, este tipo de estructura puede utilizar un sistema de tensión de

alcance reducido a un bajo costo en comparación con estructura superior e instalación del sistema de boyanza de la estructura.

Anterior a la entrega del armazón en la locación, una unidad de perforación debe realizar la perforación de uno o más pozos. Durante este tiempo son instaladas tuberías que transporten la producción hasta otra plataforma o a tierra firme.

En el mercado actual se pueden encontrar diversos tipos de plataformas “Spar”, las cuales varían en su diseño, dependiendo de la profundidad del agua y de las condiciones operativas.

✓ **Barcos perforadores**

Figura 9 Barcos Perforadores



Fuente: www.deepwater.com (transocean Inc).

Los barcos perforadores corresponden a embarcaciones que son utilizadas para las operaciones de perforación, sin embargo son los menos productivos. En

general, los barcos perforadores se conocen por su fácil movilidad, por su alta capacidad de almacenamiento y usualmente bajas tasas de perforación por día.¹

Debido a su configuración (gran área plana expuesta al agua) los barcos son las unidades de menor capacidad de perforación y de mayor movilidad. Por medio de los tanques estabilizadores y otros métodos es posible reducir el movimiento lateral de los barcos pero no es posible reducir el levantamiento. Los barcos perforadores convencionales son propulsados por sí mismos y tienen un sistema de estabilización por medio de posicionadores dinámicos sobre el pozo, el cual es controlado por medio de computadoras; esto con el fin de mantener el barco fijo relativamente. Ver Figura 10. Al comparar los barcos perforadores con las unidades semi-sumergibles, éstos poseen una mayor capacidad de almacenamiento de fluido de perforación, combustible y agua.^{4,10}

La capacidad de maniobra de estos barcos es de hasta 10000 pies de agua y 35000 pies de formación a perforar, en donde pueden albergar hasta 200 personas con una longitud total de embarcación de hasta 835 pies y un peso entre 500 y 36000 toneladas.⁹

Los barcos perforadores se usan en un alto porcentaje en el Ártico, ya que la logística en estas zonas es muy compleja.

Si el equipo operador usa anclas para mantener el barco en el sitio, ellos pueden emplear un número de patrones de propagación de amarres, los cuales permiten la ubicación de las anclas en el suelo marino, teniendo en cuenta que los miembros de la tripulación establecen entre 9 y 11 líneas de anclas en varios

¹ MACLACHALAN, M. An Introduction to Marine Drilling Outfield, (1987).

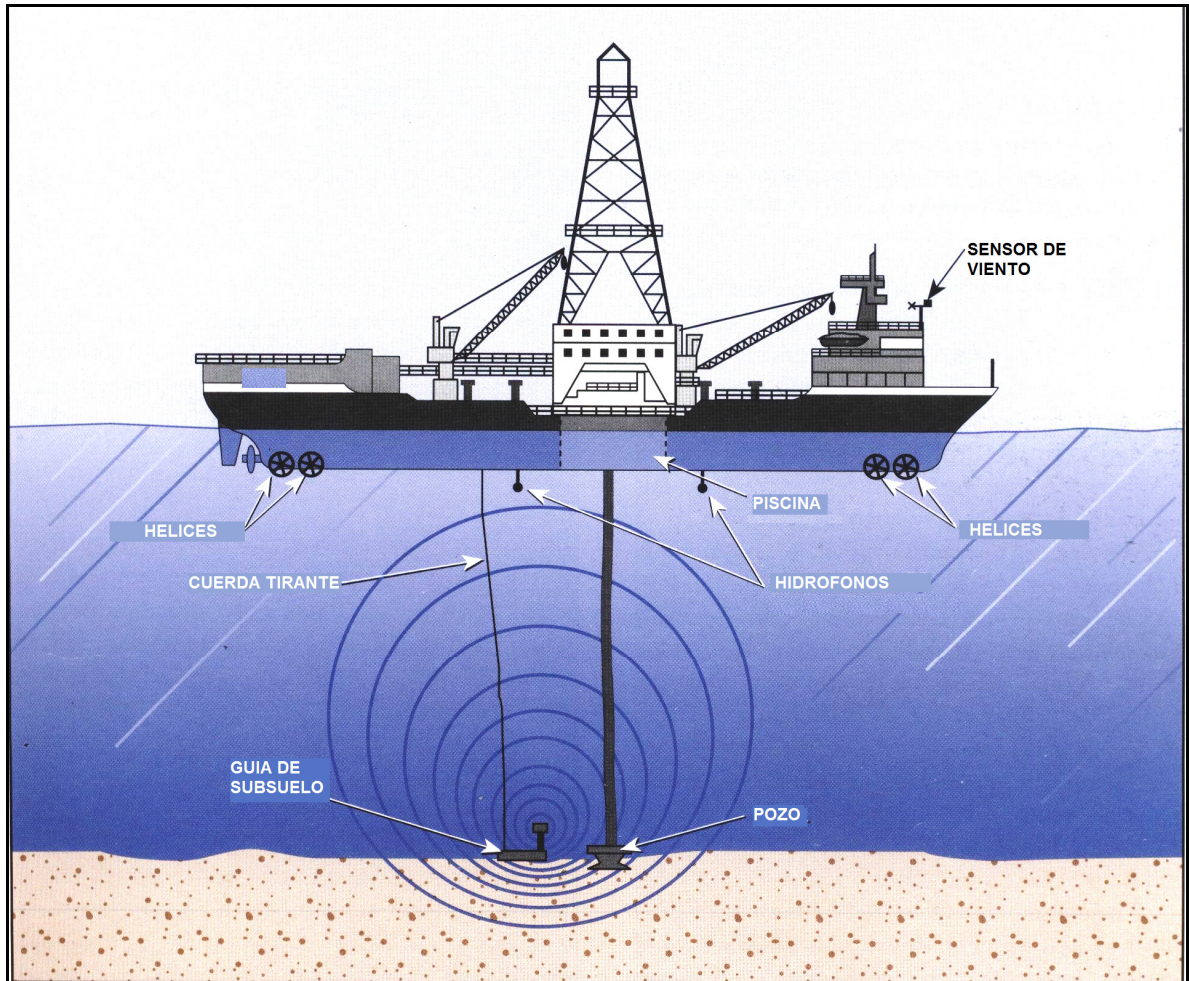
⁴ GERWICK B., Construction of Offshore Structure A wiley- Intuscience Publications (1986).

⁹ RON BAKER, A Primer of Offshore Operations, Third Edition, The University of Texas, (1998). LARRY E.,

¹⁰ A Deep Water Guide Line Less Drilling System, SPE 5355.

puntos alrededor del barco, cada una se ubica simétricamente para efectividad en la operación, con el fin de evitar movimientos bruscos en la unidad, los cuales pueden ser producto de fuertes vientos, olas, y corrientes, generando un problema importante para las operaciones de perforación.⁹

Figura 10 Posicionadores Dinámicos.



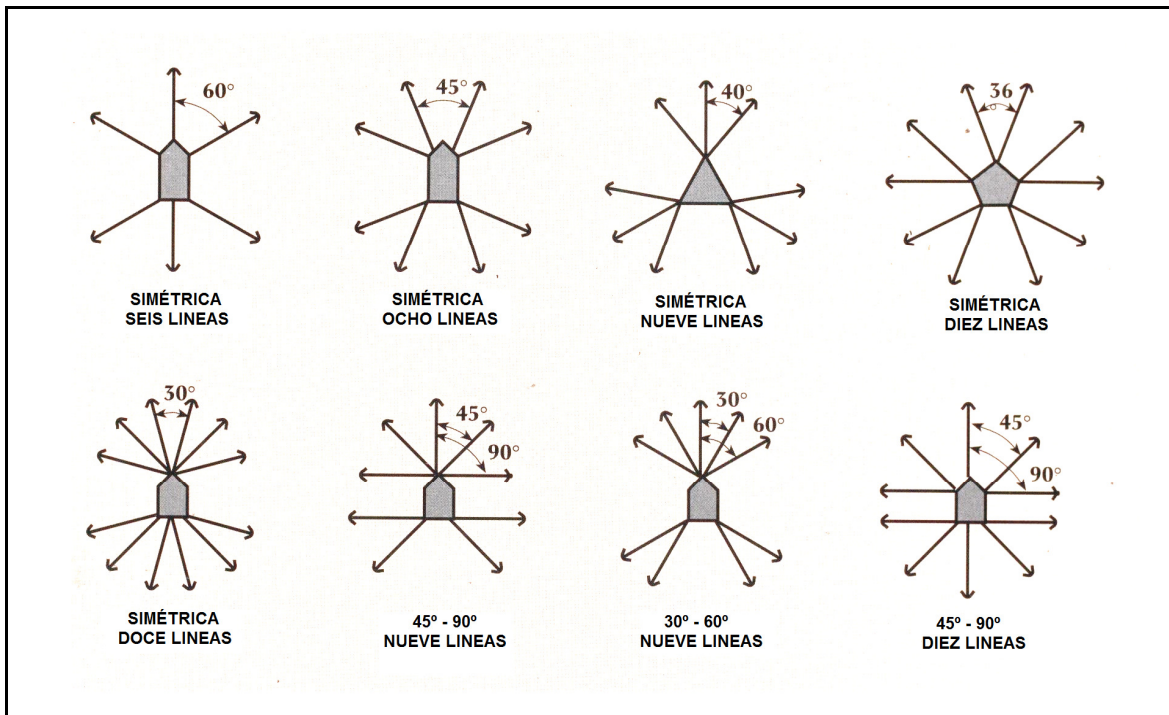
Fuente: Ron Baker, A Primer of Offshore Operations. Third Edition of Texas (1998).

Si el equipo operado usa posicionamiento dinámico, anclas o ambos mantienen más firme el equipo de esta manera generara un trabajo optimo; es importante

⁹ RON BAKER, A Primer of Offshore Operations, Third Edition, The University of Texas, (1998).

destacar que el número de líneas genera más estabilidad en el equipo, pero estas son seleccionadas según las condiciones a las cuales se encuentra la zona a perforar. Ver Figura 11.

Figura 11 Diferentes Arreglos de Sistemas de Anclaje



Fuente: Ron Baker, A Primer of Offshore Operations. Third Edition of Texas (1998).

1.3 EQUIPOS DE PERFORACIÓN

Inicialmente los trabajos de perforación involucraron equipos rudimentarios, pero con el paso del tiempo y gracias a los avances tecnológicos, se han desarrollado equipos de perforación altamente sofisticados, con el fin de mejorar las técnicas y las herramientas utilizadas en estas operaciones, además de contrarrestar los problemas que puedan generarse durante la misma.³

³ ETA Offshore Seminars, Inc. The Technology of Offshore Drilling Completion and Production (1976).

Estos equipos son componentes de una única unidad conocida en la industria como el Taladro de Perforación, pero que a su vez consta de cinco sistemas. Los sistemas son:

- ✓ Sistema de Elevación.
- ✓ Sistema de Rotación.
- ✓ Sistema de Circulación.
- ✓ Sistema de Generación de Potencia.
- ✓ Sistema de Prevención.

Los anteriores sistemas, funcionan sincronizados permitiendo llevar a cabo tres operaciones principalmente:

- ✓ Mantener la broca y la sarta de perforación rotando.
- ✓ Descender y elevar la broca y la sarta cuando así sea requerido.
- ✓ Extraer los ripios de perforación a medida que la broca va atravesando las diferentes formaciones.

1.3.1 Equipos de Superficie

Las instalaciones de diferentes equipos de perforación costa afuera existentes actualmente, aparentemente tienen pocas cosas en común respecto de las utilizadas en tierra o también llamados campos onshore, pero excepto las torres de perforación, algunas grúas la plataforma para el helicóptero y algunos botes salvavidas. Sin embargo sin importar la unidad de perforación y su ubicación, el equipo de perforación estará comprendido por mecanismos y componentes en común.^{1,11}

¹ MACLACHALAN, M. An Introduction to Marine Drilling Outfield, (1987).

¹¹ McGRAY, A & COLE, F. Oil Well Drilling Technology, Second Edition. Oklahoma, 1963.

✓ Sistema De Elevación

Está compuesto de una estructura rígida de soporte y un equipo de elevación. Como su nombre lo indica, su principal función es sostener, descender y elevar la sarta a medida que se va perforando el pozo. Consta de:¹³ (Ver Figura 12 y 13)

Mastil (Derrick)

Es una estructura acero, en algunos casos alcanza alturas superiores a los 150 pies y por lo tanto, puede verse a largas distancias. Su principal función es alojar y soportar el peso de los diferentes equipos usados en el sistema rotatorio, como lo son los drill pipe y drill collar y en general, de toda la sarta de perforación.

Está ensamblada sobre un piso de perforación, que a su vez se encuentra sobre una subestructura. Esta última es una armadura de acero, y funciona como la base del derrick. La capacidad de peso que pueden soportar estas estructuras es de 1.400.000 libras, más o menos 650 toneladas.¹²

Plataforma de la Torre (Encuelladero):

Es una plataforma pequeña que se encuentra localizada en la parte alta de la torre de perforación y desde donde se realiza en enganche o desenganche de la tubería.¹²

Base o Piso de la Torre:

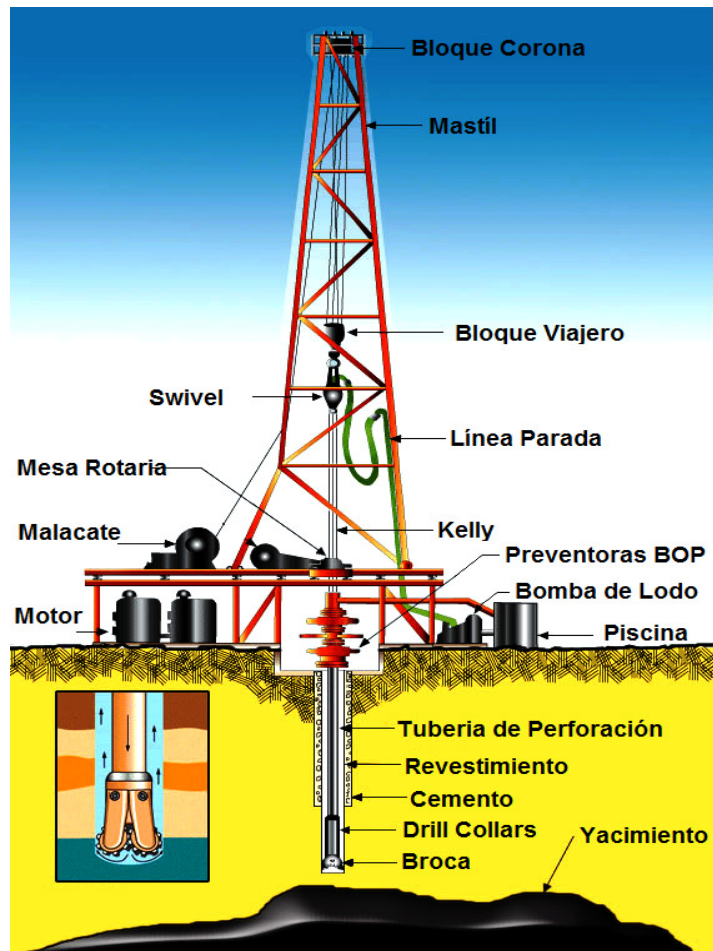
El piso de perforación o “piso del equipo” como frecuentemente es llamado, es el área de trabajo alrededor del hueco en la plataforma a través del cual las

¹² GATLIN, C. Drilling and Well Completions. Texas, 1960.

¹³ GIULIANO, F. Introduction to Oil and Gas Technology. Third Edition. Denver, 1989.

herramientas y equipos son bajados al pozo, de esta manera, siendo el núcleo de todas las actividades en la unidad de perforación.^{1,11,14} Ver Figura 14.

Figura 12 Taladro de perforación.



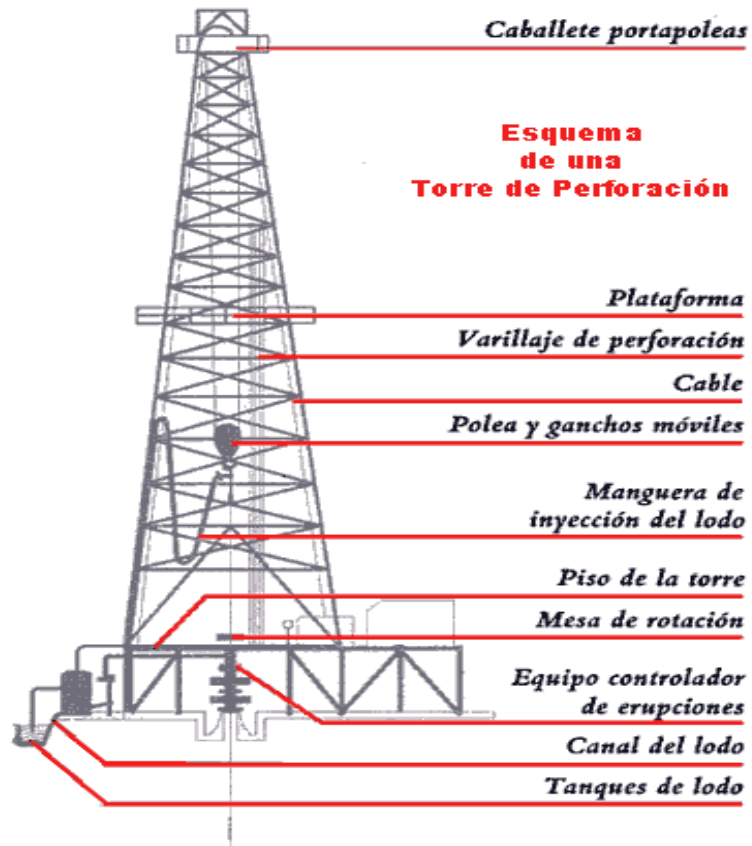
Fuente: <http://images.google.com.co>.

¹ MACLACHALAN, M. An Introduction to Marine Drilling Outfield, (1987).

¹¹ McGRAY, A & COLE, F. Oil Well Drilling Technology, Second Edition. Oklahoma, 1963.

¹⁴ ACERO, J, CARO, D. Análisis de la posible unidad de perforación a emplearse en el prospecto bahía en el Caribe colombiano. Proyecto de Grado. 2004.

Figura 13 Torre de perforación.

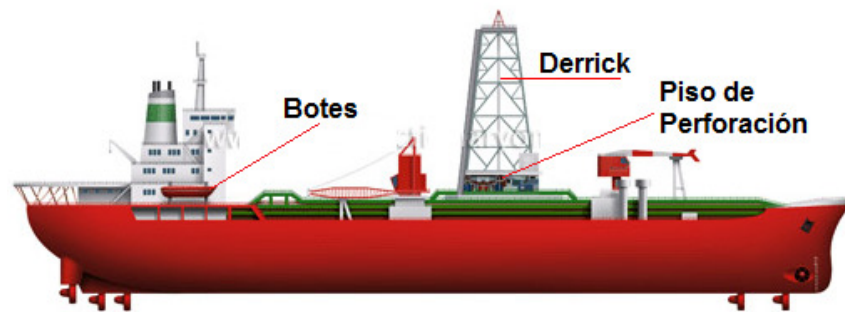


Fuente: <http://images.google.com.co>

El piso de perforación abarca un área de aproximadamente 30-40 pies cuadrados; este debe soportar un gran peso como el que posee la sarta de perforación además de las patas de la torre de perforación. Mientras que en una estructura semi-sumergible el piso de perforación en condiciones operativas está por encima de 80 pies sobre el nivel del agua, y por encima de 25-30 pies de la cubierta principal ya que entre estas dos se debe albergar el conjunto de preventoras antes de ser instalado en el lecho marino.¹⁴

¹⁴ ACERO. J, CARO. D, Análisis de la posible unidad de perforación a emplearse en el prospecto bahía en el Caribe colombiano. Proyecto de Grado. 2004.

Figura 14 Piso de Perforación



Fuente: <http://visual.merriam-webster.com/images/transport-machinery/maritime-transport/examples-boats-ships/drill-ship.jpg>

De esta manera, el equipo puede ser introducido o sacado del hueco cuando sea necesario; ya sea para remplazar la broca o para realizar cualquier otra operación. Debido a que este equipo deberá frenar el movimiento descendente de la sarta de perforación cuando es requerido, tenerlo en cuenta es vital a la hora de seleccionar las características del taladro para la perforación de un pozo en cuestión.

Bloque Corona (Crown Block):

Existe un juego de poleas fijas en la parte superior de la torre de perforación que es conocido como el Bloque Corona. En este juego de poleas se enrosca la línea de perforación que inicialmente está en el malacate y que sostiene y da movimiento al bloque viajero. Al igual que el malacate, el movimiento de este conjunto de poleas, permite bajar o subir la sarta de perforación.

Bloque Viajero (Traveling Block):

Es otro arreglo de poleas, que suspendidas por el cable de perforación, bajo el bloque corona y sobre la base de la torre; permiten el ascenso o descenso de la tubería de perforación cuantas veces sea necesario.

Pesa alrededor de 10 toneladas, y por debajo de él, se encuentra un gancho (hook) que se encarga de sostener y suspender otros equipos del sistema rotatorio. El peso del gancho es de aproximadamente 4 toneladas.

✓ **Sistema de Rotación**

Su función puede resumirse en dos objetivos generales: (1) generar el movimiento de rotación a la sarta y (2) suministrar el peso necesario sobre la broca para llevar a cabo la perforación del pozo. El sistema de rotación está compuesto por tres conjuntos de equipos de la siguiente manera:

- ✓ La sarta de perforación.
- ✓ Los componentes de rotación.
- ✓ La broca.

La Sarta de Perforación

Funciones:

- ✓ Sirve como línea de transporte para el fluido de perforación.
- ✓ Sostiene y transmite el movimiento de rotación a la broca.
- ✓ Proporciona el peso que se coloca sobre la broca.

Los equipos de la sarta de perforación son un componente extremadamente costoso y deben ser remplazados periódicamente. Por tal motivo, debe tenerse especial cuidado para alargar su tiempo de vida útil.

La Swivel: También conocida como la unión giratoria. Es un cabezal rotativo que se encuentra suspendido del gancho del bloque viajero; y consta de un tubo encorvado (conocido como cuello de ganso), localizado en la parte superior que sirve como conexión para la manguera del fluido de perforación. Las funciones de la unión giratoria son:

- ✓ Servir como conducto para el lodo de perforación, permitiéndole el paso hacia la sarta.
- ✓ Suspender y soportar el peso de la Kelly y de la sarta de perforación.
- ✓ Permitir el movimiento de rotación de la sarta.

De esta forma aísla el movimiento de la sarta, para que este no sea transmitido al bloque viajero y por supuesto a las líneas de perforación.

Kelly (Cuadrante): Es una sección cuadrada o hexagonal de tubo de acero y se encuentra suspendido de la Swivel. Su longitud puede variar entre los 40 y los 60 pies, aunque es comúnmente utilizada la de 40 pies.

El diseño cuadrado o hexagonal, permite transmitir el movimiento de la mesa rotaria a la sarta de perforación. Al igual que los demás equipos utilizados en la sarta, este permite el paso del fluido de perforación hacia el fondo del hueco.

Tubería de Perforación (Drill Pipe): Son tubos de acero endurecido, de tal forma que puedan soportar la acción de tensión y torsión a los que se ven sometidos.

Cada uno de los tubos puede medir de 27 a 30 pies de longitud y la unión de dos o más de estos recibe el nombre de parada. La unión puede ser de dos tipos: (1) tipo espiga y (2) tipo caja. Su objetivo principal es la de dar longitud a la sarta de perforación y de esta manera conseguir profundidades mayores cuando se perfora.

Collares (Drill Collars): Es otro tipo de tubos, pero se diferencia de los anteriores porque presentan paredes muy gruesas y son bastante pesados. Su peso varía entre los 650 y 11500 libras.

Se encuentran ubicados entre la broca y los tubos drill pipe. Su función es la de proporcionar peso a la broca y dar rigidez a la sarta, proporcionando control en las tasas de penetración. La longitud de drill collar utilizado en la sarta de perforación varía entre los 100 y los 700 pies, con respecto a la longitud total. En el mercado se encuentran dos tipos de collares, lisos y en espiral.

Los Componentes de la Rotación:

Se encuentran ubicados en la parte central de la base de la torre:¹¹

La Mesa Rotaria (Rotary Table): Es una caja rectangular fija sobre la superficie de la base de la torre, construida de materiales que le dan fuerza y resistencia. Se encuentra exactamente bajo el bloque corona, y junto a otros equipos, transmite el movimiento de rotación a la sarta de perforación.

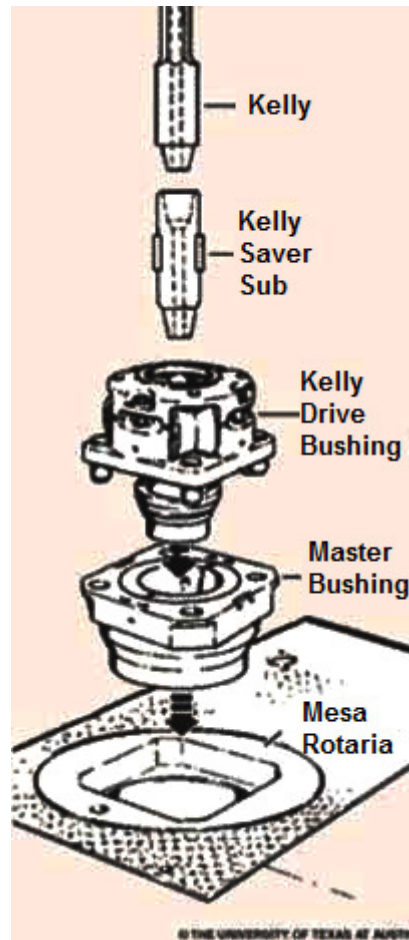
Dentro de la caja, la cual pesa aproximadamente 11 toneladas, se encuentra un mecanismo de discos de acero que provee movimiento de rotación a elementos de la mesa rotaria, los cuales lo transmiten a la sarta.

Buje Maestro (Master Bushing): El buje maestro es una herramienta removible que encaja en una apertura de la mesa rotaria. Por medio de este, la mesa rotaria transmite movimiento de rotación a otro tipo de buje llamado buje cuadrante o (Kelly bushing), y por lo tanto a la sarta misma.

Kelly Bushing (Buje Cuadrante): El buje cuadrante se engancha al buje maestro y este nuevo conjunto va unido a la Kelly. Este sistema (figura 15) es el encargado de transmitir el movimiento que produce la mesa rotaria, a la sarta de perforación.

¹¹ McGRAY, A & COLE, F. Oil Well Drilling Technology, Second Edition. Oklahoma, 1963.

Figura 15 Componentes del sistema Rotario.



Fuente: <http://images.google.com.co>

La Broca: Es el elemento utilizado para cortar las rocas de las formaciones en una perforación. Se encuentran ubicadas en la parte inferior de la sarta, unidas a los drill collar. Su función principal es realizar la penetración del hueco.

Existen diferentes tipos de brocas y su diseño y el material en que se fabrican obedecen a la dureza de las rocas presentes en las formaciones que se van a atravesar. Las brocas están provistas de dientes agudos, algunas veces montados sobre cojinetes que se mueven independientemente. Ver Figura 16.

Figura 16 Broca de Perforación.



Fuente: <http://images.google.com.co>

✓ **Sistema de Circulación**

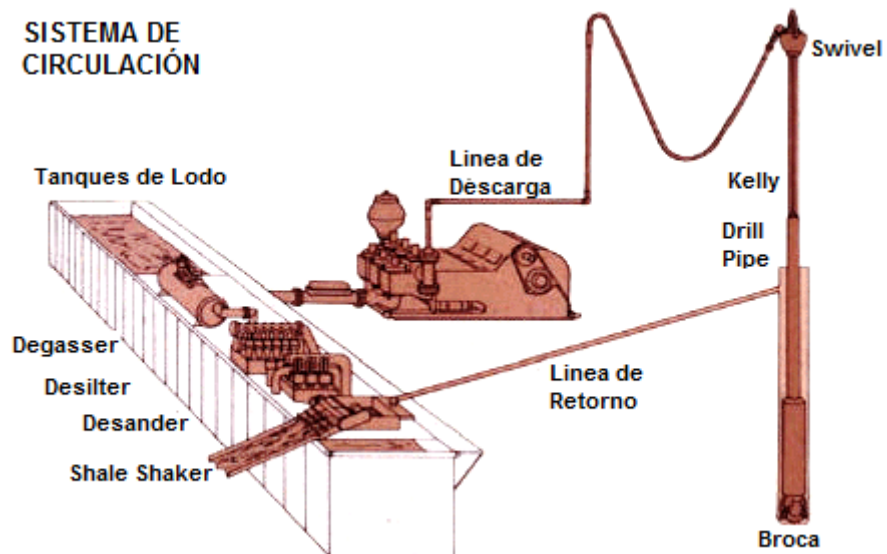
Es la línea o medio de transporte del fluido de perforación. Provee los equipos necesarios para la preparación, circulación y el acondicionamiento de lodo.¹¹

Los equipos del sistema de circulación pueden agruparse dependiendo de la función que cumplan en este; de la siguiente manera: Ver Figura 17.

- ✓ Preparación del lodo.
- ✓ Circulación del lodo
- ✓ Reacondicionamiento

¹¹ McGRAY, A & COLE, F. Oil Well Drilling Technology, Second Edition. Oklahoma, 1963.

Figura 17 Sistema de Circulación.



Fuente: <http://images.google.com.co>

Área de Preparación

En esta zona se realiza la preparación del fluido de perforación, y es allí desde donde comienza la circulación del mismo. Los equipos que se encuentran son:

Tanques de Succión: Son recipientes de acero, en los cuales se lleva a cabo la preparación, almacenamiento y manejo de los fluidos de perforación. El volumen que pueden albergar estos tanques varía entre los 300 y 700 barriles.

Depósitos: Sitios en donde se guardan los aditivos y materiales que son requeridos para la preparación y tratamiento de los fluidos de perforación.

Equipos para la Circulación

Bombas de Lodo: Este equipo provee la fuerza necesaria para que el fluido de perforación circule a través del sistema.

Existen dos tipos de bombas comúnmente utilizadas. La de una sola acción y la de doble acción. La primera solo realiza el bombeo del lodo. La segunda bomba succiona y bombea el fluido de perforación a través del sistema de circulación.¹¹

Línea de Descarga y Regreso: La línea de descarga es la encargada de transportar los fluidos de perforación desde que son impulsados por la bomba de lodo, hasta que llegan al fondo del pozo.

Cuando el lodo ha retirado y suspendido los ripios de perforación, este empieza a ascender por medio del anular, comenzando desde allí la línea de regreso. Esta línea es la encargada de transferir el fluido o lodo al área de reacondicionamiento.¹¹

Tubo Parado (Stand Pipe): Es un tubo de acero que se encuentra sujeto verticalmente a la cabria o mástil (torre de perforación). Seguido de este tubo de acero, se encuentra una manguera flexible que lo comunica con el cuello de ganso de la Swivel. De esta manera, le proporciona movilidad ascendente y descendente al sistema rotario.

Área de Reacondicionamiento.

En esta área se encuentran los equipos requeridos para el tratamiento y reacondicionamiento del fluido de perforación que regresa del pozo.

Tanques de Asentamiento: Presentan las mismas características de los tanques de succión, pero se les llama tanques de asentamiento debido a que son los encargados de almacenar los fluidos de perforación que regresan del pozo.

¹¹ McGRAY, A & COLE, F. Oil Well Drilling Technology, Second Edition. Oklahoma, 1963.

Zaranda (Shale Shaker): El objetivo de la zaranda es cernir, por medio de la vibración del equipo, los cortes o ripios de gran tamaño que vienen suspendidos en el fluido de perforación.

Desarenador (Desander): Se encuentra ubicado después de la zaranda y al igual que esta última, busca limpiar el fluido de perforación de las partículas sólidas más pequeñas que se están presentes, tales como coloides.

Fosa de Reserva: Es la excavación en la tierra de un lugar en el cual se pueden almacenar los desechos provenientes del fondo del pozo y en muchas ocasiones, también para almacenar el mismo fluido de perforación que se encuentra contaminado y por lo tanto, que ya no es útil.

✓ **Sistema de Potencia**

Este sistema es considerado el núcleo de las operaciones de perforación. El poder o la energía que desarrollan los equipos del sistema, se utiliza para llevar a cabo principalmente tres operaciones: la elevación y rotación de la sarta, y la circulación del fluido de perforación.

- ✓ El sistema de potencia tiene dos componentes:
- ✓ Una fuente primaria de potencia (motores).
- ✓ Un sistema de transmisión de potencia.

La potencia generada por los motores es transmitida a todos y cada uno de los equipos componentes de los sistemas, que necesitan y requieren de ella para funcionar.

Motores Primarios

Existen diferentes tipos de motores o plantas de poder que pueden ser utilizadas en las operaciones de perforación.

Dependiendo del diseño y las características del taladro, muchas veces se considera la presencia de varios motores juntos y no de uno solo, para mover todos los equipos efectivamente. Sin embargo pueden existir motores extras disponibles como complemento de un equipo específico, para el buen funcionamiento de este.^{1,5}

Los motores utilizados generalmente son de combustión interna, y pueden clasificarse como de gas, diesel y diesel eléctricos.

Motores de Vapor: es uno de los tipos de motores más antiguos usados en la perforación de pozos. El principio de este tipo de motor, es transformar energía térmica de vapor de agua, en energía mecánica para entregar a los equipos. Pero, debido a la escasez de agua en algunas regiones, y a los altos costos del combustible, los motores de vapor fueron reemplazados por otros tipos de motores que fueran económicamente más viables.

Motores Diesel: los motores diesel producen una cantidad grande potencia a bajas rpm lo cual hace que sean de gran uso en la industria. Otra ventaja que presenta este tipo de equipo es que el diesel es menos volátil que la gasolina, haciendo más seguro su uso, transporte y almacenamiento. Un motor diesel toma energía química y la convierte en energía mecánica para darle potencia al equipo del taladro.

¹ MACLACHALAN, M. An Introduction to Marine Drilling Outfield, (1987)

⁵ HARRIS L.M., Deepwater Floating Drilling Operations, Petroleum Published Company, Tulsa Oklahoma (1972)

Motores Diesel Eléctricos: Es un motor eléctrico, conducido por un generador que a su vez es impulsado por un motor diesel.

Sistemas de Trasmisión de Potencia

Después de generada la potencia en los motores, esta debe ser transmitida a todos los equipos que necesiten de ella para funcionar. En general, la mayoría de los equipos utilizados por el taladro necesitan, de una y otra manera, energía para realizar su trabajo. Sin embargo, la energía se trasmite principalmente a: el malacate, para realizar el ascenso y descenso de la sarta dentro del pozo; las bombas de lodo, para generar la circulación del mismo; y al sistema de rotación, para generar el movimiento de la sarta de perforación.

Los tipos de transmisión que existen son:

Transmisión Mecánica: consiste en un arreglo de motores con piñones y cadenas, que realizan la trasmisión de la energía generada por las fuentes primarias de poder, a los diferentes equipos del taladro, mediante el movimiento de los piñones. Este sistema de trasmisión es el más usado en la industria.

Transmisión Eléctrica: se compone de unos generadores eléctricos que son accionados por motores diesel. La potencia generada es transmitida por cables hasta los lugares donde es requerida. Aunque son menos utilizados que los mecánicos, con el paso del tiempo se ha notado su uso.

✓ **Sistema de Prevención**

Cuando se perfora una zona de altas presiones y que contiene posiblemente hidrocarburos, se realizan varias operaciones con el fin de evitar que fluidos del yacimiento ingresen en el pozo. Sin embargo, en muchas ocasiones, la presión hidrostática de la columna del lodo de perforación es insuficiente para

contrarrestar y balancear la presión de la formación. Esto permite que los fluidos presentes en el yacimiento repentinamente entren al pozo y se provoque una erupción violenta en superficie de los fluidos contenidos en la formación; generando como resultado grandes desastres y pérdidas tanto de los equipos como vidas humanas. Este fenómeno es conocido como “reventón”.

Para prevenirlo, la tecnología ha hecho gigantescos esfuerzos en la creación y mejoramiento de los sistemas de prevención.

Los dos componentes principales del sistema son el castillo de impide-reventones (BOP) y el sistema de soporte de estrangulamiento.

Preventoras (Blow Out Preventor STEAK):

Dentro de la subestructura que sirve como base para la torre de perforación, y justamente bajo la mesa rotaria, se instala el castillo de preventoras, el cual es un conjunto de equipos especiales, entre ellos válvulas, que se accionan cuando hay un amague o posible patada; con el fin de contrarrestar las altas presiones encontradas en las formaciones perforadas.

El diseño del castillo dependerá de los problemas potenciales que sean conocidos en los sitios donde se vaya a realizar la perforación (Figura 18).

El Acumulador:

Equipo de presión hidráulica que consiste de unos tanques para almacenar fluidos bajo presión. Cuando es activado el sistema, diferentes válvulas son cerradas, sellando el hueco y evitando que los fluidos lleguen a superficie. Se encuentra ubicado cerca del taladro y es activado remotamente desde una consola o por un tablero que forma parte del mismo equipo.

Figura 18 Castillo de Preventoras BOP.



Fuente: <http://images.google.com.co>

Preventor Anular:

Como su nombre lo indica, su función es la de sellar el espacio anular entre la tubería de perforación y las paredes del hueco. Se encuentra ubicado en la parte superior del castillo de preventoras y consta de un obturador construido en caucho y acero, que al cerrarse forma el sello.

Sistema de Soporte para Estrangulamiento

Línea para Matar:

Línea por la cual son bombeados fluidos de perforación hacia el pozo, con el fin de balancear las presiones existentes en la formación y controlar el amago de reventón.

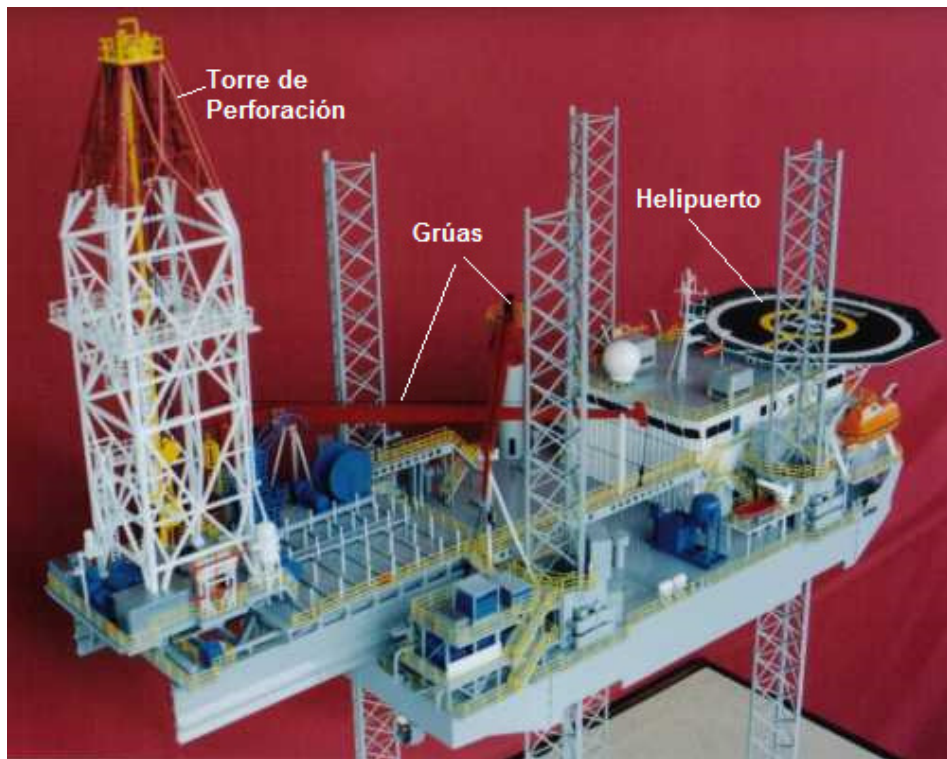
Múltiple de Estrangulamiento:

Su objetivo es controlar y mantener la contrapresión ejercida por el sistema de preventoras y dispersar los fluidos que se encuentran dentro del pozo, ya sea a las fosas de reserva, al separador de gas o al área de asentamiento del lodo.^{1,14}

Grúa

Son estructuras metálicas reforzadas, esta ubicadas en la cubierta principal de las unidades de perforación offshore y su función más importante es manipular cargar y desplazar los equipos de fondo tuberías y facilidades de superficie existentes en la plataforma. Ver Figura 19.

Figura 19 Torre de Perforación y Grúa.



Fuente: <http://www.mmpss.com/images/models/Jack-up.jpg>

¹ MACLACHALAN, M. An Introduction to Marine Drilling Outfield, (1987).

¹⁴ ACERO. J, CARO. D, Análisis de la posible unidad de perforación a emplearse en el prospecto bahía en el Caribe colombiano. Proyecto de Grado. 2004.

Dentro de las estructuras modernas es común encontrar cinco grúas, las cuales pueden trabajar independientemente o en conjunto dependiendo de las necesidades de las operaciones a realizar. Su capacidad de carga es variable, soportando desde pocas toneladas que se encuentran alrededor de 5 toneladas hasta 80 toneladas y alcanzando una longitud de 150 pies.

Botes salvavidas y equipos contra-incendio

El mantenimiento de los equipos de seguridad es responsabilidad del departamento de la marina y del departamento de ingeniería. Entre otras cosas esto abarca la supervisión del funcionamiento de los botes salvavidas, revisión de las bombas contra incendios, sistemas de inundación, rociadores de agua, sistemas de CO₂ y otros equipos contra incendios como extinguidores y monitores de espuma.¹

Los botes salvavidas son totalmente cerrados y auto-propulsados, además se enderezan automáticamente en caso de volcarse. Normalmente están fabricados de fibra de vidrio y son totalmente cerrados para proteger a los ocupantes de las llamas por varios minutos, sin correr ningún peligro. Ver Figura 20.

Los equipos contra incendios normalmente constan de bombas que toman agua de mar o de los tanques de lastre. También hay detectores de humo, flama y gas los cuales están acompañados de rociadores de agua y están ubicados estratégicamente, facilitando al trabajador tomarlos en caso de accidente para darle su uso adecuado.

¹ MACLACHALAN, M. An Introduction to Marine Drilling Outfield, (1987).

Figura 20 Botes salvavidas



Fuente: www.nauticexpo.es/prod/noreq/bote-salvavidas.

Figura 21 Compensador de movimiento



Fuente: TANAKA S., Offshore Drilling and Production Equipment, In Civil Engineering, In Encyclopedia of Life Support Systems (2005). (National Oilwell – Kristiansand)

Compensador de Movimiento

En algunas zonas que poseen oleajes fuertes como es el caso del Mar del Norte y El Mar del Sur de China, la unidad de perforación experimenta un movimiento vertical muy marcado, por lo cual se debe implementar mecanismos para que la broca permanezca en el fondo del pozo con un peso constante. Este fue un problema que encontró las compañías perforadoras en los inicios de las perforaciones en aguas profundas, pero este problema fue resuelto efectivamente hasta la década del 60. Los sistemas que ahora son utilizados son conocidos como compensadores de movimiento.^{1,2} Ver Figura 21.

Para compensar los movimientos producto del levantamiento hay dos métodos: *Dowhole Bumper Sub* y *Surface Motion Compensators*. Los primeros sistemas para compensar movimientos verticales utilizaban convertidores del torque en el mecanismo de levantamiento, debido a que la unidad se movía hacia arriba y hacia abajo más línea debería ser corrida por el malacate como fuera requerido.

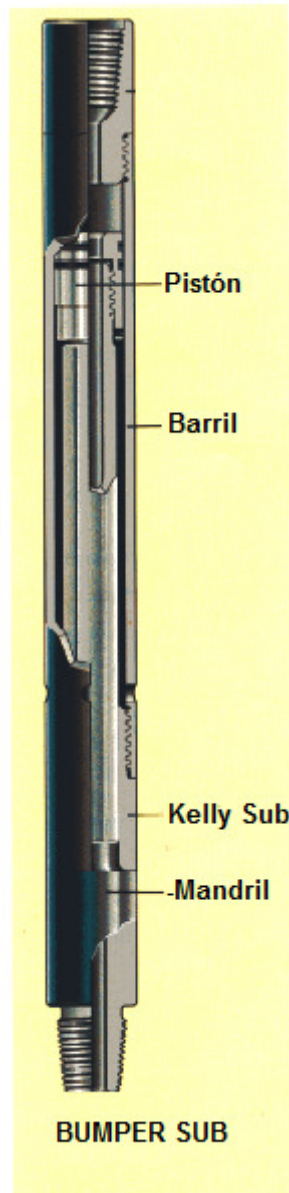
En el año de 1970, se empezó a probar un compensador de movimiento en superficie, justo abajo del bloque viajero. Este fue un cilindro hidráulico/neumático el cual contrarrestaba los movimientos de la estructura, y es el precursor de los compensadores que son usados por la mayoría de los equipos en aguas profundas.

Down Hole Bumper Subs: Corresponde a un cilindro lleno con un fluido compresible, usualmente tiene un stroke de 5 pies, y se pueden instalar uno o más de estos en la sarta de perforación justo encima de los drill collars, en el punto del “peso cero”. Si el levantamiento de la unidad es menos de 5 pies, un solo Bumper Sub es necesario en la sarta de perforación. Ver Figura 22.

¹ MACLACHALAN, M. An Introduction to Marine Drilling Outfield, (1987).

² TANAKA, S. OKADA, Y. ICHICAWA Y. Offshore Drilling and Production Equipment, In Civil Engineering, In Encyclopedia of Life Support Systems (2005).

Figura 22 Bumper Sub.



Fuente: www.gotco-usa.com/pdf/bumper_sub.pdf

Surface Motion Compensators: Hace el mismo trabajo que el Down Hole Bumper Sub pero de forma más efectiva. Su mecanismo consiste en un arreglo pistón y cilindro neumático/hidráulico, el cual es instalado en el sistema de levantamiento dentro de la torre de perforación. Hay dos tipos de compensadores de superficie en las unidades de perforación costa afuera: compensadores del

bloque viajero y compensadores del bloque corona, ambos trabajan bajo el mismo principio físico. El fluido compresor es alimentado por un tanque, el fluido actúa sobre el pistón levantando una porción de peso de la sarta de perforación la cual depende de la presión del fluido.

1.3.2 Equipos de fondo

Base guía temporal

La TGB es una estructura metálica y plana, su forma puede ser circular, octogonal o cuadrada; la cual tiene una gran abertura circular en su centro a través de la cual pasa la broca. El tamaño promedio de la estructura es de 100 pies cuadrados y algunos tienen compartimientos para colocar el material de lastre. La estructura sola puede llegar a pesar 4 toneladas, pero su peso puede ser aumentado con bultos de cemento, barita u otro material pesado, antes de ser bajado al lecho marino, para lo cual se emplea la sarta de perforación con la ayuda de una herramienta que conecta la sarta con la estructura metálica.¹⁰

Después que la unidad de perforación ha sido anclada en el lugar donde se va a perforar el pozo, el primer módulo bajado corresponde a la base guía temporal (Temporal Guide Base, TGB), ésta sirve como soporte para todos los equipos que van a ser bajados en el transcurso de las operaciones de perforación, y como anclaje para los cables guía, los cuales son empleados para descender los equipos hasta el lecho marino.

Cuatro cables son atados a los lados de la TGB, los cuales son tensionados hacia arriba cuando la estructura ya ha sido fijada en el lecho marino. Estos cables sirven para guiar el descenso de otros equipos que van a ser ubicados encima de

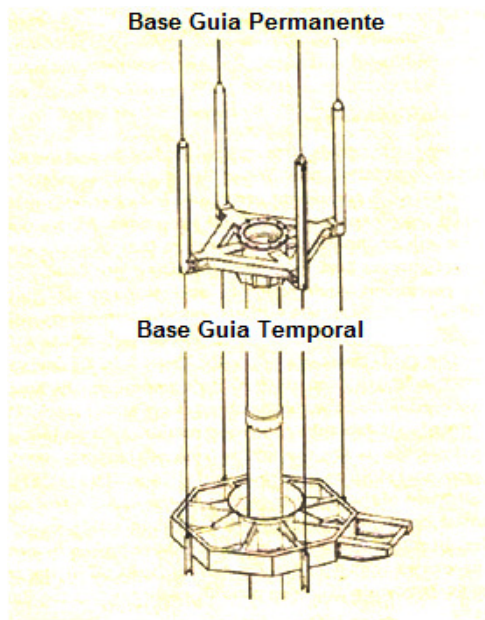
¹⁰ LARRY, E. A Deep Water Guide Line Less Drilling System, SPE 5355.

la TGB. Además de estos cables, hay dos pequeñas líneas que sirven para movilizar las cámaras de televisión con el fin de monitorear las operaciones.

Base guía permanente

La base guía permanente (como sus siglas en inglés, PGB) es una estructura pesada de acero que tiene forma cuadrada y una amplia abertura circular en el centro, además de unos pequeños postes en cada esquina por medio de los cuales son corridas las cuatro líneas guía. La PGB sirve como un asiento para el cabezal de pozo y como una guía para las herramientas de perforación. La PGB es descendida a través de las líneas guía para conectarla con la TGB, y allí una proyección en forma de embudo alrededor de su abertura central es insertada en la TGB para asegurar su ajuste.¹⁰ Ver Figura 23.

Figura 23 Base guía temporal y permanente



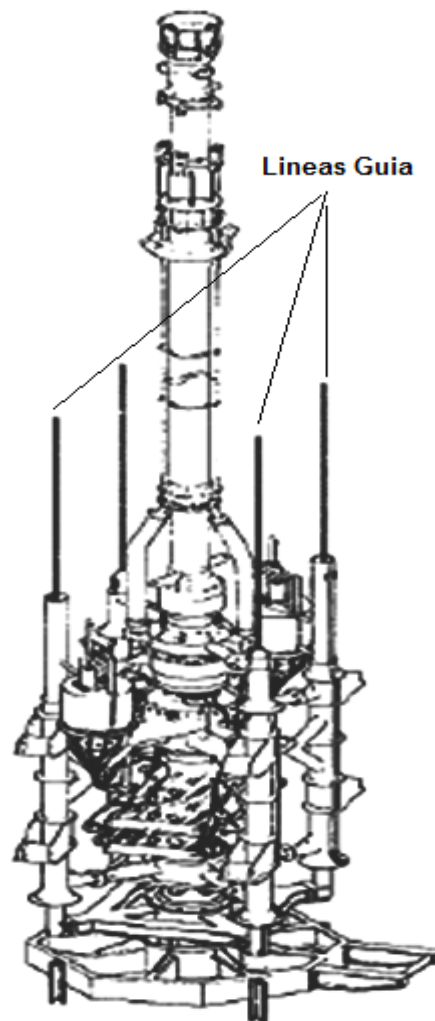
Fuente: HARRIS L.M., Deepwater Floating Drilling Operations, Petroleum Published Company, Tulsa Oklahoma (1972).

¹⁰ LARRY, E. A Deep Water Guide Line Less Drilling System, SPE 5355.

Líneas de guía

Las líneas de guía son un sistema de cable que se instalan desde la plataforma hasta la PGB. Su objetivo es transportar los equipos hasta el fondo del lecho marino para realizar las operaciones de instalación. Algunas de éstas líneas guías pueden ser operadas a control remoto que pueden contener cámaras de televisión y sensores de sonido. Ver Figura 24.

Figura 24 Sistemas de líneas guía

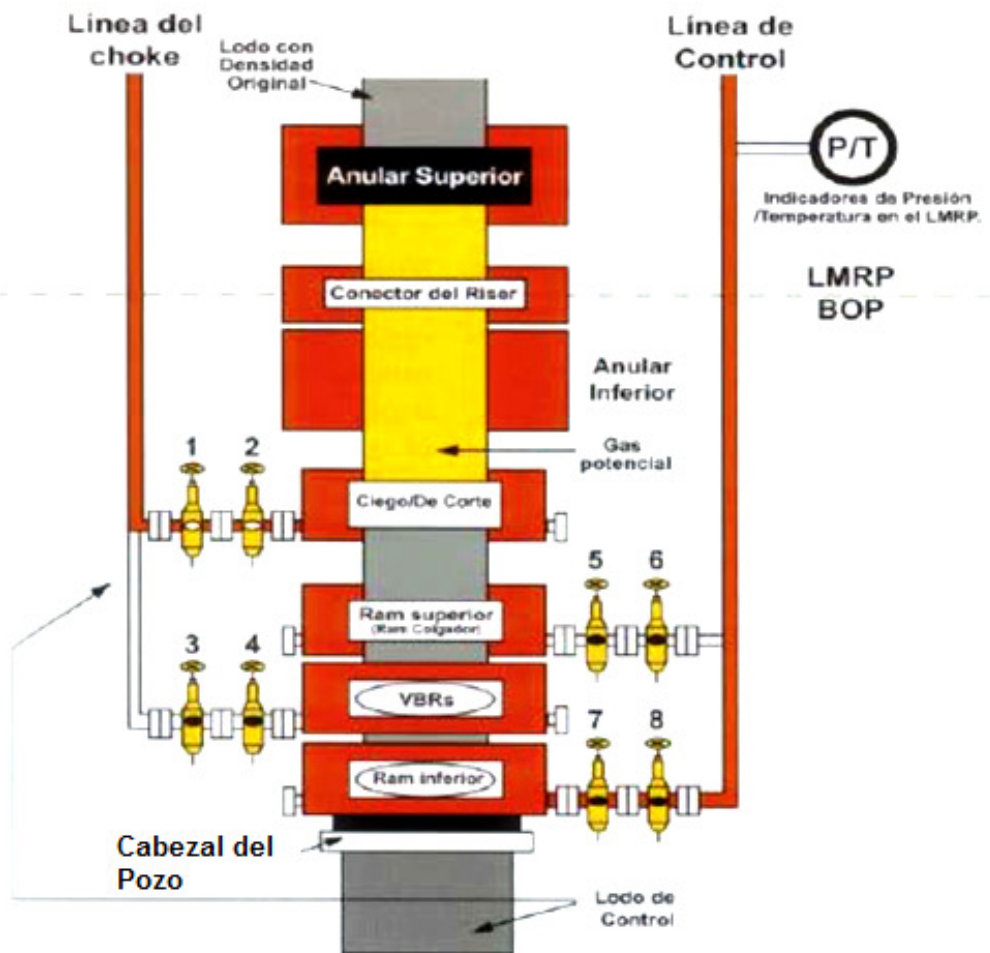


Fuente: Larry E., A Deep Water Guide Lineless Drilling System, SPE 5355.

Cabezal del pozo Marino

El cabezal de pozo marino es una gran unidad cilíndrica la cual tiene varios ajustes internos llamados "Casing Hangers" los cuales están diseñados para suspender el número y tamaño de Casing, además de la sarta de perforación que va a ser usada en el pozo. El cabezal de pozo es ajustado en las aberturas de las dos estructuras base y está instalado para conectar al conjunto de preventoras.¹⁵ Ver Figura 25.

Figura 25 Cabezal del pozo marino



Fuente: www.wellcontrol.com

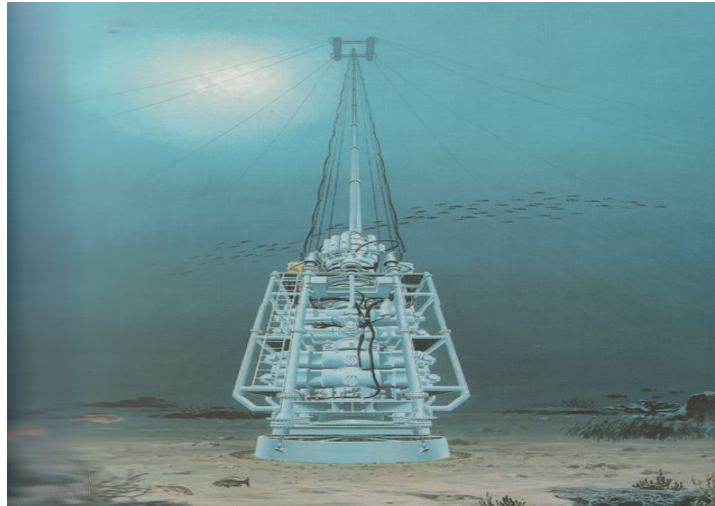
¹⁵ www.wellcontrol.com

Conjunto de Preventoras

En las instalaciones de cabeza de pozo en aguas profundas, el sistema de preventoras instalado presenta algunas diferencias con respecto a las normalmente utilizadas en los equipos onshore. Estos cambios incluyen variaciones en las preventoras, en el sistema de control, en los procedimientos de perforación y uso de los equipos. Algunas de estas modificaciones son: Ver Figura 26.

- ✓ Un sistema de revestimiento del cuerpo de la preventora para contrarrestar la presión hidrostática ejercida por la columna de agua marina.
- ✓ Preventoras de mayor tamaño para manejar mayor cantidad de fluido hidrostático en la operación de cada una de sus partes.
- ✓ La mayor longitud de las líneas de flujo aumentan la caída de presión a lo largo de ellas, lo que conlleva a que la hidráulica le de mayor importancia a la disminución de los tiempos de reacción de la operación de las válvulas.
- ✓ Se cambia el arreglo del árbol de Preventoras, especialmente la ubicación de las líneas para matar y chocar el pozo.
- ✓ El fluido hidráulico es venteado al mar evitando su bombeo desde el fondo marino a la unidad de perforación. Lo cual requiere que el fluido hidráulico no sea un agente contaminante y que posea características de baja viscosidad y pueda mezclarse fácilmente con agua de alto contenido mineral.

Figura 26 Conjunto de Preventoras.



Fuente: www.wellcontrol.com

Riser marino de perforación

Alguna forma de conducto tiene que ser instalada entre el barco perforador y el pozo para que las herramientas sean fácilmente corridas y para que el lodo de perforación pueda circular. El "riser marino" ejecuta este trabajo y es uno de los más importantes elementos en la perforación costa afuera.¹⁶

El riser es una herramienta de alto peso cuando está lleno de lodo, el cual debe soportar la fuerza de las olas y corrientes que actúan sobre él. Además, debe estar efectivamente diseñado, especialmente sus conexiones (ver figuras: 27- 28- 29).

El riser marino está compuesto por una serie de tubos largos y de grueso calibre sus extremos están conectados fuertemente para formar un pasaje continuo desde el punto de suspensión de la mesa rotaria o top drive sobre la plataforma hasta el conjunto de preventoras la cual se encuentra ubicada en el lecho marino. El riser por lo general tiene una longitud de 40 pies, pero también existen de menor

¹⁶ MARTIN, E. B. Field Operation of Marine Riser. SPE 8078. (1980).

longitud para ajustar la distancia entre el conjunto de las preventoras y la unidad de perforación.

Figura 27 Tubos de Riser marino



Fuente: <http://www.jamstec.go.jp>

Telescopic slip-joint

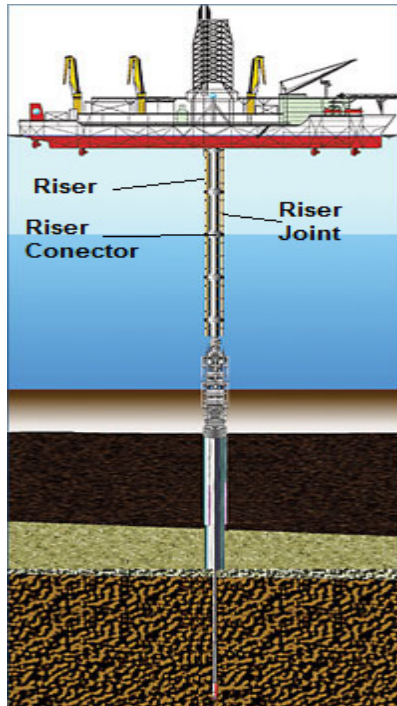
Debido a que la conexión del riser con el conjunto de preventoras es rígida, y la conexión entre éste y la unidad de perforación presenta algunos movimientos por la acción del mar, se deben instalar algunos mecanismos para subsanar estos movimientos. Para ello se inserta en la parte superior del riser un “telescopic slip-joint”, el cual se alarga y se contrae dependiendo de los movimientos de la unidad.¹⁵

Riser flex Joint

Al final del riser, junto encima de las preventoras, se encuentra el “riser flex joint”, el cual permite un cierto margen de movimiento horizontal en respuesta a la fuerza de las corrientes sobre el riser. En perforación de gran profundidad es instalada una segunda “ball joint”, la ubica justo encima del “telescopic slip-joint”.

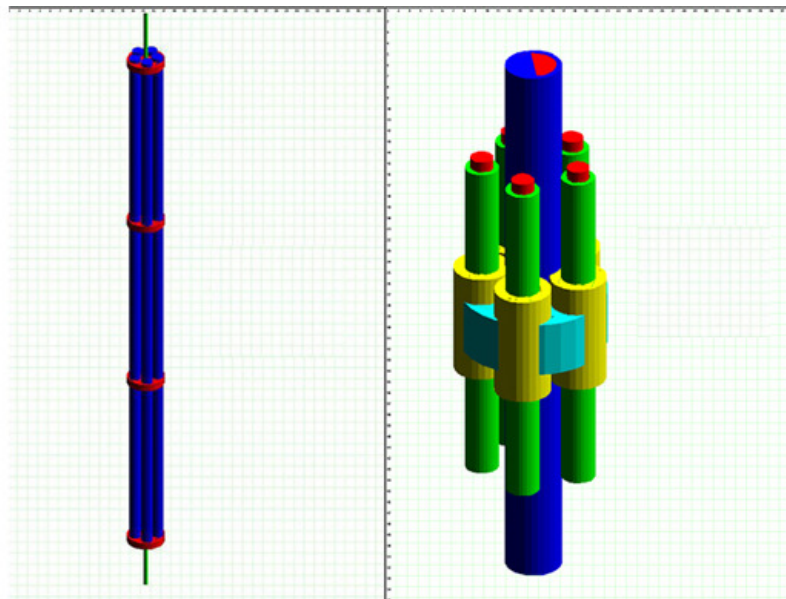
¹⁵ www.wellcontrol.com

Figura 28 Riser Marino



Fuente: <http://images.google.com.co/>

Figura 29 Conexión del Riser Marino



Fuente: <http://www.risertec.com>

Lineas de Choque (Choke and kill lines)

Estas líneas son parte integral del riser, y corresponden a la vía de flujo para la circulación de fluido a alta presión desde el distribuidor múltiple de superficie hasta el conjunto de preventoras. Estas líneas deben ser lo grandes para matar y chocar el pozo porque deben disminuir la presión de retroceso aportada por la formación cuando se presenta un reventón. Además deben ser lo suficientemente pequeñas para producir la carga mínima que es ejercida por las olas y las corrientes sobre el riser.

Diverter

Aunque en muchos casos las preventoras (BOP) son corridas junto con el riser marino, hay circunstancias donde no es práctico. Si existen capas de gas debajo del suelo marino hay riesgo de presentarse un reventón a menos que exista un equipo idóneo para detener esta presión. Sin embargo, el equipo de preventoras no puede ser usado en la primera etapa de perforación debido a su pequeño diámetro comparado con el diámetro de la broca. A su vez, una pequeña longitud de casing de 30 pulgadas es la primera cadena de casing en ser corrida, la cual no es capaz de resistir la presión de las superficiales capas de gas. Para abolir el riesgo de reventón por gas en la superficie de la unidad, en donde una ignición podría ocurrir, el “diverter” es instalado en el tope del riser. Varios aparatos de medida, incluyendo indicadores hidro-acústicos, son usados para monitorear el ángulo del riser con respecto de la vertical, para que la posición del equipo sea ajustada para minimizar el esfuerzo sobre el riser.

Sistema tensionador del Riser

La tensión óptima del riser está definida como la tensión que minimiza la posibilidad de dañar el riser o el equipo de perforación, y que ocasione el mínimo gasto de los tensionares. Esta tensión debe mantenerse sobre el riser para asegurar su integridad y mantenerlo suficientemente recto (incluyendo el ball joint)

para perforar sin que la tubería entre en contacto y deteriore el riser y los equipos de cabezal de pozo.¹ Ver Figura 30.

En aguas profundas por encima de 200 pies, el riser marino puede estar libremente instalado sin otro soporte que su conexión a la unidad. Sin embargo, en aguas profundas esto se convierte en un riesgo de colapso debido a su peso o a las fuerzas que el medio ejerce sobre él, para lo cual algunos medios de soporten se han empleado.

Figura 30 Telescopic slip-joint, choke and kill lines



Fuente: www.wellcontrol.com

¹ MACLACHALAN, M. An Introduction to Marine Drilling Outfield, (1987).

El medio más comúnmente usado es un sistema de cables que se mantiene tensionado en forma similar a la de los compensadores de movimiento descritos anteriormente. Los cables de conexión de soporte del riser están conectados a la parte superior del riser justo debajo de la junta deslizante. El sistema de tensión está compuesto por cilindros de aire que alimentan un pistón, el cual con su operación presiona las líneas que están soportando el riser. Los cilindros son normalmente instalados por pares en posiciones opuestas diagonalmente, lo que permite mantener una tensión sobre todas las líneas.

2 CONDICIONES CLIMATICAS QUE AFECTAN LAS OPERACIONES DE PERFORACION COSTA FUERA

2.1 VIENTOS

Los vientos son movimientos del aire presente en la atmosfera. Este movimiento es horizontal y se debe a las diferencias de presión atmosférica las cuales se atribuyen a diferencias de temperatura, que a su vez se deben, en gran medida, a la desigualdad del calentamiento solar y a las propiedades térmicas de la superficie oceánica.^{14,17}

La diferencia entre la temperatura y la presión en dos puntos diferentes sobre la tierra, provoca que el aire de la misma presente dos densidades, y por lo tanto, el movimiento de la masa de gases es en dirección hacia la zona menos presionada. Otros factores que afectan este movimiento son el efecto Coriolis, las fuerzas de flotabilidad y de fricción y la configuración del relieve.^{18,22}

Debido a la rotación de la Tierra, todo lo que se mueve en su superficie no sigue una línea recta, sino que tiende a girarse en alguna dirección. Esto se conoce como el efecto de Coriolis. El efecto es muy leve para sentirlo cuando se camina o se transporta en un carro, pero es significativo en distancias grandes. Esta desviación afecta el curso de proyectiles y obviamente el de los vientos y las

¹⁴ 14. ACERO. J, CARO. D, Análisis de la posible unidad de perforación a emplearse en el prospecto bahía en el Caribe colombiano. Proyecto de Grado. 2004.

¹⁷ JAMES C. A. AND DILARD S. Hammett, SEDCO Inc, paper 704896, SPE, 1980.

¹⁸ BAKER, R. A primer of Offshore Operations, third edition, 1998.

²² <http://www.ideam.gov.co>

corrientes. La desviación es hacia la derecha en el Hemisferio Norte y hacia la izquierda en el Hemisferio Sur.

Conocer las características de los vientos es de vital importancia para realizar pronósticos de tiempo y planes de emergencia. La velocidad y dirección del viento puede medirse con un anemómetro, equipo que está equipado con dos sensores para tal fin. El registro de esta edición se hace sobre un anemógrafo. Ver Figura31.

Figura 31 Anemómetro.



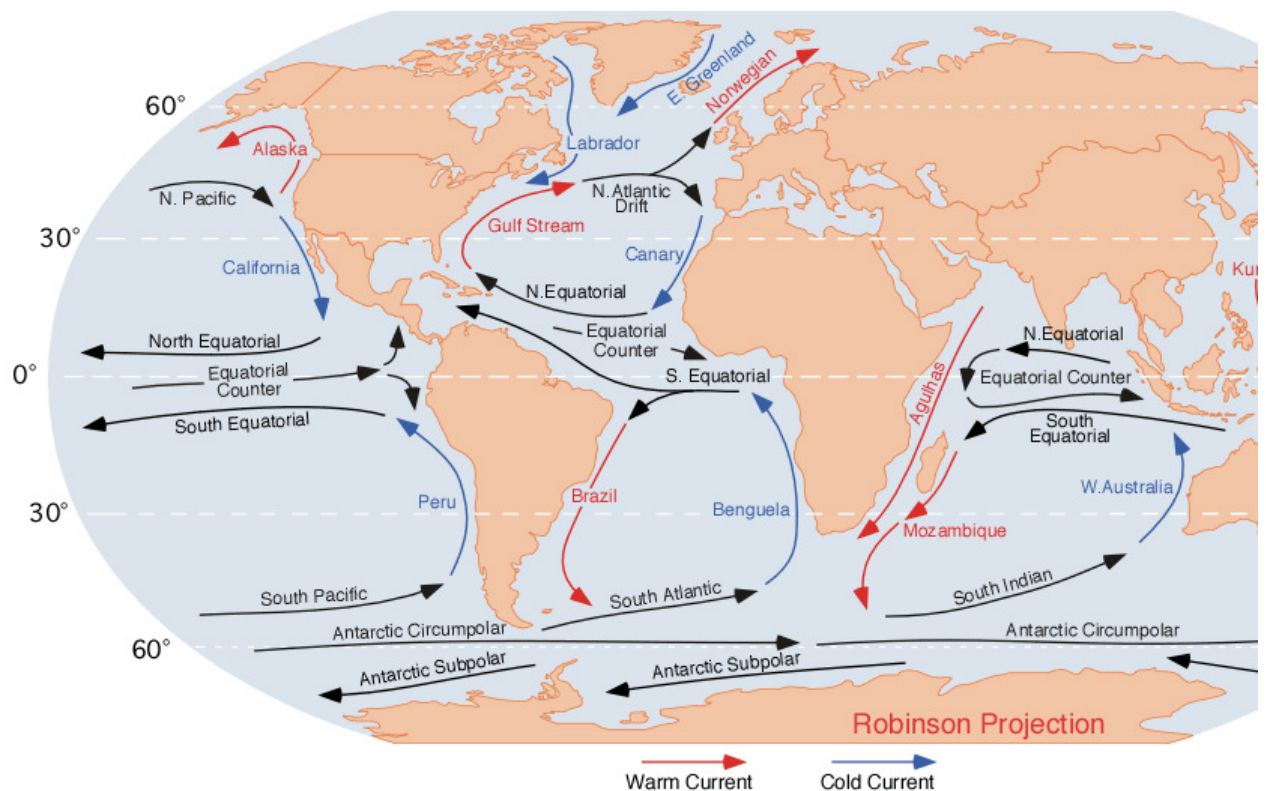
Fuente: www.wikipedia.com

2.1.1 Tipos de Vientos

Dependiendo del recorrido que realizan los vientos, estos pueden clasificarse en tres grandes grupos.

El primero de ellos está compuesto por los vientos planetarios, también conocidos como constantes o globales, los cuales se rigen por los cinturones de altas y bajas presiones. Estos están encargados de transportar gran cantidad de energía térmica en sentido de los meridianos de cada hemisferio, desde los polos hacia el ecuador. Dentro de los más importantes están: los alisios del noreste en el hemisferio norte; los alisios del sureste en el hemisferio sur; los vientos del oeste en ambos hemisferios y los vientos circumpolares entre las latitudes de los círculos polares y el polo respectivo. Ver Figura 32.

Figura 32 Tipos de vientos.



Fuente: <http://cremc.ponce.inter.edu/2daedicion/articulo2.htm>

El segundo grupo está compuesto por los vientos regionales, que recorren una distancia menor dentro de un hemisferio, y están determinados por la distribución de tierras y mares, y por el relieve continental.

El tercer grupo de vientos comprende los vientos locales que caracterizan un área específica. Sus características dependen de muchos factores locales. Dentro de los principales vientos se encuentran: las brisas de mar y tierra, brisa de valle y de montaña.

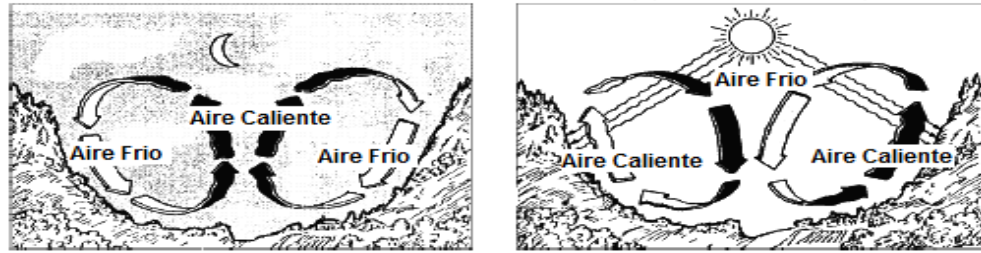
✓ **Vientos alisios**

Los vientos alisios soplan de manera relativamente constante en temporadas calurosas y menos en temporadas de invierno. Circulan entre los trópicos, desde los 30-35° de latitud hacia el ecuador. Se dirigen desde las altas presiones subtropicales, hacia las bajas presiones ecuatoriales. El movimiento de rotación de la Tierra desvía a los Alisios hacia el oeste, y por ello soplan del noreste al sudoeste en el hemisferio norte y del sudeste hacia el noroeste en el hemisferio sur.¹⁹ Ver Figuras 33 y 34.

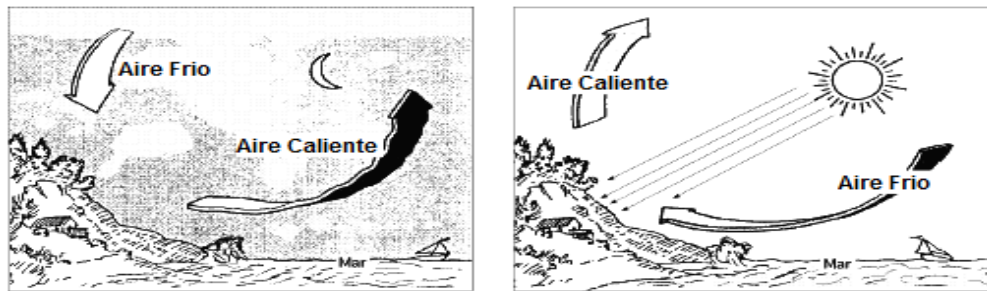
En el ecuador se produce un ascenso masivo de aire cálido, originando una zona de bajas presiones que viene a ser ocupada por otra masa de aire que proporcionan los alisios. Las masas de aire caliente que ascienden, se van enfriando paulatinamente y se dirigen a bastante altura en sentido contrario a los Alisios, hacia las latitudes subtropicales, de donde proceden éstos. La rotación terrestre es la que produce la desviación hacia el oeste de estos vientos, desviación que se conoce como la fuerza o efecto de Coriolis.

¹⁹ FALLON, A. Specifications for Oceanographic, meteorological studies for offshore operations. SPE 4451-PA. (1975).

Figura 33 Vientos de Valles y montañas, Brisas de mar.



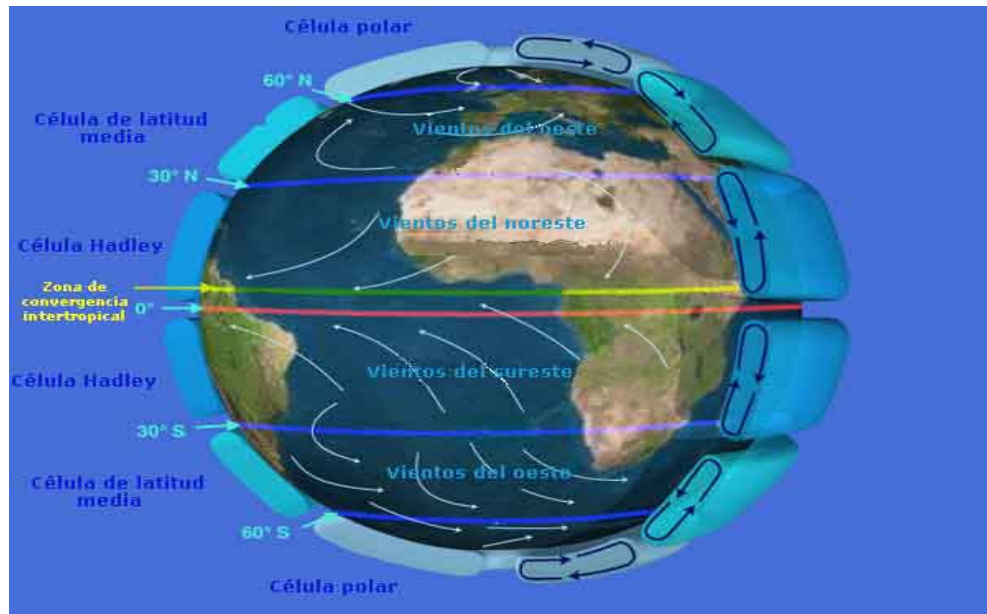
Vientos de valles y montañas



Brisas de mar

Fuente: <http://images.google.com.co>

Figura 34 Vientos Alisios en el Mundo



Fuente: http://es.wikipedia.org/wiki/Vientos_alisios

2.2 OLEAJE

Una ola es una onda que se propaga por la superficie de los mares y océanos. Son ondas mecánicas o perturbaciones del medio material (agua) de las llamadas superficiales, que se propagan por la interfase, que en este caso es el límite entre la atmosfera y el océano. El viaje de estas ondas que a su vez presentan grandes cantidades de energía, puede estar acompañado por el movimiento de grandes masas de agua, producto del arrastre propio que provocan.^{19,20,21} Ver Figura 35.

Figura 35 Visualización de los efectos de la marea y el oleaje en las unidades de perforación.



Fuente: www.adventuregraphs.com

2.2.1 Causas

El oleaje es provocado por el viento principalmente, debido a la fricción que existe entre el movimiento de este con respecto a la superficie del agua; produciéndole

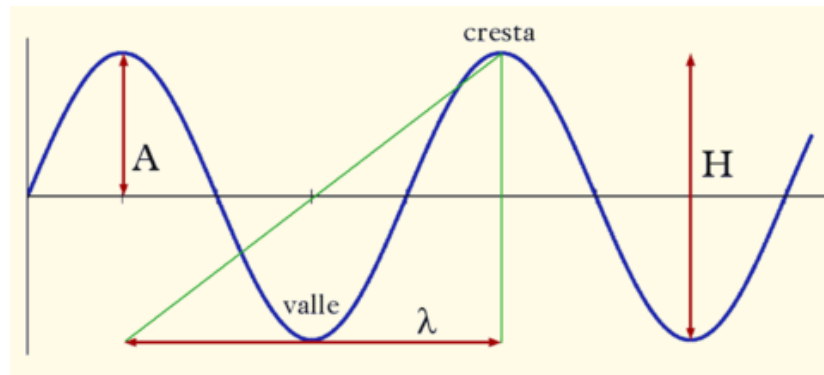
¹⁹ FALLON, A. Specifications for Oceanographic, meteorological studies for offshore operations. SPE 4451-PA. (1975).

²⁰ ARDILA, J. Equipo y Consideraciones Especiales de la Perforación Costa Fuera. Proyecto de Grado. UIS. 1986.

²¹ ARIZA, J. 2002. Análisis de las Condiciones Existentes en la Costa Caribe Colombiana para la Planeación de Actividades de Exploración y Desarrollo Costa Fuera. Proyecto de Grado. UIS.

cierto arrastre, que da lugar a la formación de pequeñas arrugas o rizaduras en la superficie de la misma. Estas ondas son llamadas olas capilares y pueden ir de pocos milímetros, hasta dos centímetros de longitud de onda. Ver Figuras 36 y 37.

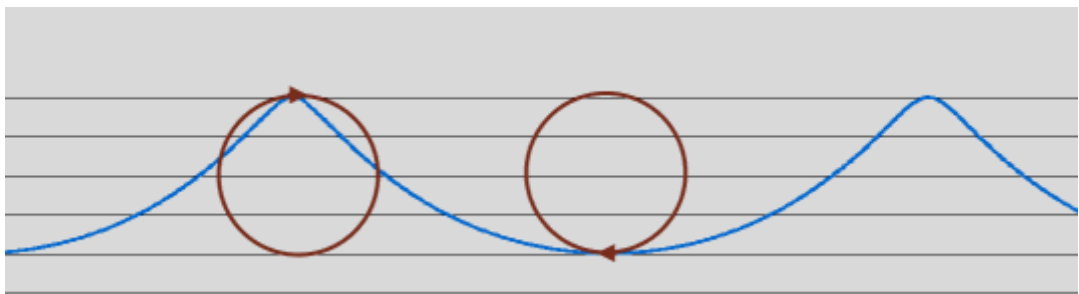
Figura 36 Componentes de una Ola.



Fuente: <http://maritime.haifa.ac.il/departm/lessons/ocean/lect18.htm>

Cuando se ha perdido toda la superficie lisa en el límite de los dos medios, agua y viento, el efecto de la fricción es mayor, por lo que las pequeñas rizaduras iniciales quedan a tras, y dan paso a olas más grandes.

Figura 37 Movimiento de una Partícula Debido a la Propagación de una Onda.



Fuente: <http://es.wikipedia.org/wiki/Imagen:Waverp.gif>

Cuanto mayor es la altura de las olas, mayor puede ser la cantidad de energía que extraen del viento.

2.2.2 Tipos de Olas

Depende principalmente de tres parámetros del viento que son su velocidad, su persistencia en el tiempo, y la estabilidad de su dirección. Por lo que mayores oleajes serán producidos en circunstancias meteorológicas en que se cumplen estas condiciones.²³

Se pueden formar dos tipos de olas diferentes y su característica es su tamaño y el tiempo de duración de las mismas. Las primeras se forman por vientos locales, presentan generalmente pequeños tamaños de crestas y se dirigen en la misma dirección del viento, durando por lo general pocos segundos. Cuando hay incremento en el tamaño de este tipo de olas, se produce el fenómeno que es conocido como Mar de Leva. Las segundas se forman por vientos remotos, en áreas lejanas, y viajan hasta el lugar de estudio, presentando grandes crestas, durando periodos de tiempo mayores a los diez segundos y viajando en direcciones diferentes a la de los vientos locales. Si existe un incremento en el tamaño de este tipo de olas, se produce el fenómeno conocido como Mar de Fondo.

Una vez se han formado, y han comenzado su marcha, las olas que se desplazan en aguas profundas disipan su energía lentamente, por lo que pueden viajar grandes distancias desde su lugar de formación, hasta su desaparición.

Sin embargo, las olas también pueden formarse por el paso de embarcaciones grandes, aunque son de tamaños muy pequeños y con energías muy bajas; y otros fenómenos naturales, como terremotos en el subsuelo marino, que generan olas de tamaños y energías mucho mayores.

²³ <http://es.wikipedia.org/wiki/Marea>

2.3 MAREA

Al igual que las fuerzas gravitacionales que la tierra ejerce sobre cualquier punto que se encuentre cerca de ella, el sol y la luna ejercen de igual forma, fuerzas gravitacionales de atracción sobre estos mismos cuerpos. Por lo tanto, el manto de agua terrestre, sentirá los efectos gravitacionales del sol y la luna, presentando un cambio periódico en el nivel del mar, el cual dependerá de que tan cercanos estén con respecto a alguno de estos dos astros.^{22,24}

Por lo tanto, el término marea, está definido como el ascenso y descenso periódico de todas las aguas oceánicas, ya sea mar abierto, golfos, bahías, mediante movimientos periódicos originados por la fuerza de atracción de la luna y el sol sobre el agua y la tierra. Ver Figura 38.

2.3.1 Tipos de Marea

Como los astros son los que intensifican o disminuyen la marea, la posición en un mismo momento del sol, la luna y el planeta será la que influya en el tipo de marea presentada.

Por este motivo, las fases de la luna y las mareas presentan estrecha relación, presentándose de la siguiente manera. Ver Figura 39.

✓ Mareas de Sicigias

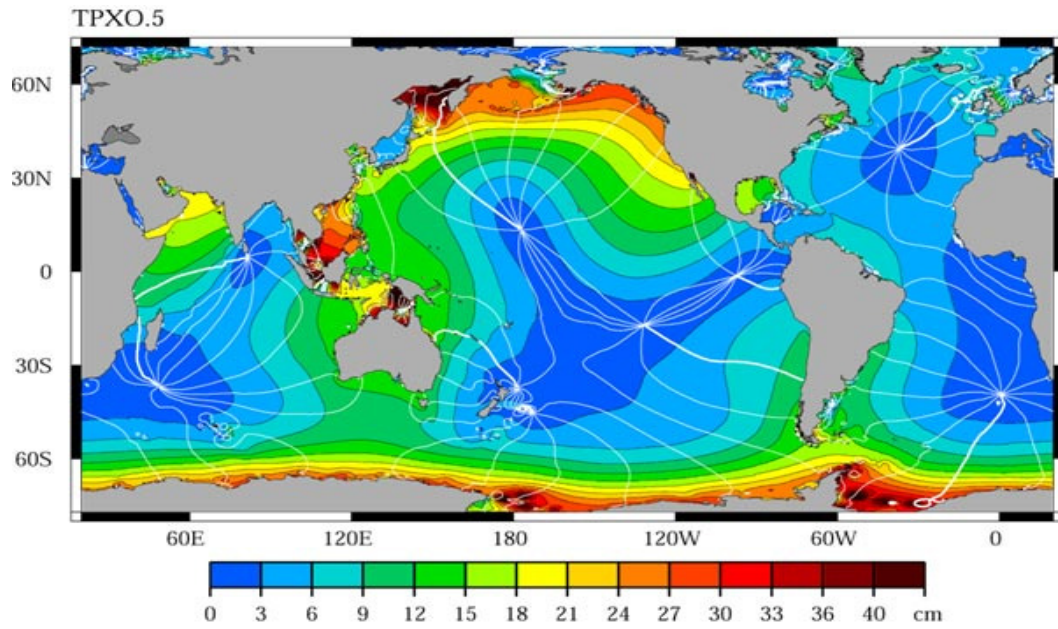
También conocidas como mareas vivas, se presentan cuando los tres astros están en línea recta, por lo que la atracción del sol se suma a la de la luna. La altura del

²² <http://www.ideam.gov.co>

²⁴ <http://sealevel.jpl.nasa.gov>

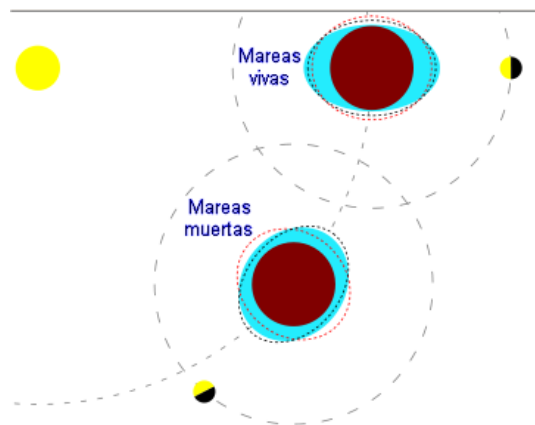
nivel del mar está gobernada por la distancia de la luna a la tierra de la siguiente manera:

Figura 38 Distribución de las Líneas Cotidales y los Puntos anfidrómicos a Nivel Mundial.



Fuente: <http://sealevel.jpl.nasa.gov/science/invest-ray.htm>

Figura 39 Atracción Gravitacional Debido al Sol, la Luna y la Tierra.



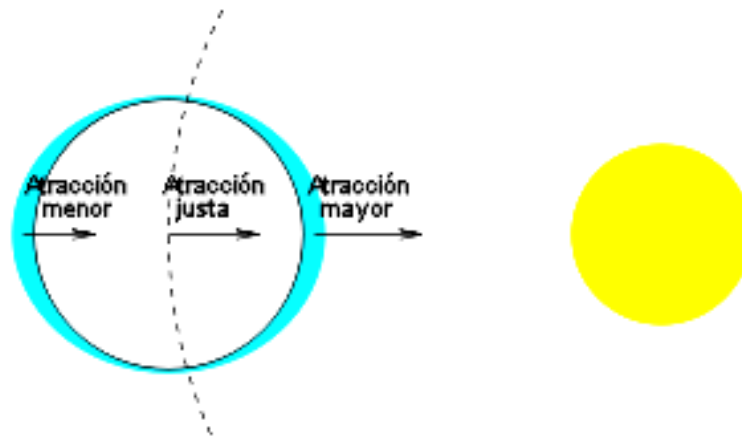
Tomado de <http://es.wikipedia.org/wiki/Imagen:Mareas-3.png#filelinks>

- ✓ Nivel del mar mayor en el Perigeo, cuando la luna está más cerca de la tierra.
- ✓ Nivel del mar menor en el Apogeo, cuando la luna esta mas lejos.

Como las fases de la luna en la que se presenta alineación de los tres astros son en luna llena y luna nueva, la marea presenta otra semi-clasificación así:²³ (Ver figura 40)

- ✓ Marea Viva de Conjunción: se presenta durante la fase de luna llena.
- ✓ Marea Viva de Oposición: se presenta durante la fase de luna nueva.

Figura 40 Distribución de la Atracción Gravitacional Ejercida por un Astro Sobre un Cuerpo Específico y su Posición en el Espacio.



Fuente: <http://es.wikipedia.org/wiki/Imagen:Mareas-1.png>

²³ <http://es.wikipedia.org/wiki/Marea>

✓ **Mareas Muertas**

Se presentan cuando los tres astros, tierra, sol y luna, forman un triángulo con un ángulo de 90°. Estas mareas se presentan durante las otras dos fases de la Luna, la fase de Cuarto Creciente y Cuarto Menguante.

Debido a la posición en el espacio de los astros, la atracción ejercida por el sol y la luna se contrarresta entre sí, disminuyendo el nivel del mar. Esta marea también es conocida como marea de cuadratura.

En ciertas épocas del año se presenta a un mismo tiempo la marea de sicigia y la marea de perigeo, formando una Marea Extra Alta. De la misma forma, en otros momentos del año, se presenta una marea de cuadratura y una de apogeo al tiempo, formando una Marea Extra Baja.

2.4 CORRIENTES MARINAS

Las corrientes marinas son causadas por las altas mareas del océano, los ríos y los arroyos que fluyen en mares abiertos. Las altas corrientes pueden alcanzar hasta los 5 nudos, haciendo las operaciones de perforación más complejas.⁶

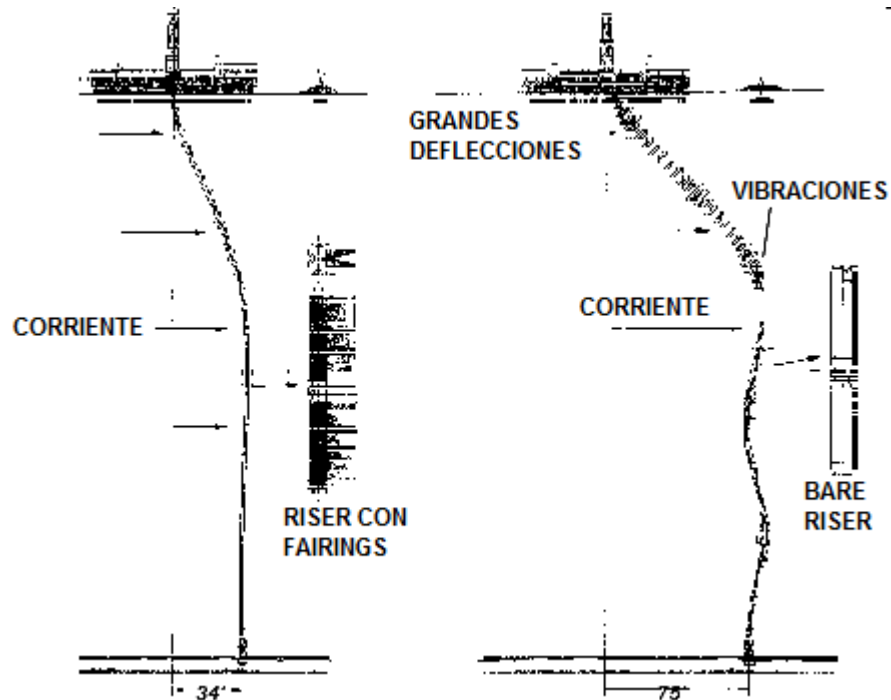
2.4.1 Problemas Asociados con las Corrientes Marinas

Las operaciones de perforación son afectadas por altas corrientes de superficie las cuales dificultan la realización de las operaciones de perforación offshore. Dos dificultades que se plantean son las siguientes: (Figura 41)

⁶ CHEVRON Drilling Reference Series, Volume ten Floating Manual.

- ✓ Grandes desviaciones en el riser y en el drill pipe o tubería de perforación aumentando los ángulos de funcionamiento.
- ✓ Las vibraciones causadas por el vórtice que pueden causar fracturas debido a la tensión en el riser o el casing.

Figura 41 Problemas Asociados con las altas Corrientes Marinas



Fuente: CHEVRON Drilling Reference Series, Volume ten Floating Manual.

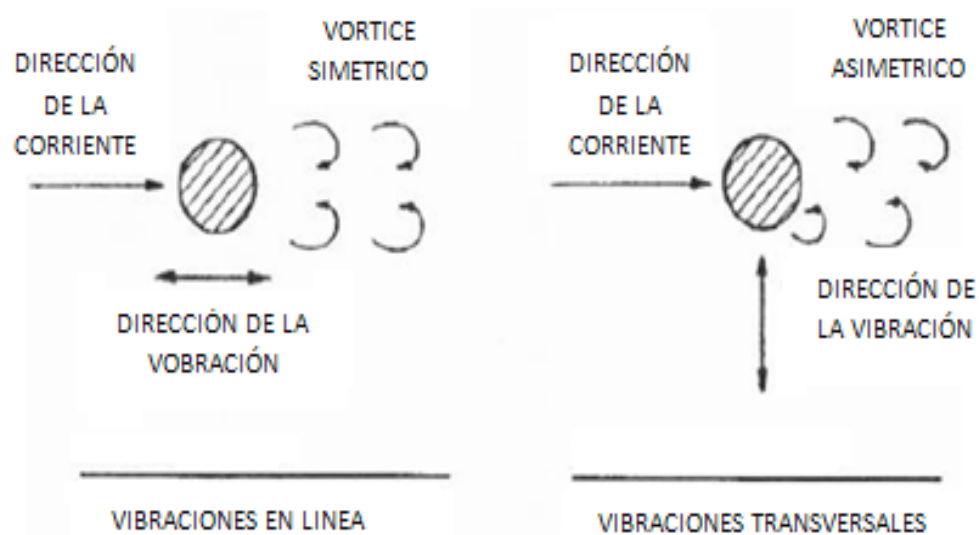
✓ **Desviaciones**

Donde se hacen presentes las corrientes, grandes deflexiones en el drill pipe y en el riser las cuales son el resultado del aumento de la fuerza de arrastre. La fuerza de arrastre varía con la velocidad por lo que la deformación aumenta exponencialmente con la velocidad. Como la tubería es desviada en la parte más baja, la ejecución de los ángulos de perforación en el piso aumentara.

✓ Arrastre del Vortice

En la figura 42, el agua que fluye a alta velocidad pasa alrededor del cilindro creando vórtices. Estos vórtices son el resultado de la alternancia de bajas presiones en la parte posterior del cilindro. Esto hace que el cilindro vibre porque grandes presiones están en contacto a lo largo de la parte anterior del cilindro. Para corrientes de bajas velocidades los vórtices generados simétricamente alrededor de la tubería hacen que el cilindro oscile paralelo a la dirección de flujo; las amplitudes son menores de 0.15 veces el diámetro del cilindro.

Figura 42 Arrastre del Vórtice.



Fuente: CHEVRON Drilling Reference Series, Volume ten Floating Manual.

Como aumentan las velocidades de flujo, los vórtices se hacen asimétricos, causando eventualmente que el cilindro oscile perpendicularmente a la dirección del flujo. Para algunos rangos de velocidad de corriente, la frecuencia de vibración del cilindro disminuirá la frecuencia del vórtice y las oscilaciones transversales se

harían presentes. Estas amplitudes incluso son superiores a 1,5 veces el diámetro del cilindro.

Cuando las corrientes forman los vórtices generan unas vibraciones en el riser que se reactivan con las válvulas preventoras y causando al sistema de las BOP y a la cabeza del pozo un lento movimiento hacia adelante y hacia atrás.

Las altas corrientes no se pueden evitar lo que se puede evitar es que éstas generen un choque brusco a la maquinaria utilizada en la perforación teniendo en cuenta que la unidad utilizada debe manejar un anclaje bastante estático, y un posicionamiento dinámico, el cual permita estabilidad en el equipo y de esta manera facilitar la operación; mientras que cuando se habla del equipo de perforación en fondo se debe resaltar que existen una serie de dispositivos los cuales me van a evitar un choque directo de las corrientes con los equipos de perforación.

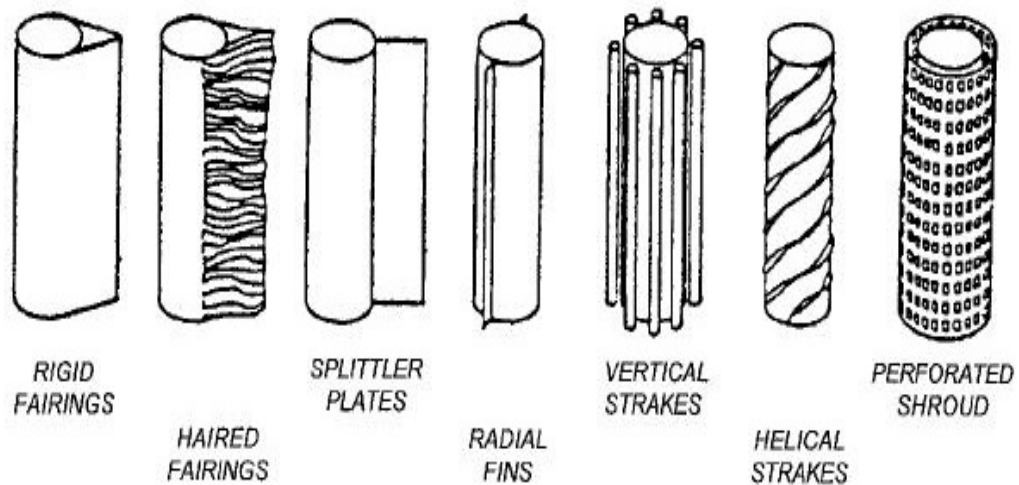
Los dispositivos más utilizados son:⁶ (Ver Figura 43)

STRAKES: Son utilizados para evitar las vibraciones del casing, ya que estos son sólidos, efectivos, su instalación es relativamente barata, este dispositivo se puede ubicar en lugares profundos.

FAIRINGS: Son usados en los risers por que estos reducen el arrastre que generan las corrientes en los risers.

⁶ CHEVRON Drilling Reference Series, Volume ten Floating Manual.

Figura 43 Fairings y Strakes.



Fuente: CHEVRON Drilling Reference Series, Volume ten Floating Manual.

2.5 ICEBERGS ^{1,6, 26,27,}

Los Icebergs son grandes porciones de hielo dulce, que se forman en los océanos continentales, se desprenden de un glaciar y son movidos y transportado a grandes distancias y hacia latitudes más bajas, gracias a las corrientes marinas como por ejemplo la de Groenlandia. Estos grandes tamaños de hielo se les llaman dulce, debido a que se forman en los glaciares continentales y no por el agua marina. El hielo formado en la superficie del océano ártico no alcanza grandes dimensiones por la presión que se ejerce a pocas profundidades del agua que evita el congelamiento.^{1,6}

Como el hielo es menos denso que el agua, los icebergs siempre se encontraran flotando sobre la superficie de la misma, sin embargo, debe tenerse en cuenta que su tamaño puede llegar a ser ocho veces más grande que la porción que

¹ MACLACHALAN, M. An Introduction to Marine Drilling Outfield, (1987).

⁶ CHEVRON Drilling Reference Series, Volume ten Floating Manual.

sobresale de la superficie del agua. De esta manera, estas gigantescas masas gélidas constituyen un gran peligro tanto para la navegación como para cualquier otra operación que se lleve a cabo cerca a ellos.^{26,27} Ver Figura 44.

Figura 44 Tamaño real de un iceberg



Fuente: <http://images.google.com.co>

2.5.1 Clasificación de los Icebergs

En general, estas grandes masas gélidas se pueden clasificar en tres tipos dependiendo de su tamaño:²⁵

- ✓ Icebergs
- ✓ Growlers o Bergy bits
- ✓ Drift Ice

²⁵ MacGRAY, A AND COLE, F. Oil Well Drilling Technology, first edition, 1963.

²⁶ ALLEM, S. Global Analysis of the Terra Nova Riser System. 2001

²⁷ HUGGETT, Q. Regional Processes and Geohazards from U.K. Deep-Atlantic Margin Surveys. 2001

Los primeros son grandes masas de hielo, que pueden llegar a pesar millones de toneladas, y por lo tanto son visibles o discernibles al ojo humano y detectables con los radares. Su clasificación puede determinarse por su calibración que puede llegar a hacerse por inspección o estimaciones y también por medio de perfiles de contorno que se toman con una línea alrededor de la parte del bloque de hielo que se encuentra sumergida en el agua.

Los segundos, son bloques de un tamaño más moderado que a menudo son visibles al ojo humano antes que este sea detectado por el radar. Pueden llegar a pesar miles de toneladas.

Los últimos, son de tamaños mucho más pequeños y presentan formas de láminas delgadas de hielo que se encuentran en zonas calmadas. Sin embargo, como son tan delgadas, el hielo puede llegar a levantarlas y a acumular unas sobre las otras en la superficie del barco o unidad de perforación creando bloques de cientos de pies de espesor.

2.5.2 Trayectoria de un Iceberg

Su viaje comienza en el momento en que se desprende del glaciar. Con ayuda de las corrientes marinas y de los vientos predominantes en algunas zonas del planeta, la gran masa gélida avanza desde el sitio de su nacimiento hasta conseguir latitudes más bajas, viajando a velocidades de aproximadamente 20 kilómetros por día. A medida que avanza y se encuentra con aguas más calientes que las de la zona donde se da su nacimiento, el tamaño del bloque de hielo disminuye debido al descongelamiento del mismo por el aumento de temperatura. Sin embargo, su viaje puede llegar a durar varios años hasta el momento del deshielo, alcanzando zonas tropicales. Ver Figura 45.

Figura 45 Icebergs



Fuente: <http://images.google.com.co>

Debido a que muchos de estos bloques son de tamaños gigantescos y llegan a pesar miles y hasta millones de toneladas, el choque entre una unidad tanto perforadora como de producción y el iceberg será catastrófica. Las pérdidas humanas no se podrán cuantificar y tampoco las materiales. Esto sucede cuando una unidad de perforación o producción, se encuentra localizada en la trayectoria que sigue el bloque de hielo.

Por este motivo, muchas organizaciones trabajan sin descanso, haciendo seguimiento al curso y la trayectoria de los bloques de hielo, con el fin de prevenir situaciones lamentables.

Aunque existen diferentes posibles soluciones ante el riesgo que genera la presencia de los iceberg en zonas donde se adelantan operaciones petrolíferas, siempre se buscará la más viable, tratando de no provocar un estancamiento en las operaciones.

Años atrás, las empresas operadoras intentaban remolcar el iceberg con el fin de cambiar su curso normal. Sin embargo, en muchas ocasiones esto puede llegar a

ser inútil debido a que no es fácil por el tamaño considerable de muchos bloques. Por lo cual, hoy día se realizan gestiones de iceberg para darle una solución eficaz al problema.

Existen dos tipos de embarcaciones dedicadas al apoyo de las unidades de perforación. La primera de ellas, son pequeños barcos desplegados hacia las zonas de operación y que están encargados de supervisar y evaluar el movimiento de los bloques. El otro tipo de embarcaciones son de tamaños más grandes, y se utilizan cuando un iceberg entra en la zona de operación de una unidad petrolera. Su función es la de remolcar y desviar el curso normal del bloque.

Inicialmente estas embarcaciones se encuentran patrullando las zonas de operación con el fin de detectar y llevar a cabo el seguimiento realizado por medio de radar, de forma visual y por avistamientos. Una vez se han rastreado, el siguiente paso es cuantificar su tamaño, modelar su curso, y evaluar si es o no una amenaza para las instalaciones costa fuera. Por último y después de considerarlo una amenaza para la integridad de la operación, se procede a ejecutar la solución planteada para el problema, ya sea remolcar el bloque o desmontar la plataforma.

2.5.3 Zonas de Alertas

Con el fin de controlar la seguridad en las operaciones, deben especificarse unas zonas de alerta dependiendo del radio o la distancia entre la unidad y el bloque de hielo, y en función de las corrientes tanto del viento como las marinas. Esto con el fin de determinar la posible zona de mayor riesgo y para determinar una eficaz solución al problema de la presencia del iceberg. En general se definen cuatro zonas así:⁶ Ver Figura 46.

⁶ CHEVRON Drilling Reference Series, Volume ten Floating Manual.

- ✓ Zona Verde
- ✓ Zona de Alerta Amarilla
- ✓ Zona de Alerta Roja
- ✓ Zona de Desconexión.

Un bloque de hielo en la primera de estas zonas, no representa peligro alguno para las unidades de perforación. Sin embargo, cuando un bloque se encuentra en la zona amarilla, una empresa de servicios intentara desviar el curso del bloque utilizando barcos remolques, líneas sintéticas y cables de acero. Y cuando el mismo se encuentra en la zona roja, el procedimiento a seguir, si el intento de desviar el curso es fallido, es desmontar y remolcar la unidad perforadora.

Los elementos que se tienen en cuenta para tomar la decisión de desviar el bloque son:

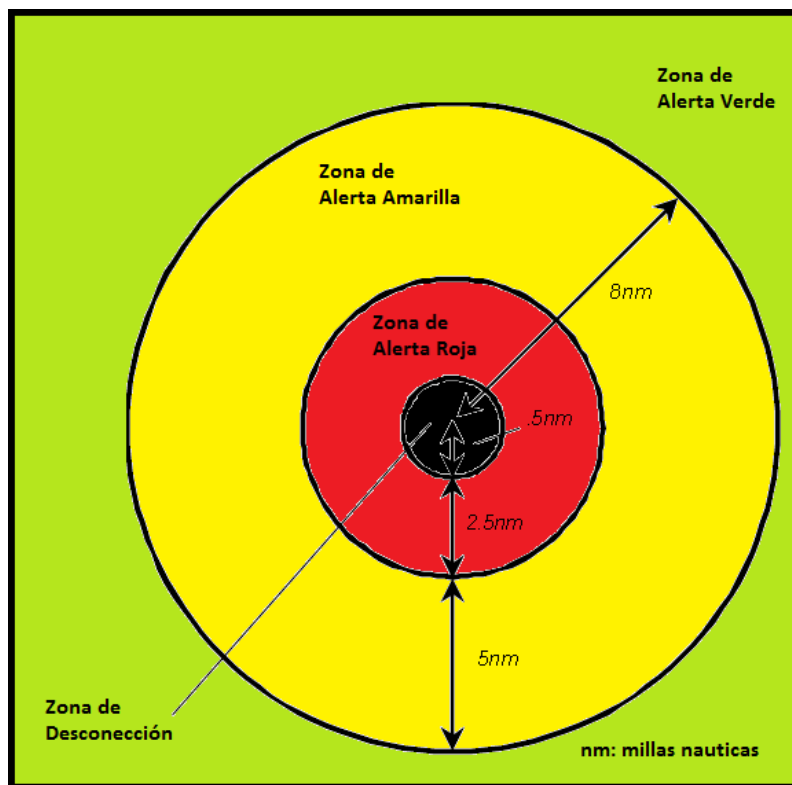
- ✓ La distancia y el tiempo hasta la torre
- ✓ La dirección del viaje
- ✓ Las previsiones meteorológicas actuales y del futuro inmediato
- ✓ Las operaciones en el tiempo.

2.5.4 Procedimientos Para Mitigar los Riesgos

Con el fin de prevenir accidentes y mantener en operación las diferentes actividades de la perforación, se establecen diferentes procedimientos para mitigar los efectos de la presencia de icebergs en las locaciones.⁶

⁶ CHEVRON Drilling Reference Series, Volume ten Floating Manual.

Figura 46 Zonas de Alertas

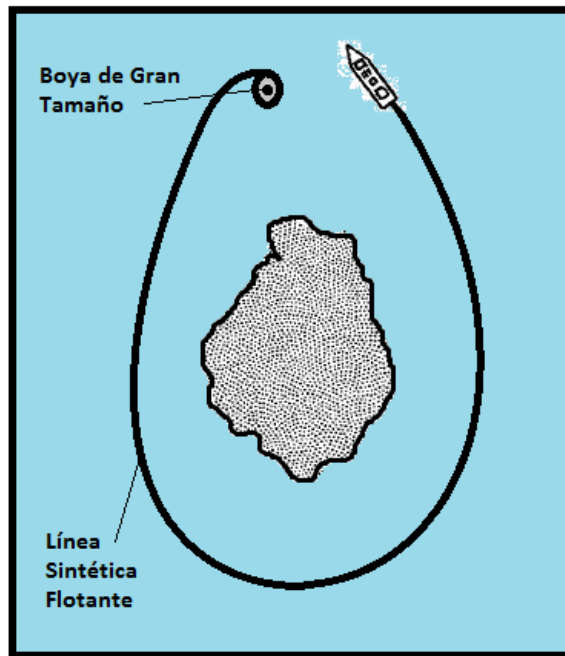


Fuente: CHEVRON Drilling Reference Series, Volume ten Floating Manual.

Remolque de un Iceberg: el principio para el proceso de remolque de un bloque de hielo no ha cambiado desde el momento en que se empezó a utilizar alrededor de los años 30. Se utiliza un buque, una línea sintética con propiedades de flotación, y un cable de acero. Con ayuda de la embarcación, el bloque es rodeado por la línea sintética de remolque que posteriormente es unida en sus extremos, y luego esta línea es juntada con un cable de acero que va pendiente al buque. Las propiedades boyantes de la línea, causan una fuerza que actúa sobre el bloque aumentando la hidrodinámica y el arrastre del mismo. Debido a las grandes estabilidades que presentan los bloques de tamaños superiores, permiten que su movimiento y manejo sea más sencillo que el de los bloques de tamaños inferiores, contrario a lo sugerido por el sentido común. El proceso de remolque de los icebergs puede llegar a durar días, para asegurar que el mismo se ha

trasladado lo suficientemente lejos de la zona de operación, y evitar que las corrientes marinas y los vientos predominantes en estas zonas, vuelvan a traerlo dentro de la misma (Ver Figura 47).

Figura 47 Remolque de Iceberg



Fuente: CHEVRON Drilling Reference Series, Volume ten Floating Manual.

Prop Washing: como el remolque de los icebergs es una operación exitosa, siempre y cuando los bloques sean de gran tamaño y que generen un estado de estabilidad del mismo, no todos los bloques son prospectos para remolcar. Para aquellos bloques de menor tamaño, se utiliza el proceso Prop Washing, el cual lo que busca es desplazar los bloques debido a las corrientes generadas por el movimiento propio de las hélices de los motores de propulsión del buque.

El proceso utiliza una embarcación que es puesta en sentido contrario a la dirección en la cual se desea desplazar los bloques, con el fin de crear una corriente marina por el movimiento de las hélices, que sea capaz de generar el

arrastre de los mismos hacia las zonas planeadas. La efectividad de este proceso es menor que la de remolque, pero puede ser útil para icebergs clasificados en Growlers o de menor tamaño. Solo es posible llevar a cabo la limpieza por este método en zonas relativamente calmadas, pues la existencia de corrientes en direcciones diferentes a la necesitada, puede generar condiciones de operación más difíciles. El alcance por este proceso es de varios cientos de pies.

Cañones de Agua: algunas embarcaciones están provistas de cañones que se encuentran en la parte alta de la cubierta del buque. Estos cañones sirven como generadores de grandes caudales de agua, que al chocar con el bloque de hielo en un ángulo adecuado, emite grandes fuerzas sobre ellos, generando un movimiento. Debido a que el agua utilizada para esta operación está relativamente caliente en comparación con el agua marina, este método sirve también para llevar a cabo el proceso de deshielo del bloque. Ver Figura 48.

Los chorros de agua que chocan contra el iceberg son de 3000 a 5000 metros cúbicos por hora, produciendo una fuerza sobre el iceberg entre 4 y 8 toneladas. De esta manera, se busca desplazar el bloque hasta sobreponerlo en el curso de una corriente fuerte que sea capaz de transportarlo lejos de la zona de operación.

Figura 48 Cañones de Agua

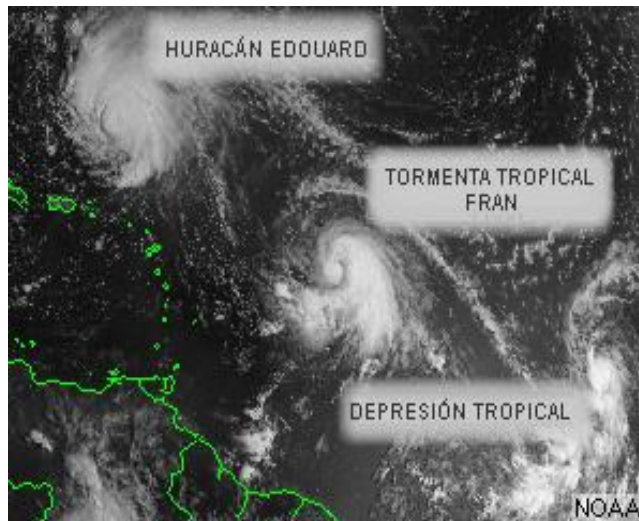


Fuente: <http://images.google.com.co>

2.6 HURACANES

El huracán es el más severo de los fenómenos meteorológicos conocidos como ciclones tropicales. Estos son sistemas de baja presión con actividad lluviosa y eléctrica cuyos vientos rotan en contra de las manecillas del reloj, en el hemisferio Norte. Un ciclón tropical con vientos menores o iguales a 62 km/h es llamado depresión tropical. Cuando los vientos alcanzan velocidades de 63 a 117 km/h se llama tormenta tropical y, al exceder los 118 km/h, la tormenta tropical se convierte huracán.¹²² Ver Figura 49.

Figura 49 Huracanes



Fuente: <http://www.jmarcano.com/variadosastre/huracan.html>

2.6.1 Etapas de un Ciclón Tropical

- ✓ **Depresión Tropical:** ciclón tropical en el que el viento medio máximo a nivel de la superficie del mar (velocidad promedio en un minuto) es de 62 km/h o inferior.

¹²² <http://en.wikipedia.org/wiki/Hurricane>

- ✓ **Tormenta Tropical:** ciclón tropical bien organizado de núcleo caliente en el que el viento promedio máximo a nivel de la superficie del mar (velocidad promedio en un minuto) es de 63 a 117 km/h.
- ✓ **Huracán:** ciclón tropical de núcleo caliente en el que el viento máximo promedio a nivel del mar (velocidad promedio en un minuto) es de 118 km/h o superior.

La Temporada de Huracanes en la Cuenca del Atlántico comienza el 1 de junio y termina el 30 de noviembre. La Cuenca del Atlántico comprende el Mar Caribe, el Golfo de México y el Océano Atlántico.

Los Huracanes se clasifican por medio de una escala la cual muestra el rango de velocidad de los vientos en Kilómetros por Hora, sin embargo la categoría no se relaciona con los daños que ocasiona ya que huracanes categoría 1 o 2 pueden ocasionar efectos devastadores. Ver tabla 1.

Tabla 1 Escala Sffir-Simpon

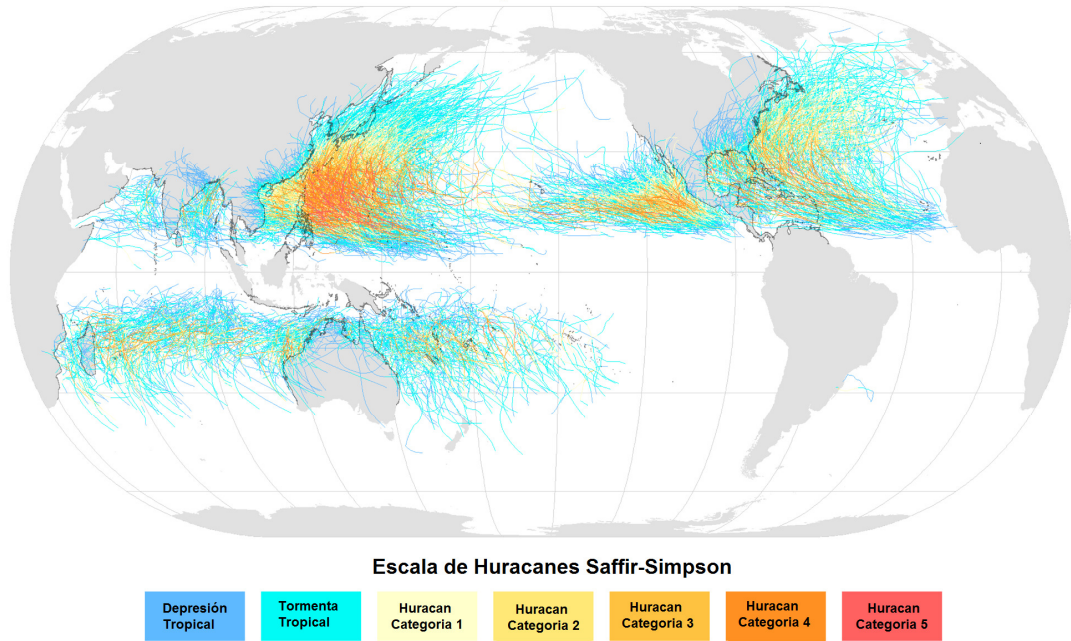
CATEGORIA	RANGO DE VELOCIDAD DE LOS VIENTOS (Km/h)
1	119-153
2	154-177
3	178-209
4	210-250
5	mayor que 250

Fuente: <http://www.jmarcano.com/variadosastre/huracan.html>

En la figura 50 se presentan los ciclones tropicales que han ocurrido desde 1945, mostrando el lugar de ocurrencia y la severidad del mismo. En ella se puede observar que los ciclones tropicales tienen lugar en zonas tropicales y templadas, de baja latitud norte y sur.

Figura 50 Ciclones Tropicales en el Mundo

Ciclones Tropicales 1945-2006



Fuente: http://en.wikipedia.org/wiki/File:Tropical_cyclones_1945_2006_wikicolor.png

En la tabla 2 se encuentra el promedio de ocurrencia de este tipo de tormentas tropicales, el grado de severidad en el que se presentan, el inicio y fin de la temporada de ciclones, organizada por regiones del mundo, así como las mostradas en la figura 50.

Los ciclones tropicales pueden ser observados de manera directa e indirecta:

Directa: Se observan por medio de aviones, barcos los cuales determinan dimensiones y velocidad de los vientos del ciclón tropical.

Indirecta: Se realizan por medio de satélites meteorológicos y radares que detectan el comportamiento del sistema así como sus características físicas.

Tabla 2 Promedio Ciclones Tropicales

Promedio de Ciclones Tropicales en Diferentes Regiones del Mundo					
Región	Inicio de Temporada	Fin de Temporada	Tormentas Tropicales (>34 Nudos)	Ciclones Tropicales (>63 Nudos)	Ciclones Tropicales Categoría 3+ (95 Nudos)
Pacífico Noroeste	Abril	Enero	26,7	16,9	8,5
Índico Sur	Octubre	Mayo	20,6	10,3	4,3
Pacífico Nordeste	Mayo	Noviembre	16,3	9,0	4,1
Atlántico Norte	Junio	Noviembre	10,6	5,9	2,0
Pacífico Suroeste-Australia	Octubre	Mayo	10,6	4,8	1,9
Índico Norte	Abril	Diciembre	5,4	2,2	0,4

Fuente: <http://www.aoml.noaa.gov>

Los huracanes pueden generar problemas devastadores en las operaciones de perforación, ya que en el momento en que se presenten y no sean detectados a tiempo pueden generar pérdidas en los equipos y pérdidas humanas. Actualmente la tecnología ha tenido un gran avance en cuanto a equipos para detectar los huracanes o también llamados ciclones tropicales dentro de estos equipos se encuentran barcos, radiosondeos, radares, satélites, estaciones lógicas en tierra, boyas marinas; en el momento en que se detectado el huracán se hace el desalojo de la zona de operación y se retiran los equipos, en caso de que no sea detectado a tiempo las personas son desalojadas y los equipos abandonados.

2.6.2 Ciclones Tropicales

También llamados tormentas tropicales, son sistemas que se originan sobre los océanos ecuatoriales cuando el sol calienta masa llenas de humedad, las cuales se elevan al calentarse y el aire que les rodea inicia un movimiento ciclónico,

generando el desarrollo de vientos que fluctúan entre 17 y 32 m/s; Estos sistemas afectan las condiciones océano atmosféricas del área del mar Caribe y su promedio de ocurrencia sobre el Atlántico es de 4.6 toneladas tropicales, las cuales se originan sobre las costas del continente de África durante la estación de verano del hemisferio norte cuando la gran porción de tierra que comprende el continente africano con su desierto del Sahara incluido, se encuentra bajo gran calentamiento, generando sistemas de bajas térmicas que son desplazados hacia el oeste por vientos alisios, durante el recorrido el sistema se abastece de vapor de agua, que lo intensifica generando alteración de flujos de aire que hacen que el viento inicie un giro entorno a un centro común, ocasionando el incremento de la circulación ciclónica y de esta manera se inicia las fases evolutivas y necesarias para el desarrollo y formación de un huracán.

Para el Caribe, la temporada de predominio de estos sistemas, se inicia desde el primero de junio hasta el mes de noviembre, siendo los meses de agosto y octubre los meses más intensos, no obstante se han presentado ciclones tropicales en el mes de mayo aunque no en igual porcentaje.

La trayectoria de estos sistemas es impredecible pues son de origen natural, entonces es por esta razón que es casi imposible diagnosticar su ingreso al Caribe. La probabilidad de que el territorio Colombiano sea afectado es de un 0.33%, una cifra bastante reducida frente a otras áreas del Caribe. Los mayores daños asociados a estos sistemas, son ocasionados por vientos fuertes, abundantes lluvias marejadas o también llamados movimientos tumultuosos de grandes olas.

2.6.3 Huracanes en el Caribe Colombiano

En el norte del territorio colombiano y especialmente sobre las aguas marinas del Caribe es posible observar el desplazamiento o formación de estos fenómenos. En los últimos 10 años, 2 ciclones tropicales han tocado territorio continental de Colombia el huracán Joan (1988) y la tormenta tropical Bret (1993). Más recientemente, los huracanes Cesar (1996) y Match (1998) sobre las aguas marítimas de Colombia con efectos indirectos en el territorio continental e insular. Frecuentemente los huracanes se presentan en la época de Junio a Noviembre.¹⁴ Ver tabla 3 y 4.

Tabla 3 Fenómenos tropicales en la costa Caribe colombiana.

DESCRIPCION	PROMEDIO ANUAL
Número de Tormentas Tropicales	9,3
Días con Tormenta Tropical	46,6
Número de Huracanes	5,8
Días de Huracanes	23,9
Número de Huracanes Intensos (Categ 3 y 4)	2,3
Días con Huracanes Intensos	4,7

Fuente: ACERO L. Juan Rafael, "Análisis de la posible unidad de perforación a emplearse en el prospecto bahía en el Caribe costa fuera" Tesis de grado – 2004.

En el territorio insular del archipiélago de San Andrés, La Guajira, la zona costera del departamento de Magdalena y el territorio marítimo colombiano sobre el mar Caribe históricamente han sentido los efectos directos de los ciclones tropicales.

¹⁴ ACERO. J, CARO. D, Análisis de la posible unidad de perforación a emplearse en el prospecto bahía en el Caribe colombiano. Proyecto de Grado. 2004.

Tabla 4 Estimación del peligro de los huracanes.

CATEGORIA	RIESGO	PRESION (hPa)	Vientos (m/s)	MAREA DE TORMENTA (m)
1	Minimo	>980	32,7-42,5	1,0
2	Moderado	980-965	42,7-49,1	1,6-2,2
3	Extensivo	964-945	49,4-58	2,3-3,3
4	Externo	944-920	58,3-69,4	3,4-4,5
5	Catastrófico	<920	>69,4	>4,5

Fuente: ACERO L. Juan Rafael, "Análisis de la posible unidad de perforación a emplearse en el prospecto bahía en el Caribe costa fuera" Tesis de grado – 2004.

Sobre el mar Caribe, los huracanes y las tormentas tropicales tienen diferentes trayectorias. El que las trayectorias vayan hacia el Noroeste y después se tornen hacia el norte y Noreste de alguna manera favorece al territorio colombiano con disminución del riesgo de ser afectado directamente por estos fenómenos aunque también se debe resaltar que también se han presentado trayectorias más al sur y han afectado las áreas marítimas costeras e insulares de Caribe colombiano.¹⁴

¹⁴ ACERO. J, CARO. D, Análisis de la posible unidad de perforación a emplearse en el prospecto bahía en el Caribe colombiano. Proyecto de Grado. 2004.

3 RIESGOS GEOLOGICOS QUE AFECTAN LAS OPERACIONES DE PERFORACION COSTA FUERA.

3.1 HIDRATOS DE GAS

Los hidratos de gas también son conocidos como hidratos, hidratos de metano o clatratos (de la palabra griega y latina “emparillado”), son sustancias químicas que se dan en forma de hielo y están compuestas generalmente por gases livianos como metano, etano, propano y otros; y se forman a condiciones de altas presiones y bajas temperaturas (Cerca al punto de congelamiento del agua) y con fase líquida de agua excepto que las moléculas de gas se encuentran ubicadas dentro de los cristales en vez de estar fuera de ellos. Se presenta cuando hay mezcla de agua y gas (frecuentemente metano), son encontrados en el suelo marino donde el agua es rica en nutrientes y descargan residuos orgánicos para que las bacterias lo conviertan en metano mediante procesos biogénicos, y se acumulan en aguas profundas mayores de 1500 ft (aproximadamente 500m) y en aguas frías del Ártico a 300 metros. En la siguiente figura podemos ver la presencia de hidratos en el mundo.^{6,28} Ver Figura 51.

En las regiones del Ártico, las zonas de permafrost constituyen un buen sello para formar trampas acumuladoras de gas. De esta forma el gas que asciende lentamente desde capas profundas de la columna de rocas sedimentarias, se acumula bajo la zona de permafrost. Debido a las bajas temperaturas cercanas a

⁶ CHEVRON Drilling Reference Series, Volume ten Floating Manual.

²⁸ RICKS, L. and Takachi, U. El creciente interés en los hidratos de gas, Oild field Review.

la superficie, comienza la formación de los cristales de hidratos, en los espacios porosos.

Figura 51 Hidratos de gas en el mundo.



Fuente: POOLADI, M. Recovery and evaluation of a potential Source of Natural Gas, Technical Presentation Gas Hydrates.

Sin embargo, en el golfo de México se ha observado presencia de hidratos en aguas poco profundas, y a temperaturas mayores a los 20°C. Esto debido a que la estabilidad de los hidratos depende también de la composición química del gas que los compone.

El espesor de las zonas de hidratos va a depender de los gradientes geotérmicos y de la existencia y espesor de reservorios acumuladores adecuados. Una vez se han formado, los hidratos necesitan más calor para disociarse que el mismo hielo. El intervalo de los sedimentos donde se presentan los gases hidratos se conocen

como zonas de estabilidad de gases hidratos. En la naturaleza; solo existen tres gases que no forman hidratos y son el hidrogeno, el helio y el neón.

Cuando las condiciones de estabilidad del hidrato cambian, pueden darse dos procesos diferentes. El primero es la disociación de hidrato en gas libre y agua; y el segundo es la disolución del hidrato en una mezcla líquida de gas y agua. Estos dos procesos, están fuertemente limitados por la composición y por la solubilidad del gas que forma el hidrato, respectivamente; y por las condiciones de presión y temperatura del medio.

Cuando ocurre la disociación, un gran volumen de agua y gas son liberados, a menudo mayor que el mismo volumen del hidrato; creando sobrepresiones, algunas veces proporcionando sellos y por lo tanto provocando flujos de alta presión.

3.1.1 Factores que Afectan la Formación de Hidratos de Gas

Las propiedades de los hidratos de gas, son comúnmente asociados con perforación en aguas profundas y producción de aceite y gas. Cuatro componentes son los que afectan directamente la formación de hidratos de gas, si alguno de estos componentes no se encuentra, los hidratos de gas no se formaran.²⁹

- ✓ Presión
- ✓ Temperatura
- ✓ Agua
- ✓ Composición de gas de hidrocarburos

²⁹ GERESI, E. et al. Gas hydrate Geohazard Assessment in the northern Gulf Of México using a vertical line array.

Las propiedades típicas de los hidratos se pueden ver en la tabla 4.^{30,31}

El hidrato que actúa como cemento endurecerá la matriz del sedimento. Esto también puede ocurrir en el espacio intersticial sin afectar directamente la rigidez del sedimento. Cuando los hidratos de gas se forman en los espacios intersticiales del sedimento consolidado, el hidrato sólido, en lugar del agua líquida, ocupa los espacios intersticiales y los procesos diagénicos de consolidación y cementación mineral se inhiben en gran medida.²⁸ Ver Figuras 52 y 53.

Tabla 5 Propiedades de los hidratos de gas

DESCRIPCIÓN	DIMENSIÓN
Densidad	900-1100Kg/m ³ (Hielo=950Kg/m ³)
Capacidad Calorífica	2200J/Kg °K (Hielo=4700 J/Kg °K)
Conductividad térmica	0.5 W/m °K (Agua= 0.6 W/m °K, Hielo=2.25 W/m °K)
Calor de formación	600-1000 KJ/Kg (Hielo=340 KJ/Kg)
Capacidad de almacenamiento de hidratos de gas	Max. 200 m ³
Propiedades mecánicas	Similar al hielo.

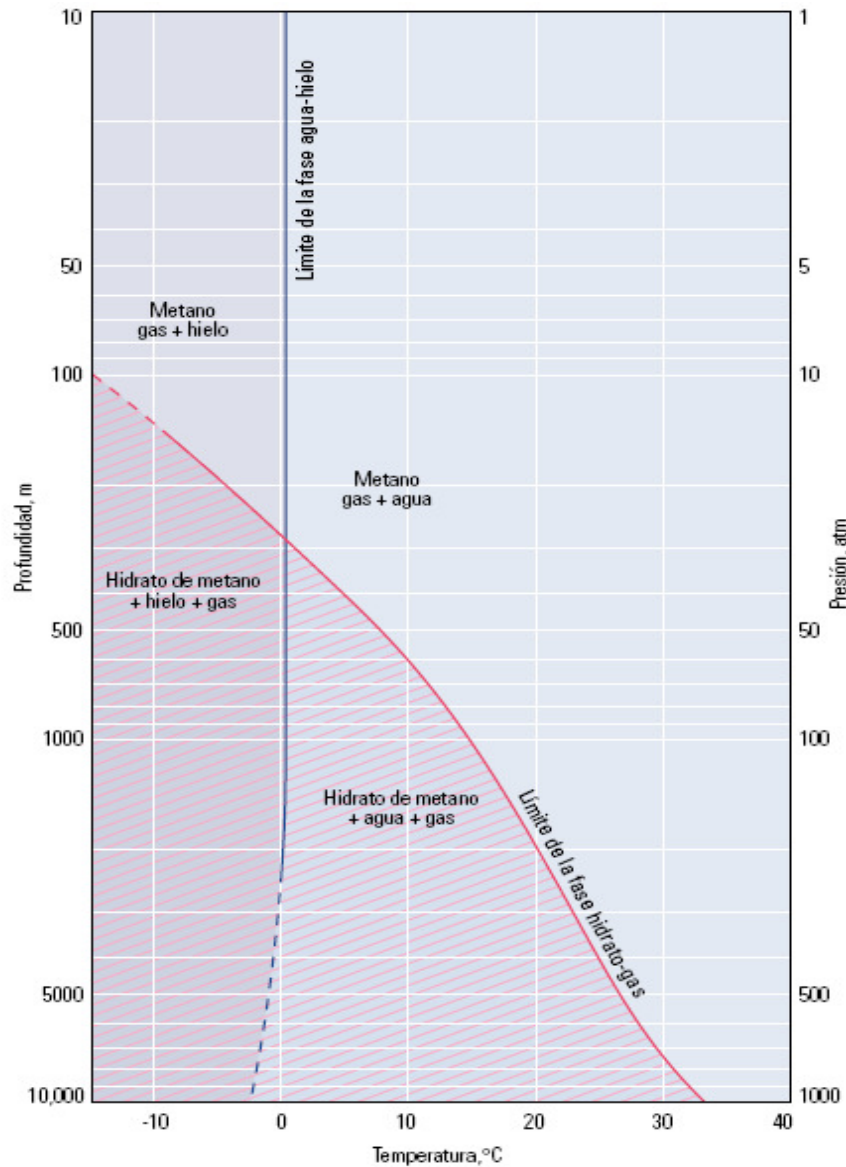
Fuente: ABNEY, L. Flow Remediation Solutions for pipelines. OTC 15258. 2003.

²⁸ RICKS, L. and TAKACHI, U. El creciente interés en los hidratos de gas, Oild field Review.

³⁰ ABNEY, L. KALMAN, M. & HOOGERHUIS. Flow Remediation Solutions for pipelines. OTC 15258. 2003.

³¹ ZAMORA, A. Perspectivas de Exploración, ANH.

Figura 52 Condiciones a las cuales se presentan los hidratos Altas presiones y bajas temperaturas.

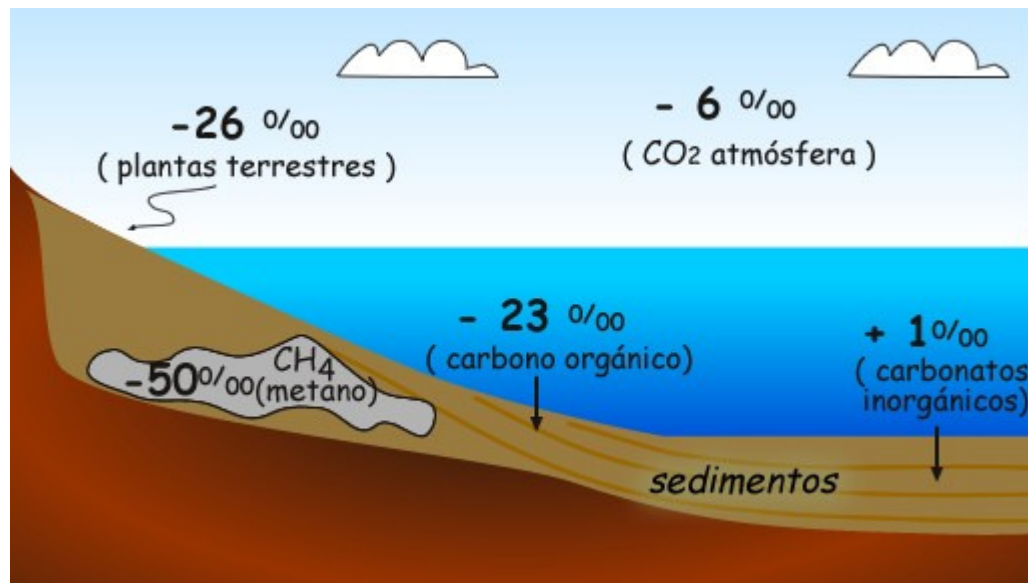


Fuente: RICKS, L. El creciente interés en los hidratos de gas, Oild field Review.

La composición química de los gases de los hidratos juega un papel importante en la estabilidad de éstos. Por ejemplo un porcentaje de etano permite la existencia de hidratos a más baja presión y mayor temperatura que los hidratos que contienen solamente metano. Con 10% de etano en la mezcla de gas, los hidratos son estables a 6 atmósferas de presión (aproximadamente 60 metros de columna

de agua) y 6° C de temperatura, mientras que los hidratos de metano puro son estables solamente a, presiones sobre 40 atmósferas (aproximadamente 400 metros de columna de agua).^{28,29,30}

Figura 53 Como se forman los hidratos en el mar.



Fuente: www.foro.meteored.com

3.1.2 Condiciones de Estabilidad

Debido a que los hidratos, en muchas ocasiones, actúan como material cementante, la disociación o disolución de estos, puede provocar una disminución de la resistencia al corte de las rocas. Cuando se produce la disociación o disolución de los mismos, la falta de material cementante en la roca, provoca una deformación tipo plástica. Si existe un esfuerzo cortante, sobre o bajo la zona donde había el hidrato, puede provocar discontinuidades tipo falla.

²⁸ RICKS, L. and TAKACHI, U. El creciente interés en los hidratos de gas, Oild field Review.

²⁹ GERESI, E. et al. Gas hydrate Geohazard Assesment in the northern Gulf Of México using a vertical line array.

³⁰ ABNEY, L. KALMAN, M. & HOOGERHUIS. Flow Remediation Solutions for pipelines. OTC 15258. 2003.

Otro efecto que tiene los procesos de disociación o disolución de hidratos es el movimiento de taludes observados alrededor del mundo debido a la falta de un material que le de resistencia a las rocas.

Exceso en la Presión de Poro Generada por la Disolución/Disociación de Hidratos: La presión de poro de exceso generada por la disolución y la disociación hidrato en un sistema cerrado puede ser derivada de la compresibilidad de la formación del gas hidrato y el volumen, además el factor de expansión de cada componente (sólido, líquido y de gas). Mientras el factor de expansión generado por la disociación del gas hidrato es mucho más grande que el que generado por su disolución, la compresibilidad de un sistema que contiene el gas libre es mucho más alta que el que contiene solamente el líquido. La cantidad de la presión de poro de exceso generada por los dos procesos de disolución y disociación es saltada por la ley de estabilidad del gas hidrato y la solubilidad de gas respectivamente.³³

El gas sobre-presionado puede estar entrampado en la base de los reflectores de simulación de fondo o asociados con la acumulación de hidratos acumulados. En casos extremos, una gran acumulación de hidratos por procesos de perforación o por fluido caliente se mueve a través de conductos que pueden generar problemas de estabilidad, o problemas que se fundamentan en facilidades y producción.^{28,29}

La disociación de hidratos puede ocasionar inestabilidad en los sedimentos del fondo del mar depositados sobre las pendientes continentales, además que la presencia de estos puede inhibir la consolidación y compactación del sedimento

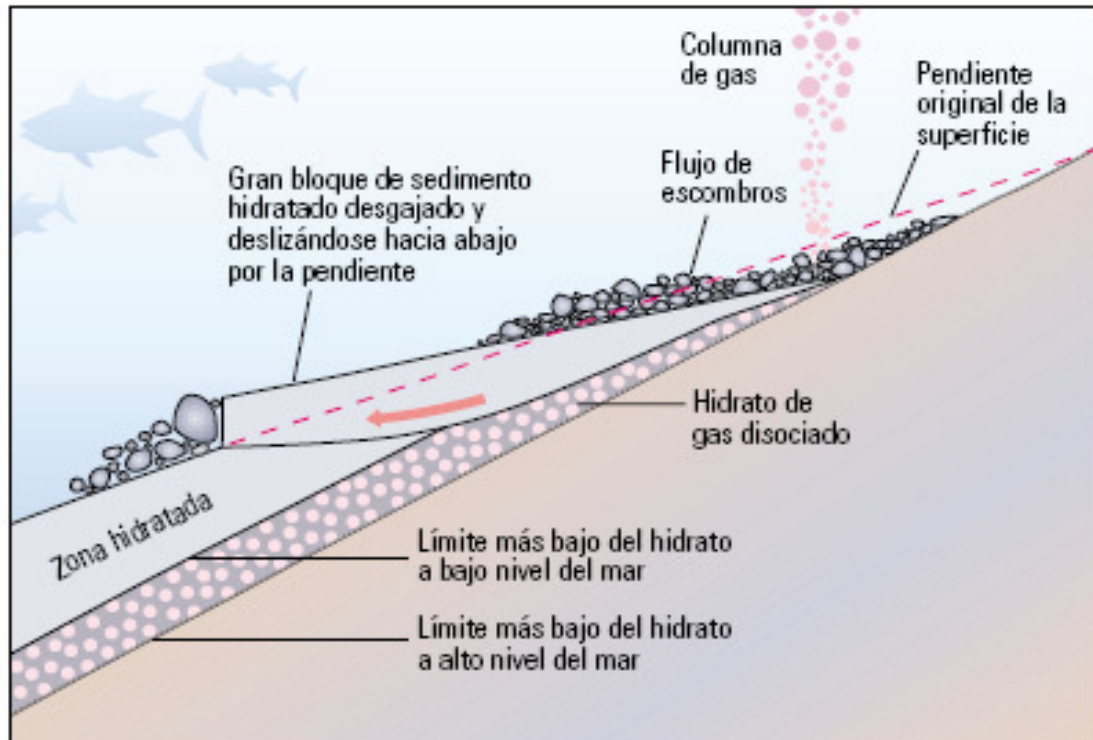
³³ POOLADI, M. Recovery and evaluation of a potential Source of Natural Gas, Thechnical Presentation Gas Hydrates

²⁸ RICKS, L. and TAKACHI, U. El creciente interés en los hidratos de gas, Oild field Review.

²⁹ GERESI, E. et al. Gas hydrate Geohazard Assesment in the northern Gulf Of México using a vertical line array.

normal y el gas libre atrapado debajo de la zona de los hidratos puede sobre-presionarse. Ver Figura 54.

Figura 54 Estabilidad de hidratos en el fondo del mar.



Fuente: RICKS, L. and TAKACHI, U. El creciente interés en los hidratos de gas, Oild field Review.

Las compañías de petróleo se han visto interesadas en encontrar formas para detectar las áreas del lecho marino propensas a la inestabilidad relacionada con hidratos de gas a fin de no colocar estructuras en el suelo inestable, con el fin de no perder dinero si hay daños o pérdidas de maquinaria.

3.1.3 Formación de Hidratos Durante la Perforación

Debido a la necesaria presencia de agua en los sistemas de perforación, como en el caso del lodo y la existencia de gas en las operaciones de perforación, se puede

dar la formación de hidratos cuando existen condiciones óptimas de presión y temperatura.

Se pueden formar hidratos en el sistema de circulación debido al contacto que puede existir entre el agua presente en el lodo y gas que migra al sistema cuando es perforada una zona donde hay presencia de este último.

Para operaciones costa fuera es utilizado nitrógeno presurizado en los bancos acumuladores. El sistema de preventoras, utiliza un fluido hidráulico base agua, que muchas veces entra en contacto con el nitrógeno formando hidratos. De esta manera se genera dentro del sistema de preventoras lo cual puede ser riesgoso y peligroso, aunque en la actualidad no existan estudios sobre estos acontecimientos.

3.1.4 Seguridad Durante las Operaciones

La perforación de formaciones que contienen hidratos de gas se han llevado a cabo durante los últimos 30 años, tiempo durante el cual la mayor parte de las experiencias se ha centrado en el Ártico. Relativamente han ocurrido pocos accidentes, pero algunos problemas se han citado, entre ellos: las emisiones incontroladas de gas durante perforación (patadas de gas); pega de tubería de perforación, erupciones, incendios, catástrofes y hundimientos del well-site; interrupción de las operaciones de cementación debido al flujo de gas, fugas de gas a la superficie exterior del casing y colapso, además fracturas del mismo.

Estos son generalmente causados por la disociación indeseada de hidratos de gas debido a la utilización de un fluido de perforación cálido o de flujo de fluidos calientes de profundidad durante la producción.³³

³³ POOLADI, M. Recovery and evaluation of a potential Source of Natural Gas, Thechnical Presentation Gas Hydrates

La mayoría de las operaciones en el Ártico tienen que ver con mantener la integridad de la pared del pozo perforado. Un problema adicional en el fondo del mar es el uso de estructuras submarinas sobre los estratos de hidrato que se han generado en los fondos marinos, provocando problemas en la instalación de las estructuras y el sistema de anclaje. Sin embargo los hidratos de gas en el lecho marino son fácilmente identificados por la observación directa, o por un registro acústico.

3.1.5 Mecanismos de Formación/Disociación de Hidratos.

Los siguientes mecanismos fueron utilizados para llevar a cabo la perforación de los pozos de Nankai-Trough en Japón, el cual estaba presentando problemas con hidratos de gas en el lecho marino.

Lodo de perforación: En la perforación de aguas profundas, la preocupación es la formación de hidratos en el lodo o fluido de perforación, porque esto a menudo causa problemas en el equipo submarino, como taponamientos. Por lo tanto, el ambiente del fondo del pozo es diseñado para proporcionar menos estabilidad en el hidrato, mezclando un alto contenido de la sal y/o glicol en el fluido de perforación.

Sin embargo, cuando la formación que contiene hidratos está siendo penetrado, el hidrato en el sedimento debería ser mantenido estable para la estabilidad del wellbore, la recuperación principal, y la seguridad. Para alcanzar ambas exigencias contradictorias, la estabilidad cinética del hidrato ha sido estudiada. Los experimentos fueron repetidos en un laboratorio, comparando los efectos de Lecitina, polyvinylpyrrolidone (PVP) y polyvinylcaprolactam (PVCap).

Fue concluido que PVCAP era el más eficaz para desacelerar tanto la formación hidrato como su disociación. Finalmente propusieron un lodo NaCl/KCl/Polymer que contiene 0.6wt% de PVCap para perforar la formación de hidrato. Confirmaron su geología a condiciones de bajas temperaturas en el laboratorio y no surgieron problemas.

Sistema de Refrigeración del Lodo: Incluso con el empleo de lodo con PVCAP, y el casing de la zona del hidrato, si la temperatura de fluido es tal que puede disolver el hidrato, la zona se hará inestable y el gas descompuesto puede causar una situación insegura. Para prevenir tales problemas, un sistema de refrigeración de lodo fue diseñado.

El diseño inicial fue de tal modo que la temperatura del fluido durante su regreso y pasando por la zona de hidrato, no exceda la temperatura de equilibrio de este en la profundidad en ninguna fase de perforación. Esto requirió 520 kws para refrescar el lodo de 15°C a 3° C en un caudal de 600 gpm (2.3 m³/min).

Sin embargo, el equipo diseñado se hizo demasiado grande para instalar sobre el taladro, entonces se realizaron varios ajustes en el diseño, conservando la capacidad de enfriamiento y reduciendo su tamaño con el fin de que fuera más eficiente.

El diseño final todavía pesaba 70 toneladas y ocuparía espacios considerables de la cubierta. La capacidad comprometida de 440 kws no era suficiente en algunas fases de perforación, pero se esperaba que la reducción de la tasa de circulación del lodo previniera el problema.

Simulación de la Presión y la Temperatura del Fondo del Pozo: Es sumamente importante ser capaz de predecir la temperatura y la presión de la zona del hidrato durante cualquier fase de perforación. Si la temperatura y la

presión son predichas por encima del equilibrio del hidrato, la operación deberá ser suspendida o controlada con mucho cuidado. Un equipo corrido en el pozo, llamado "WhiteCoal_T", fue el utilizado para llevar a cabo la simulación de estas dos propiedades en el campo mencionado en Japón y estas fueron las características tenidas en cuenta:

- ✓ La Presión y temperatura son simuladas simultáneamente comparándose con la curva de equilibrio del hidrato.
- ✓ La reología de temperaturas dependientes es tenido en cuenta, además es crítico usando el lodo enfriado.
- ✓ La transferencia de Calor del riser es correlacionado con varias disposiciones de módulos de animación.

Desde mediados de 1998, cuando el programa casi fue completado, ha sido controlado repetidamente para discusiones prácticas sobre los métodos de control de temperaturas del wellbore y la necesidad de refrigerar el lodo.

Muestras de Corazones: La recuperación de muestras representativas de las formaciones que contienen los hidratos, conservando sus propiedades constantes, es de gran importancia para determinar la presión y temperatura del hidrato con el fin de controlar las condiciones de operación y no perturbar la zona de estabilidad del mismo. La herramienta que es utilizada para este fin es llamada PTCS (Pressure and Temperature Core Sampler).

3.1.6 Mecanismos de Prevención y Remoción

La industria hace grandes esfuerzos para prevenir la formación de hidratos debido a la gran estabilidad que presentan y por lo tanto, la dificultad para removerlos. Sin

embargo, a continuación se presentan las metodologías de prevención y remoción.

✓ **Prevención de Hidratos**

La única forma efectiva de prevención ante la formación de hidratos es que no se cumplan las condiciones necesarias para que este se forme; es decir, que no exista gas, o que no exista fase líquida de agua, que se trabaje a bajas presiones y altas temperaturas.

Sin embargo, no hay algo más alejado a la realidad. Aunque existen fluidos de perforación que no son base agua, estos son demasiado costosos y algunas veces muy contaminantes como es el caso de los base aceite. Trabajar y mantener presiones bajas es casi imposible, pues no se podrían realizar los balances necesarios, debido a la presión de la formación. Y conseguir altas temperaturas es relativamente fácil, sin embargo no hay que descartar las condiciones a las que se ve involucrada los sistemas de perforación en aguas profundas donde el medio está a muy bajas temperaturas.

Por esto, se puede concluir que prevenir la formación de hidratos es una tarea difícil.²⁸

✓ **Remoción de los Hidratos**

Calefacción Externa

Lo que busca es generar un sistema de calentamiento en el casing con el fin de disociar los hidratos que se forman dentro de este. Sin embargo, no es del todo fiable, debido a que es necesario conocer la ubicación exacta y la extensión de la

²⁸ RICKS, L. and TAKACHI, U. El creciente interés en los hidratos de gas, Oild field Review.

obstrucción, y por lo tanto de un equipo que realice esta operación. De la misma manera, será difícil el transporte del equipo hasta la ubicación del hidrato.

Calefacción Interna

Existen algunos equipos y productos químicos utilizados en el interior del casing para remover los hidratos que se forman en la tubería de perforación. Sin embargo, se da el mismo inconveniente que en el caso anterior. La formación de hidratos debido al gas disociado es impredecible. Pero son utilizados debido a que son una herramienta económica y fácil de implementar. Algunas veces se utilizan revestimientos, con el fin de mitigar el efecto de la temperatura de la columna de agua.²⁸

Despresurización

La despresurización es un proceso bastante fiable y es llevado a cabo por medio de métodos convencionales como el tubo en espiral y nitrógeno, o realizando algunos cambios en el diseño del sistema de control (BOP). Lo que busca es reducir la presión con el fin de conseguir que los gases puedan ser liberados.

Aunque existen muchos riesgos, uno muy notable es la capacidad de los equipos para soportar la presión hidrostática exterior debido al desbalance por la despresurización. Ver Figura 55.

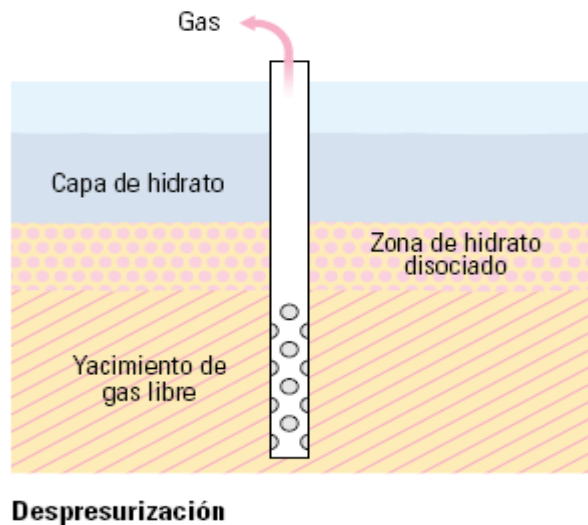
Disociación Química

Algunas sustancias químicas, como alcoholes, son utilizadas con el fin de descomponer los hidratos y de esta manera remover las obstrucciones que se presentan en la tubería de perforación. Gracias a que ellos son inhibidores, estas sustancias desestabilizan el hidrato, cambiando las condiciones de presión y temperatura. Su utilización arroja resultados muy positivos, pero su principal desventaja es la de mantener en contacto esta sustancia con el hidrato dentro de

²⁸ RICKS, L. and TAKACHI, U. El creciente interés en los hidratos de gas, Oild field Review.

la línea; debido al contraste entre la densidad de estas y la del fluido de perforación.

Figura 55 Despresurización.



Fuente: RICKS, L, El creciente interés en los hidratos de gas, Oild field Review.

Remoción Mecánica

Se lleva a cabo por los fluidos de perforación y con la ayuda de equipos como una bomba de lodo y un tubo en espiral dotada de una boquilla. Algunas veces también se utiliza los aumentos repentinos de presión aunque este no es recomendado.

Proponer Modificaciones y Equipos

Modificaciones en los sistemas y diseño de nuevos equipos con características particulares se han propuesto con el fin de mitigar los problemas que se generan por la formación de los hidratos. Las propuestas radican en aislamientos térmicos,

utilización de materiales con ciertas propiedades, nuevos compuestos químicos, entre otras.²⁸

3.1.7 Reservas de Hidratos en el Mar Caribe Colombiano

En Colombia los hidratos de gas se aproximan en unos 400 TPC in situ teniendo en cuenta que el potencial de hidratos de gas en Colombia se centra en Caribe y el pacifico ver tabla 6. Los depósitos de hidratos de gas en Colombia se concentran en el Caribe y en el Pacifico como lo podemos ver en la FIGURA 56.³¹

Tabla 6 Hidratos de Gas en el Pacifico y en el Caribe Colombiano.

CUENCAS	Área (Sq Km)¹	Net Pay (m)²	Contenido Gas (m³ gas natural/m³ hidrato)³	Gas in place (tcf)⁴
Caribe	37.500	1	164	217.1
Pacifico	37.500	1	164	217.1
Total potencial de hidratos de gas	75.000			434.2

Fuente: ZAMORA Reyes Armando, Perspectivas de Exploración, ANH

²⁸ RICKS, L. and TAKACHI, U. El creciente interés en los hidratos de gas, Oild field Review.

³¹ ZAMORA, A. Perspectivas de Exploración, ANH.

Figura 56 Hidratos de Gas presentes en Colombia.



Fuente: ZAMORA Reyes Armando, Perspectivas de Exploración, ANH.

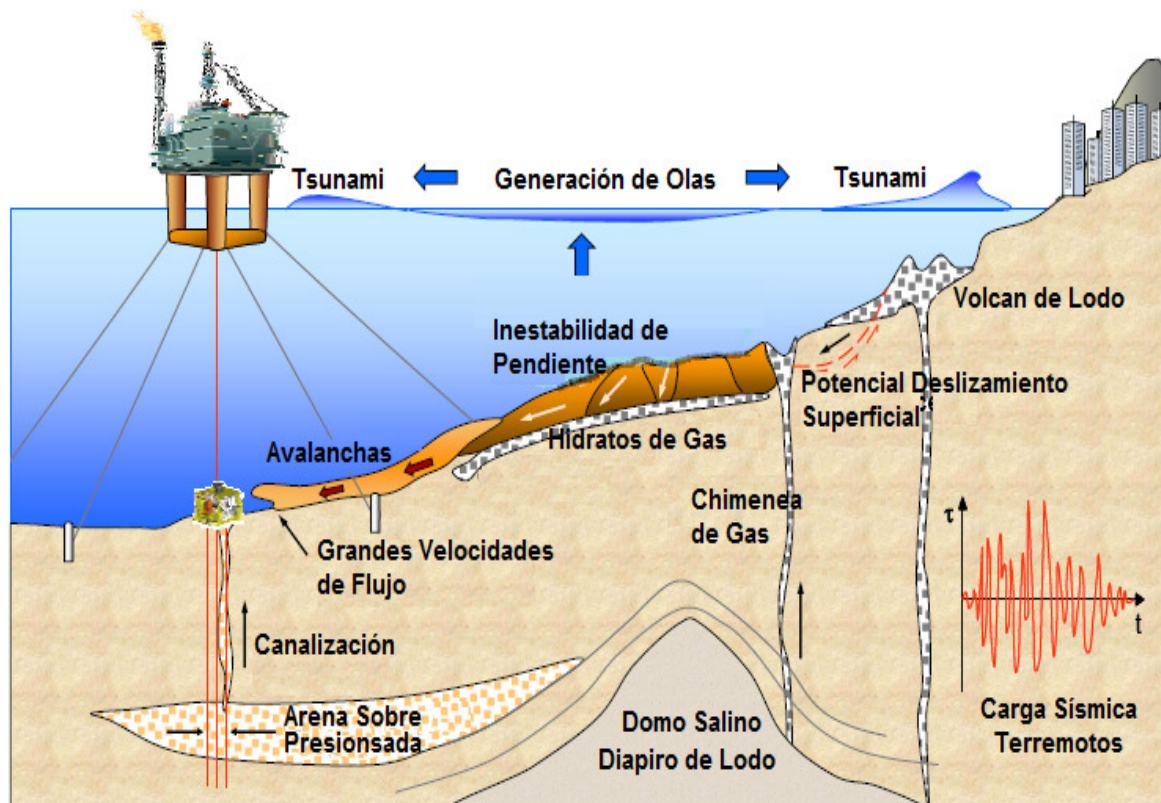
3.2 RIESGOS SOMEROS (SHALLOW HAZARDS O GEOHAZARDS)

Un geohazard o riesgo geológico puede definirse como: “un estado geológico que representa o tiene potencial para convertirse en una situación que conduce a daño o a riesgos incontrollables”.³⁶ Debido al incremento en las operaciones de exploración costa fuera, en busca de nuevas y mejores opciones en la industria petrolera, los riesgos geológicos han sido estudiados con mayor detalle en la última década.

³⁶ <http://www.geohazards.no/projects/offshoregeohazards.htm>

Estos riesgos son conocidos como shallow hazards (Ver figura 57). Su nombre indica por tanto, que están presentes a poca profundidad bajo la línea de lodo (suelo marino o subsea). La profundidad a la cual se encuentran dichos riesgos va desde el subsea con problemas asociados como estabilidad del suelo marino, fallas, ventanas o chimeneas de gas, volcanes de lodo, erosión del suelo; hasta los 2000 pies de profundidad, rango en el que se encuentran capas someras de gas, de agua, y formaciones de alta presión. Una vez se realiza el estudio geológico de la zona y se identifican la existencia de alguno de estos problemas, se analizan las posibles soluciones a los problemas, sin embargo, muchas de ellas no son viables, y se tendrá que enfrentar la situación con la perforación de dichas zonas.

Figura 57 Esquema de visualización de los diferentes Geohazards presentes en Costafuera.



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

Los shallow hazards, se pueden clasificar en tres tipos:

- ✓ Peligros geológicos en el suelo marino, que incluye las fallas escarpadas, las ventanas de gas, volcanes de lodo, inestabilidad de taludes, y reefs (masa metalífera o pétreo que rellena un antiguo quiebre entre rocas).
- ✓ Peligros geológicos bajo el suelo marino, que involucra fallas, sedimentos cargados de gas, canales enterrados, y zonas de presión anormales.
- ✓ Peligros artificiales, como tuberías, cabezas de pozo, naufragios, y ruinas de anteriores operaciones petroleras.

Con el fin de definir las condiciones de operación, se lleva a cabo un estudio detallado del prospecto que incluye:

- ✓ *Un informe de shallow hazards*: contiene una evaluación de los datos obtenidos mediante la sísmica, y una síntesis geológica y geofísica del lugar, el cual es realizado por un geofísico o un geólogo especializado en interpretación geofísica.
- ✓ *Una evaluación de sitio o locación*: que busca identificar los peligros presentes en el lugar donde se pretende disponer el taladro, es decir, una evaluación geológica de todas las actividades inquietantes en cuanto al suelo marino. Esta evaluación de sitio, permitirá identificar los riesgos en cuanto a la estabilidad del suelo marino (seafloor), y a las condiciones bajo la superficie marina.
- ✓ Por último, *una evaluación de riesgo*, que proporciona información sobre el flujo de fluidos y la presencia de formaciones de gas hidrato.

3.2.1 Inestabilidad de Talud (Slope Instability)

Este tipo de inestabilidad se genera principalmente por la rápida sedimentación, erosión y movimiento de las masas en el suelo marino, filtración de gas o fluidos desde capas inferiores, generando una reducción en los esfuerzos, y a su vez provocando la inestabilidad.

La inestabilidad de las cuestas también es provocada por aumentos en la temperatura, que a su vez, cambia las condiciones de estabilidad de zonas de hidratos, los cuales sufren una expansión y posterior disociación, generando una capa de gas libre que intenta migrar hacia la superficie.

También se ve influenciado por la presencia de fallas activas, que a su vez generan movimientos de tierra. El tectonismo activo, y por lo tanto los terremotos, también son causantes de la inestabilidad que sufre el suelo marino, después de la plataforma continental.

3.2.2 Avalanchas (Debris Flow)

El ambiente marino es dinámico en su propia naturaleza; cada uno de los elementos que intervienen en él afecta a los otros y es influenciado a su vez por los demás; todos estos factores en este ambiente interactúan entre sí de manera asombrosa. Aquí, el suelo oceánico también se ve influenciado, transformado y convertido en agente transformador.^{35,36,37}

³⁵ SULTAN, N. 2007, Excess Pore Pressure and Slope Failures Resulting From Gas Hydrates Dissociation and Dissolution. OTC 18532.

³⁶ <http://www.geohazards.no/projects/offshoregeohazards.htm>

³⁷ STROUT, J. 2007, Excess Pore Pressure Measurement and Monitoring for Offshore Instability Problems. OTC 18706.

El movimiento de grandes masas de sedimentos depositados en el fondo marino, después del proceso de transporte fluvial, puede generar daños en las instalaciones localizadas en las zonas de inestabilidad, además de aquellas localizadas en el trayecto del movimiento del cuerpo de sedimentos, del flujo de material y de las corrientes tórbidas.

Esta inestabilidad del cuerpo sedimentario del suelo marino se presenta en taludes con baja inclinación, contrario a lo que el sentido común sugiere, presentándose en cuestas con menos de un grado de inclinación.^{35,36,37}

Las características del movimiento de suelos marinos están influenciadas por múltiples factores.

Los factores son el origen del fondo marino, el ambiente de depositación, la profundidad del fondo marino, el oleaje, el viento, los impactos de bloques de hielo y otras estructuras hechas por el hombre, corrientes marinas, la estabilidad del suelo, el flujo de sedimentos, los movimientos propios del suelo, la topografía marina, los sistemas de fracturamiento, la sismicidad y la actividad humana.

El tipo de material involucrado en el cuerpo sedimentario en movimiento juega un papel importante en este. En general, se puede especificar que suelos granulares finos poco plásticos o sin plasticidad son más susceptibles a cambios en las presiones intersticiales, a esfuerzos que rebasan la resistencia a la fricción interparticular y a efectos de la gravedad. De esta forma, comprometen la estabilidad del suelo marino. Los suelos finos plásticos también son afectados por

³⁵ SULTAN, N. 2007, Excess Pore Pressure and Slope Failures Resulting From Gas Hydrates Dissociation and Dissolution. OTC 18532.

³⁶ <http://www.geohazards.no/projects/offshoregeohazards.htm>

³⁷ STROUT, J. 2007, Excess Pore Pressure Measurement and Monitoring for Offshore Instability Problems. OTC 18706.

las presiones de poro, la misma plasticidad, la resistencia al corte y el estado de consolidación.

✓ Fuentes De Activación Del Movimiento

Las fuentes de activación del movimiento de los suelos marinos, que causan escenarios de fracaso en las operaciones de perforación costa fuera, pueden ser de origen natural, de los procesos en curso, o por las propias actividades humanas.

Las fuentes de activación pueden activarse debido a un aumento en los esfuerzos de tensión o carga, que crean condiciones de esfuerzo en el suelo marino cercanos a los de falla.

Por otra parte, la disminución de la resistencia puede causar perdida de la misma debido a grandes deformaciones y cambios en la presión de poro.

De esta forma, se pueden dividir los procesos en dos grandes grupos.

Fuentes Naturales de Activación

Como se mencionó anteriormente, existen eventos propios de la naturaleza que pueden crear escenarios de riesgo para la perforación, debido a que influyen en el movimiento de grandes cuerpos de masa del suelo marino.⁴⁴ Estos son:

- ✓ Altas velocidades de sedimentación, generando un exceso de las condiciones de la presión de poro, baja consolidación en los sedimentos y un incremento en el nivel de esfuerzo cortante en el talud marino.

⁴⁴ KVALSTAD, T. NADIM, F. HARBITZ, C. 2001. Deepwater Geohazards: Geotechnical Concerns and Solutions. OTC 12958.

- ✓ Incremento desproporcionado en la presión de poro debido a fenómenos de licuefacción o descomposición.
- ✓ Erosión en los sedimentos superficiales, generando grandes inclinaciones del talud e incrementando las fuerzas gravitacionales y el esfuerzo cortante a lo largo de superficies potenciales al movimiento.
- ✓ La fusión o descongelación de gas hidrato causado por un incremento en la temperatura o una reducción de la presión, generando un incremento en la presión de poro y una reducción de la resistencia del suelo.
- ✓ Flujo activo de fluidos y gas, además de su expulsión hacia la superficie.
- ✓ La erupción de volcanes de lodo y los procesos de diapirismo que generan el desplazamiento de masas.
- ✓ La actividad sísmica causa cortos periodos de fuerzas de inercia o movimiento, además de un incremento en la presión de poro y los desplazamientos por las fallas en los estratos superiores.
- ✓ Inversión de esfuerzos debido a cambios en las corrientes marinas. Los cambios en las condiciones de esfuerzos pueden ser generadas por la aplicación de esfuerzos cortantes inusuales como corrientes marinas fuertes por tormentas.
- ✓ Suelos sensibles y colapso del suelo pueden generar deslizamientos retrogresivos y un incremento en la extensión de la zona afectada.
- ✓ El nivel del mar juega un importante rol. Una disminución del mismo durante periodos glaciares genera bajas presiones, expansión del gas libre y fusión de gas hidrato. Esto es relevante para la evaluación de la actividad de deslizamientos antiguos.
- ✓ Un incremento en la temperatura del agua causada por cambios en los regímenes de corriente puede generar incremento en la temperatura de las masas del suelo marino y fusionar hidratos.

Actividades Humanas

Dentro de este campo se encuentran todas las acciones humanas relacionadas con la exploración y desarrollo de las actividades petroleras, e incluso de otras actividades, que pueden impactar el estado de esfuerzos y la presión de poro de los estratos del suelo marino. Dentro de estas actividades se encuentra:⁴⁴

- ✓ La perforación de pozos que genera el flujo de fluidos o blow outs al suelo marino, creando cráteres.
- ✓ Flujo de fluidos en las formaciones, cambiando el régimen de la presión de poro en capas poco profundas, siendo crítico en zonas de taludes.
- ✓ La producción de aceite, está acompañada de un flujo de fluidos calientes, que provoca la fusión de los hidratos y una pérdida de la consolidación del suelo.
- ✓ La depleción de la presión del yacimiento genera la subsidencia del mismo, además de un cambio en los esfuerzos de overburden.
- ✓ Actividades de instalación de equipos. Debido al peso de los mismos se aumenta las fuerzas de gravedad.
- ✓ La instalación del anclaje de las unidades de perforación genera fuerzas laterales sobre el material sedimentario del suelo marino, debido al movimiento propio de las unidades.

Presión de Poro: Salta a la vista la importancia de la presión de poro de los sedimentos que componen el suelo marino, debido a la estabilidad que genera al estado de esfuerzo aplicado sobre el mismo. Un cambio de cualquier esfuerzo externo o interno, puede cambiar las condiciones de estabilidad del talud y provocar movimientos no deseados de cantidad de material solido.

⁴⁴ KVALSTAD, T. NADIM, F. HARBITZ, C. 2001. Deepwater Geohazards: Geotechnical Concerns and Solutions. OTC 12958.

Un número de procesos geológicos, geofísicos y químicos pueden generar un exceso en la presión de poro, que puede alcanzar la presión hidrostática e incluso superarla. Los procesos son:

Procesos de Sedimentación Rápida: Las grandes tasas de sedimentación que son típicas en frente de la mayoría de los deltas de ríos y en el borde de la plataforma continental bajo máximo glacial. Si existe suficiente contenido de arcilla. Las propiedades de compresibilidad-permeabilidad prevendrán el drenaje y crean un exceso de presión de poro. De esta forma se generan suelos poco consolidados, sensibles a los cambios en las fuerzas aplicadas al suelo marino.

Conversión de Esmectita a Illita: La esmectita sufre una transformación a un tipo de illita cuando existe un cambio de temperatura desde los 60⁰C hasta los 200⁰C.

En este proceso, la esmectita pierde gran habilidad para suspender agua y esta es liberada. Esta liberación de agua genera condiciones de sobre presión.

La profundidad donde ocurre esta transformación dependerá del gradiente geotérmico local, que típicamente está en el rango de 70⁰C/km. Por lo cual la profundidad esperada puede ser 800 a 3000 metros bajo el suelo marino.

Estratos sobrepresionados a esas profundidades pueden provocar el escape de fluidos a través de fallas o canales y generar la expulsión de los mismos.

Cambios en Suelos Gaseosos: Una reducción en la presión y un incremento en la temperatura pueden influenciar significativamente en la presión de poro en suelos gaseosos. Cabe recordar que un cambio incluso pequeño en estas dos propiedades, causa cambios en las propiedades de los gases.

Cuando el espacio poroso es llenado 100% con agua, la compresibilidad del fluido de poro es baja y no se ve afectada significativamente con un cambio en la presión, y por tanto no hay cambio en los esfuerzos.

Si en lugar de agua, el espacio poroso está lleno con gas, una reducción en la presión puede causar la disolución del mismo, y su expansión. El contacto entre granos y el esfuerzo efectivo puede ser reducido, generando reducción en la resistencia del suelo marino.

Por otra parte, durante periodos glaciales, el incremento de temperatura del suelo marino, causado por el restablecimiento de la temperatura superficial de las corrientes de agua, entre estos periodos interglaciares, puede afectar la presión de poro. Este cambio en la presión de poro puede generar flujo de fluidos y empezar un proceso de disipación de presión. Estos procesos se deben a los cambios que sufre el gas, su solubilidad, su cantidad de gas libre, y otras propiedades debido a los cambios en la presión y la temperatura.

Fusión del Gas Hidrato: Como se menciona anteriormente, un cambio en las condiciones de la presión y la temperatura pueden generar cambios en las propiedades de un suelo gaseoso, debido al contenido de gas. De igual forma sucede con el gas hidrato; aunque en su estado estable se encuentra en estado sólido, esta estabilidad se consigue a altas presiones y bajas temperaturas. La disolución y disociación del gas puede generar una reducción en el esfuerzo efectivo que depende de la cantidad de hidrato que se encuentra en el espacio poroso. Experimentalmente se encontró que a 1000 metros de columna de agua, un metro cúbico de gas hidrato puede disociarse en aproximadamente 1.2 metros cúbicos de gas metano y 0,87 metros cúbicos de agua.

Siendo casi el doble de volumen que ahora va a ser contenido en el mismo espacio poroso, la presión de poro aumenta considerablemente disminuyendo la resistencia de los sedimentos.

En la figura 58 se puede observar las condiciones de presión y temperatura para la estabilidad de hidratos de gas tanto en agua fresca como en agua de mar.

Blow-outs: La existencia de expulsión de fluidos en zonas profundas puede generar conexión entre estas zonas sobre-presionadas y estratos someros, generando un incremento en la presión de poro de estos últimos.

Sobre la plataforma continental, este suceso puede provocar la formación de cráteres y la pérdida de los soportes de instalaciones en áreas afectadas.

En los taludes continentales, los blow outs pueden ser más severos y la extensión del área afectada dependerá de la permeabilidad de los estratos.

Terremotos y Esfuerzo Cortante: Un terremoto fuerte es el mecanismo común generador de esfuerzos cortantes dentro de depósitos sólidos.

Aunque el comportamiento de las arcillas es plástico, un incremento en el esfuerzo de cortante trae consigo una modificación del estado de esfuerzos y mostrar una considerable pérdida de la resistencia del material sedimentario.

✓ **Tipos de Movimientos**

Como se estudió anteriormente, pueden presentarse diferentes escenarios de falla, que involucran eventos de riesgo para la perforación de pozos costa fuera. Dentro de estos eventos se tiene:

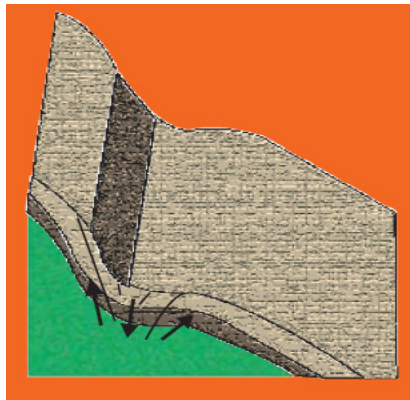
Colapso del Suelo Marino, Sin Transporte

Las características que se pueden presentar en este tipo de evento son suelos granulares uniformes en estado suelto, o no compactos, limos gruesos no plásticos y no consolidados. La presencia de gas intersticial y una baja resistencia al corte.

Puede presentarse un rearrreglo estructural de capas superficiales a una forma más estable debida a un incremento en la presión de poro, posiblemente influenciada por la existencia de gas.

Las causas de la falla pueden ser sismos, explosiones o expulsiones de fluido o la producción de gas metano. El colapso del suelo marino se ha presentado en pendientes de taludes está entre $0,1^{\circ}$ y $0,25^{\circ}$. Ver Figura 58.

Figura 58 Esquema de Colapso del fondo marino



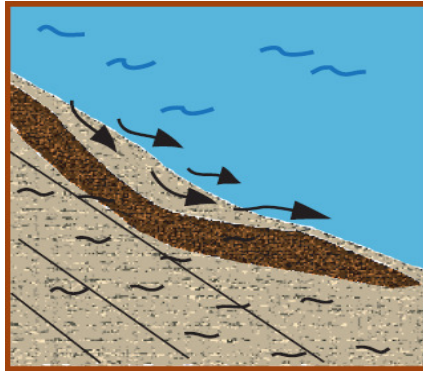
Fuente: LEYTE, F. DIAZ, L. GARIBAY, V. Catalogo de Movimientos del Suelo en el Fondo Marino.
Petroquimex

Migración de Suelos

El suelo presente en este tipo de evento presenta depósitos finos y granulares de sedimento. El material es de origen pelágico. El mecanismo de falla que puede presentarse es que la velocidad del agua iguale o rebose la velocidad de arrastre de las partículas. Las causas probables de falla pueden ser corrientes fuertes

debido a mareas, tormentas, turbidez en el agua y corrientes litorales.⁴⁷ Ver Figura 59.

Figura 59 Esquema de Migración de finos.



Fuente: LEYTE, F. DIAZ, L. GARIBAY, V. Catalogo de Movimientos del Suelo en el Fondo Marino. Petroquimex

Deslizamiento Rotacional de Bloques de Sedimentos, talud abajo

Los depósitos son finos de consistencia blanda que normalmente se encuentran consolidados. Puede haber un aumento del momento o torque actuante sobre el talud. Un aumento rápido del peso sobre la parte alta del talud, el cual es típico en depósitos deltaicos, genera un deslizamiento de este tipo. Ver Figura 60.

Figura 60 Esquema de Deslizamiento rotacional de bloques de sedimento.



Fuente: LEYTE, F. DIAZ, L. GARIBAY, V. Catalogo de Movimientos del Suelo en el Fondo Marino. Petroquimex.

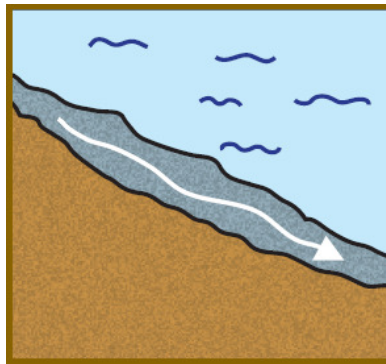
⁴⁷ LEYTE, F. DIAZ, L. GARIBAY, V. Catalogo de Movimientos del Suelo en el Fondo Marino. Petroquimex.

Traslación de Sedimentos

Los depósitos son finos de consistencia blanda, que no se encuentran consolidados. Un alto contenido de gas en los poros de los sedimentos puede estar presente y una baja resistencia al esfuerzo cortante por su consistencia.

El suelo puede presentar baja capacidad de carga y puede haber un aumento en la presión de poro asociado a la existencia de gases. La causa puede ser fluidificación debida a la alteración del equilibrio del sistema suelo-agua-gas, por sobrecarga. Ver Figura 61.

Figura 61 Esquema de Traslación de Sedimentos.



Fuente: LEYTE, F. DIAZ, L. GARIBAY, V. Catalogo de Movimientos del Suelo en el Fondo Marino. Petroquimex

✓ **Actividades y Estudios**

La primera actividad busca crear mapas de la sísmica regional, mapas del suelo marino en la zona objetivo. El establecimiento y desarrollo de modelos geológicos proveen un mayor entendimiento del mecanismo de movimiento del cuerpo de material y permite realizar predicciones en cuanto al movimiento. La evaluación del riesgo de un movimiento de material es una actividad multidisciplinaria que incluye:⁴⁵

⁴⁵ BRYN, P. KVALSTAD, T. 2004. Storegga Slide Risk Assessment. OTC 16560.

- ✓ Establecer un modelo geológico local y regional.
- ✓ Establecer un modelo del Slide o cuerpo en movimiento.
- ✓ Una evaluación y cálculos de la estabilidad natural de taludes en escarpes de la vecindad al área en desarrollo.
- ✓ Evaluación de los mecanismos de movimiento y su relevancia en el riesgo geológico.
- ✓ Evaluación de la subsidencia del yacimiento y su posible influencia en la estabilidad del talud.
- ✓ Evaluación del efecto que presenta la presencia de blow-outs para la estabilidad del talud.
- ✓ Evaluación de las actividades en desarrollo como perforación y producción de campos vecinos, y su efecto en la estabilidad del talud.

3.2.3 Ventanas de Gas (Gas Vents)

Tiene relación a los sistemas complejos de ríos, que terminan en los deltas frente al océano. Existe material nuevo que se ha depositado en capas poco profundas bajo el lecho marino. Esta depositación de material que ha sido transportado por los ríos, provocó la generación y maduración de la materia orgánica, convirtiéndola en hidrocarburo presente en capas poco profundas. Estas cuencas formadas por dicho tipo de depositación, están compuestas por las llamadas capas de gas someras o shallow gas, al igual que formaciones contenidas tanto por agua como por hidrocarburos líquidos.⁶

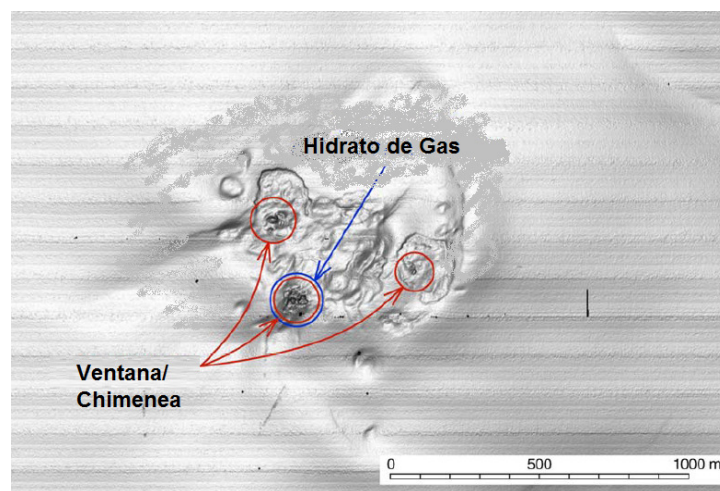
Debido a las características geológicas y estructurales, puede presentarse el proceso de migración de dichos fluidos a zonas más someras, incluso, alcanzando el lecho marino. Fallas activas y zonas fracturadas asociadas con láminas o capas de sal, proporcionan conductos de migración eficientes para el flujo de fluido al

⁶ CHEVRON Drilling Reference Series, Volume ten Floating Manual.

lecho marino. Este flujo de fluido incluye tanto hidrocarburos como salmueras. Ver figura 62.

La migración del gas, generalmente se da a lugares como la zona de estabilidad del hidrato de gas, debido a las condiciones de presión y temperatura que allí existen.

Figura 62 Chimeneas de Gas.



Fuente: SASSEN R., The Mississippi Canyon 118 Gas Hydrate Site: A Complex Natural System. OTC18132.

Las ventanas de gas (Gas Vents) son importantes porque tienen inicialmente un material el cual cristaliza el gas hidrato y porque este dispersa en sedimentos el manejo de procesos microbiales que resultan de altos contenidos de roca carbonatada.

La formación de hidratos en el lecho marino constituye un riesgo geológico para las operaciones de perforación.

Las abundantes burbujas de gas que se generan en el suelo marino debido a las ventanas de gas pueden ser observadas en la superficie del mar más o menos a unos 890 m de profundidad. Ver Figura 63.

Figura 63 Salida incontrolada de gas por medio de canales como una falla.



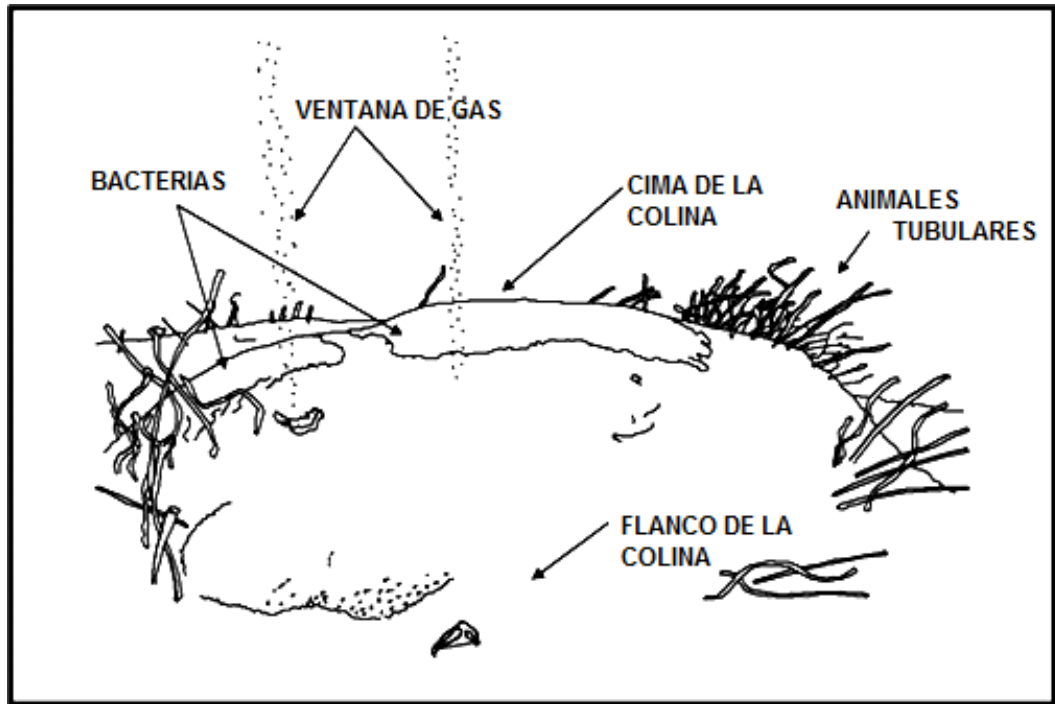
Fuente: STROUT, J. Excess Pore Pressure Measurement and Monitoring for Offshore Instability Problems, 2007.

Cuando estallan las burbujas de gas a través de la línea de aceite, ellas llegan casi directamente a levantar la capa de aceite que se encuentra en la superficie encima de la zona de interés. El metano es el principal componente de las ventanas de gas. Ver Figura 64.

El gas que migra por las ventanas de gas se cristalizan rápidamente, al encontrarse e interactuar con agua, y pueden observarse como sólidos blancos, a través de ellos llena la fractura de hidratos de gas con lodo en el suelo marino, es por eso que se dice que los hidratos son asociados con las ventanas de gas por que se filtran a través de las fracturas.³²

³² SASSEN R., ROBERTS H., DEFREITAS D.A., & GUINASSO JR, The Mississippi Canyon 118 Gas Hydrate Site: A complex Natural Sistem. OTC 18132.

Figura 64 Esquema de Visualización de las ventanas o chimeneas de gas.



Fuente: SASSEN R., Gas Venting and Gas Hydrate Stability in the Northwest Gulf of Mexico Slope: Significance to Sediment Deformation, OTC 14034.

Las capas de gas se generan a pocas profundidades por procesos biogénicos, debido a que las aguas ricas en nutrientes descargan residuos orgánicos para que las bacterias lo conviertan en metano (dichas aguas vienen de los ríos). Los hidratos de gas se han encontrado en el fondo del mar, pero su ubicación usual está entre 100 a 500 m por debajo de este.

✓ **Prevención y control para trabajar en zonas que presentan ventanas de gas**

Al igual que los hidratos de gas se manejan tratamientos de control similares, los cuales permiten prevenir y controlar los problemas en las zonas que presentan ventanas de gas, tales como disociación química, la cual permite por medio de sustancias químicas romper el enlace químico del hidrato; depresurización, es el

equipo que busca disminuir la presión por debajo de la presión de estabilidad del hidrato; remoción mecánica, la cual genera bombeos de lodo por medio de aumentos de presión. Estos controles permitirán que se realice las operaciones de perforación satisfactoriamente, y de esta manera también evite la formación de hidratos los cuales son un problema presente en las ventanas de gas.

3.2.4 Volcanes de Lodo

Su origen no está relacionado con las verdaderas formaciones volcánicas, es decir con los procesos ígneos. Las temperaturas que soportan esta actividad son mucho más frías que la de los procesos ígneos. Se deben a emanaciones de gas por la presencia de yacimientos de petróleo.

El ascenso de gases emanados de depósitos de petróleo a menudo poco profundos eleva una arcilla sumamente hidratada la cual llega a formar superficies fangosas. Los gases emitidos en los volcanes de lodo están formados principalmente por hidrocarburos gaseosos como metano y otros tipos de gases como anhídrido carbónico, así como gases sulfurosos en menor proporción. La arcilla hidratada, también presenta grandes contenidos de sal.

En el proceso de ascenso puede presentarse un sello, debido a una capa de material difícil de remover o de atravesar. Cuando esto sucede, y por las presiones de los hidrocarburos, se generan estructuras sobre presionadas, hasta el punto de presentarse explosiones fuertes.

Estudios realizados especialmente en el oeste de África y en el Mar del Norte, han demostrado que estos sistemas activos están relacionados a depósitos de turbiditas; debido a los procesos de depositación por corrientes turbias.

Estos sistemas se convierten en un problema para las operaciones de perforación, debido a que provocan los deslizamientos de material, la inestabilidad del suelo marino, la inestabilidad de los hidratos, y a su vez, generan olas que posteriormente se pueden transformar en Tsunamis. Este último, es un problema de bastante interés debido a las consecuencias que infiere en las unidades de perforación.

3.2.5 Anomalías de Sobrepresión

Se considera una presión anormal, a la presión de una formación, que sobrepasa o está por encima del valor de presión que debería tener con relación al gradiente de presión normal (0,465 psi/pie). Generalmente estas sobrepresiones ocurren en yacimientos o reservorios que se encuentran aislados. Aquellos que no tienen continuidad con otros reservorios.

Las altas ratas de deposición que se presentan frente a los deltas de los ríos que desembocan en el mar, y en el borde continental de los glaciares, influyen en la presión de poro de la formación. Cuando existe gran contenido de arcilla, las propiedades de porosidad-permeabilidad evitan el drenaje de los fluidos, y por lo tanto se forman zonas de alta presión.

El proceso de transformación sufrido por la esmectita, convirtiéndose en illita, y pasando a través de varios tipos de arcilla, puede ocurrir en un rango de temperatura que va de los 60 a los 200°C.¹⁰ En este proceso, la arcilla pierde la capacidad de sostener agua, y la liberación de esta es inevitable. Dependiendo del gradiente geotérmico regional (que puede estar entre 20 y 70°C/km), la profundidad a la cual puede ocurrir este proceso va de 800 a 3000 metros bajo el suelo marino aproximadamente. Estratos sobre presionados en estas

¹⁰ LARRY, E. A Deep Water Guide Line Less Drilling System, SPE 5355.

profundidades debido al agua libre, puede provocar el flujo de la misma por entre canales o fallas presentes en la formación. A este fenómeno es lo que se conoce como shallow wáter flow.

3.2.6 Terremotos

Aunque no es un fenómeno que sucede en profundidades someras, por el contrario, es debido al movimiento de las placas tectónicas que están mucho más profundas; si afecta e influye en los demás fenómenos descritos arriba, y por lo tanto se convierte también en un riesgo para las operaciones de perforación costa fuera.

Los terremotos son provocados por el choque violento entre dos placas tectónicas en movimiento, las cuales generan grandes ondas que se mueven a lo largo y ancho del subsuelo. Esta propagación de ondas, provoca el movimiento de material paralelamente al movimiento de la onda. Ese material puede ser lodo. A su vez, influye en las fuerzas que soportan las rocas. Puede provocar tensión en algunas, y aumentar la compresión en otras.

Cuando el epicentro de un terremoto se encuentra cerca de la superficie del suelo marino, o el choque genera ondas tan grandes que alcanzan con fuerza este mismo; se pueden producir Tsunamis y otros tipos de fenómenos naturales asociados al movimiento y propagación de ondas. Cuando la onda empieza a propagarse sobre el agua, genera gigantescas olas que viajan con fuerza en diferentes direcciones.

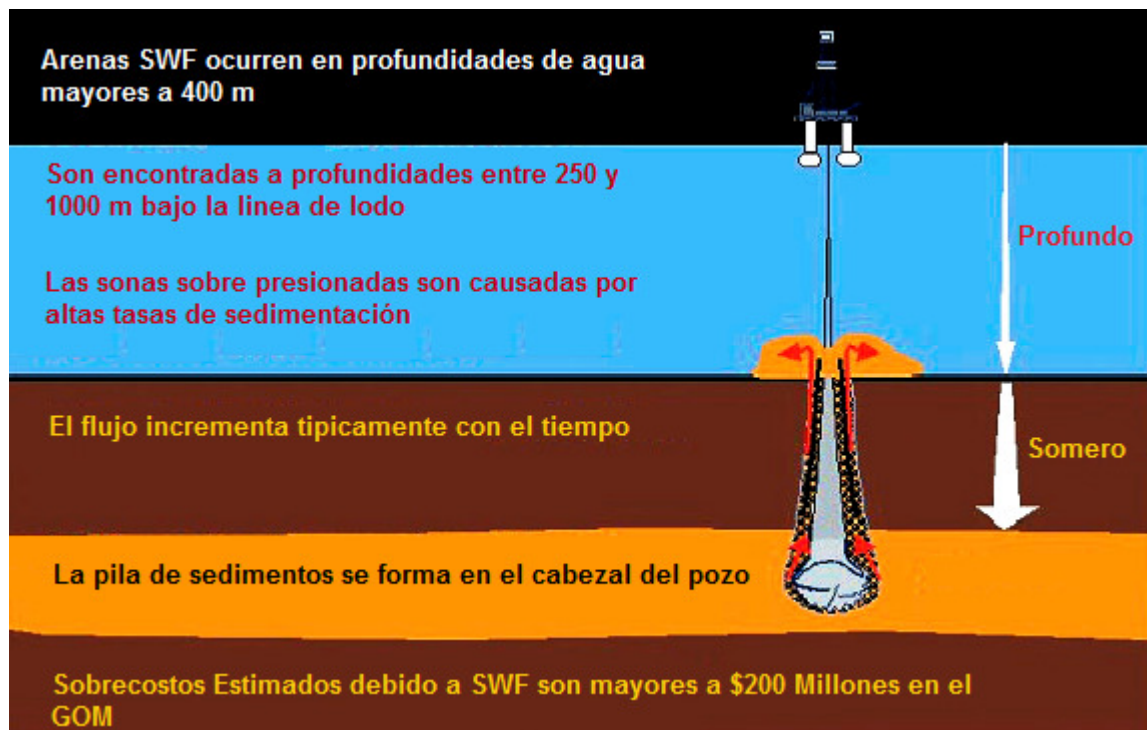
Diferentes estudios han demostrado también que la presencia de terremotos influye en el comportamiento de la presión de poro existente en las formaciones.⁶

⁶ CHEVRON Drilling Reference Series, Volume ten Floating Manual.

3.2.7 Flujo de Agua Somera (Shallow Water Flow)

El flujo de aguas someras SWF (Shallow water flow), frecuentemente ocurre en áreas de aguas profundas cuando son perforadas arenas mal consolidadas o sobre presionadas. Figura. 65.

Figura 65 Shallow wáter flow problema presente en las perforaciones.



Fuente: Subhashis Mallick, Shallow water flow prediction using prestack waveform inversión of conventional 3D seismic data and rock modeling.

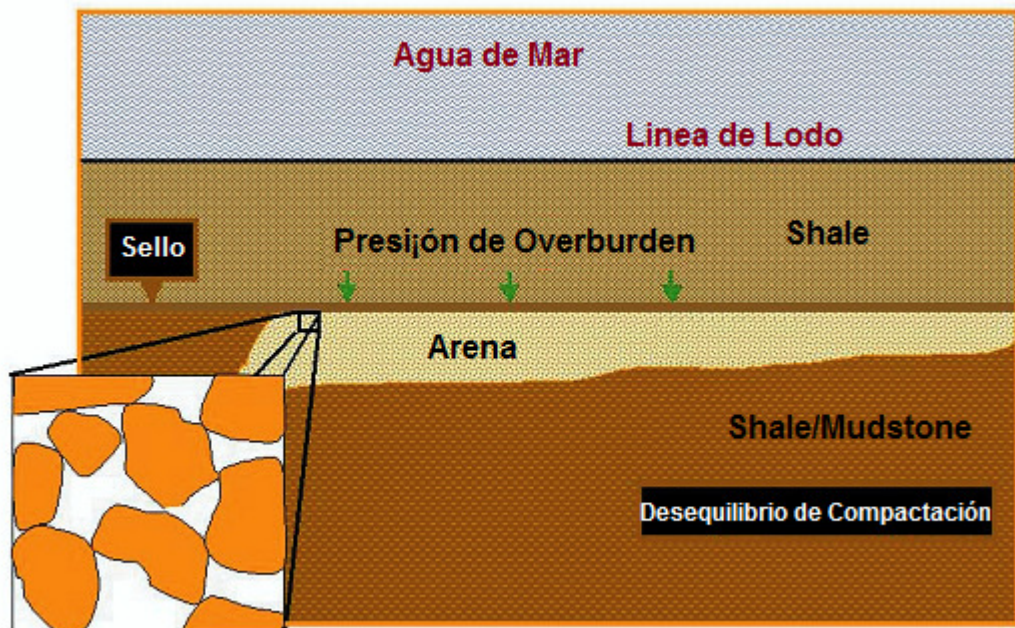
Los SWF, se presentan debido a la diferencia entre la presión de poro de la formación y la presión hidrostática de la columna del fluido de perforación, que permite el flujo de agua que está en los poros hacia el pozo.

Estas arenas cuando fluyen pueden causar grandes daños en la cabeza de pozo.

Por ejemplo en el GOM (Golfo de México) han realizado estudios de prevención y rehabilitación de estos problemas que han costado inversiones económicas muy altas, sin tener éxito total en ellas.⁵¹

Teóricamente las arenas SWF ocurren a profundidades entre 300-600m y típicamente a 450m debajo de la línea de lodo en ambientes deposicionales deltaicos, donde las tasas de sedimentación son altas. Ver Figura 66.

Figura 66 Formación de capas de SWF en un ambiente de aguas profundas.



Fuente: Subhashis Mallick, Shallow water flow prediction using prestack waveform inversión of conventional 3D seismic data and rock modeling.

Los sedimentos sueltos e inconsolidados que se han depositado bajo altas tasas de sedimentación se caracterizan por tener poco material de sobrecarga de baja permeabilidad, y son limitados o encerrados por shales compactos o mudstones

⁵¹ SASSEN R. MILKOV A. and DREBRA, Gas Venting and Gas Hydrate stability in the northwestern Gulf of Mexico Slope: Significance to sediment Deformation. Paper OTC 14034.

que por sus propiedades de porosidad-permeabilidad, evitan la migración del agua hacia zonas más someras.^{49,50}

✓ **Donde se Presentan los SWF**

Generalmente las formaciones de SWF quedan en zonas poco profundas debajo del suelo marino en un rango de 0-3000 pies debajo de la línea de lodo (aproximadamente 1000 metros).⁵²

Debido a las altas tasas de deposición en los deltas, y por el sello generado por las arcillas de sobrecarga, el agua que se encuentra en la formación y que busca canales por donde fluir queda atrapada, generando presiones de poro anormales.

Normalmente, las porosidades de las arenas de SWF son mayores al 45% (debido a la falta de consolidación). Por debajo de los 1000 m de profundidad, las rocas se consideran sedimentos litificados, debido a que los sedimentos son depositados lentamente convirtiéndose en rocas estables, casi siempre con buena compactación y cementación (dureza) que el sedimento de partida. 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. Caso contrario se presenta en áreas por encima de esta profundidad debido a las altas tasas de sedimentación y son consideradas de alto potencial de riesgo para el fenómeno de SWF.⁵⁰

⁴⁹ DUTTA, N. Geohazard detection in deepwater clastics basins using a seismic technique guided by geology and rock physics model: Methodology and examples. Paper OTC 15115.

⁵⁰ GALAVAZI M. and WEGERIF J., Beating Caspian Geohazards, Bloque 1 Development, Turkmenistan. Paper OTC 17360.

⁵² ROED, K. KARLSEN, K. Maureen Refloat Project: Challenges to Control weight and stability Through a decommissioning project. Paper OTC 14227

⁵⁰ GALAVAZI M. and Wegerif J., Beating Caspian Geohazards, Bloque 1 Development, Turkmenistan. Paper .OTC 17360.

Los estratos sobre-presionados a estas profundidades pueden provocar un flujo de agua por entre los canales y fallas presentes en la formación.⁵¹ Además, también se pueden crear fallas cuando la presión necesaria para fracturar la roca es muy cercana a la presión de poro de la arena SWF.

Cuando la broca de perforación penetra una zona sobre-presionada a una profundidad somera, antes de la cementación, gran cantidad de agua, que puede arrastrar sedimentos, fluye hacia el pozo, generando un gran riesgo cuando no se ha iniciado la instalación de las preventoras (BOP).⁵²

Por otra parte, la brecha estrecha entre la presión de formación y la presión de fractura hacen difícil mantener la estabilidad y por lo tanto los flujos tanto hacia el pozo como hacia la formación, cuando no se controla el peso del lodo de perforación, se hacen comunes en la perforación de estas zonas.

Estos problemas generan retrasos en la perforación y en algunos casos pérdidas de pozo, este fenómeno se encuentra en muchas regiones de aguas profundas en el mundo como por ejemplo en (Golfo de México (GOM), Oeste de África, (Trinidad)).⁵¹

✓ **Propiedades de la Roca de los Sedimentos SWF**

Las propiedades elásticas de la roca y otras propiedades mecánicas importantes de los sedimentos SWF son medidas in-Situ, y son muy limitadas debido a que las capas son asociadas con bajas velocidades sísmicas. Medidas de tales bajas

⁵¹ SASSEN ROGER, Alexei V.Milkov and Drebra, Gas Venting and Gas Hydrate stability in the northwestern Gulf of Mexico Slope: Significance to sediment Deformation.Paper OTC 14034

⁵² ROED Kristian, Karlsen Kristin, Maureen Refloat Project: Challenges to Control weight and stability Through a decommissioning project. Paper OTC 14227

⁵¹ SASSEN, R. MILKOV, A. and DREBRA. Gas Venting and Gas Hydrate stability in the northwestern Gulf of Mexico Slope: Significance to sediment Deformation. Paper OTC 14034

velocidades son difíciles de analizar en un ambiente donde el Casing ha sido corrido y cementado, y la corrida de registros en hueco abierto se hace riesgosa bajo condiciones SWF.

Es importante tener en cuenta las propiedades elásticas de las arenas regulares y de los shales para determinar las propiedades de las arenas de SWF.

Estudios realizados con anterioridad examinaron las propiedades de la roca basados en mediciones de laboratorio, donde los sedimentos se encontraron en una zona de transición entre materiales suspendidos en el fluido y la porosidad crítica alrededor de la roca.

✓ **Identificación de las Arenas SWF**

Para la identificación de las arenas SWF existen dos métodos. El primero de ellos se ejecuta antes de la perforación y su objetivo es identificar posibles zonas sobrepresionadas y que representen potencial flujo de agua somera cuando se esté perforando. Este corresponde al estudio sísmico realizado en una zona de interés.

El segundo es la ejecución de corridas de registros, que pueden hacerse durante la perforación y que arrojan datos en tiempo real, o que se corren después de haber sacado la sarta de perforación. El primero grupo son los Loggin While Drilling and Measurement While Drilling. El segundo grupo son los registros Gamma Ray.

Los registros Gamma Ray y los registros LWD son correlacionados con los datos sísmicos 3D, y son utilizados para realizar interpretaciones y estimaciones superficiales de la zona perforada o a perforar en otras locaciones. Es de gran importancia la realización de estas pruebas para la obtención de información en

tiempo real (para el caso de la corrida LWD) que permite estimar propiedades y tomar decisiones al tiempo que se realiza la perforación.^{53,54}

Datos Sísmicos Los datos sísmicos han sido por mucho tiempo reconocidos como la principal fuente de identificación de los SWF antes de las operaciones de perforación. Ver Figura 67.

La pérdida de tiempo y dinero llevaron a los operadores a estudiar el fenómeno, por medio de estudios sísmicos de alta resolución 3D, o incluso de 2D, los cuales son realizados en la zona prospecto para facilitar la visualización de un área específica y refinar el modelo geológico para determinar las arenas sobre-presionadas.⁵⁴

El método consiste en generar ondas sísmicas artificialmente, que viajan a través del interior de la tierra. Estas ondas siguen caminos curvos debido a la variedad en la densidad de las formaciones y la composición de las mismas. Las ondas se dividen en dos grupos:

Las ondas P (Primarias) son ondas longitudinales o compresionales que viajan a una velocidad de 1.73 veces la velocidad de las ondas S, y pueden viajar a través de cualquier tipo de material líquido o sólido. Las velocidades comunes en el agua son de aproximadamente 1450 m/s y en el granito de 5000 m/s.

Las ondas S (Secundarias) son ondas que viajan transversalmente a la dirección de propagación. Su velocidad es menor que las primarias y solo se propagan a través de elementos sólidos.

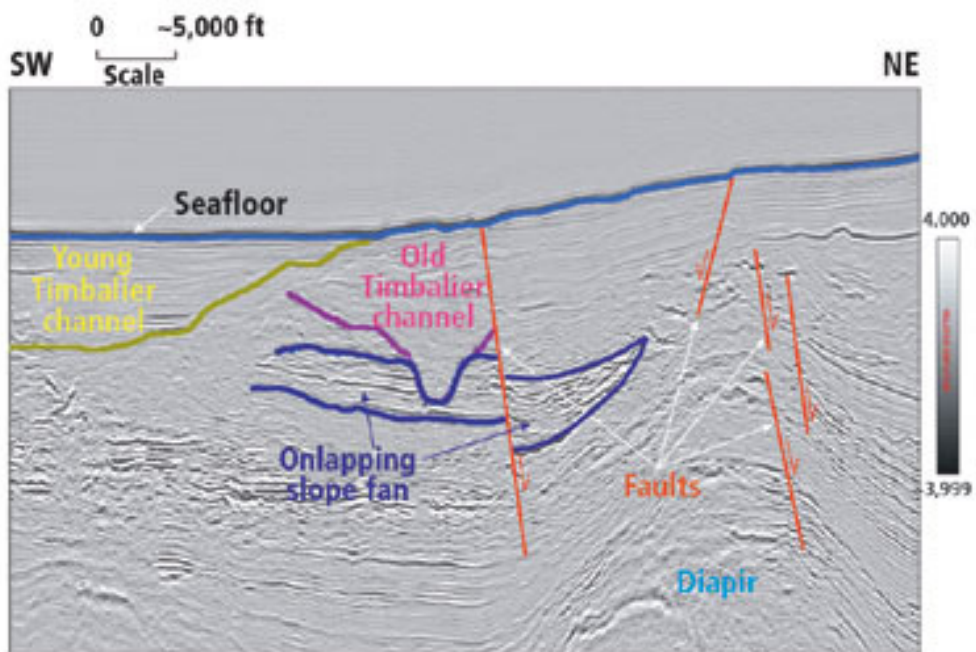
⁵³ BRUCE, R. SARGENT T. and GARRETT, R. A Team Approach to Mitigating Shallow Water Flow Risk.

⁵⁴ SUBHASHIS, M. and NADER C. Shallow water flow prediction using prestack waveform inversion of conventional 3D seismic data and rock modeling WesternGeco, Houston, Texas, U.S.

⁵⁴ SUBHASHIS, M. Shallow water flow prediction using prestack waveform inversion of conventional 3D seismic data and rock modeling WesternGeco, Houston, Texas, U.S.

Esto puede verse en la Figura 68, la cual una grafica de tiempo contra velocidad de onda, permite identificar las zonas que presentan potenciales flujos de aguas someras. También se puede observar que las ondas viajan más rápido en cuerpos más densos y consolidados, y a menor velocidad en cuerpos líquidos.⁵⁴ Ver Figura 68.

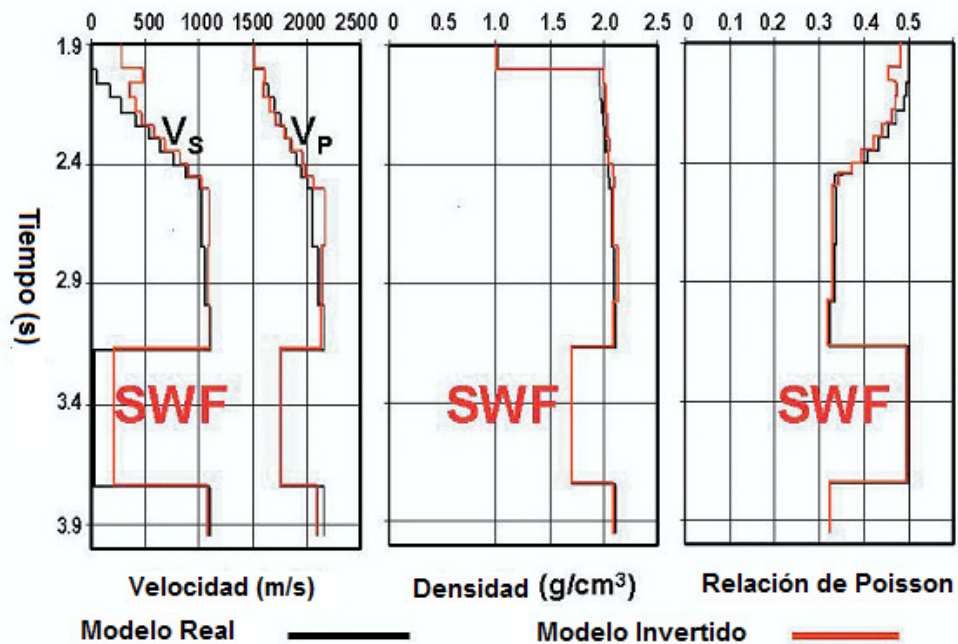
Figura 67 Ejemplo de datos sísmicos en 3D en función de fracturas en de características geológicas.



Fuente: BRUCE Robert, A Team Approach to Mitigating Shallow Water Flow Risk.

⁵⁴ SUBHASHIS, M. Shallow water flow prediction using prestack waveform inversion of conventional 3D seismic data and rock modeling WesternGeco, Houston, Texas, U.S.

Figura 68 Relación Grafica entre el tiempo y la velocidad de la onda P y S.



Fuente: Subhashis Mallick, Shallow water flow prediction using prestack waveform inversion of conventional 3D seismic data and rock modeling.

De igual forma, las cámaras de video de las ROV (vehículos remotamente operados), documentan el flujo de material que se apila en el lecho marino durante la perforación, también constituyen una fuente importante de información.⁵⁶

Registros LWD y MWD (Logging While Drilling and Measurement While Drilling):⁵⁶ Después de la obtención de los perfiles sísmicos y de la estimación de las propiedades de las formaciones sobre presionadas, además de las profundidades a las cuales se pueden presentar; se inicia el proceso de perforación durante el cual también se lleva a cabo la corrida de registros como el LWD y MWD, que permiten obtener datos en tiempo real de las formaciones que

⁵⁶ SCHUBERTH P.C, and WALKER, M.W. Shallow Water Flow Planning and Operations: Titan No. 1.Exploration Well, DEEPWATER Gulf Mexico. SPE 65751.

⁵⁶ SCHUBERTH P.C, and WALKER, M.W. Shallow Water Flow Planning and Operations: Titan No. 1.Exploration Well, DEEPWATER Gulf Mexico. SPE 65751.

están siendo perforadas, datos que son analizados inmediatamente para tomar decisiones sobre la trayectoria de la perforación.

Además, se llevan a cabo corridas sísmicas para correlacionar nuevamente y en conjunto, todos los datos adquiridos, con el fin de reevaluar y reestimar las propiedades de formaciones próximas a perforarse, además de intentar buscar soluciones a los problemas que se generan debido a la presencia del flujo de agua y arena en formaciones sobre-presionadas que han sido perforadas.

✓ **Diseño del Pozo en una Sección Poco Profunda**

El diseño del pozo y el plan operacional de perforación a través de secciones poco profundas, son enfocadas en la eliminación de los SWF, y las pruebas de pérdidas de circulación. Los datos evaluados de la perforación de pozos incluyen los registros y las presiones mientras se realiza la perforación, siendo estos datos importantes para un estudio específico de la zona.

Una ubicación favorable de superficie es elegida para minimizar los riesgos de SWF.⁵⁷

Los puntos del Casing son seleccionados de acuerdo con la presión de poro y el gradiente de fractura calculados de pozos. Como resultado se hace énfasis al diseño del Casing, selección de cementado, y un equipo de sellamiento en cabeza de pozo (Preventoras), teniendo en cuenta que este es “el diseño de casing”.

El diseño del pozo permite facilitar la ubicación de los equipos en un lugar que no presente serios problemas y que facilite la toma de datos para así poder encontrar

⁵⁷ WEST, A. and WEST, C. Shallow Water Flow Geopressures Arising From Confined subsurface Slumps,2004 SPE 90980.

el problema si lo hay y de esta manera buscar mitigar el mismo, para realizar un excelente trabajo.

En consecuencia se deben tomar medidas para corregir el problema y deben ser adaptadas de tal manera que garantice que las zonas de sobrepresión sean taponadas para evitar que haya flujo de fluido.

En general hay cinco métodos principales que son utilizados actualmente por los operadores para mitigar los efectos de los SWF, facilitando con uno de estos o con la combinación de ellos las operaciones a realizar.

La **primera opción** es la aplicación de un plan de perforación overbalance que controla el SWF con lodos pesados. La función principal de este método es identificar el SWF rápidamente y después detener el flujo inmediatamente con lodo pesado.⁵⁶

La identificación del flujo frecuentemente se identifica a través de las observaciones en los chequeos de flujo (Flowchecks) por la operación remota de las ROV (Remotely operated vehicle), monitoreando la operación constantemente.

Una vez identificado el flujo de fluidos hacia el pozo, este es matado con lodo pesado, y es entonces usado para posteriores perforaciones de la sección. Este método requiere mantener un suministro adecuado de lodo pesado. La principal ventaja de esta primera opción es que ofrece la oportunidad de perforar exitosamente incluso a través de zonas altamente presionadas.⁵⁶

⁵⁶ SCHUBERTH P.C, and WALKER, M.W. Shallow Water Flow Planning and Operations: Titan No. 1.Exploration Well, DEEPWATER Gulf Mexico. SPE 65751.

El **segundo método** se usa cuando el punto conductor del casing ofrece una excelente oportunidad para reducir el lavado washouts del hueco, el cual es crítico cuando se intenta obtener una zona aislada de SWF cuando se está cementando.

Esta opción puede usarse con casing mayores a 20 in. El casing es conducido por encima de la zona SWF encontrada. (Siempre y cuando el casing sea ubicado a una suficiente profundidad para de esta manera asegurar la instalación adecuada del zapato del casing y permitir el retorno del lodo).⁵⁶

Este escenario permite al operador la instalación de las BOP (Blowout Preventer) y el riser en el suelo marino y también permite empezar el retorno del lodo que está circulando hacia la superficie cuando la perforación es posterior a la sección del hueco. Aunque este método tiene la ventaja de conservar el lodo pesado, este depende de la profundidad de las arenas poco profundas.

El **tercer método** consiste en perforar un hueco de diámetro mayor a los 30 in. Por debajo de 36 in y correr un casing estructural de 26 in. Sin embargo, cuando la zona de flujo es poco profunda donde la formación es débil no se pueden instalar las BOP y el riser en el suelo marino.

La **cuarta opción** es la de perforación con equipos riserless (sin usar el riser marino), usando agua de mar como lodo de perforación, permitiendo el flujo de agua desde la arena sobrepresionada hacia el pozo, desde lo más profundo del casing. Posteriormente el pozo es matado con lodo pesado y el casing conductor es corrido y cementado.

Esta técnica permite al operador sellar las arenas que pueden generar SWF, controlando la operación y manteniendo la integridad del pozo.

⁵⁶ SCHUBERTH P.C, and WALKER, M.W. Shallow Water Flow Planning and Operations: Titan No. 1.Exploration Well, DEEPWATER Gulf Mexico. SPE 65751.

El **quinto método** de perforación de secciones de huecos poco profundos, usa de principio a fin lodos pesados, con un riser de diámetro de 26 in.

Aunque el quinto método puede impedir que se genere un SWF, este requiere de un compromiso para su uso y se debe tener en cuenta la descarga del lodo pesado incluso si las zonas no presentan flujos someros.

3.2.8 Flujo de Gas Somero (Shallow Gas Flow)

El shallow gas es uno de los problemas más serios de los shallow hazards en los campos costa fuera. Es una capa de gas sobre presionada con poca profundidad. El gas puede ser producto de procesos microbianos (gas biogénico) o termogénicos.^{1,6} En el proceso microbiano los desechos orgánicos de los sedimentos que se depositan se descomponen a través de una compleja secuencia, conocida como metanogénesis, a metano por la acción bacteriana en ambientes anóxicos. En el proceso termogénico de generación de gas tiene lugar la descomposición térmica (crackeo) de materiales derivados orgánicamente para formar hidrocarburos (incluyendo el gas). Sin embargo este último se presenta a una profundidad significativa. El gas puede fluir por canales o fracturas, hasta encontrar zonas que impiden su migración, quedando entrampado y generando zonas de sobrepresión.

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 fuerza necesaria para causar una catástrofe.

¹ MACLACHALAN, M. An Introduction to Marine Drilling Outfield, (1987).

⁶ CHEVRON Drilling Reference Series, Volume ten Floating Manual.

3.2.9 Efectos del Flujo de Fluidos desde Pozo

El primer efecto que se siente cuando el gas empuja la columna de lodo hacia la superficie es la pérdida de flotabilidad (boyancy) de la unidad de perforación, por el “vacío” que se genera en el riser, disminuyendo el peso de la columna. En superficie se siente una serie de movimientos inusuales que pueden llevar a la pérdida de estabilidad de la plataforma o barco de perforación. Otro efecto que puede observarse, es la pérdida del fluido de perforación, debido a la creación de fracturas en rocas con baja presión de fractura. Esto significa que a pesar que el lodo se sigue enviando al pozo con la misma tasa de bombeo, disminuye la cantidad de fluido que regresa por el anular a la superficie.^{1,61,62}

Un aumento en la tasa de retorno de fluidos de perforación a superficie, es decir, aumenta el volumen de lodo en el tanque, sin que aumente la tasa de bombeo con que se envían los fluidos al pozo, se puede interpretar como un posible aumento de fluidos en el pozo, el cual se identifica como un potencial shallow gas flow.

En presencia de estos sucesos se deben ejecutar diferentes planes de contingencia que se hayan postulado en el programa de perforación, con el fin de guardar la seguridad e integridad tanto de los trabajadores como de los equipos y herramientas usadas.

En un ambiente costa afuera hay un alto riesgo cuando se presenta un accidente, ya que no es fácil la movilización de trabajadores y las líneas de escape no son las más recomendables pues los accidentes se presentan y en su mayoría no se cuenta con suficiente tiempo para la evacuación, además de las condiciones de la

¹ MACLACHALAN, M. An Introduction to Marine Drilling Outfield, (1987).

⁶¹ GARCIA, E. AKERS, J. Y HOLSTER, J. Exxon mobil development Co. World Oil Enero 2009.

⁶² RUTLEDGE, A.K. y LEONARD. Role of multibeam sonar in oil and gas exploration and development. Paper OTC 12956.

zona las cuales dificultan su movimiento con rapidez, a diferencia de los campos en tierra firme.

3.2.10 Posibles Soluciones

Antes de la realización de operaciones de perforación, se deben realizar estudios que identifiquen si existe la presencia de un shallow gas. Con los datos de sísmica, se puede determinar la existencia de estas formaciones someras que contienen gas, y a su vez delimitarlas en la zona, para de esta manera no perforarlas y evitar los costos elevados.

Sin embargo, cuando esto no es posible, se llevan a cabo estudios de simulación, con el fin de proporcionar información sobre las condiciones de la perforación; con el fin de proporcionar el peso adecuado de columna hidrostática que sostenga la presión de la formación. Se deben conocer las propiedades del lodo, densidad y viscosidad, además se debe tener precaución en no sobrepasar la resistencia a la fractura de la formación, pues podría ocurrir daño a la formación debido al ingreso de los fluidos de perforación al yacimiento.

Por otra parte, se instalan equipos desgasificadores en superficie, con el fin de extraer las burbujas de gas que van en suspensión en el lodo de perforación, antes que este llegue a las piscinas, para poder reutilizarlo.

También se puede instalar, tanto en superficie como en el suelo marino, una serie de válvulas, agrupadas en un equipo conocido como preventoras o BOP stack; que controla las presiones existentes en el pozo. La abertura o cierre de estas válvulas, controlan el flujo de fluidos a la superficie, ya que mantienen y sostienen la presión de la formación, evitando que el gas siga entrando al pozo.

Sin embargo, debido a que el conjunto de preventoras no siempre se puede instalar en el fondo marino después de haberse perforado el top hole y de correrse el casing de superficie, el influjo no puede ser controlado por este conjunto de BOPs. Para tal fin se usa el Diverter, que es un equipo diseñado para mitigar los reventones en las operaciones de perforación costa fuera.

Por último, y como medida extrema ante la presencia inminente de un blowout, se lleva a cabo una operación de matar el pozo. Se le conoce como matar un pozo, al proceso conjunto entre manejar las válvulas de las preventoras y a la introducción de un fluido a altas presiones y con alto peso, dentro del pozo, el cual es conocido como fluido para matar, con el fin de contrarrestar las presiones de los flujos de gas someros.

3.2.11 Matar Un Pozo

Para determinar los parámetros a tener en cuenta, en el proceso de estabilización de un pozo, se realizan análisis de simulación con el fin de cuantificar, la influencia de cada uno de dichos parámetros.

Este proceso de simulación, se lleva a cabo en varios escenarios, tales como diferentes diámetros del pozo perforado, propiedades como permeabilidad definida, y se busca calcular el volumen de lodo necesario para matar efectivamente el pozo, en caso de presentarse un blowout, en función de la tasa de bombeo de dicho fluido.^{1,61,65}

Los factores que afectan estos resultados en la simulación son:

¹ MACLACHALAN, M. An Introduction to Marine Drilling Outfield, (1987).

⁶¹ GARCIA, E. AKERS, J. Y HOLSTER, J. Exxon mobil development Co. World Oil Enero 2009.

⁶⁵ MACONELL, D. Images of the base of gas hydrates stability, nothwest walker ridge, gulf of Mexico. OTC 14103.

Penetración: A medida que aumenta la profundidad durante la perforación, la cantidad de fluido necesario para matar el pozo también aumenta. Por lo tanto, si se están manejando altas velocidades de penetración, se hace necesario mantener en reserva grandes cantidades de fluido para matar el pozo.

Permeabilidad: de igual forma, la permeabilidad influye en la tasa necesaria de bombeo, para obtener los mismos resultados. A mayor permeabilidad en la formación, mayor será la facilidad de flujo de fluidos de la formación al pozo, y por lo tanto, mayor será la tasa de bombeo necesaria para retener los fluidos en el yacimiento.

Presión de poro: Cuando se tienen presiones de poro altas, los fluidos del yacimiento presentan mayor energía para fluir, por lo que mayor será la velocidad de flujo en el anular, entonces se hacen necesarias altas tasas de bombeo, altos volúmenes de lodo para matar efectivamente el pozo, además de realizar rápidamente la operación.

Tamaño del pozo: Cuando se tienen tamaños de pozo muy grandes, se necesitan grandes volúmenes y tasas de bombeo de lodo, para realizar efectivamente la operación.

Volúmenes de lodo pesado: cuando el tamaño del pozo aumenta, será necesario mayores cantidades de lodo para balancear la presión de la formación. Sin embargo, también es requerido que dicho volumen se bombee rápidamente al pozo (tasa de bombeo). Esto se convierte en un problema serio, debido a que muchos equipos de bombeo tienen una limitación con respecto a la máxima velocidad con que pueden realizar dicha operación. Debido a la rapidez con que entra el gas desde la formación al pozo, será necesario llenarlo con el fluido para matar en el menor tiempo posible. Esto se convierte en una limitación debido a la máxima tasa de bombeo que se puede alcanzar por las bombas.

3.3 ESTABILIDAD DEL HUECO DURANTE LA PEFORACIÓN

Las rocas sedimentarias, las cuales comprenden los suelos marinos de interés para la industria petrolera, son materiales que se han depositado con el tiempo en un lugar específico. Para el caso, este sitio es el suelo marino. Estas rocas sedimentarias pueden ser divididas en clásticas y no clásticas. Este último grupo está compuesto por precipitados orgánicos como el carbón y precipitados químicos como la sal.

Las rocas clásticas son la agrupación de partículas que se erosionaron de un sitio sobre la tierra y fueron transportados hasta su destino final, donde se depositaron como sedimentos y conformaron lo que es conocido como cuenca sedimentaria.⁶⁶

Existen diferentes medios de transporte para estos sedimentos. Su capacidad de transporte está directamente relacionada con el tamaño de las partículas, y por lo tanto, el lugar de deposición también. Los medios de transporte pueden ser el agua, el viento, el hielo y la gravedad.

Ocurren dos procesos distintos para formar una cuenca sedimentaria. El primero de ellos es la sedimentación. Este proceso ocurre porque el medio de transporte no tiene la capacidad para arrastrar el material sedimentario. La capacidad de transporte de un agente puede verse afectada y disminuir debido a una reducción en la velocidad del flujo del medio (agente transportador y partículas). Por ejemplo, y para el caso particular de las cuencas sedimentarias oceánicas, un grupo de partículas sedimentarias que están siendo transportadas por la corriente de un río, puede depositarse debido al ingreso de esta corriente a una gran masa como una bahía, un lago, o el océano. Típicamente los ríos transportan arena, limo y arcilla; las cuales se depositan en tres lugares distintos debido a su tamaño. Figura 69

⁶⁶ M-I. Drilling Fluids Engineering Manual.

Cuando este material es depositado, la cuenca se llena, el nivel del mar cambia y la desembocadura de los ríos cambia de posición, y existen nuevos lugares en los que se deposita la arena, el limo y la arcilla.⁶⁷ Así pues se forman las cuencas sedimentarias y la selección vertical de este material determina la historia de deposición anterior. Ver figura 69.

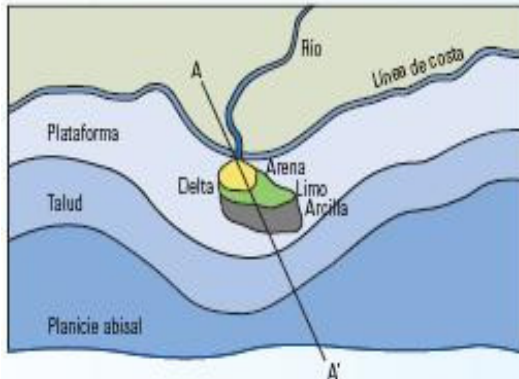
Sin embargo es importante destacar que el cambio abrupto de velocidad de flujo de los sedimentos cuando estos ingresan al océano, hace que los sedimentos se acumulen a poca profundidad y que son procesos posteriores de erosión y transporte los que llevan estos sedimentos a profundidades mayores dentro del océano. Por lo tanto, el espesor del material de sedimentos disminuye con la profundidad del mar, siendo nulo en muchos sitios del mismo, tal como se observa en la figura 70.

El otro proceso para la formación de las rocas sedimentarias es la diagénesis, el cual abarca todas las modificaciones que sufren los sedimentos después de haber sido depositados. La diagénesis modifica el material inicialmente depositado en arenisca, limolita y lutita. Este proceso inicia debido al peso de los sedimentos depositados recientemente, el cual contribuye a la consolidación del material, y a extraer y exprimir el agua que se encontraba entre los sedimentos. A medida que más material se va depositando, existen otros factores que influyen en el proceso de diagénesis. La presión y la temperatura provocan cambios en las características y propiedades de ciertos minerales.

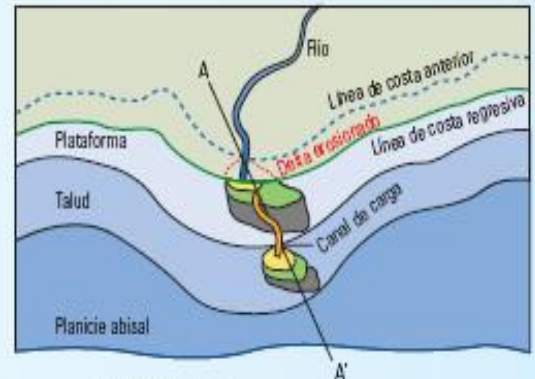
⁶⁷ DRIBUS, J. et al. The Prize Beneath the Salt. Oilfield Review, Autum 2008.

Figura 69 Proceso de depositación Tubidítico

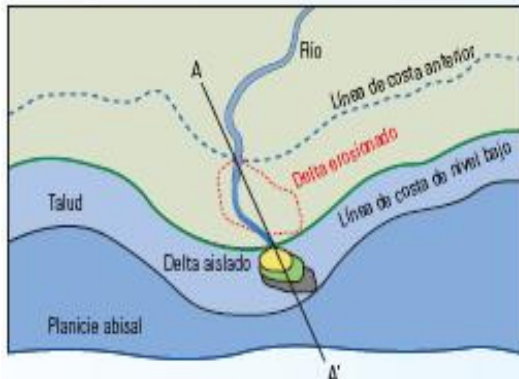
El río aporta sedimentos sobre la plataforma



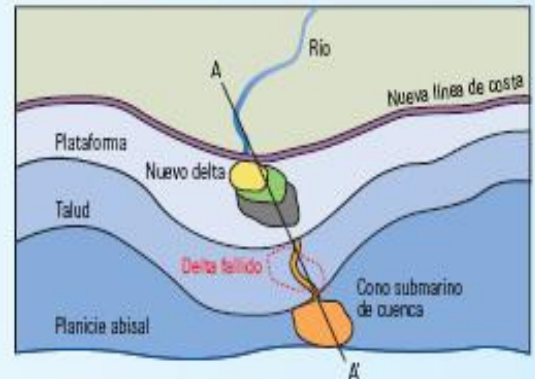
Sedimento transportado hasta el talud a medida que cae el nivel del mar



El delta de talud se vuelve sobreempinado con la depositación continua

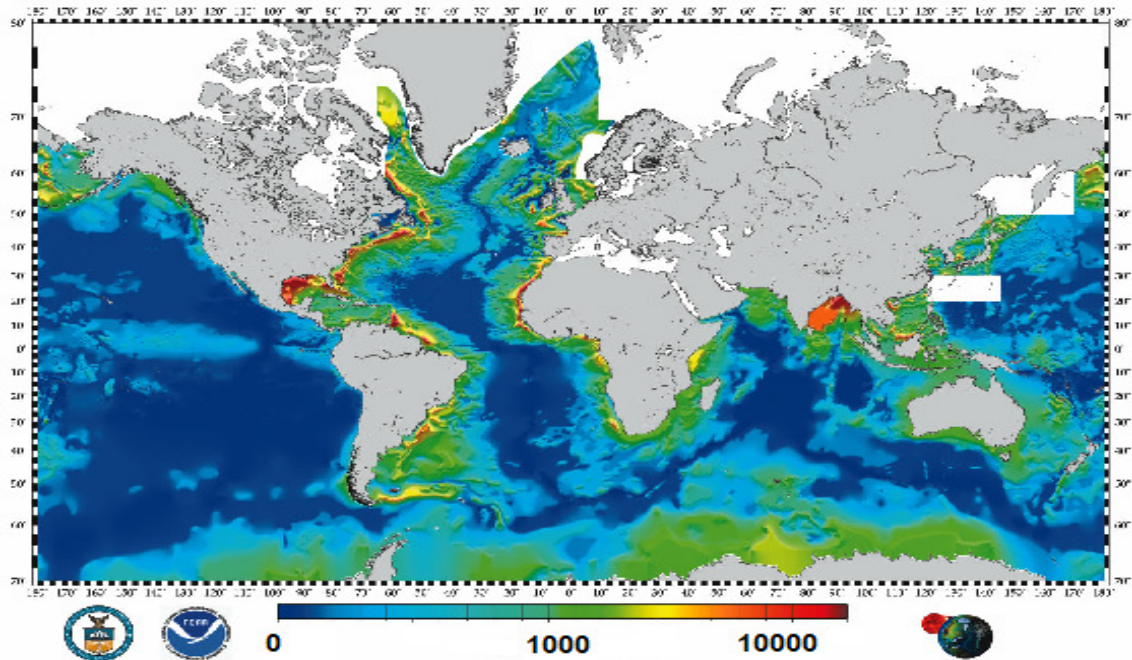


Sedimentos del delta de talud depositados como un cono submarino de cuenca



Fuente: Dribus J., The Prize Beneath the Salt. Oilfield Review, Autum 2008.

Figura 70 Mapa mundial del espesor del material sedimentario.



Fuente: <http://www.ngdc.noaa.gov/mgg/image/sedthick9.jpg>

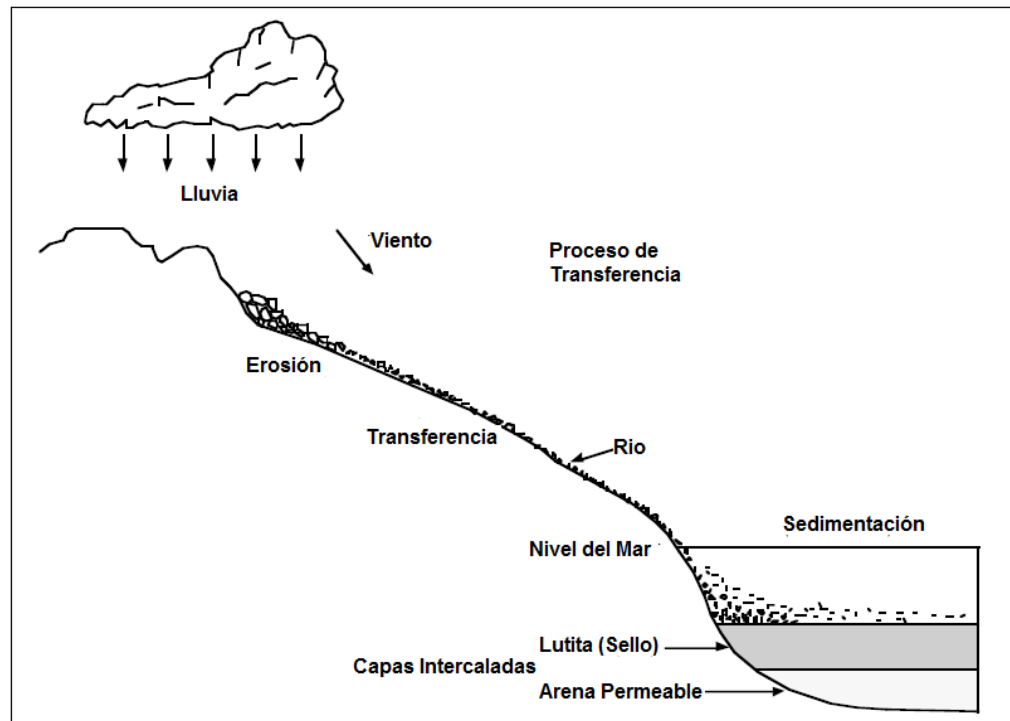
Se dan otros procesos como la disolución de material debido al agua extraída de sedimentos más profundos, así como la precipitación de otros y la formación de material cementante para consolidar los sedimentos. Sin embargo, y debido a la poca cantidad de material sedimentario en cuencas oceánicas, los efectos de sobrecarga son mínimos, debido a la dificultad del medio de transporte para arrastrar partículas sedimentarias hasta lugares profundos mar adentro. Esto se puede ver en la figura 71.

Como se ha enmarcado hasta ahora, el comportamiento de los esfuerzos a los que está sometido el material sedimentario en una cuenca oceánica, difiere un poco del comportamiento en tierra firme.

Un factor importante en todo programa de perforación de pozos costa fuera es la selección del fluido óptimo de perforación que se va a utilizar en un proyecto.

Dentro de las funciones del fluido de perforación se puede destacar el control de las presiones de la formación y mantener la estabilidad del pozo.⁶⁹ Una buena selección del mismo determinará la efectividad y eficacia de la perforación del pozo, así como permitirá mantener bajo control eventos que sobrevengan de la perforación, tales como amago de reventón y pegues de tubería.

Figura 71 Esquema de Proceso de Transporte y Deposición del Material Sedimentario.



Fuente: M-I. Drilling Fluids Engineering Manual.

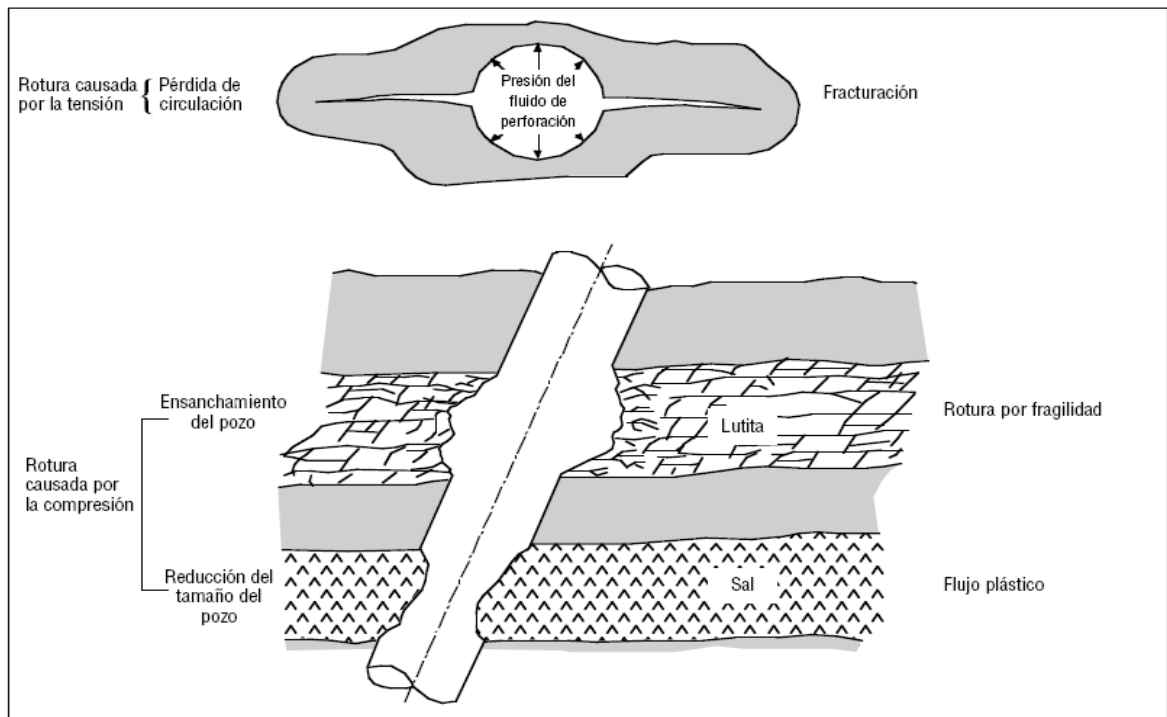
Existe gran variedad de fluidos de perforación, sin embargo, sus características y propiedades químicas deben asegurar el equilibrio complejo de factores mecánicos que influyen en la estabilidad del pozo, tal como la presión de la formación y los esfuerzos aplicados sobre la misma. Este equilibrio de fuerzas se consigue estudiando el comportamiento de las ventanas de lodo.⁷⁰

⁶⁹ RODRIGUEZ. E. Guía de Laboratorio de Lodos y Cementos. Trabajo de Grado. UIS.

⁷⁰ AMOCO. Drilling Fluids Manual

Una mala selección de las propiedades del lodo, y el no estudio de las ventanas operacionales de lodo conlleva a problemas de estabilidad del pozo tales como fracturas, colapso del pozo, pérdidas de circulación, pegue diferencial de tubería, entre otros; los cuales afectan el éxito de una operación de perforación.⁷¹ Ver Figura 72.

Figura 72 Inestabilidades Mecánicas del Pozo por Mala Selección del Fluido de Perforación.



Fuente: M-I. Drilling Fluids Engineering Manual.

Antes de discutir los factores que influyen en el comportamiento de la estabilidad del pozo se definirán algunos términos.

⁷¹ BERNT, S. Modern Well Design. 1996

3.3.1 Presión de Sobrecarga

La presión de sobrecarga está definida matemáticamente como la multiplicación de la densidad aparente de los sedimentos de sobrecarga que se encuentran supra yaciendo una formación en particular por la profundidad vertical de la misma.

Por lo tanto, la presión de sobrecarga es el volumen y peso de los sedimentos y los fluidos que se encuentran ubicados encima de una formación definida. En otras palabras, la presión de sobrecarga es igual a la suma de la presión de las formaciones y la presión de los fluidos sobre una formación objeto de estudio.

3.3.2 Gradiente de Presión.

En la industria petrolera, cuando una variable cambia con la profundidad, esta variable puede ser redefinida en términos de gradientes. El gradiente de presión es por tanto la relación entre la presión de sobrecarga que soporta una formación, dividido entre la profundidad vertical en donde se encuentra la misma.

El gradiente de presión de sobrecarga depende de la densidad de las formaciones, el espacio poroso y los fluidos contenidos en este espacio poroso de las formaciones supra yacentes, los cuales a su vez también son función de la profundidad, e influyen directamente con la compactación de las formaciones.

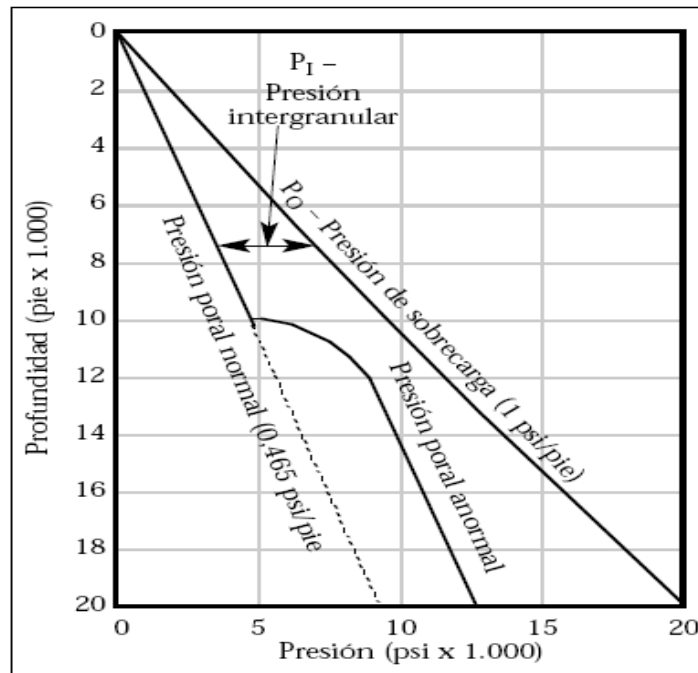
A este gradiente también se le conoce como gradiente geostático o litostático, que en promedio puede suponerse que es 1 psi por pie, cuando no existe un medio o no hay disponibilidad de registros para su cálculo. Para el Golfo de México, por

ejemplo, el gradiente geostático es más próximo a 0,83 psi/pie (16 lb/gal) cerca de la superficie, y 1 psi/pie (20 lb/gal) cerca de 20000 pies de profundidad.¹

La aproximación de 1 psi/pie para cuando no se tienen herramientas para su cálculo, se basa en un peso de sobrecarga de 20% de espacio poral lleno de agua con una gravedad específica de 1,07 y 80% de formación (arena y lutita) con una gravedad específica de 2,6.⁶⁶ Ver Figura 73.

Sin embargo, es común encontrar rocas poco consolidadas en cuencas oceánicas debido a la falta de sobrecarga de material sedimentario en estas formaciones. Por lo tanto, realizar exitosamente una perforación de pozos costa fuera se ve influenciado fuertemente por este factor.

Figura 73 Esquema de los gradientes presión Litostática y Presión Hidrostática.



Fuente: M-I. Drilling Fluids Engineering Manual.

¹ MACLACHALAN, M. An Introduction to Marine Drilling Outfield, (1987).

⁶⁶ M-I. Drilling Fluids Engineering Manual.

3.3.3 Presión de Poro.

La presión poral es la presión que ejerce los fluidos contenidos en los poros de las rocas. Por lo tanto, usualmente se considera como presión hidrostática o presión ejercida por una columna de agua desde el nivel del mar hasta la profundidad de la formación.⁷² Existe también una presión inter granular o un esfuerzo matricial debido a la fuerza transmitida mediante el contacto mecánico de los granos.

Cuando la profundidad aumenta, la compactación de las rocas también lo hace y el agua que se encuentra en los poros se escapa a lugares más someros, haciendo que la presión poral sea igual a la presión hidrostática de la densidad del agua contenida en los poros.⁶⁶

En la tabla 7 se presenta algunos gradientes de presión de poro o presión hidrostática para diferentes fluidos, en función de la salinidad del mismo. Como un buen promedio, puede considerarse un gradiente de presión hidrostático igual a 0,465 psi/pie. Ver Figura 73.

Tabla 7 Gradiente de presión hidrostática para diferentes fluidos de poro. Influencia de la Salinidad en el gradiente de presión de poro.

Fluido	Densidad (lb/gal)	Gradiente de Presión (psi/pie)
Agua dulce	8,335	0,433
Agua de mar	8,55	0,444
Agua salada (100.000 ppm)	8,95	0,465
Agua salada saturada (10 lb/gal)	10,0	0,520
Lodo de 16 lb/gal	16	8,332

Fuente: BERNT, S. Modern Well Design. 1996

⁷² <http://www.glossary.oilfield.slb.com>

⁶⁶ M-I. Drilling Fluids Engineering Manual.

Cuando el agua no puede escapar libremente a formaciones más someras, debido a la presencia de formaciones que generan un sello en la migración de este fluido poral, la presión de poro no es igual a la presión hidrostática de la columna de dicho fluido. Este comportamiento puede observarse en la figura 73.

La suma de la presión inter granular y la presión de poro es igual a la suma total de la presión de sobrecarga. Por lo tanto, cuando los granos no están bien consolidados, los esfuerzos matriciales son pequeños y la presión de poro debe soportar la presión de sobrecarga en la formación. Así puede entenderse porque en zonas con presiones anormales, como el flujo de aguas someras está directamente relacionado con formaciones poco consolidadas.

En la tabla 8 se resume varios gradientes de presión de poro para diferentes regiones del mundo.

Tabla 8 Gradientes de presión de poro para diferentes regiones del mundo.

Región	Densidad Media del Fluido Poral (lb/gal)	Gradiente de Presión Poral (psi/pie)
Texas Occidental	8,33	0,433
Golfo de México	8,95	0,465
Mar del Norte	8,70	0,452
Malasia	8,50	0,442
Delta de Mackenzie	8,50	0,442
África Occidental	8,50	0,442
Cuenca de Anacardo	8,33	0,433
Montañas Rocosas	8,39	0,436
California	8,45	0,439

Fuente: BERNT, S. Modern Well Design. 1996

3.3.4 Presión de Fractura.

La presión de fractura es la presión necesaria para equilibrar y sobrepasar la suma de la presión poral y la resistencia matricial de la roca. Cuando esta presión que anteriormente se había definido como presión total de sobrecarga es menor que la presión hidrostática del fluido de perforación, la roca se fractura y permite que el fluido de perforación invada la formación.⁷³

Existen principalmente tres factores que afectan la presión de fractura de la formación. El primero de ellos es la edad geológica debido a que a medida que envejecen las rocas, el grado de compactación y cementación aumenta, los efectos de los esfuerzos tectónicos influyen con mayor severidad en el plegamiento y fallamiento de las rocas, además de procesos de intrusión de la sal.

El segundo factor que influye es la profundidad y sobrecarga de la formación. Cuando la compactación mejora, el espacio inter granular disminuye y la roca presenta mayor resistencia al corte.

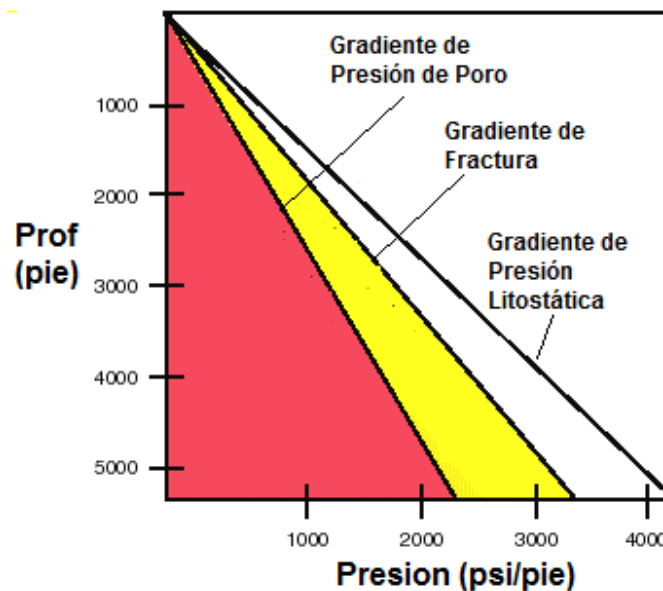
El último factor es la presión de poro. Cuando existen condiciones de presión anormal, el fluido dentro del poro debe soportar todo el peso de sobrecarga, lo cual implica que la compactación de la roca disminuye. Esto hace que la brecha entre la presión de poro y la presión de fractura sea más estrecha. Ver figura 74.

Este es el caso de la perforación de pozos costa fuera. A medida que aumenta la columna de agua, existe una reducción en la presión de sobrecarga que a su vez, implica una reducción en la presión de fractura. La regla del dedo gordo supone

⁷³ AMOCO. Wellbore Stability.

que para cada 1000 pies de agua, el gradiente de fractura disminuye en 0,8 lb/gal en relación con un pozo perforado en tierra.⁶⁶

Figura 74 Esquema de los diferentes gradientes de presión. Presión Litostática, Presión de Fractura, Presión Hidrostática.



Fuente: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/DisplayImage.cfm?ID=159>

3.3.5 Esfuerzos Actuando en el Pozo.

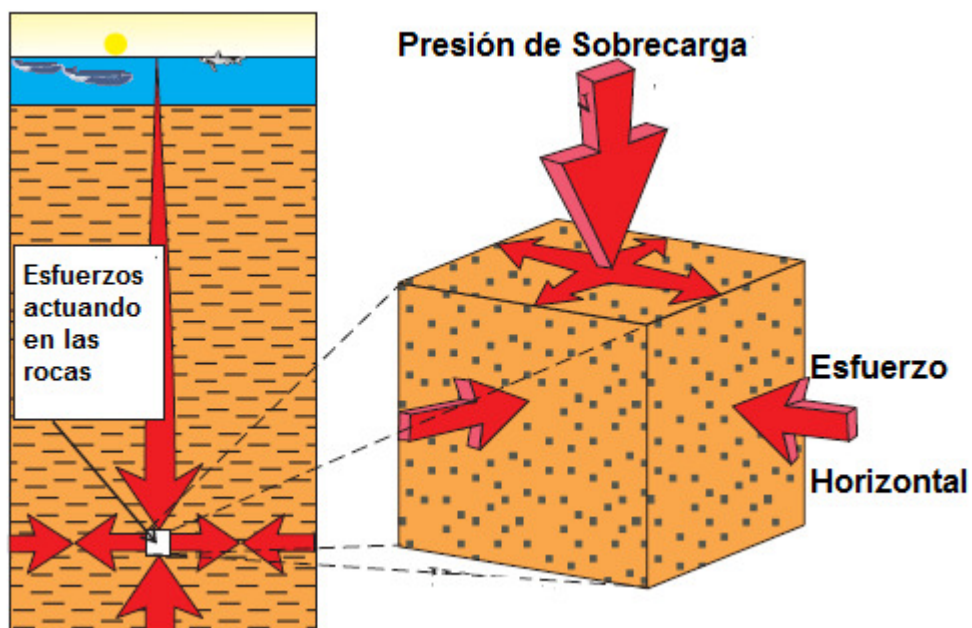
Cuando se perfora un agujero, parte del material que sostiene los esfuerzos de la formación es removido, por lo cual, existe un cambio en los mismos y una reorientación. Estos esfuerzos someten a las paredes del pozo, y el nivel de la carga influirá en la resistencia de la roca, y por lo tanto de la estabilidad del mismo. Los esfuerzos principales se descomponen en la dirección de los tres planos tridimensionales, siendo por lo tanto cada uno perpendicular a los otros.

⁶⁶ M-I. Drilling Fluids Engineering Manual.

Existen por lo tanto, tres esfuerzos principales, siendo σ_{MAX} el esfuerzo principal máximo, σ_{INT} el esfuerzo principal intermedio, y σ_{MIN} el esfuerzo principal mínimo. Debido a que la presión de fractura es la presión requerida para fracturar una roca, esta presión debe ser igual al esfuerzo mínimo al cual está sometido el pozo.

Cuando no existen esfuerzos tectónicos influenciando el estado de esfuerzos en el pozo, el esfuerzo máximo está orientado en la dirección vertical σ_z , debido a la sobrecarga.⁷³ Los esfuerzos mínimo e intermedio son de igual magnitud y están orientados en el plano horizontal σ_x y σ_y . Ver Figura 75.

Figura 75 Esquema del estado de esfuerzos en la formación.



Fuente: AMOCO, Wellbore Stability.

Sin embargo, cuando el pozo se encuentra desviado de la vertical, la acción de los esfuerzos sobre las paredes del pozo, hacen de la perforación más compleja, debido a que tienden a provocar un estado de esfuerzos diferentes,

⁷¹ BERNT, S. Modern Well Design. 1996

⁷³ AMOCO. Wellbore Stability.

incrementando la inestabilidad del pozo si no se balancean dichos esfuerzos. En la figura 76. puede observarse que es más conveniente descomponer los esfuerzos en, un esfuerzo axial σ_A , un esfuerzo tangencial σ_T , y un esfuerzo radial σ_R a la trayectoria del pozo.^{71,72}

3.3.6 Eventos de Falla.

En general, los problemas de inestabilidad de pozo pueden agruparse en dos grandes grupos.

- ✓ El primero es la fractura del pozo, debido a grandes presiones de pozo. Esta falla es de tipo tensil, y puede provocar otros problemas como las pérdidas de fluido de perforación.
- ✓ El segundo es el colapso del pozo, debido a bajas presiones del pozo. Esta falla es de tipo compresión causada por grandes esfuerzos horizontales o tangenciales alrededor del pozo, los cuales exceden la resistencia de la roca. Uno de los principales problemas asociados a este fenómeno es la presencia de pozos apretados. Ver Figura 76.

Como puede observarse en la figura 77, para un pozo vertical, el esfuerzo axial no influye en la selección del peso y las características del lodo de perforación. Sin embargo, cuando el pozo es desviado, como en la mayoría de los casos de perforación costa fuera, este esfuerzo influye fuertemente sobre la estabilidad del pozo.

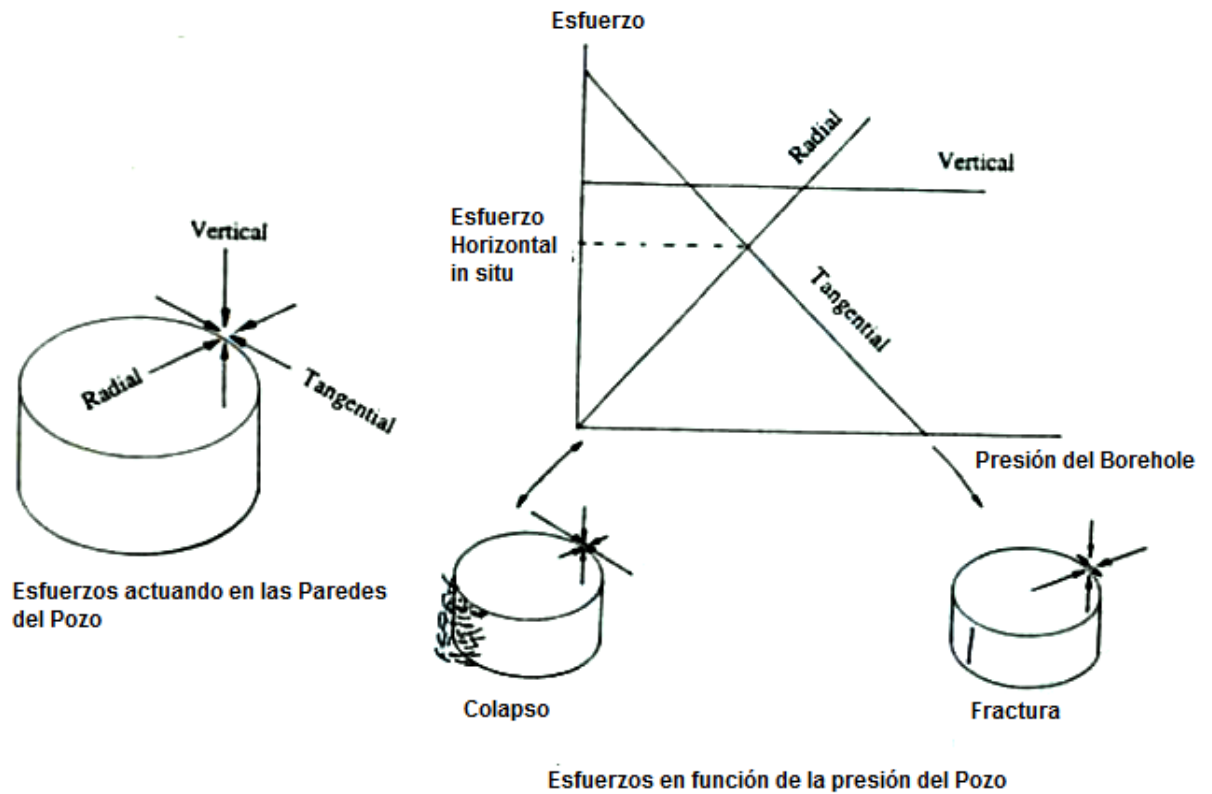
Para mantener la estabilidad del pozo, y como se discutió antes, el peso del lodo de perforación juega un papel importante. Perforar con lodos pesados

⁷¹ BERNT, S. Modern Well Design. 1996

⁷² <http://www.glossary.oilfield.slb.com>

(overbalance), es considerado en muchas de las operaciones. Sin embargo, la tabla 9 muestra algunas ventajas y desventajas de la perforación con lodos pesados.

Figura 76 Esquema de los esfuerzos como una función de la presión del pozo.



Fuente: BRENT, S. Modern Well Design.1996

Tabla 9 Ventajas y desventajas de usar lodos pesados.

Elemento	Ventaja	Discutible	Desventaja
Reduce el colapso	X		
Reduce problemas de limpieza	X	X	
Reduce variación de presiones	X		
Reduce washouts	X	X	
Reduce pozos apretados	X	X	
Reduce problemas de arcillas hidrófilas	X	X	
Incrementa pegue diferencial		X	X
Incrementa perdidas de circulación			X
Reduce rata de perforación		X	X
Costos de lodo			X
Estimación de la presión de poro pobre		X	X

Fuente: BRENT, S. Modern Well Design. 1996

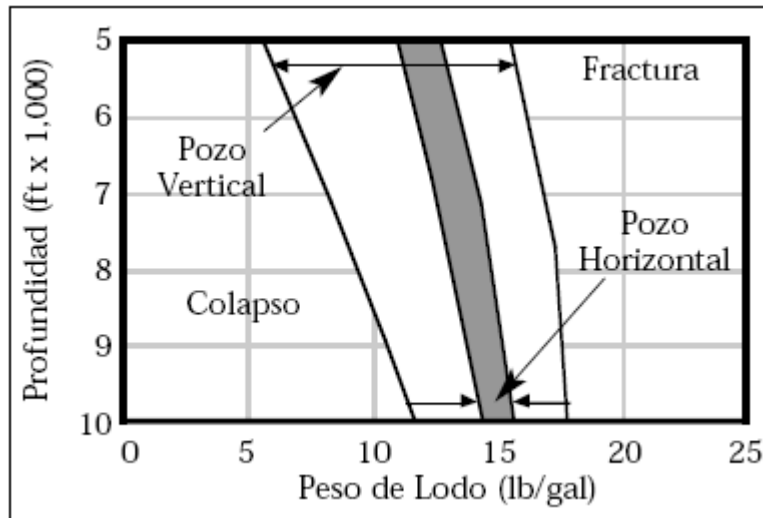
3.3.7 Ventana de Lodo.

Cuando el peso del lodo no es el óptimo, pueden presentarse diferentes eventos que retrasan las operaciones de perforación. Si el peso del lodo es mayor al gradiente de fractura, se produce una pérdida de circulación por la formación de fracturas. Cuando es menor, la fractura cesa.

Por otro lado, cuando el esfuerzo diferencial es mayor que la compresión de la roca, el colapso del pozo se hace evidente. Además, si existe un cuerpo de sal cercano, la intrusión de la sal (o cualquier material plástico) puede alcanzar el pozo.⁶⁶ Ver Figura 77.

⁶⁶ M-I. Drilling Fluids Engineering Manual.

Figura 77 Rango de pesos de lodo para la perforación



Fuente: M-I. Drilling Fluids Engineering Manual.

En esta figura también se observa que la ventana o el rango de lodo para pozos desviados son mucho más pequeños que para pozos horizontales; debido a que en un pozo desviado, el esfuerzo de sobrecarga influye con mayor severidad en la estabilidad del pozo.

3.3.8 Perforación en Aguas Profundas.

La profundidad a la cual se considera aguas profundas es mayor a 1500 pies de columna hidrostática. Debido a las condiciones de sedimentación discutidas al inicio de este documento, muchas de las formaciones que son perforadas son jóvenes y mucho más reactivas que las formaciones en tierra firme. Debido a los procesos de enterramiento que sufren los sedimentos, gran cantidad de material de limo y arcilla no ha sufrido procesos influenciados por la temperatura y la presión debido a la falta de sobrecarga.

Por otra parte, las arenas son menos consolidadas y no se encuentran compactas. Formaciones conformadas por arcilla presentan gran comportamiento blando y

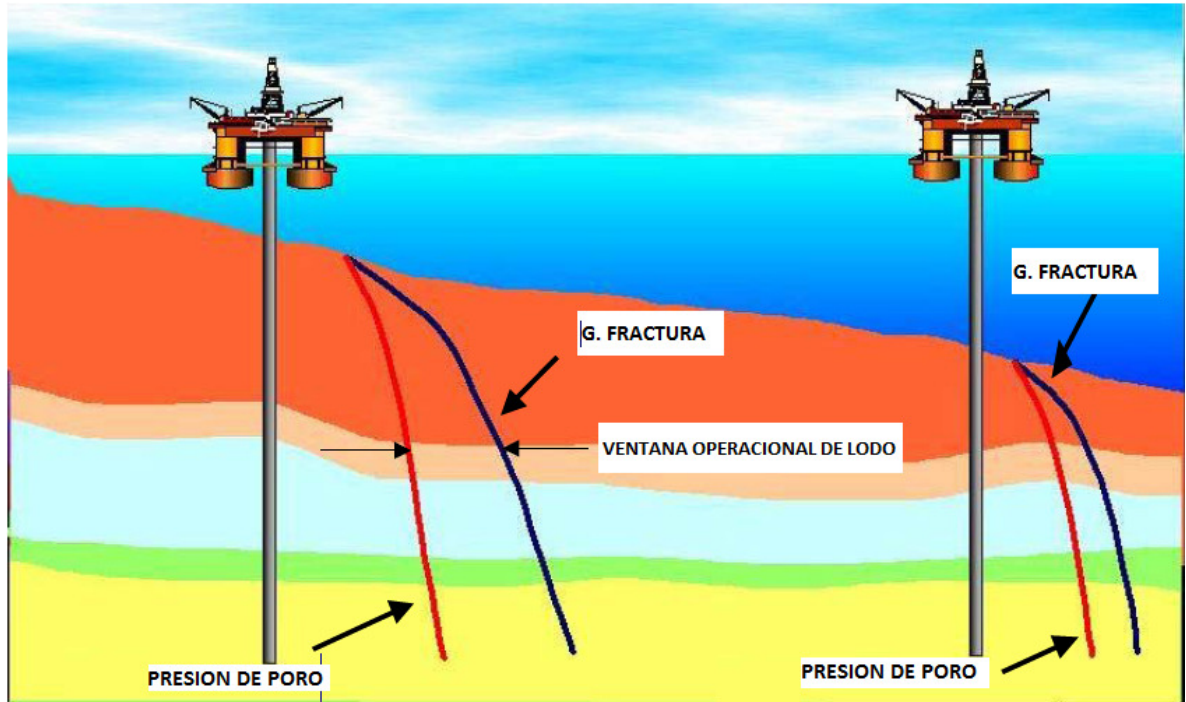
pegajoso, debido al agua que contiene las arcillas y que no pudo sufrir el proceso migratorio. Esto puede provocar empaquetamiento, tapones en las líneas de flujo, colapso del pozo y huecos apretados.

Debido a lo que se ha discutido alrededor de todo el documento, las presiones porales y los gradientes de presión de fractura son casi iguales a profundidades pequeñas.

Además, y como se mencionó anteriormente, esta brecha se hace aun más estrecha a medida que se aumenta la profundidad, debido a la disminución del gradiente de fractura. Este es el caso de profundidades mayores a 10000 pies, donde se hace necesario utilizar lodos no densificados para evitar las pérdidas de circulación, incluso haciendo la perforación en estas zonas, una operación poco practica.

Esto puede asimilarse al comportamiento de la ventana de lodo, para cuando se tienen pozos verticales. El hecho de que la presión de poro sea muy cercana al gradiente de presión de fractura, hace que la zona o ventana en la figura 78, que se refiere al rango del peso del lodo admisible para perforar un pozo en particular sea tan pequeña para que se presenten problemas de estabilidad de pozo durante las operaciones en aguas profundas.

Figura 78 Comparación de Ventanas Operacionales de Lodo



Fuente: ROCHA, L. Overcoming Deep and Ultra Deepwater Drilling Challenges. OTC 15233. 2003

4 DOMOS SALINOS

4.1 EVAPORITAS

Las evaporitas son rocas clasificadas como sedimentarias, pero que se forman por la cristalización de sales disueltas en el agua de lagos y de mares costeros.

La sal de roca pura se compone de sodio y cloruro, los cuales forman un mineral conocido como halita. Otros minerales formados por la evaporación del agua de mar, tales como el yeso y la anhidrita, suelen estar interestratificados con halita, y toda la acumulación de minerales evaporíticos se conoce simplemente como “sal.” A medida que estos minerales precipitan a partir de la salmuera, forman la roca cristalina.⁷⁹

Para que exista el proceso de cristalización, el agua debe estar sobresaturada de sal. Este proceso se ve favorecido por las condiciones climáticas, como la evaporación intensa del agua.

Otro fenómeno es la disminución del nivel del mar, que permite el aislamiento de ciénagas, con poca cantidad de agua capaz de mantener en solución la sal presente, por lo cual se presenta la precipitación. Sin embargo, puede ser disminuido debido al aporte de agua dulce por los ríos y las precipitaciones, lo cual aumenta la capacidad de dilución.

⁷⁹ DRIBUS, J. et al. The Prize Beneath the Salt. Oilfield Review, Autum 2008.

Aunque la evaporación del agua es principalmente dominante en latitudes tropicales que forman dos franjas a cada lado del ecuador; rocas evaporitas antiguas se encuentran en todas las regiones del mundo; en épocas donde el clima favoreció su formación.

Cuando nuevo material sedimentario es depositado, la sal que se precipitó del agua de mar es tapada, y se forma las capas de evaporitas.

En lugares como las desembocaduras de los ríos, la precipitación de material conducido por arrastre del agua dulce, se da cuando el canal pierde fuerza de arrastre, debido al mar. En la figura 69, puede observarse como es el proceso de precipitación del material transportado por los ríos, y como se ve favorecido el enterramiento de las capas de sal producto de la precipitación.⁷⁹

El material que primero se deposita son los más pesados, por lo tanto las arenas. Luego se presenta una capa de material intermedio que pueden ser limos, y por último las arcillas, que por su tamaño pueden ser arrastradas mar adentro por la fuerza con que entra en canal del río en el océano.

Este material nuevo (la arcilla y arena), que favorece el enterramiento de las evaporitas, presenta poca densidad, comparado con la densidad de la sal. Sin embargo, con el paso del tiempo, y con la expulsión del agua intersticial, las capas de arena, limo y arcilla se compactan y se convierten en rocas más densas y duras que la sal.

Debido entonces, a que la densidad de la sal es menos densa que el material circundante y supra yacente, esta buscará ascender hacia la superficie; formando las estructuras diapíricas.

⁷⁹ DRIBUS, J. et al. The Prize Beneath the Salt. Oilfield Review, Autum 2008.

Por esta razón, los domos de sal son principalmente encontrados en la exploración de campos costa fuera.

4.2 DIAPIRISMO (DIAPIRISM)

Se conoce también con el nombre de halocinesis. Es el proceso de ascensión tectónica de una roca poco densa y plástica a través de rocas subyacentes mucho más densas y recientes en el proceso de deposición.^{74,79}

Este proceso puede compararse con el empuje hidrostático aplicado a un cuerpo que es sumergido en un líquido cuya densidad es mayor que la del cuerpo.

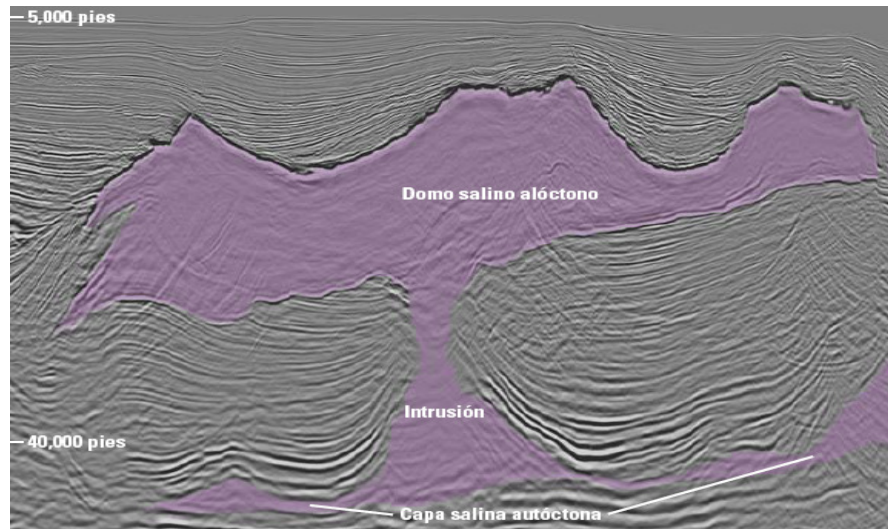
Debido a que el cuerpo sedimentario de densidad más ligera es sometido a presiones elevadas, penetrará las fracturas de las capas superiores, atravesándolas y saliendo de ellas por extrusión.

El cuerpo salino se expande en forma vertical y lateralmente, formando lo que se conoce como un diapiro salino. Ver Figura 79.

⁷⁴ SEYMOUR, K. RAE, G. 1993. Drilling Close to Salt Diapirs in the North Sea. SPE 26693.

⁷⁹ DRIBUS, J. et al. The Prize Beneath the Salt. Oilfield Review, Autum 2008.

Figura 79 Formación de un domo Salino Alóctono a partir de una Capa Salina Autóctona.



Fuente: Dribus J., The Prize Beneath the Salt. Oilfield Review, Autumn 2008.

4.3 DIAPIRO (DIAPIR)

Los diapiros salinos, también conocidos como domos de sal, son pliegues o domos, como lo indica su nombre; que tienen la característica de perforar formaciones subyacentes a esta estructura.

Estas estructuras geológicas intrusivas, compuestas por masas de evaporitas (sales, anhidrita y yeso), se encuentran en niveles estratigráficos muy plásticos sometidos a grandes presiones. Dichas estructuras ascienden por niveles sedimentarios de la corteza terrestre atravesándolos y deformándolos en el proceso de diapirismo. De ahí su propiedad intrusiva. Dicho proceso de ascenso es lento y puede llevar millones de años.⁷⁴

⁷⁴ SEYMOUR, K. RAE, G. 1993. Drilling Close to Salt Diapirs in the North Sea. SPE 26693.

4.4 GEOMETRIA DEL DOMO SALINO

Tienden a formar estructuras cilíndricas, semejantes a gotas, y suelen ser de gran tamaño. Horizontalmente puede medir cientos de metros hasta aproximadamente 3 kilómetros de diámetro).

El domo de sal presenta gran variedad de formas y tamaños debido a la diversidad de los mecanismos de sal que incorpora los diferentes medios de iniciación del movimiento, la dinámica del crecimiento del domo, y la terminación eventual de dicho crecimiento. Las formas diversas y complejas de los domos de sal dificultan su descripción. Verticalmente, la estructura puede medir hasta 3050 metros de longitud vertical verdadera, es decir aproximadamente 10000 pies de espesor.⁷⁵

4.5 GEOMECANICA DE LA SAL

En cuencas sedimentarias pasivas, el estado de esfuerzos es dominado por las fuerzas gravitacionales, donde existe un esfuerzo vertical S_v que es causado por el peso de overburden y un esfuerzo horizontal S_H que es igual a una fracción del esfuerzo vertical.

Sin embargo el estado de esfuerzos para un cuerpo de sal no es sostenido dentro del mismo; donde los esfuerzos son isotrópicos, es decir, iguales. $S_v=S_H$. Cuando la sal es sometida a fuerzas de igual magnitud en todas las direcciones, esta es estable geo-mecanicamente.

Como se ha mencionado, la sal es una roca dúctil y poco dura, que presenta baja porosidad, baja permeabilidad y baja viscosidad. Esta última propiedad permite

⁷⁵ 75. KHALAF, F. CAIRO, U. 1979. Drilling of Gulf of Suez Evaporites. SPE 7749

que cuando la sal es sometida a fuerzas o cargas desbalanceadas, fluya hacia zonas menos densas y en las cuales se aplique fuerzas de igual magnitud en todas las direcciones.

Por lo tanto, el comportamiento de los esfuerzos en los cuerpos salinos es diferente al comportamiento que presentan las demás rocas alrededor del domo. A diferencia de esta estructura geológica, las rocas pueden soportar un estado de esfuerzos donde los esfuerzos principales son de diferente magnitud, es decir, el vertical es diferente los dos esfuerzos horizontales. Ver Figura 80.

Mantener la continuidad del estado de esfuerzos cerca a la interface entre el domo salino y las rocas adyacentes es complejo y también puede ser influenciado y perturbado por el estado de esfuerzos de campos lejanos al domo salino.⁷⁶

Esa diferencia de esfuerzos, provoca que la sal pueda fluir a una velocidad de algunos metros por año, según mediciones obtenidas en los glaciares salinos de Irán.⁷⁹

Este fenómeno se produce bajo dos condiciones:

- ✓ La carga gravitacional tiene lugar cuando los sedimentos supra yacentes varían de espesor o densidad lateralmente, haciendo que la sal infra yacente fluya lateralmente hacia el estrato de sobrecarga más delgado o menos denso.
- ✓ La carga por desplazamiento es dominado por las fuerzas tectónicas y actúa habitualmente en sentido horizontal.

⁷⁶ FREDRICH, J. COBLENTZ, D. 2003. Stress Perturbations Adjacent to Salt Bodies in the Deepwater Gulf of Mexico. SPE 84554.

⁷⁹ DRIBUS, J. et al. The Prize Beneath the Salt. Oilfield Review, Autum 2008.

Si los sedimentos que bordean un cuerpo salino se apartan lateralmente, puede suceder que la sal se extienda y se hunda en el hueco resultante.

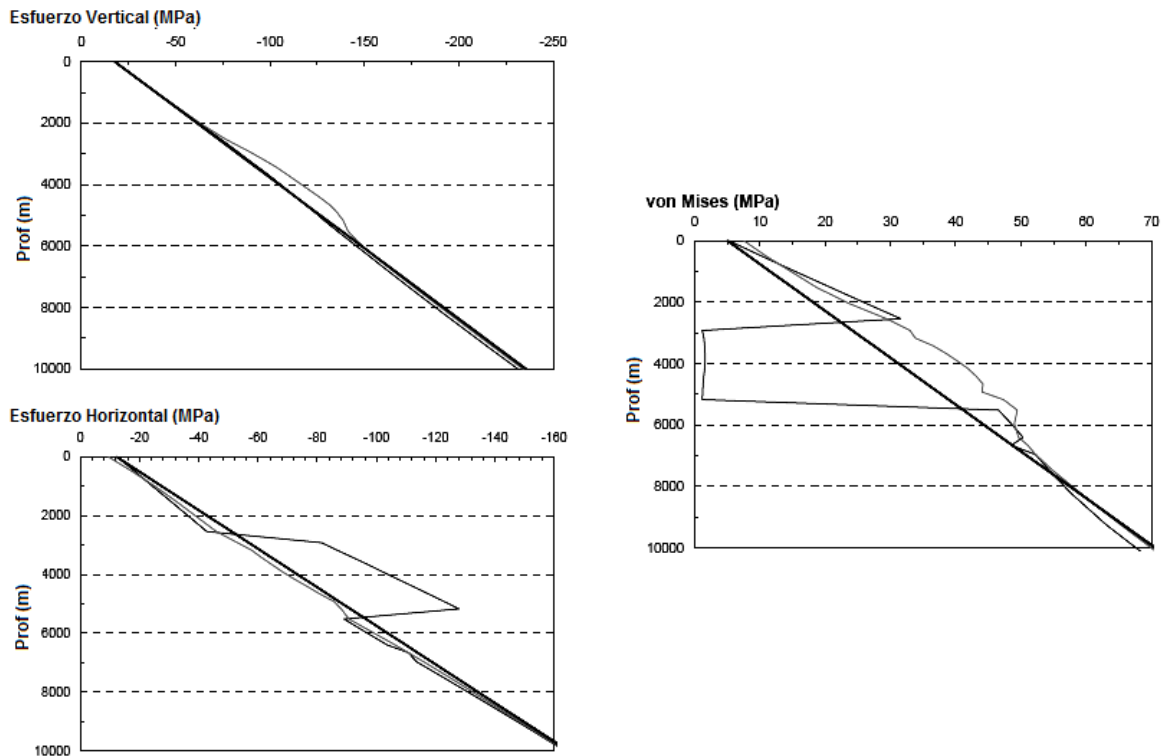
Por el contrario, si esos sedimentos se aprisionan, cualquier cuerpo salino que se interponga será comprimido, tendiendo a elevarse formando los domos salinos.⁷⁹

Por otra parte, dos fuerzas se oponen al flujo de la sal.

La primera de ellas es la resistencia de las rocas duras y densas que supra yace la sal. Para que un cuerpo salino se eleve, debe penetrar, fracturar las capas, o levantar los sedimentos que se encuentran sobre la sal. Si estos sedimentos poseen espesores que generan un overburden suficiente para evitar ser levantados y demasiado resistentes para ser fracturados, la sal no podrá fluir.

La segunda resistencia es debida al arrastre de los bordes por la fricción que sufre el tope y la base del cuerpo salino. Cuando una capa de sal autóctona alimenta una alóctona cercana, que se encuentra en crecimiento, el agotamiento de la primera influye en la fluidez de la sal, porque el cuerpo se vuelve más delgado.

Figura 80 Visualización del Estado de Esfuerzos para un Domo Salino.



Fuente: FREDRICH J. Stress Perturbations Adjacent to Salt Bodies in the Deepwater Gulf of México. SPE 84554.

4.6 DOMOS NO SALINOS

Existen también otros tipos de estructuras diapíricas, que no son el resultado de el ascenso de evaporitas. El caso de la intrusión de masas graníticas, de tipo batolito, en la corteza terrestre o también en el caso de estructuras diagenéticas similares a las salinas, pero de dimensiones mucho más reducidas, producidas por el desplazamiento plástico de fango y lodo. Este último proceso, causante de los volcanes de lodo, los cuales son responsables de deslizamiento de material superficial del subsea (Debris Flow).

4.7 IMPORTANCIA EN EL ENTRAMPAMIENTO DE LOS HIDROCARBUROS

En el año de 1997, Montgomery reportó que las reservas subsalinas potenciales de 25 o más campos significativos, ubicados en la Plataforma Continental del norte del Golfo de México, habían sido estimadas en 1,200 millones de bbl de petróleo y 15 Tpc de gas. Esto sin tener en cuenta, los nuevos descubrimientos desde dicho año.⁸⁰

Debido a que los domos de sal no poseen porosidad ni tampoco permeabilidad, son estructuras fundamentalmente encontradas como trampas para la migración de los hidrocarburos, por estas dos propiedades. Durante el proceso de halocinesis, las rocas duras supra yacentes son forzadas verticalmente por el movimiento ascendente de las masas plásticas de evaporitas, generando pliegues anticlinales en dichas rocas duras. El domo actúa en forma excelente como un sello. El tipo de trampa formado es estratigráfico y de disconformidad.⁷⁴

En el sustrato sedimentario del Golfo de México son muy frecuentes los yacimientos asociados a este tipo de trampa.⁸¹ De igual forma, en la figura 80 puede observarse la distribución de los cuerpos de sal alrededor del mundo, y presente en todos los continentes.

Este tipo de trampas son especialmente significativas para la exploración en áreas maduras donde la mayoría de los campos alrededor del domo son

⁷⁴ SEYMOUR, K. RAE, G. 1993. Drilling Close to Salt Diapirs in the North Sea. SPE 26693

⁸⁰ MONTGOMERY S. y MOORE D: "Subsalt Play, Gulf of Mexico: A Review," AAPG Bulletin 81, no. 6 (Junio de 1997): 871–896.

⁸¹ PEREZ, M. et al. Meeting the subsalt Challenge. Oilfield Review, Autum 2008.

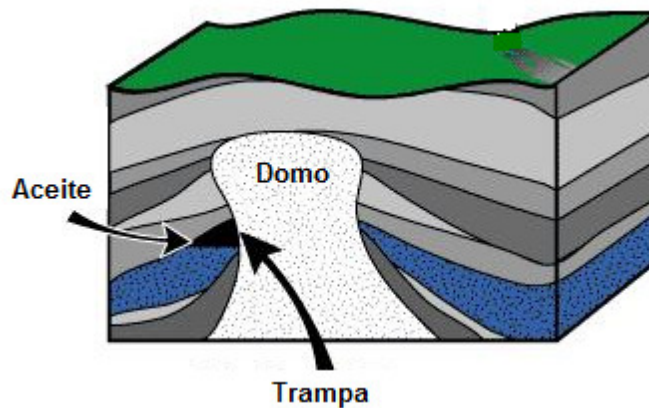
económicamente marginales; por lo cual se busca explorar a profundidades mayores, con el fin de probar nuevos horizontes.⁷⁶ Ver Figura 81 y 82.

Figura 81 Cuerpos de Sal Encontrados Alrededor del Mundo.



Fuente: Perez M., Meeting the subsalt Challenge. Oilfield Review, Autum 2008.

Figura 82 Entrampamiento de Hidrocarburos Debido a un Domo Salino.



Tomado de <http://images.google.com.co>

⁷⁶ FREDRICH, J. COBLENTZ, D. 2003. Stress Perturbations Adjacent to Salt Bodies in the Deepwater Gulf of Mexico. SPE 84554.

4.8 LOCALIZACIÓN DE LOS DOMOS DE SAL

Como se menciona anteriormente, es comúnmente encontrada en el Golfo de México. Sin embargo, se pueden encontrar trampas en cualquier lugar del mundo, y puede ser dividida en las siguientes categorías.⁷⁴

✓ **Estados Unidos**

En el estado de Texas, el campo Spindletop fue el primer gran campo descubierto y se encuentra localizado alrededor de un domo de sal. Desde el año de su descubrimiento, en 1901, ha producido 154 MMBLS (millones de barriles) de aceite.

Aproximadamente se han perforado 500 domos salinos en busca de hidrocarburos en el Golfo Costero de este país; incluyendo Texas, Louisiana, Mississippi, Alabama y offshore Tidelands.

El Golfo de México presenta una gran cantidad de campos produciendo yacimientos con trampas de este tipo.

✓ **Mar del Norte**

El campo Kraka descubierto en 1966 fue el primer campo de aceite en el Mar del Norte, sin embargo no se han podido correr registros o pruebas debido a los problemas de control de pozo.

El campo hace parte del Southern Salt Dome Province. La parte central y sur del Mar del Norte presenta una gran cantidad de estructuras de diapiros salinos; las

⁷⁴ SEYMOUR, K. RAE, G. 1993. Drilling Close to Salt Diapirs in the North Sea. SPE 26693.

cuales han sido identificadas pero tratadas cautelosamente por las compañías operadoras, debido a la complejidad geológica.

✓ Otros Lugares del Mundo

Además del Golfo de México y el Mar del Norte, se conoce la existencia de cuencas de domos salinos, en lugares como el Golfo de Arabia, México, el Oeste de África, en Alemania y Brasil.

También pueden encontrarse en tierra firme, debido a que hace millones de años, parte de la tierra que hoy yace descubierta, se encontraba bajo las aguas oceánicas. Por tal motivo, es común encontrar problemas de inestabilidad de taludes debido a estructuras geológicas como domos salinos; por su principal característica de plasticidad. Este es el caso de Kuh-e-Namak, el domo salino que yace descubierto en Irán.

4.9 DESCRIPCION DEL YACIMIENTO

Una buena descripción del yacimiento es vital para minimizar los costos y aumentar la efectividad de las operaciones. Sin embargo, realizar una buena descripción del yacimiento es difícil debido a:⁸⁴

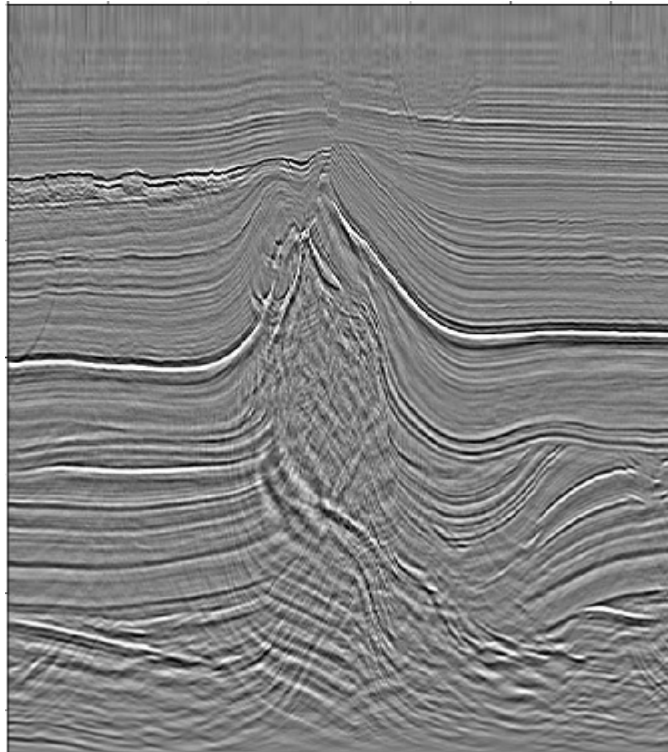
4.9.1 Incertidumbre en la Geometría del Domo

Como se mencionó anteriormente, los domos salinos presentan gran variedad de tamaños y formas, lo cual hace grande la demanda de evaluación sísmica y programas de registro.

⁸⁴ SEYMOUR, K. RAE, G. 1993. Drilling Close to Salt Diapirs in the North Sea. SPE 26693.

Debido a que los domos salinos son estructuras tridimensionales, los levantamientos sísmicos 3D fueron necesarios para definir su forma. Sin embargo, debido a que las ondas sísmicas viajan a mayor velocidad por las rocas evaporitas, las ondas reflejadas por las formaciones adyacentes al domo son distorsionadas y los datos adquiridos presentan gran incertidumbre. Ver figura 83.

Figura 83 Perfil sísmico de un domo salino.



Fuente: <http://math.berkeley.edu/~sethian/2006/Applications/Seismic/elf-fmg2.jpg>

Por otra parte, los programas de corrida de registros son limitados por el peso del lodo, el tamaño del pozo, la rugosidad y la desviación. Además, debido a la fluidez de la sal, el tiempo necesario para la corrida de un set de registros puede ser suficiente para que se presente un colapso del pozo.

4.9.2 Formaciones con Poco Espesor y Gran Profundidad.

Las formaciones adyacentes a los domos salinos pueden presentar grados de inclinación entre 50° y 70° y entre 20° y 30° cerca de los flancos del domo.⁸⁵ Ver figuras 84 y 85.

Además, las formaciones presentan espesores pequeños debido a la sobrepresión ocasionada por el flujo de la sal, lo cual influyen en la migración de los fluidos y la cantidad total de hidrocarburos in place.

La presencia tanto de formaciones delgadas, como la gran profundidad a la cual se encuentran las mismas, son condiciones que favorecen la movilidad y reptación de la sal y dificulta la definición de los estratos cerca a los flancos de los domos salinos.

4.9.3 Fallas y Fracturas.

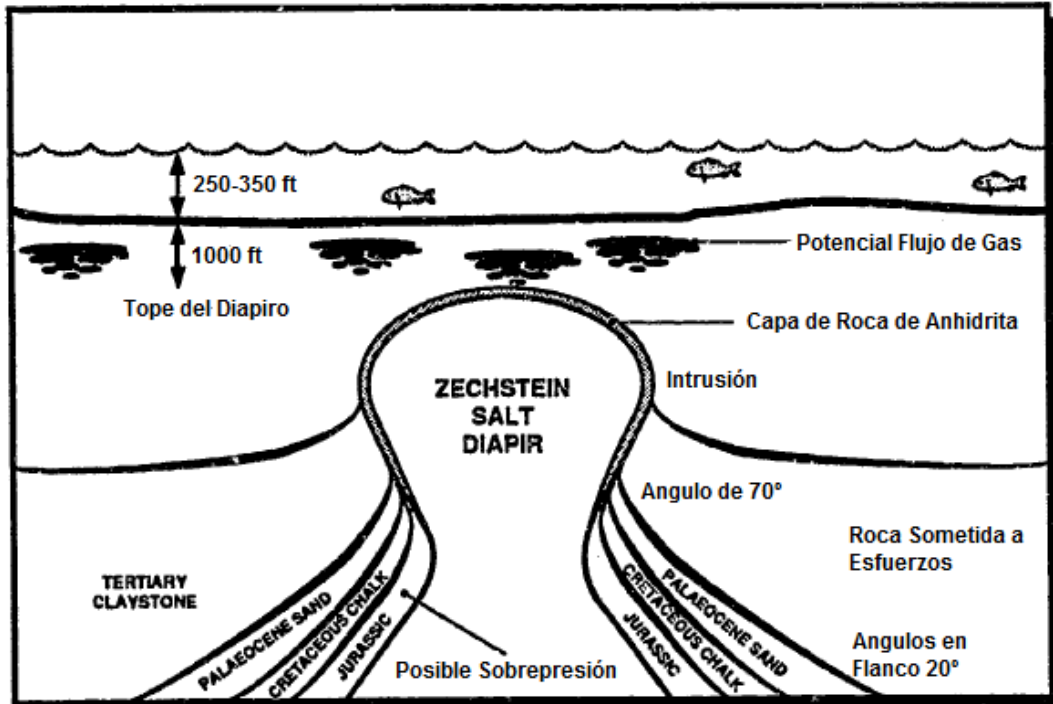
Fallas radiales y fracturas son creadas debido al crecimiento de los domos salinos. Ver figura 85. Estas pueden algunas veces separar los yacimientos, generando unidades con diferentes fluidos, niveles, presiones y propiedades.

Por otra parte, la existencia de fallas y fracturas agrega un gran riesgo para las operaciones de perforación, así como elevación de costos debido a problemas como las pérdidas de circulación.⁸⁴

⁸⁴ SEYMOUR, K. RAE, G. 1993. Drilling Close to Salt Diapirs in the North Sea. SPE 26693.

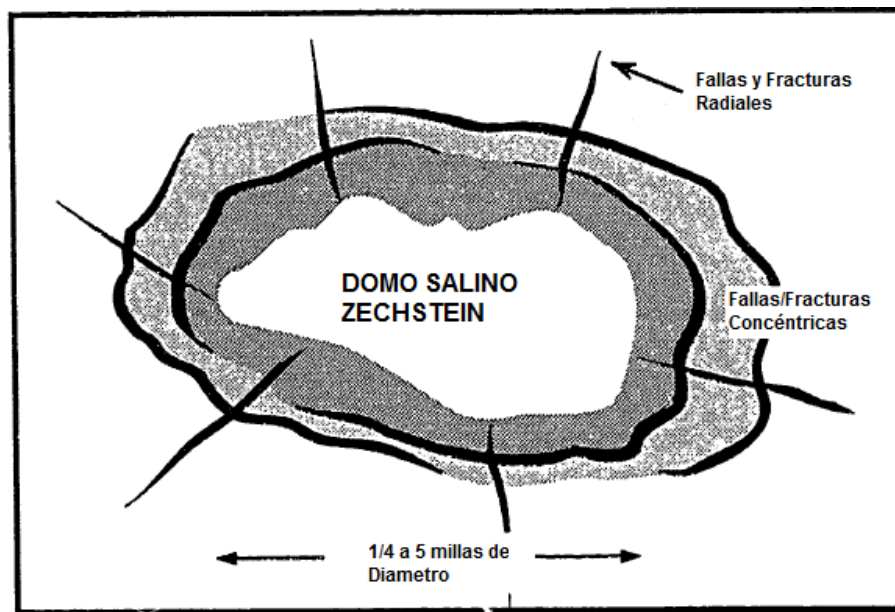
⁸⁵ KHALAF, F. CAIRO, U. 1979. Drilling of Gulf of Suez Evaporites. SPE 7749.

Figura 84 Características típicas de un Domo de Sal en el Mar del Norte.



Fuente: Seymour K., Drilling Close to Salt Diapirs in the North Sea. SPE 26693, (1993).

Figura 85 Esquema de Visualización de las Fallas y Fracturas Asociadas a los Domo Salinos.



Fuente: Seymour K., Drilling Close to Salt Diapirs in the North Sea. SPE 26693, (1993).

Yacimientos cercanos a domos salinos presentan variaciones horizontales en porosidad y permeabilidad debido a las condiciones de depositación y ambientes diagenéticos. Además, presentan heterogeneidad vertical de la permeabilidad debido a que los yacimientos son altamente estratificados. Por último, el estado de esfuerzos in-situ anormal afecta las propiedades de las rocas.

4.9.4 Tipo de Trampas.

Debido a la baja calidad de los datos sísmicos en las formaciones cercanas a los domos salinos, el modelamiento de este tipo de trampas se hace difícil; lo que constituye un gran reto para la industria.

4.9.5 Bajo Recobro de Corazones

El corazonamiento en formaciones cercanas a domos salinos se dificulta debido a los grandes ángulos de inclinación que presentan las mismas. Como se mencionó anteriormente, son ángulos típicos entre 50 y 70°. Esto causa que se presenten cuñas de arcillas y arenas formadas en el equipo de corazones (barrel); provocando el atascamiento del mismo y pérdidas de tiempo. Debido a que la longitud común de la herramienta en una corrida para adquirir corazones es de 90 ft, se han presentado casos en donde los últimos 30 pies de la herramienta se pierden en una corrida. Por lo que son recomendadas corridas con herramientas más cortas, claro está, en función del buzamiento de las formaciones.

4.10 PROBLEMAS OPERACIONALES

Los problemas más comunes encontrados debido al proceso de halocinesis son:

4.10.1 Perforación del Tope del Domo Salino:

La perforación del tope del domo salino se lleva a cabo con precaución. Por la ausencia de datos certeros del domo salino, y en busca de tener tiempo para interpretar los datos de los levantamientos sísmicos de pozo, además de reaccionar adecuadamente ante riesgos potenciales, a medida que la sarta se aproxima al domo salino; los perforadores reducen el peso sobre la broca, incrementan el esfuerzo de torsión y reducen las velocidades de penetración.

De ahí la analogía que presenta Chris Scarborough, Well Control Specialist para Boots & Coots: “es similar a conducir un automóvil, no se provocara el mismo daño al coche intentando salir de un atascamiento a 3 millas por hora que si se sale a 80 millas por hora”.^{84,93}

4.10.2 Ecurrimiento:

Este fenómeno se da cuando la sal es sometida a esfuerzos constantes, sostenidos y desbalanceados, haciendo que la sal se deforme con el paso del tiempo, debido a las condiciones de carga y a las mismas propiedades físicas de la roca.⁹¹

Cuando existen altas temperaturas en las zonas ya perforadas del cuerpo salino, la sal puede fluir hacia el interior del pozo, con la rapidez suficiente, buscando reemplazar el material salino que ha sido removido por la broca; provocando atascamiento de la sarta de perforación, y en ocasiones, obligando al abandono

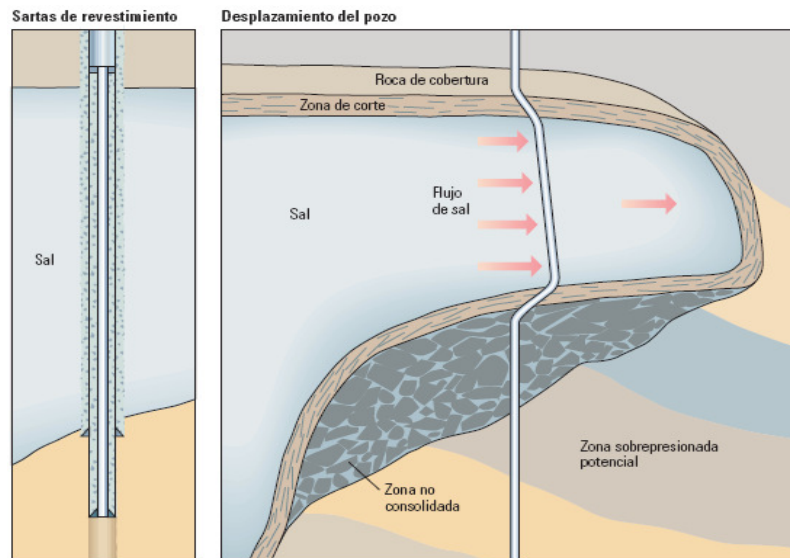
⁸⁴ SEYMOUR, K. RAE, G. 1993. Drilling Close to Salt Diapirs in the North Sea. SPE 26693.

⁹¹ PEREZ, M. et al. Meeting the subsalt Challenge. Oilfield Review, Autum 2008

⁹³ BRADLEY, W. Bore Hole Failure Near Salt Domes. SPE 7503.

del pozo. Ver Figura 86. Este fenómeno se conoce también con el nombre de “creep o reptación de la sal”

Figura 86 Diagrama Esquemático del Fenómeno de Escurrimiento de un Domo



Fuente: Pérez M., Meeting the subsalt Challenge. Oilfield Review, Autum 2008.

4.10.3 Lixiviación de la Sal:

El lavado de la sal puede provocarse por la mala selección del lodo de perforación. Aunque el uso de salmueras subsaturadas o agua de mar contribuye a un incremento de las ROP en la perforación del cuerpo de sal; también se traduce en un ensanchamiento del pozo debido al proceso de lixiviación. El arrastre de gran cantidad de anhídrita y halita, influye en uso de mayor cantidad de cemento para dichas zonas. Aproximadamente un 8% más de cemento es necesario para aislar y cementar dichas zonas afectadas por la lixiviación.⁹¹ Ver figura 87.

⁹¹ PEREZ, M. et al. Meeting the subsalt Challenge. Oilfield Review, Autum 2008

4.10.4 Disolución de la Sal:

Asociado también a la mala selección del lodo de perforación, se presenta la disolución de la sal; que influye directamente en el tamaño del pozo. Para mitigar este problema, se ha visto mejoras con el uso de lodos base aceite sintético SOMB.

4.10.5 Pegue de Tubería:

Debido a la lixiviación y malas propiedades reológicas del lodo, puede presentarse el atascamiento de la sarta de perforación por la incapacidad del lodo de transportar los cortes hasta la superficie. Por lo tanto, una buena y cuidadosa selección del lodo de perforación ayudara a conservar la integridad de la perforación del pozo como la integridad del mismo.

Figura 87 Problemas potenciales presentes en la perforación del domo salino.



Fuente: Pérez M., Meeting the subsalt Challenge. Oilfield Review, Autum 2008.

4.10.6 Angulo de Salida del Pozo:

Dentro de los problemas más críticos que se presentan en el momento de perforar un cuerpo salino, se encuentra la localización y el ángulo de salida del pozo, del cuerpo de sal. Debido a la existencia de roca fragmentada entre la base de la sal y las estructuras subyacentes, por la fricción producida durante el flujo del domo; y a su inestabilidad en zonas donde la inclinación de los flancos del cuerpo salino es pronunciada; los perforadores prefieren salir de la sal, donde el contacto entre la base de la sal y las capas sedimentarias subyacentes posee bajo buzamiento, con el fin de encontrar zonas estables.

Sin embargo, en muchas ocasiones esto no es posible, por lo que se busca mantener un ángulo del pozo menor a 30° con respecto a la base.⁹¹

4.10.7 Fallas y Fracturas:

Con el proceso de halocinesis, las fracturas existentes van a servir de canales, por lo cual, su tamaño puede aumentar. De igual forma, puede inducirse fracturas debido al estado de esfuerzos en la interface entre el domo y las rocas adyacentes. Puede existir formación de fracturas en donde terminan los flancos, debido al proceso de fricción entre la sal y los sedimentos por el desplazamiento de la primera; la cual imprime un esfuerzo mayor, al gradiente de fractura de la roca que está siendo desplazada o penetrada.

⁹¹ PEREZ, M. et al. Meeting the subsalt Challenge. Oilfield Review, Autum 2008

4.10.8 Pérdidas de Circulación:

Asociado al problema anterior se presenta uno nuevo. Cuando la diferencia entre el gradiente de fractura y la presión de poro de la formación o del cuerpo salino es estrecha, la pérdida de circulación puede presentarse por fracturas provocadas por la presión hidrostática suministrada por el peso del lodo, que inicialmente busca evitar influjos de fluidos hacia el pozo.⁹³

4.10.9 Zona de Roca Fragmentada:

Esta zona que se encuentra subyaciendo la base de la sal, es propensa a las pérdidas de circulación.⁸ Sin embargo, por la falta de datos certeros sobre la presión de poro de dichas formaciones, penetrarlas con lodos de bajo peso puede provocar problemas de estabilidad e influjo de fluidos al pozo. Es por ello que en las reuniones (spud meetings) entre los ingenieros se discute acerca de perforar con lodos de bajo o alto peso.⁹³ Se prefiere perforar los pozos con lodos de alto peso y correr el riesgo de pérdidas de circulación, y no correr el riesgo de un influjo, debido a la incertidumbre que existe en la presión de la formación.

4.10.10 Alquitrán Activo:

Además de los problemas que se presentan al salir de una estructura salina, existen bolsas de alquitrán o bitumen móvil que pueden variar de 10 a 100 pies de espesor; presentes a lo largo de fallas o estructuras aglutinadas. Entre sus componentes se encuentra asfalteno que representa más del 80% en contenido.

⁸ PRANGTH M., MORRIS J., ATHANASIADIS, S., Regulatory Considerations in the Design of Tension Leg Platform, SPE 18238. 1990.

⁹³ BRADLEY, W. Bore Hole Failure Near Salt Domes. SPE 7503.

Estas bolsas pueden variar de inactivas a totalmente activas. El alquitrán móvil puede provocar taponamiento del pozo debido a su influjo dentro del mismo, así como problemas de suaveo, daño en el ensamble de fondo (BHA) inducido por impactos y vibraciones, dificultad para penetrarlos repercutiendo en pérdida de tiempo, viajes excesivos para removerlo de la tubería de revestimiento y dificultad para su manipulación en superficie.^{91,93}

Tal pueden ser las consecuencias que se hace necesario realizar sidetracks, con el fin de evitarlo y continuar hasta la profundidad de interés, o profundidad verdadera. Sin embargo, existe la posibilidad de volver a penetrar la bolsa de alquitrán, debido a que pueden existir varias bolsas, y será necesario volver a realizar un sidetrack. Pero llegará un momento en donde no se podrá seguir desviando el pozo y tendrá que abandonarse. Ver figura 88.

4.10.11 Heterogeneidad del Yacimiento:

Las arenas que se encuentran cerca a los domos de sal pueden exhibir variaciones en la porosidad y la permeabilidad con respecto a yacimientos que no se ven afectados con procesos de diapirismo, debido a las condiciones variables de deposición y diagénesis. De igual forma, las demás propiedades de las rocas adyacentes al domo, son afectados por el estado de esfuerzos anormales in-situ, y puede influenciar en la explotación de los fluidos del yacimiento.

4.10.12 Espesor de las Formaciones:

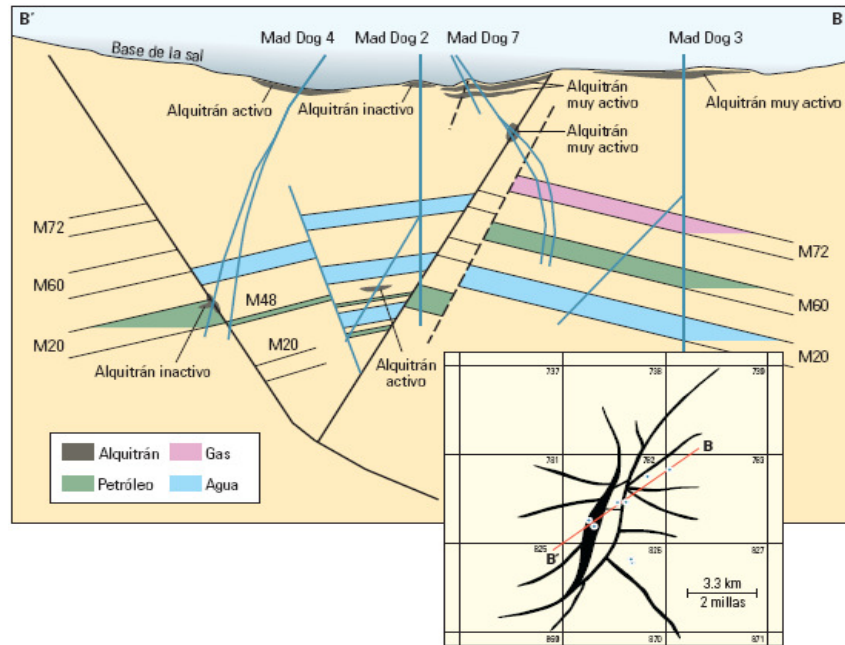
Las formaciones que se encuentran en la base del domo, son deformadas debido al ascenso de las evaporitas. Las rocas que se encuentran a mayor profundidad

⁹¹ PEREZ, M. et al. Meeting the subsalt Challenge. Oilfield Review, Autum 2008.

⁹³ BRADLEY, W. Bore Hole Failure Near Salt Domes. SPE 7503.

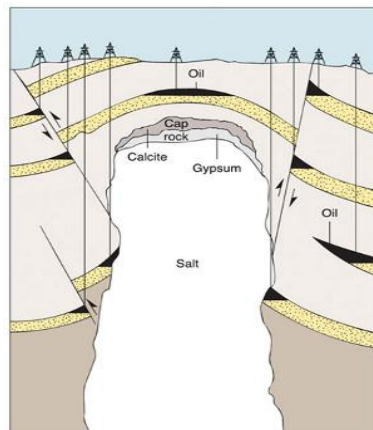
sufren más deformaciones que las que se encuentran más someras. De esta forma, el espesor de las formaciones puede cambiar, y de igual forma la cantidad de hidrocarburos en el lugar. Ver Figura 88

Figura 88 Visualización de la localización de zonas que contienen Alquitrán.



Fuente: Pérez M., Meeting the subsalt Challenge. Oilfield Review, Autum 2008.

Figura 89 Esquema de Visualización de la Perforación de un Domo de Sal



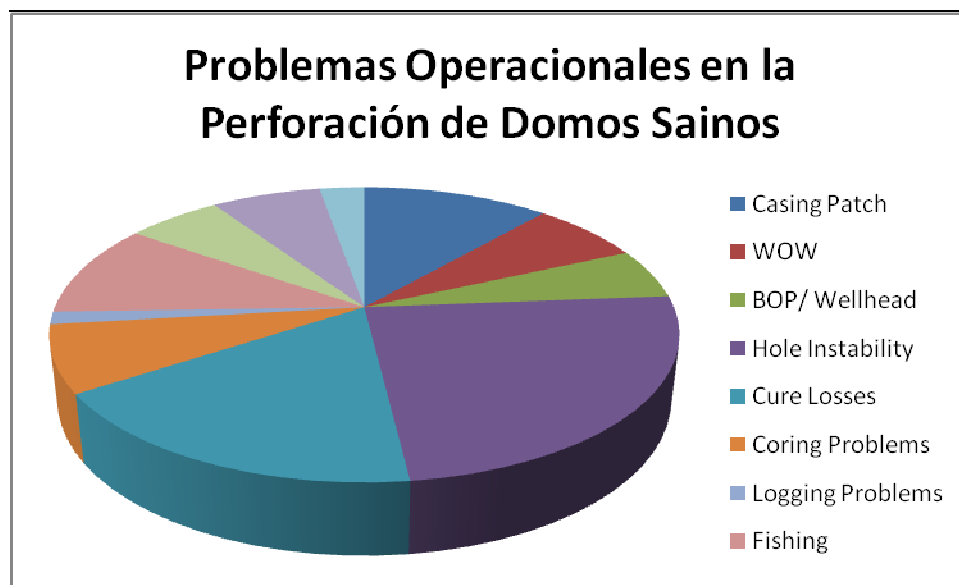
Fuente: <http://images.google.com.co>

4.10.13 Inestabilidad del Pozo:

Como se mencionó anteriormente, el estado de esfuerzos en el domo salino es diferente al de las formaciones vecinas. La magnitud de los esfuerzos en estas últimas son mayores que las de los domos. Esta diferencia es la que provoca la inestabilidad del pozo y la dificultad en la perforación.⁸⁴

Otros problemas documentados en la literatura son mostrados en la Figura 90.

Figura 90 Diagrama del Porcentaje de Problemas Operacionales en la Perforación de los Domos Salinos.



Fuente: Seymour K., Drilling Close to Salt Diapirs in the North Sea. SPE 26693, (1993).

4.11 FILOSOFÍAS DE PERFORACION

Las compañías perforadoras contemplan dos filosofías para la perforación de los domos salinos, así:

⁸⁴ SEYMOUR, K. RAE, G. 1993. Drilling Close to Salt Diapirs in the North Sea. SPE 26693

- ✓ Perforación a través del domo salino.
- ✓ Perforación por un costado del domo salino.

Las características de cada una de ellas se mencionan enseguida.

4.11.1 Perforación a Través del Domo Salino

Esta filosofía de perforación ha sido alrededor de 45% más costosa que perforar el domo por un costado. Sin embargo, puede llevarse a cabo cuando existe conocimiento detallado de la descripción del yacimiento, la geometría del domo y la mecánica de la sal.

Por lo tanto, dichos pozos han sido planeados cuidadosamente, previendo que se presenten cambios y que pongan en riesgo la operación de perforación.

Los sucesos asociados a esta filosofía de perforación son:

- ✓ Gas, que posiblemente sea ácido, el cual se encuentra bajo la roca de anhidrita. Se controla con un casing con grado que soporte la acidez del gas, sobre dicha roca.
- ✓ Grandes pesos de lodo para controlar la mecánica de la sal.
- ✓ Trabajos de perforación direccional antes de alcanzar la temperatura estática de 200°F, o aproximadamente 5000 pies, condiciones necesarias para que las rocas evaporitas se comportan como plásticas.
- ✓ Riesgo significativo de shallow gas puede presentarse con la perforación.
- ✓ Corregir la dirección en la perforación es difícil en secciones bajas del pozo debido a formaciones altamente bañadas y a la dificultad para mantener la orientación en la perforación.

- ✓ La cementación puede ser difícil en los domos de sal, debido a la rugosidad del pozo, por la perforación de la evaporita, baja cementación y pobre adhesión a las paredes y al casing.

4.11.2 Perforación a un Costado del Domo Salino

Gran cantidad de compañías prefieren utilizar la filosofía de perforar cerca del domo salino y no a través de él. Por supuesto, disminuye efectivamente el costo de la perforación, comparado con la anterior filosofía.

Los pozos son perforados buscando rodear el domo, tratando de encontrar los diferentes compartimentos de la formación que contiene los hidrocarburos, con la finalidad de drenar la mayor cantidad de hidrocarburos. Los desarrollos en tecnología en esta área, disminuyen los riesgos tanto técnicos como financieros.

4.12 AUMENTO EN LOS COSTOS DE PERFORACION

Como dato histórico, la mayoría de los objetivos significativos en aguas profundas en el Golfo de México están asociados a cuerpos de sal, que presentan miles de pies de profundidad. La industria ha documentado experiencias de secciones de sal de 10000 pies de espesor, que han sido encontrados a profundidades superiores a los 25000 pies bajo el suelo marino.¹⁰⁹

Además del costo de la perforación del pozo, encontrar un cuerpo salino puede conllevar a la compañía a perder grandes decenas de millones de dólares

¹⁰⁹ WHITSON, C. McFADYEN, M. 2001. Lesson Learned in the Planning and Drilling of Deep Subsalt Wells in the Deepwater Gulf of Mexico. SPE 71363.

asociadas a las dificultades en la perforación del domo, e incluso en algunos casos; el abandono del pozo.¹⁰⁸

Así lo reporta Chris Scarborough, “un evento de control de pozo en un ambiente salino, puede costar fácilmente entre 5 y 20 millones de dólares, gastos que pueden exceder los US\$750000 por día”.¹¹⁴

Para intentar mitigar los problemas asociados a los domos salinos, son necesarios dos componentes importantes en el desarrollo de los campos asociados con cuerpos salinos en aguas profundas. El primero, la planeación de la locación y la trayectoria, considerando las condiciones de cargas geomecánicas que existen dentro y alrededor de los cuerpos masivos de sal. El segundo, considerar las cargas que puede sufrir el casing, debido a los arrastres de la sal, en el diseño del programa de casing.

4.13 HERRAMIENTAS Y EQUIPOS A LA VANGUARDIA

Con el fin de perforar pozos bien calibrados, en forma rápida y sin complicaciones, la industria petrolera hace uso de las siguientes herramientas para facilitar obtener estos resultados:¹¹³

4.13.1 Perfiles Sísmicos de Pozo:

Estos procedimientos de sísmica de pozo permiten la adquisición de datos en tiempo real durante la perforación. Básicamente la herramienta consta de unos

¹⁰⁸ FREDRICH, J. COBLENTZ, D. 2003. Stress Perturbations Adjacent to Salt Bodies in the Deepwater Gulf of Mexico. SPE 84554.

¹¹⁴ BUJA, M. FLOREZ, P. Shooting Seismic Surveys in Circles. Oilfield Review, Autum 2008.

¹¹³ PEREZ, M. et al. Meeting the subsalt Challenge. Oilfield Review, Autum 2008.

sensores sísmicos cerca de la broca de perforación, una fuente sísmica en la superficie o embarcación, y un sistema para la transmisión de datos en tiempo real. Esto permite obtener información de las formaciones o capas que se encuentran próximas a ser perforadas.

Los levantamientos sísmicos de pozos son de gran ayuda para la predicción de propiedades como la presión de poro de una formación que se encuentra adelante durante la perforación; ayudando a reducir la incertidumbre que se presenta tanto entrando a un cuerpo salino como saliendo de él.

4.13.2 Brocas PDC:

Las barrenas compactas de un compuesto policristalino de diamante son bastante utilizadas en la perforación de cuerpos de sal; gracias a la acción de cizalladura que producen, haciéndolas más eficientes atravesando cuerpos de sal. Entre sus ventajas se puede destacar la durabilidad de las mismas, que por la naturaleza homogénea de la sal, permite perforar secciones más largas en una sola carrera antes de bajar y cementar el casing.

La selección correcta de una broca de perforación repercute en costos asociados al cambio de las mismas. Un viaje para el cambio de una broca mal seleccionada puede durar varios días, debido a la extensión del cuerpo de sal (que puede llegar a ser 20000 pies), teniendo que parar la perforación.

Además de la ya mencionada ventaja, el uso de las brocas PDC requiere de menos peso sobre la broca WOB.¹¹³

¹¹³ PEREZ, M. et al. Meeting the subsalt Challenge. Oilfield Review, Autum 2008.

4.13.3 Sistemas Rotativos Direccionales RSS:

Como su nombre lo indica, son utilizados para direccionar la perforación. Este sistema permite cambiar la dirección durante la perforación de manera casi instantánea por el accionamiento de comandos en superficie.

El sistema RSS está compuesto por un eje flexible adosado a la broca, el cual permite ser flexionado para cambiar el ángulo de orientación de la misma y por tanto del pozo. Además el sistema está acompañado de unos patines que ayudan a crear un pozo mas redondo y estable, menos propenso a presentar problemas como derrumbes. Debido a la necesidad de desviar el pozo en la salida de la sal, o para evitar perforar un cuerpo de alquitrán activo, el uso de esta herramienta ayuda favorablemente a llevar a cabo una perforación sin inconvenientes.¹¹³

4.13.4 Ensanchador del Pozo:

Además de las herramientas mencionadas anteriormente, existen rectificadores concéntricos, brocas bicéntricas y rectificadores excéntricos (sistemas EWD); que permiten incrementar el tamaño del pozo, consiguiendo tamaños mayores al diámetro de la broca. Esto permite utilizar una sarta de revestimiento con un diámetro externo similar al diámetro interno de la sarta anterior. Aunque existe un escenario estrecho entre las dos sartas, el proceso de ensanchamiento del pozo permite crear espacios anulares mas grandes entre la tubería de revestimiento y la pared del pozo; permitiendo reducir los efectos de suaveo y los problemas de cementación.

¹¹³ PEREZ, M. et al. Meeting the subsalt Challenge. Oilfield Review, Autum 2008.

En la figura 91, se presenta un arreglo del fondo del pozo para la perforación de una sección determinada. En ella se observan las herramientas mencionadas acá.¹⁰⁰

4.14 LEVANTAMIENTOS SISMICOS.

Debido a la complejidad estructural de los cuerpos de sal, y la mayor velocidad con que viajan las ondas sísmicas por dichos cuerpos, con respecto a capas adyacentes; los levantamientos sísmicos de superficie solo proporcionaban imágenes pobres de las estructuras cercanas o subyacentes.¹⁰¹

La estimación de las propiedades de las formaciones subsalinas, tales como la presión de poro, generaban márgenes de error significativo y resultados potencialmente catastróficos que pueden generar la pérdida del pozo.

Para los años 90's, el índice de éxito en la perforación de pozos exploratorios tanto en tierra firme como en campos costa fuera someros, mejoro con la inclusión de los levantamientos sísmicos 3D. Aunque su mayor desventaja era el cubrimiento en aguas ultra profundas, lugares donde yacían gran parte de formaciones petrolíferas subsalinas; y mala calidad en los datos de las mismas. Ver figura 92.

Luego la industria incluyo los levantamientos sísmicos de cobertura azimutal rica o también llamado de cobertura azimutal amplia; los cuales proveen un ancho de banda del 40% más amplio. De esta forma, se mejoraba la visualización de las formaciones subsalinas.

¹⁰⁰ PEREZ, M. et al. Meeting the subsalt Challenge. Oilfield Review, Autum 2008.

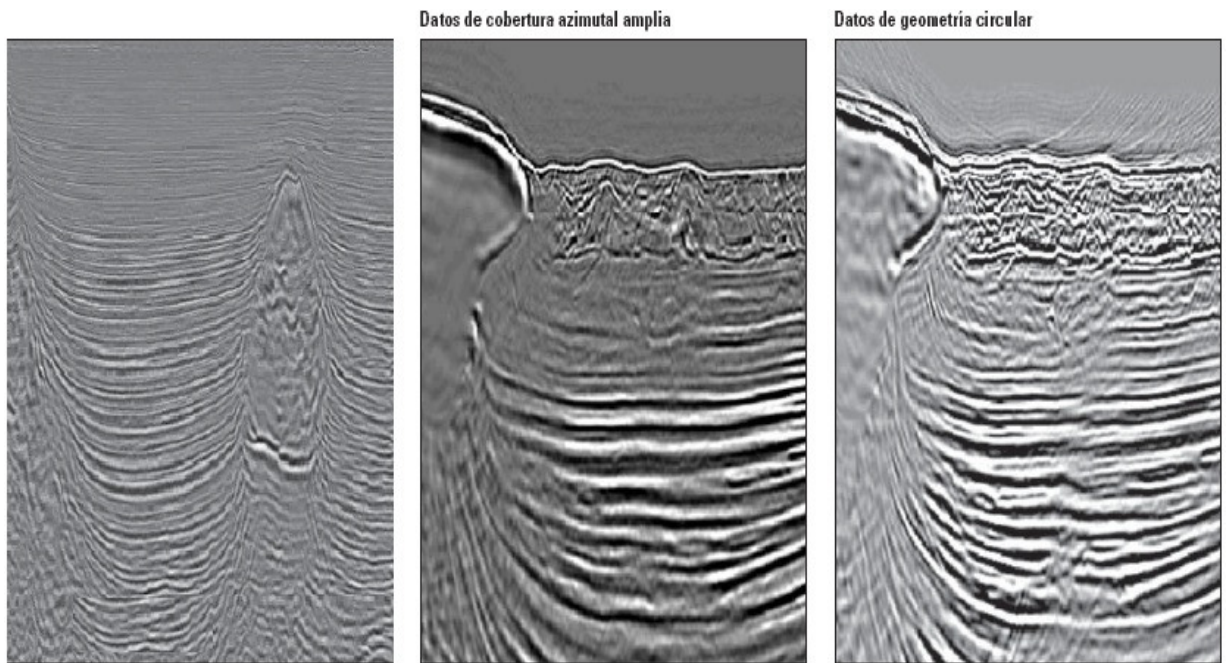
¹⁰¹ BUJA, M. FLOREZ, P. Shooting Seismic Surveys in Circles. Oilfield Review, Autum 2008.

Figura 91 Arreglo de fondo del pozo para perforar un cuerpo salino



Fuente: Meeting the subsalt Challenge. Oilfield Review, Autumn 2008.

Figura 92 Imágenes a partir de levantamientos sísmicos.



Derecha: levantamiento sísmico con cobertura acimutal pobre. Centro: Levantamiento sísmico con cobertura acimutal amplia o rica. Derecha: Levantamiento sísmico en círculo.

Fuente: Buia M., Shooting Seismic Surveys in Circles. Oilfield Review, Autumn 2008.

Su principal desventaja, y de hecho crítica económicamente, era la utilización de varias embarcaciones para llevar a cabo el levantamiento sísmico.

En busca de dar solución a los problemas encontrados en los levantamientos sísmicos utilizados por la industria hasta el momento, se realiza el primer Levantamiento sísmico en círculos completo que se ejecuto en el año 2008 para el proyecto Tulip de Eni, en el bloque Bukat, Golfo de México. Con esta técnica se mejora la resolución de las imágenes y disminuye la cantidad de embarcaciones necesarias para su ejecución.

4.15 PRESTACK DEPTH MIGRATION

La aplicación e inclusión de diferentes métodos y técnicas en los programas sísmicos, con el fin de identificar y delimitar correctamente un cuerpo de sal se hace necesario en lugares donde los objetivos yacen bajo la sal. Una de estas técnicas es PRESTACK DEPTH MIGRATION (PreSDM), que mueve reflexiones sísmicas a sus correctas locaciones en el espacio. PreSDM es crítica en áreas donde hay cambios significantes y rápidos vertical y horizontalmente en la velocidad que distorsionan las imágenes adquiridas en el dominio del tiempo.¹⁰⁷

Por tanto, Prestack Depth Migration es clave para proveer descubrimientos de aceite en la exploración de hidrocarburos, especialmente donde las heterogeneidades geológicas tales como domos salinos y fallas complejas no permiten obtener óptimas imágenes sísmicas en corridas convencionales.

PreSDM es un modelo basado en imágenes sísmicas que trabaja bien para estructuras geológicas complejas comparado con el procesamiento de imágenes de tiempo de migración convencionales el cual asume que las ondas sísmicas son propagadas en rayos directos. Aunque PreSDM es de gran ayuda para la identificación y descripción de estructuras dómicas, la interpretación y transformación de datos hace necesario la aplicación de la experiencia en la integración de técnicas de procesamiento para la construcción de modelos de velocidad óptimos.¹⁰⁷

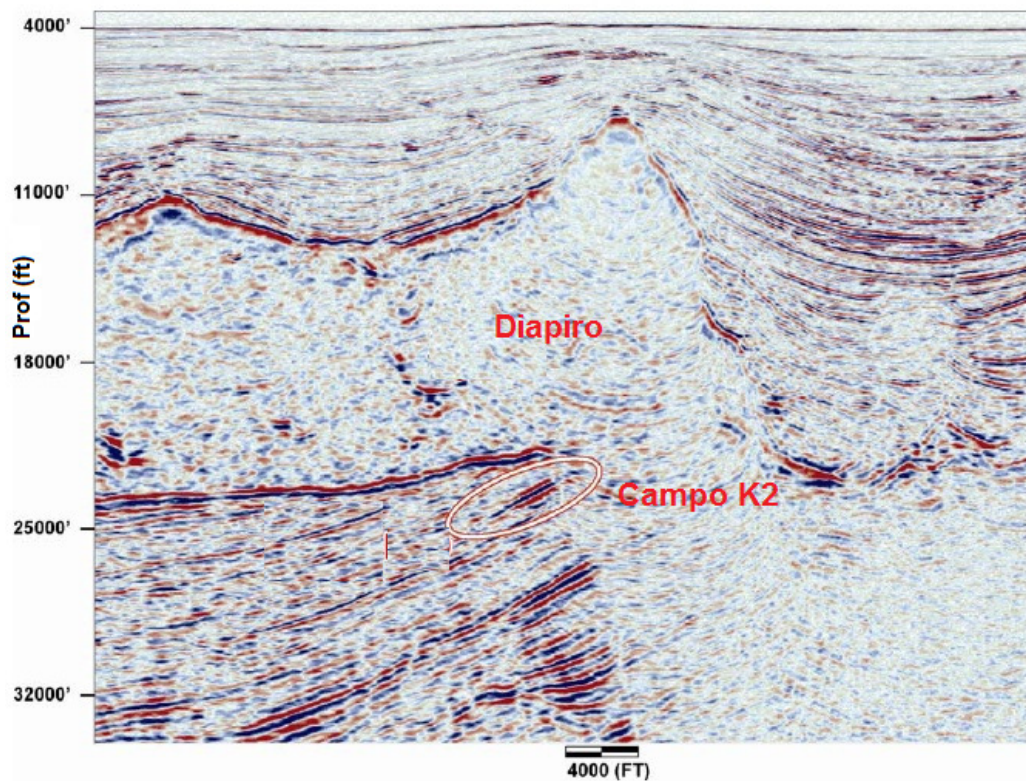
Sin embargo, Prestack Depth Migration es una técnica bastante costosa y consume mucho tiempo, en comparación con la adquisición sísmica convencional 2D y 3D. PreSDM ha jugado un papel importante en la exploración, ya que provee

¹⁰⁷ KHALAF, F. CAIRO, U. 1979. Drilling of Gulf of Suez Evaporites. SPE 7749.

excelente definición de cuerpos de sal y de secciones sedimentarias subyacentes a la sal, en áreas donde la sal presenta morfología tabular.¹⁰³ Ver figura 93.

En esa área, se puede obtener imágenes de la base de la sal que se encuentra aproximadamente a 20000 pies de profundidad, así como de capas subyacentes hasta profundidades de 40000 pies.

Figura 93 Perfil PreSDM a través de un Cuerpo Salino.



Fuente: O'BRIEN, J. RODRIGUEZ, A. SIXTA, D. Resolving the K-2 Salt Structure in the Gulf of Mexico. OTC 18498. 2007.

Sin embargo, esta técnica presenta diferentes problemas. Particularmente, la zona izquierda del perfil presenta una inclinación de aproximadamente 60°, luego se

¹⁰³ O'BRIEN, J. RODRIGUEZ, A. SIXTA, D. Resolving the K-2 Salt Structure in the Gulf of Mexico. OTC 18498. 2007.

encuentra un pico y para la zona derecha del perfil, el algoritmo de Kirchhoff usado por PreSDM falla para representar la base de la sal en esta sección del área; generando incertidumbre en la verdadera profundidad de la base de la sal para esta sección.¹⁰⁸

Debido a la mala resolución de la imagen para la parte oeste del perfil sísmico, se pueden proponer las siguientes interpretaciones con respecto a la sal y a los sedimentos adyacentes al cuerpo salino:

- ✓ Una base de la sal somera, continuando con el buzamiento suave observado de la interface sal-sedimentos más hacia el oeste.
- ✓ Una raíz o base profunda del cuerpo salino, relacionado con la variación lateral en la amplitud de la reflexión observada hacia el este del campo.
- ✓ Un cuerpo de sal ancho, posiblemente delineado por los segmentos cóncavos hacia arriba.

Como se ha mencionado anteriormente, la localización y el tamaño del domo de sal, así como su forma y la base del mismo, tienen un impacto significativo en el tamaño del campo y es crítico determinar su posición con el fin de evaluar las propiedades del mismo.

Operacionalmente también se ve influenciado el programa de perforación, algunas veces generando sobrecostos en la ejecución de los mismos.

En los últimos años, muchos esfuerzos se han centrado en mejorar el algoritmo usado por PreSDM.

¹⁰⁸ FREDRICH, J. COBLENTZ, D. 2003. Stress Perturbations Adjacent to Salt Bodies in the Deepwater Gulf of Mexico. SPE 84554.

El **primer esfuerzo** busca reducir la migración de artefactos o imágenes falsas, y para reducir reflexiones no primarias tales como múltiples. En la migración kirchhoff, la energía sísmica es emigrada no solo a puntos de reflexión especular, sino también a lugares no especulares, lo que conlleva a migración de artefactos. El algoritmo se ha diseñado para imágenes de reflexiones primarias.¹⁰⁸

La reflexión de eventos múltiples, convierten las ondas, causando imágenes falsas que conducen a erróneas interpretaciones geológicas. Los artefactos y las imágenes falsas a veces son tan fuertes que debilitan y dañan la migración primaria de reflexiones.

El **segundo esfuerzo** se centra en la búsqueda de un modelo de velocidades más preciso, debido a la influencia que presenta la velocidad en PreSDM. Por esta sensibilidad, el éxito de la profundidad de la imagen depende en gran parte de la calidad del modelo de velocidad.

El **tercer gran esfuerzo** busca reducir los costos de computación, ya que la migración 3D Kirchhoff consume mucho tiempo.

4.16 FULL TENSOR GRADIOMETRY (FTG)

En busca de obtener medidas superiores del campo gravitacional de la tierra, se introduce el “Full Tensor Gradiometry”, el cual obtiene mejoras en las medidas de este campo comparado con los estudios convencionales de gravedad.

Los estudios de gravedad convencionales graban un solo componente de los tres que contiene de la fuerza gravitacional; usualmente en el plano vertical. Sin

¹⁰⁸ FREDRICH, J. COBLENTZ, D. 2003. Stress Perturbations Adjacent to Salt Bodies in the Deepwater Gulf of Mexico. SPE 84554.

embargo, FTG mide el cambio de los tres componentes en todas las tres direcciones.^{108,110}

Lo que quiere decir, que esta herramienta es capaz de medir la variación de la componente vertical de la fuerza gravitacional en la dirección vertical y en dos direcciones horizontales.¹¹¹ De igual forma, mide el cambio de los componentes horizontales en las direcciones vertical y en las dos horizontales.¹⁰⁴ Ver figura 94.

Las ventajas que se presentan sobre los estudios convencionales permiten incrementar significativamente la resolución y la precisión de los datos.

Las ventajas son:

- ✓ Conseguir una medida diferencial, FTG es inherentemente más sensible a la distancia de las masas anómalas como cuerpos salinos.
- ✓ Efectos inducidos por movimiento de plataformas como turbulencias o estado del mar, que son reprimidas como diferencias en las medidas de FTG en el campo gravitacional en varios sensores, los cuales son todos montados en una plataforma común. Esto provee una señal/ruido proveyendo resolución geológica.¹⁰⁵

¹⁰⁴ PRUTZMAN, J. Subsalt Imaging using Full Tensor Gradient and 3D Seismic Data, Mississippi Canyon, Gulf of Mexico. SPE 49145. 1998.

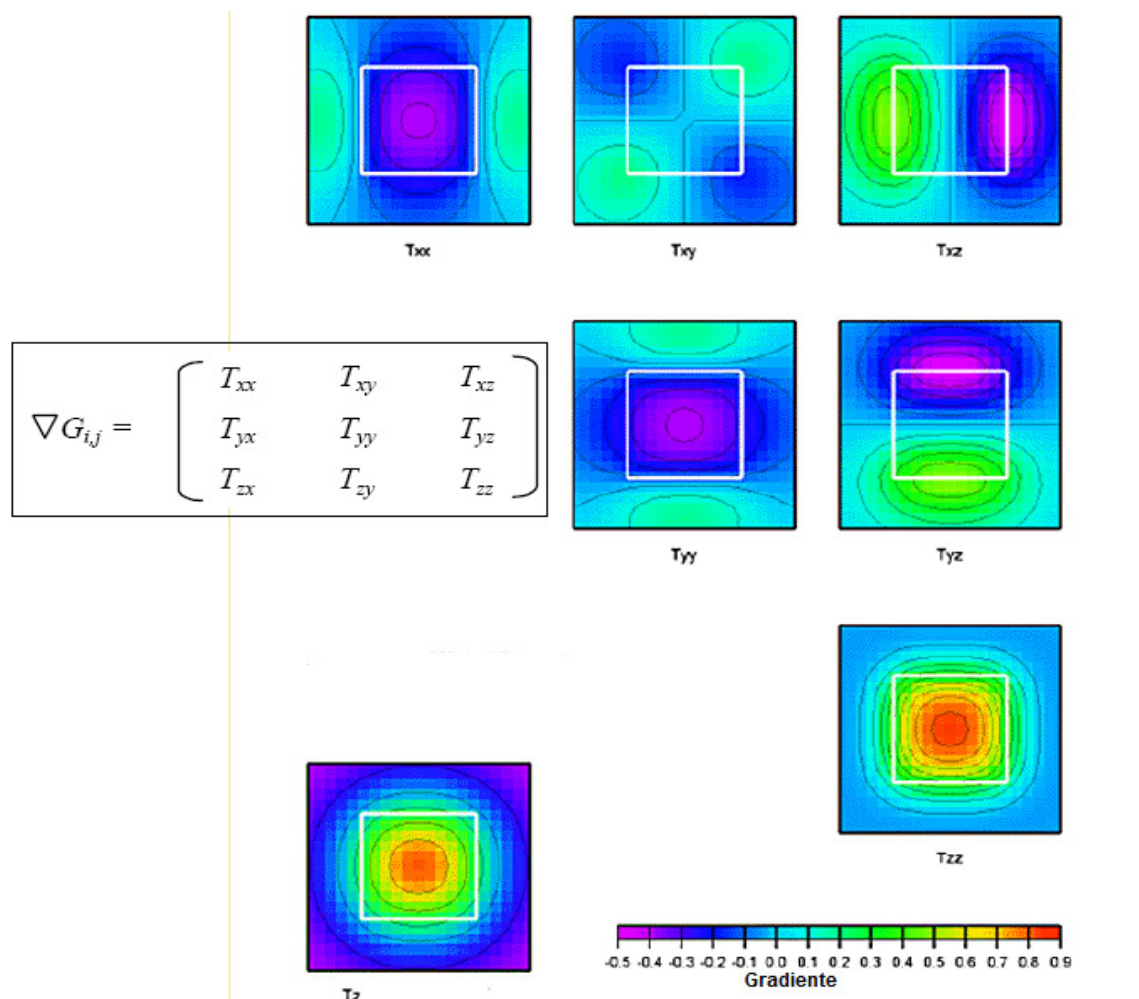
¹⁰⁵ ORANGE, D. ANGELL, M et al. Visualizing Seafloor, Seismic, Gravity and Magnetics Data in the Deepwater Gulf of Mexico Improves Understanding of Geohazards, Salt and Seeps. OTC 12959, 2001.

¹⁰⁸ FREDRICH, J. COBLENTZ, D. 2003. Stress Perturbations Adjacent to Salt Bodies in the Deepwater Gulf of Mexico. SPE 84554.

¹¹⁰ RATIGAN, J. DEVRIES, K. 1989. Potential Geomechanics Problems Resulting From Closely Spaced Storage Well in Dome Salt. SPE 19085

¹¹¹ DRIBUS, J. et al. The Prize Beneath the Salt. Oilfield Review, Autum 2008

Figura 94 Componentes del Gradiente Gravitacional en todas las direcciones.

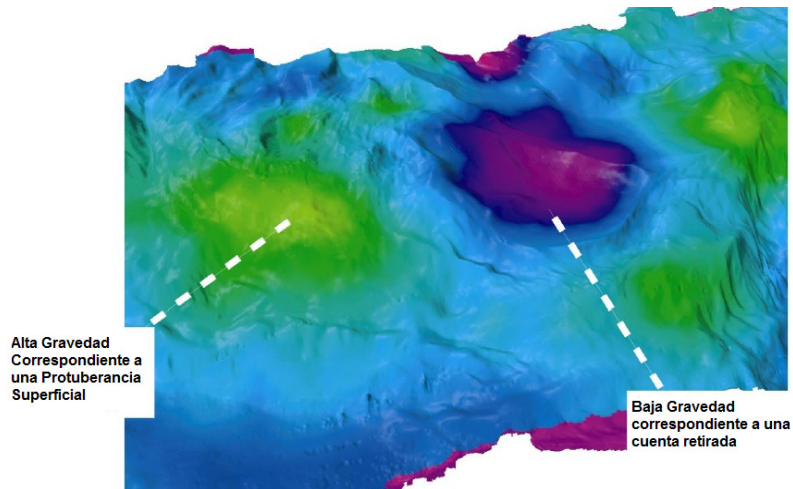


Fuente: PRUTZMAN, J. Subsalt Imaging using Full Tensor Gradient and 3D Seismic Data, Mississippi Canyon, Gulf of Mexico. SPE 49145. 1998.

En la figura 96, se presenta una comparación entre un estudio de radiometría de gravedad con un convencional free air gravity. El primero representa el gradiente vertical del componente vertical de la fuerza de gravedad. Esta muestra baja tendencia del gradiente de gravedad (color azul, ver figura 95 y 96) con una orientación corrida de Noroeste/Sureste a través del campo K-2 ubicado en el

Green Canyon en el Golfo de México, el cual se encuentra asociado a una estructura salina.^{103,105}

Figura 95 Perfil obtenido con datos de gravimetría.



Fuente: ORANGE, D. ANGELL, M et al. Visualizing Seafloor, Seismic, Gravity and Magnetics Data in the Deepwater Gulf of Mexico Improves Understanding of Geohazards, Salt and Seeps. OTC 12959, 2001.

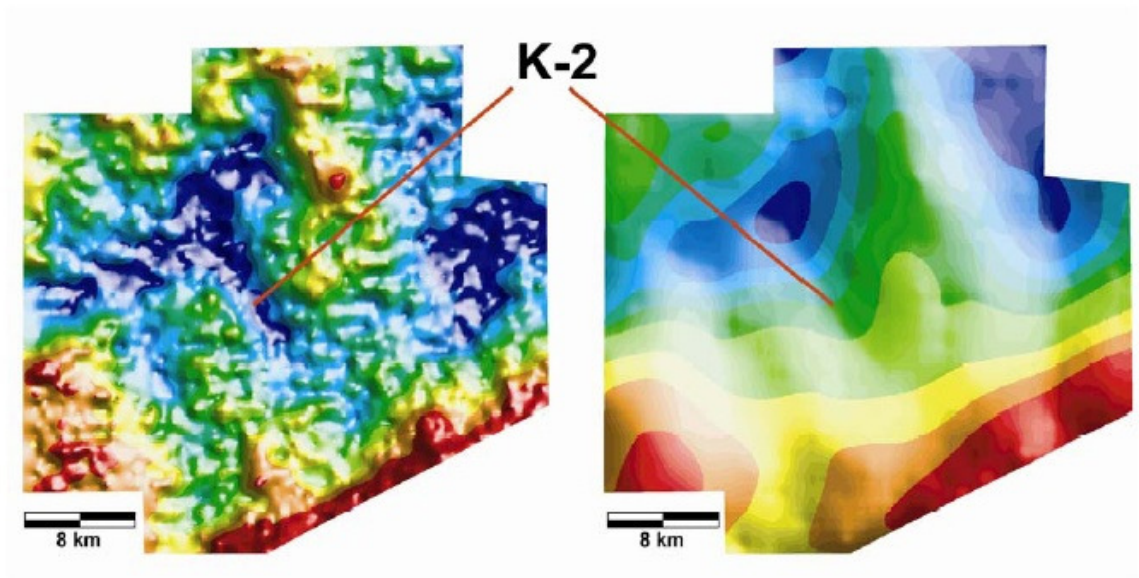
Así se puede observar las mejoras en la medida del campo gravitacional, resultando en proveer buenas resoluciones espaciales y definición de rasgos geológicos.

Luego de correr el FTG, empieza el proceso de inversión donde primero se construye un modelo inicial 3D, con datos disponibles e interpretación sísmica. La estructura del modelo se define mediante PreSDM. También se estima el campo de densidad por medio de la ecuación de Gardner aplicándola a la migración del campo de velocidad.

¹⁰³ O'BRIEN, J. RODRIGUEZ, A. SIXTA, D. Resolving the K-2 Salt Structure in the Gulf of Mexico. OTC 18498. 2007.

¹⁰⁵ ORANGE, D. ANGELL, M et al. Visualizing Seafloor, Seismic, Gravity and Magnetics Data in the Deepwater Gulf of Mexico Improves Understanding of Geohazards, Salt and Seeps. OTC 12959, 2001.

Figura 96 Comparación entre un estudio de radiometría de gravedad con un convencional free air gravity.



Derecha: Perfil G_{zz} (Gradiente vertical de la componente vertical de la fuerza de gravedad) sobre un cuerpo salino, representando el gradiente vertical. Izquierda: Convencional 3D free air gravity sobre la misma área.

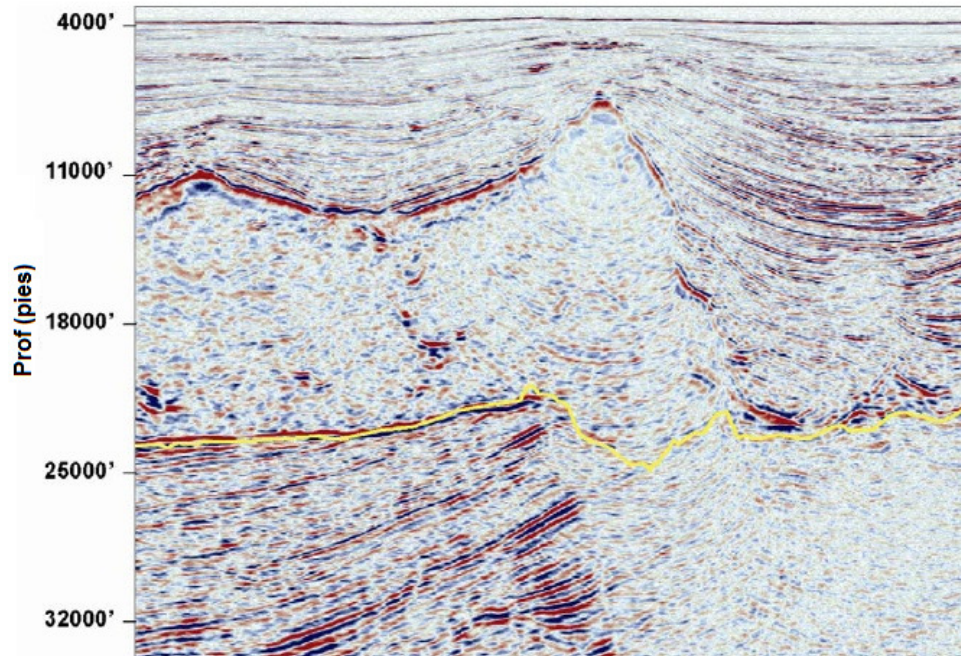
Fuente: O'BRIEN, J. RODRIGUEZ, A. SIXTA, D. Resolving the K-2 Salt Structure in the Gulf of Mexico. OTC 18498. 2007

Este proceso de inversión da como resultado el perfil de la figura 96. Esta figura muestra la base del cuerpo salino el cual no había podido definirse con el PreSDM y los datos sísmicos. El resultado es geológicamente razonable. La base de la sal no es tabular en esta región, por lo cual falla PreSDM.

La mayor parte del trabajo centra su foco en definir mejor los regímenes de densidad. De hecho, el radiómetro es particularmente sensible a anomalías de densidades someras, lo cual detecta la presencia de shallow hazard. En este caso los datos obtenidos con FTG muestran los viejos sedimentos superpuestos sobre

los nuevos que tienen grandes densidades, y que son perforados o atravesados por los cuerpos salinos móviles como era de esperarse.¹⁰³

Figura 97 Resultado de la inversión de Gravity Gradiometry



Fuente: O'BRIEN, J. RODRIGUEZ, A. SIXTA, D. Resolving the K-2 Salt Structure in the Gulf of Mexico. OTC 18498. 2007

El uso de FTG data acertadamente el tamaño, la forma, los bordes y los ejes de masa anómalas. La resolución de los datos es más aproximada a los datos sísmicos. La interpretación de la base de la sal usando FTG puede ser trabajada sobre un área más extensa y a profundidades mayores. Por último, debido a la respuesta que se da en regímenes de densidades, la presencia de estructuras anticlinales salinas puede ser interpretada de datos obtenidos con FTG, los cuales no pueden ser interpretados correctamente con los datos sísmicos.^{111,117}

¹⁰³ O'BRIEN, J. RODRIGUEZ, A. SIXTA, D. Resolving the K-2 Salt Structure in the Gulf of Mexico. OTC 18498. 2007.

¹¹¹ DRIBUS, J. et al. The Prize Beneath the Salt. Oilfield Review, Autum 2008.

¹¹⁷ <http://www.jogmec.go.jp>

Las principales áreas de adquisición de Gravity gradiometry con FTG incluyen el Golfo de México OCS, el Mar del Norte y el este de Inglaterra, donde las estructuras salinas y sus rasgos han sido el foco primario para el análisis de la tecnología marina. Además, FTG es utilizado de igual forma para la exploración de minerales y de recursos hídricos.^{103,120}

4.17 WAVE EQUATION

Inspeccionando nuevamente la figura 98 se observa la presencia de una serie de arcos concéntricos en forma radial desde el pico de la estructura de sal, extendiéndose hacia abajo a través del cuerpo salino. Tal migración de artefactos algunas veces es observada en áreas de baja reflexión bajo un prominente pico estructural de gran amplitud sísmica y es una impresión del operador de migración. Energía sísmica similar es también observada en el área donde se espera encontrar la base de la sal.

Así se crea un dilema en la interpretación y es: “cual es el artefacto del operador de migración y cuál es la verdadera reflexión de la base de la sal”. Esfuerzos para proveer calidad en las imágenes sísmicas orientaron el interés en la aplicación de dos algoritmos desarrollados recientemente:

- ✓ Wave Equation Prestack Depth Migration.
- ✓ Reverse Time Migration (RTM)

¹⁰³ O'BRIEN, J. RODRIGUEZ, A. SIXTA, D. Resolving the K-2 Salt Structure in the Gulf of Mexico. OTC 18498. 2007.

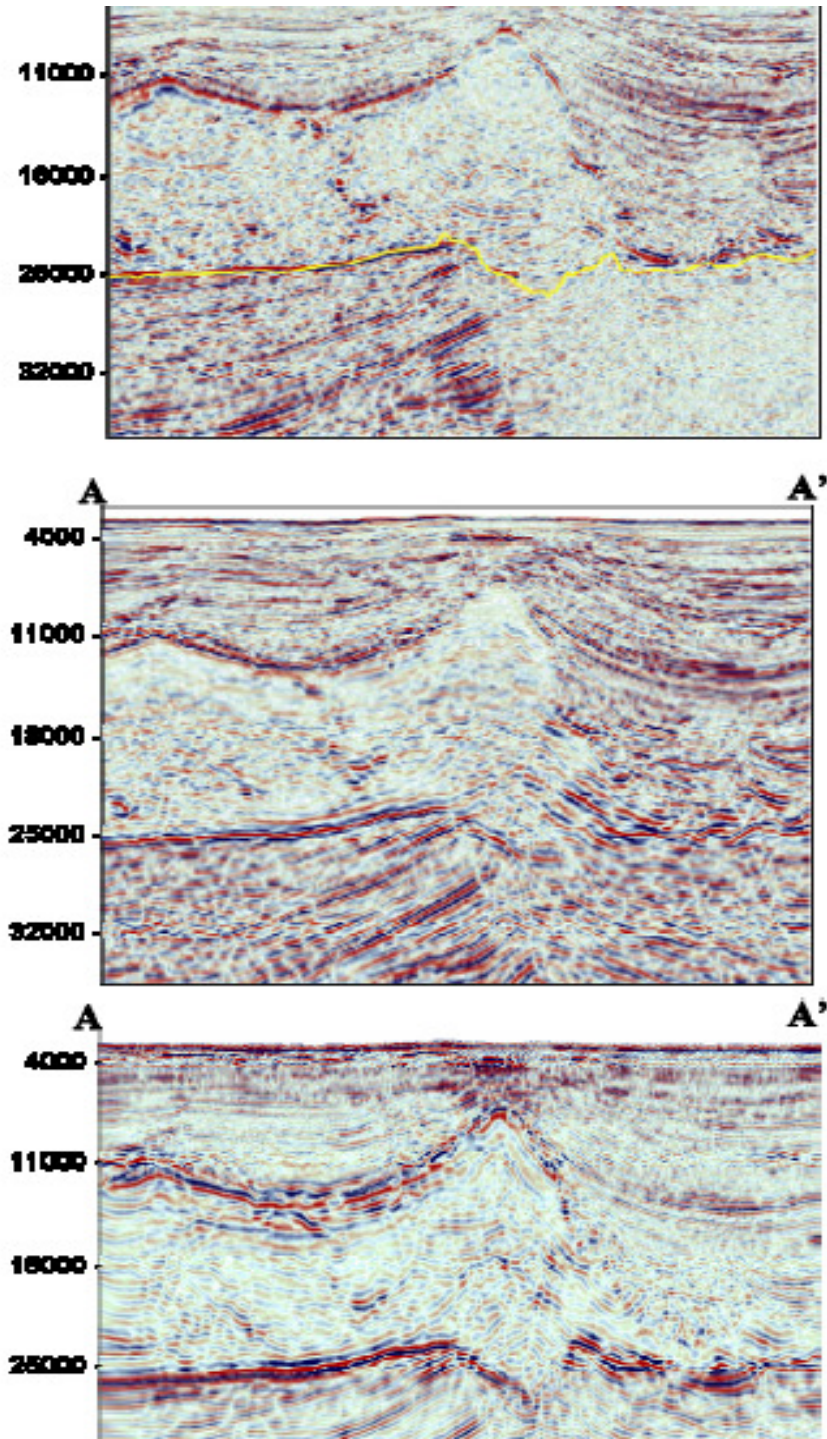
¹²⁰ ORANGE, D. ANGELL, M et al. Visualizing Seafloor, Seismic, Gravity and Magnetics Data in the Deepwater Gulf of Mexico Improves Understanding of Geohazards, Salt and Seeps. OTC 12959, 2001.

La generación de artefactos por el operador de migración que se da con el uso de PreSDM es evitado con el uso de estos dos algoritmos. Por lo cual puede considerarse como una ventaja crítica. Además, RTM posee la habilidad de detectar energía que tiene múltiples reflexiones. Esto es crítico en donde la energía sísmica es primero reflejada por una subhorizonte interfacial sedimentario y luego se refleja nuevamente por el flanco de un domo salino, o viceversa. Tales múltiples reflexiones no pueden ser interpretadas adecuadamente por Conventional Depth Migration como PreSDM.¹⁰³

La figura 98 muestra una comparación de PreSDM, Wave Equation, y RTM. Wave Equation y RTM provee imágenes que contienen poco ruido o se encuentra libre de migración de artefactos debajo del pico de la estructura salina. Estas dos últimas muestran una gran estructura salina, cada una de acuerdo con la otra y con los resultados de la gradiometría gravitacional.

¹⁰³ O'BRIEN, J. RODRIGUEZ, A. SIXTA, D. Resolving the K-2 Salt Structure in the Gulf of Mexico. OTC 18498. 2007.

Figura 98 Arriba: PreSDM. Centro: Wave Equation. Abajo: RTM.



Fuente: O'BRIEN, J. RODRIGUEZ, A. SIXTA, D. Resolving the K-2 Salt Structure in the Gulf of Mexico. OTC 18498. 2007.

5 BASE DE DATOS CON LOS CASOS HISTORICOS DE PROBLEMAS OPERACIONALES DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS COSTA FUERA A NIVEL MUNDIAL

Con el fin de identificar los periodos en los que prevalecen condiciones hostiles y que ponen en riesgo la seguridad e integridad de los equipos y herramientas utilizadas en la exploración costa fuera, así como la vida de los trabajadores, se busca tener amplio conocimiento de las condiciones climáticas y los riesgos geológicos, con el fin de minimizarlos durante las operaciones de perforación costa fuera.

Considerando que aproximadamente el 71% de la superficie de la tierra está cubierta por agua que constituyen los mares y los océanos. Son cinco los océanos que componen el globo terráqueo, dentro de los cuales se encuentran cuerpos de agua de menor tamaño y con profundidades inferiores a los 200 metros.

El más extenso, cubriendo una superficie de 165 millones de km^2 , es el océano Pacífico, el cual bordea los continentes de América, la parte este; Asia y Oceanía, la parte oeste; y la Antártida, la parte sur.

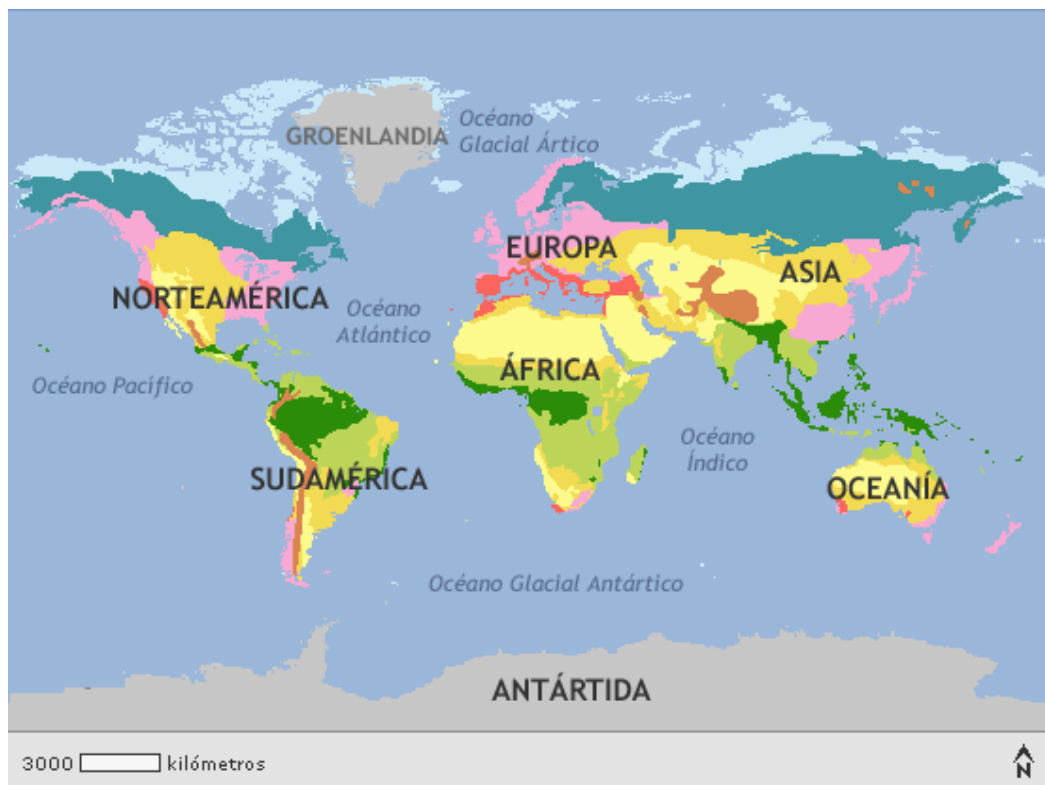
El siguiente océano más extenso es el Atlántico, cubriendo un área de 106 millones de Km^2 , bordeando los continentes de Europa y África, en la parte este; América en la parte oeste y la Antártida.

Cubriendo un área de 73.4 millones de Km^2 , el océano Índico bordea los continentes de África, en la parte oeste, Asia en la parte norte; Oceanía en la parte este; y la Antártida en la parte sur.

El Glacial Antártico es el océano que se encuentra en la Antártida, la zona más fría del continente, cubriendo un área de 32 millones de km².

Por último, el Glacial Ártico cubre un área de 14 millones de km² y bordea el continente Americano, el continente Asiático y Europeo en la parte sur. Ver Figura 99.

Figura 99 Ubicación de los Océanos en el Globo Terráqueo



Fuente: www.google.com.co/imagenes

Según la teoría de la deriva de los continentes, anunciada por Alfred Wegener, después de la separación de Pangea, y debido al movimiento de los continentes se forman los océanos y los mares. Ver Tabla 10

Tabla 10 Distribución de mares a nivel mundial.

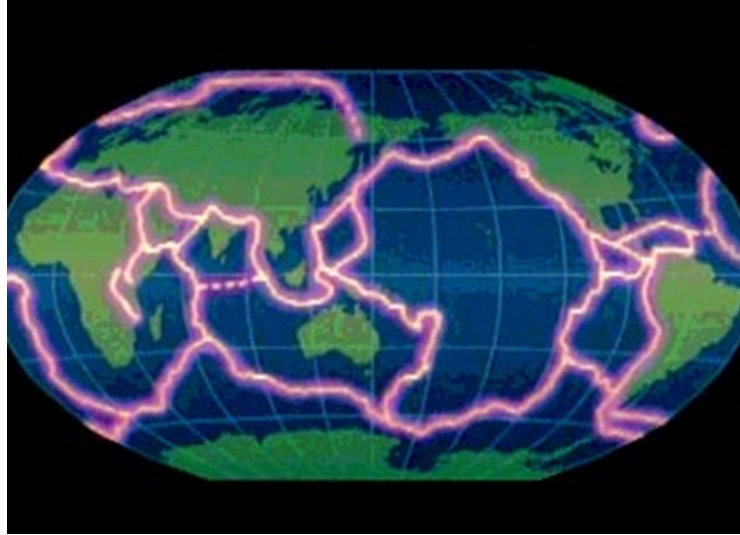
Extensión en millones de km ²		Mares
Océano Pacífico	165	Bering
		Ojotsk
		Del Japón
		Amarillo
		China y otros
Océano Atlántico	106	Caribe
		Mediterráneo
		Báltico
		Labrador
		Golfo de México
Océano Índico	73,4	Del Nore y otros
		Rojo
		Arábigo
		Golfo Pérsico
		Golfo de Bengala
Glacial Antártico	32	Andamán y otros
		Weddel
Glacial Ártico	14	Ross y otros
		Beaufort
		Laptev
		Kara
		Barents
		Blanco y otros

Fuente: www.wikipedia.com

Por otra parte, la teoría de la tectónica de placas permite explicar los sucesos que ocurren en el movimiento de las mismas, el cual permite la formación de las cadenas montañosas que pueden ser visibles sobre la superficie de los continentes, y aquellas que yacen bajo el nivel del mar.

La separación de dos placas continentales provoca del mismo modo la formación de los océanos, el cual se da por la formación de una grieta entre ambas placas, conocida como dorsal oceánica, por la que sale material fundido del centro de la tierra. Este material es el encargado de separar los continentes y por lo tanto de formar cuerpos de agua extensos. Ver Figura 100 y 101.

Figura 100 Ubicación de las placas continentales alrededor del mundo.

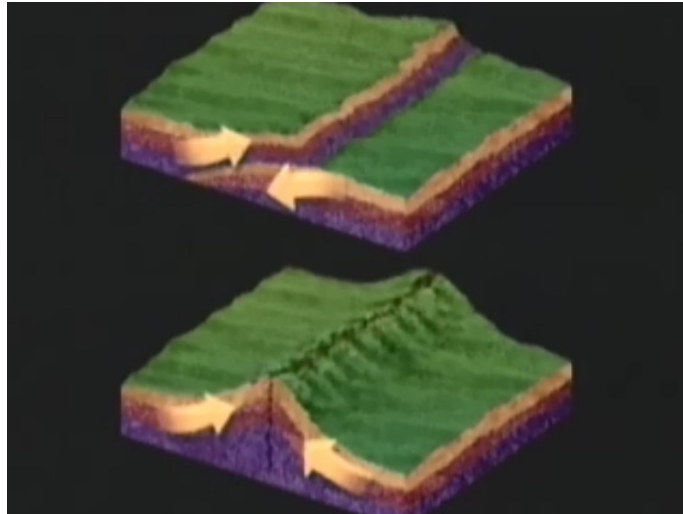


Fuente: www.google.com.co/imagenes

✓ **PLATAFORMA CONTINENTAL.**

Una parte del continente está sumergida bajo el mar. Esta zona es conocida como la plataforma continental y puede tener hasta 200 metros de profundidad. La plataforma continental puede extenderse hasta unos 200 kilómetros de ancho. Presenta mayores extensiones en el océano Atlántico que en el Océano Pacífico, y en otras partes puede prácticamente no existir.

Figura 101 Movimiento de las Placas tectónicas y su interacción.



Fuente: www.google.com.co/imagenes

✓ **TALUD CONTINENTAL.**

Mar adentro, y después de la plataforma continental, se encuentra el talud continental que puede extenderse en un área de hasta 45 kilómetros de ancho y descende bruscamente hasta alcanzar los dos kilómetros de profundidad. Esta zona es la más propensa a sufrir movimientos de tierra debido a la formación de cañones submarinos por donde discurren corrientes de lodo.

5.1 BASE DE DATOS

Durante la revisión bibliográfica de los problemas operacionales que se presentan en la perforación de pozos costa fuera, se recopilaron alrededor de 130 informes presentados a la Society of Petroleum Engineer (SPE) y a la Offshore Technology Conference (OTC), los cuales se agruparon según el problema operacional, el campo en el que se presenta, el yacimiento o pozo (si existía registro), y la zona donde se encuentra el campo; y se construyó una base de datos con esta información.

La revisión de esta información permitió definir cada uno de los problemas operacionales anteriormente mencionados, las características de cada uno de ellos, las condiciones bajo las cuales se presentan, así como las alternativas de solución a los mismos.

Por otra parte, se recurrió a la literatura y a páginas web meteorológicas con el fin de buscar información de las variables climáticas características en diferentes zonas a nivel mundial. La información encontrada se organizó y se construyeron unas tablas que se incluyen también en la base de datos.

5.1.1 Condiciones Climáticas

✓ Mar Mediterráneo

La primera zona a estudiar es el Mar Mediterráneo. Geográficamente este mar es un cuerpo de agua perteneciente al océano Atlántico, que se encuentra en Europa meridional, Asia occidental y África septentrional. Está comunicado con el océano Atlántico por el Estrecho de Gibraltar en la parte este, y en la parte oeste se comunica con el mar Rojo por medio del canal del Suez.

Este cuerpo de agua es considerado como uno de los mares con mayor contenido de hidrocarburos en el mundo.

La cuenca del Mediterráneo incluye los territorios cuyas aguas vierten al Mar Mediterráneo, tales como: el Sur de Europa, exceptuando la mayor parte de la Península Ibérica, e incluyendo gran parte del Centro y el Este con la cuenca del Mar Negro; el Norte de África, prolongándose hacia su interior con la Cuenca del

Nilo; y la zona más occidental de Asia ribereña con este mar, que se conoce también como Oriente Próximo o Levante.

El mar Mediterráneo se encuentra localizado en las zonas templada y subtropical. Está rodeado por tierras continentales de amplia extensión, dotándolo de una climatología propia caracterizada por veranos cálidos y secos, inviernos moderados y un periodo que concentra buena parte de las lluvias durante la primavera. Tabla 11.

Tabla 11 Condiciones climáticas en Egipto (Mar Mediterráneo, Golfo del Suez)

Condición Climática	Max	Min
Vientos (m/s)	6.2	3.6
Corrientes Marinas (m/s)	2	1
Marea y Oleaje (m)	5	0-1
Temperatura Superficial del Agua °C	32	9
Precipitaciones (mm)	48-56	0-3
Humedad Relativa (%)	75	68
Profundidad de la Columna de Agua (m)	5210	
Icebergs	No se presentan	

✓ **Golfo de México (GOM)**

El golfo de México es una cuenca marítima contenida entre los litorales de México, Estados Unidos y Cuba. Es una región marítima del océano Atlántico que se encuentra casi completamente rodeada por el continente americano y por islas. Por este motivo, se le denomina a veces también como “el Mediterráneo americano”. Mientras que el golfo de México posee extensas plataformas continentales que se adentran en el mar, las plataformas del Caribe son más reducidas y terminan en simas que alcanzan de 2.000 a 3.000 metros de profundidad.

Hacia el noreste existe un predominio de vientos alisios atraídos por las áreas locales de baja presión. Las precipitaciones resultantes disminuyen de este a oeste, por tanto, el litoral del pacífico es menos húmedo. Los vientos se presentan en la atmosfera con movimientos horizontales debido a la diferencia de presión, generando diferencias en la temperatura. Con el tiempo, los campos tienen variaciones de vientos en la superficie, el estado del mar y corrientes asociadas.

El GOM se encuentra en la zona de los alisios del norte y, por tanto, se caracteriza por la constante presencia de vientos de componente este. Las mayores precipitaciones tienen lugar a lo largo del cálido verano tropical. En esta época también se produce la llegada al Mediterráneo americano de la mayoría de huracanes procedentes del Atlántico, mientras que son escasos los ciclones tropicales que se forman localmente. Tabla 12

Tabla 12 Condiciones Climáticas en el Golfo de México (GOM).

	Max	Min
Vientos (m/s)	25	1.2
Corrientes (cm/s)	2.6	1.22
Mareas (m)	1.56	1.36
Oleaje (m)	2.58	1.14
Icebergs M de Toneladas	> 50	< 50
Temperatura Superficial del Agua °C	30	-6
Humedad Relativa (%)	89	79

✓ **Brasil**

Gran parte del mar de Brasil está comprendido entre los trópicos terrestres, por lo que las estaciones climáticas pueden sentirse de manera significativa. Por su extensión pueden presentarse cambios radicales en algunas variables climáticas. La característica principal en el Brasil es la distribución de la temperatura como un

frente oceánico, formado por la convergencia de las corrientes de Brasil y Malvinas. El encuentro de diferentes masas de agua genera fuertes gradientes de temperatura, salinidad, densidad y presión del nivel del mar. Sin embargo, el clima también varía según la latitud y puede decirse que prevalece un clima tropical. El invierno abarca de junio a agosto, con temperaturas medias que oscilan entre los 8 °C y los 17 °C. El verano dura de diciembre a febrero, con una temperatura promedio de 27 °C. La temperatura media anual es de aproximadamente 27 °C en el norte y 16 °C en el sur. Tabla 13

Tabla 13 Condiciones Climáticas en el Brasil.

	Max	Min
Vientos (m/s)	20	11.08
Corrientes (m/s)	1.6	0.91
Mareas (m)	1.31	1.18
Oleaje (m)	11.4	0.125
Icebergs		
Temperatura Superficial del Agua °C	28	23
Humedad Relativa (%)	90	5

✓ **Mar del Norte**

El mar del Norte es un mar marginal, epicontinental, abierto al océano Atlántico en la plataforma continental europea. Está situado entre las costas de Noruega y Dinamarca en el este, las de las islas Británicas al oeste, y las de Alemania, los Países Bajos, Bélgica y Francia al sur. Es un mar muy poco profundo, con una profundidad media de 95 metros. Las mareas son bastante irregulares ya que confluyen en él una corriente proveniente del norte y otra del sur. Hay mucha lluvia y niebla durante todo el año, y del noroeste vienen violentas tormentas que hacen la navegación peligrosa. La temperatura promedio en verano es de 17°C y de 6°C en el invierno, presentándose frecuentes tormentas en esta estación. El Mar del

Norte recibe la mayoría de las corrientes que vienen desde el noroccidente del continente. Se presentan tormentas que surgen por cambios en la presión barométrica combinada con fuertes vientos, los cuales crean la acción de las mareas y el oleaje. Tabla 14.

Tabla 14 Condiciones climáticas en el Mar del Norte.

	Max	Min
Vientos (m/s)	9.72	2.57
Corrientes (m/s)	1.5	0.55
Mareas (m)	1.48	1.21
Oleaje (m)	15	14
Icebergs		
Temperatura Superficial del Agua °C	13	-1
Humedad Relativa (%)	95	85

✓ **Nigeria**

La costa de Nigeria hace parte del Golfo de Guinea, el cual a su vez es parte del océano atlántico en el oeste de África. Este golfo se encuentra sobre la línea Ecuatorial o de latitud cero (0), en la zona de Convergencia Intertropical, por lo que el clima característico son altas temperaturas superficiales del mar, con un promedio anual de 25°C. Las precipitaciones son abundantes y regulares siempre mayores a 1500 o 2000 mm por año. Tabla 15.

Tabla 15 Condiciones climáticas en Nigeria.

	Max	Min
Vientos (m/s)	19	11.04
Corrientes (m/s)	1.85	0.91
Mareas (m)	1.35	1.21
Oleaje (m)	4.1	3.6
Icebergs		
Temperatura Superficial del Agua °C	20	10
Humedad Relativa (%)	97	71

✓ **Australia**

Australia está rodeada por los océanos Índico, Glacial, Antártico y Pacífico, está separada de Asia por los mares de Arafura y Timor.

El clima en este país tiene una variación amplia ya que no tiene grandes variaciones en altitud y los océanos que los rodean son templados, sin embargo es importante destacar que en el clima está directamente influenciado por sistemas de baja presión tropicales estacionales que producen ciclones en la región septentrional y por las corrientes marinas.

Las corrientes más altas se presentan en el mar Timor, el cual se encuentra en el borde del océano Índico, situado entre los estados de Indonesia, Timor Oriental y Australia.

Las precipitaciones en Australia son altamente estacionales y comparado con otros continentes el de Australia es muy seco debido a 4 factores principales los cuales contribuyen a la sequía en este continente:

- ✓ Corrientes Oceánicas frías en zonas occidentales.

- ✓ Dominancia de sistemas de alta presión.
- ✓ Forma del continente.
- ✓ Baja elevación del paisaje.

Australia se ha visto afectada por ciclones tropicales los cuales se presentan principalmente de Noviembre a Abril, los ciclones se reconocen como destructores por sus fuertes vientos y la lluvia intensa.

La humedad relativa varía en los diferentes meses del año teniendo en cuenta que los meses que presentan el más alto porcentaje son en los meses de Octubre a Enero.

La temperatura varía en los diferentes meses del año teniendo en cuenta que los meses que presentan temperaturas más bajas son de mayo- octubre teniendo variaciones en los mismos. Tabla 16.

Tabla 16 Condiciones climáticas en Australia.

	Max	Min
Vientos (m/s)	8.26	1.03
Corrientes (m/s)	1.9	0.9
Mareas (m)	1.36	1.15
Oleaje	1.8	0.5
Icebergs		
Temperatura Superficial del Agua °C	26	8
Humedad Relativa (%)	45	22

5.1.2 Riesgos Geológicos

A diferencia de las variables climáticas, la información para construir la base de datos de los riesgos geológicos se agrupo de acuerdo a los problemas

operacionales presentes durante la perforación de pozos costa fuera a nivel mundial.

Aunque en las tablas y en la base de datos solo se muestra información referente al problema operacional, el campo, yacimiento o pozo donde se registro y la ubicación del mismo; es de vital importancia para identificar características similares como los ambientes de depositación o los procesos que tuvieron lugar y que se relacionan directamente con los problemas operacionales, entre dos lugares diferentes a nivel mundial, con el fin de compararlos con las condiciones existentes en Colombia, y así poder identificar los potenciales problemas operacionales que pueden presentarse en la perforación de pozos costa fuera en el Mar Caribe colombiano.

✓ **Shallow Gas**

En la tabla 17 se observan los campos que han documentado problemas relacionados con shallow gas a nivel mundial. El gas en algunos de ellos es producto de procesos biogénicos. Sin embargo, muchos de ellos están asociados con zonas que contienen hidratos de gas y una capa de gas libre sobre la zona de estabilidad del hidrato. Este es el caso de campos de gas en el Mar Mediterráneo o en el Golfo de México. Debido a la existencia de canales o fracturas, el gas producto de procesos termogénicos que se da a grandes profundidades por debajo de la línea de lodo, puede migrar hasta alcanzar zonas más someras y quedar atrapado por material sedimentario como arcillas y limos, que se depositaron mucho después de las arenas generadoras. Al alcanzar estas zonas menos profundas, el gas queda atrapado generando zonas de sobrepresión que pueden provocar shallow gas blowouts y que generan riesgos en la perforación de pozos en zonas como el Golfo de México.

Tabla 17 Shallow Gas

Problema Operacional	Campo	Pozo	Pais	Continente
Shallow Gas	Mississippi Canyon 632#1	Kestrel Well	Estados Unidos	América
	K2		Estados Unidos	América
	Europa		Estados Unidos	América
	King		Estados Unidos	América
	Deep Panuke		Canadá	América
	Canyon Express		Estados Unidos	América
	White Rose Oil and gas		Canadá	América
	Kipper Gas		Canadá	América
	Barracuda		Brasil	América
	Caratinga		Brasil	América
	Mexilhao		Brasil	América
	Canapu		Brasil	América
	Delfines		Trinidad	América
	Lago de Maracaibo		Venezuela	América
	Saffron		Egipto	Africa
	West Delta Deep		Egipto	Africa
	Rosetta		Egipto	Africa
	Scarab		Egipto	Africa
	Simian		Egipto	Africa
	P12/13		Egipto	Africa
	Banzala		Angola	Africa
	Chingueti		Mauritania	Africa
	Tiof		Mauritania	Africa
	Erha	Erha-7	Nigeria	Africa
	WDDM	X, Y, V, W, Z	Egipto	Africa
	Lawit	Well 1 wildcat	Malasia	Asia
	Gumusut-Kakap		Malasia	Asia
	Mallik		Siberia	Asia
	Caspian Basin		Azerbaijan	Asia
	Ormen Lange		Noruega	Europa
	Tullich	9/23a-27	Noruega	Europa
	Troll	Troll A	Noruega	Europa
	Block 2/4	2/4-14	Noruega	Europa
	Oseberg		Noruega	Europa
Brage		Noruega	Europa	
Bayu	Bayu #1	Australia	Oceania	
Bayu	Undan #1	Australia	Oceania	
Dionysus		Australia	Oceania	
Chrysaor		Australia	Oceania	

✓ **Shallow Water Flow**

El común denominador de estas zonas se relaciona con sistemas deltaicos que presentan altas velocidades de sedimentación, las cuales producen sobrepresiones en las formaciones debido al entrampamiento de agua en el espacio poral de arenas que se encuentran subyaciendo formaciones de shale. Esto puede observarse en la tabla 18, donde la exploración en el mar Mediterráneo se concentra en campos asociados al delta del Rio Nilo, en el Oeste de África (golfo de Guinea), los campos están asociados al delta del rio Níger y en el Golfo de México los campos asociados al sistema deltaico del rio Mississippi.

El reconocimiento de este factor puede ser la clave para determinar la necesidad de un estudio de shallow hazards para una zona a explorar, con el fin de identificar la posibilidad de la existencia de los problemas operacionales producto de los shallow wáter flows.

Tabla 18 Shallow Water Flow

Problema Operacional	Campo	Pozo	Pais	Continente
Shallow Water Flow	K2		Estados Unidos	América
		# 2 de Ozona	Estados Unidos	América
		MC-854 2.	Estados Unidos	América
	Macaroni		Estados Unidos	América
	Europa		Estados Unidos	América
	Terra Nova		Canadá	América
	Plataforma Brutus	A-8	Estados Unidos	América
	Ursa		Estados Unidos	América
	Bijupira		Brasil	América
	Salema		Brasil	América
	Baracuda		Brasil	América
	Caratinga		Brasil	América
	Lago Maracaibo		Venezuela	América
	Saffron		Egipto	Africa
	West Delta Deep		Egipto	Africa
	Rosetta		Egipto	Africa
	Scarab		Egipto	Africa
	Simian		Egipto	Africa
	P12/13		Egipto	Africa
	Chingueti	Chingueti 4-3	Mauritania	Africa
	Tiof		Mauritania	Africa
	WDDM	X, Y, V, W, Z	Egipto	Africa
	Agbami	Agbami 1	Nigeria	Africa
	Gumusut-Kakap		Malasia	Asia
	Ormen Lange		Noruega	Europa
	Tullich	9/23a-27	Noruega	Europa
	Stybarrow		Australia	Oceania

✓ Hidratos

La zona de estabilidad del hidrato se presenta en zonas donde la columna de agua supere 700 metros o en zonas de permafrost a profundidades de 300 metros, donde las condiciones de presión y temperatura favorezcan la formación de los claratos. Como se mencionó anteriormente, estas zonas están asociadas a campos de gas, en donde la migración de este por fracturas, puede alcanzar la zona de estabilidad del hidrato. La disociación o disolución del hidrato puede provocar aumentos en la presión de poro de las formaciones, contribuyendo con las pérdidas de circulación o el colapso del pozo, debido a la mala selección del lodo de perforación. Tabla 19

Tabla 19 Hidratos

Problema Operacional	Campo	Pozo	Pais	Continente
Hidratos		Mississippi Canyon MC 798	Estados Unidos	América
	K2		Estados Unidos	América
	Mallik	2L-38	Canadá	América
	Prudhoe Bay/ Kurparuk zona del río Alaska		Estados Unidos	América
	White Rose Oil and gas		Canadá	América
	Basin		Brasil	América
	Scarab		Egipto	África
	Saffron		Egipto	África
	Chingueti		Mauritania	África
	Caspian Basin		Azerbaijan	Asia
	Gumusut-Kakap		Malasia	Asia
	Mallik		Siberia	Asia
	Nankai Trough		Japon	Asia
	Ormen Lange		Noruega	Europa
	Bayu Undan		Mar Timor	Oceania
Crysaor		Australia	Oceania	

✓ Inestabilidad del Top Hole

La inestabilidad del top hole se presenta en pozos perforados sobre la pendiente continental, donde el flujo de material (avalanchas), debido a sismos o a las vibraciones producidas por la perforación producen que los sedimentos no consolidados que están sobre el suelo marino, se desplacen, algunas veces

alcanzando grandes velocidades. Esto puede verse en zonas profundas del golfo de México o en Baracuda en el Brasil. Ver Tabla 20.

Tabla 20 Inestabilidad del Top Hole

Problema Operacional	Campo	Pozo	Pais	Continente
Inestabilidad del Top Hole	Nab		Estados Unidos	América
	Noxal		Estados Unidos	América
	Marlim		Brasil	América
	Baracuda		Brasil	América
	Caratinga		Brasil	América
	Bijupira		Brasil	América
	Salema		Brasil	América
	Lago Maracaibo		Venezuela	América
	Chingueti		Mauritania	África
	Tiof		Mauritania	África
	WDDM		Egipto	África
	Rahamat	Rahamat 1 Well	Egipto	África
	Ormen Lange		Noruega	Europa
	Troll	Troll A	Noruega	Europa
	Jansz		Australia	Oceania

✓ Formaciones Sobrepresionadas

Las formaciones sobrepresionadas que se encuentran en la tabla 21 se relacionan con sistemas de depositación los cuales están asociados a altas tasas de sedimentación tales como sistemas deltaicos, generan gradiente de presión por encima de 0,565 Psi/Pie. Dentro de estos se encuentran yacimientos que no presentan continuidad; teniendo en cuenta que las altas tasas de depositación de los ríos los cuales desembocan en el mar, son uno de los factores importantes para que este problema se presente, como se mencionaba anteriormente. Las zonas de alta presión se presentan por ejemplo en el GOM debido a las propiedades de porosidad- permeabilidad que tienen las formaciones suprayacentes y que evitan la migración de los fluidos.

Tabla 21 Formaciones Sobrepresionadas

Problema Operacional	Campo	Pozo	Pais	Continente
Formaciones Sobrepresionadas	K2		Estados Unidos	América
		#2 de Ozona	Estados Unidos	América
		MC-854 2.	Estados Unidos	América
	Macaroni		Estados Unidos	América
	Europa		Estados Unidos	América
	Blind Faith		Estados Unidos	América
	Mad Dog		Estados Unidos	América
	Atlantis		Estados Unidos	América
	Mississippi Canyon 632	Kestrel well	Estados Unidos	América
	Mexilhao		Brasil	América
	Golfinho		Brasil	América
	Baltim		Egipto	Africa
	Telsa		Egipto	Africa
	Caspian Basin		Azerbaijan	Asia
	Carnarvon Basin		Australia	Oceania
Buffalo		Australia	Oceania	

✓ **Domos Salinos**

Las zonas donde se presentan domos salinos están relacionadas con cuerpos de agua que en algún momento estuvieron aislados, en donde aumentos en la temperatura favoreció la evaporación del agua, por lo que disminuyeron los niveles del mar y empezó el proceso de depositación de las evaporitas. Este es el caso del Golfo de México, el Mar Mediterráneo, y el Mar del Norte. Sin embargo, es de vital importancia recordar que aunque África y Brasil no tienen mares, según la deriva de los continentes, estos dos cuerpos de tierra estuvieron unidos. Procesos posteriores pudieron haber provocado la disminución del nivel del mar, generando la precipitación de la sal, resultado de esto se encuentra que a lado y lado del atlántico se presentan zonas que tienen domos salinos. Tabla 22

Tabla 22 Domos Salinos

Problema Operacional	Campo	Pozo	Pais	Continente
Domos Salinos		Ship Shoal	Estados Unidos	América
		South Marsh Island	Estados Unidos	América
	Mica	Mississippi Canyon	Estados Unidos	América
	Mahogany	Ship Shoal	Estados Unidos	América
	Enchilada	Garden Banks	Estados Unidos	América
	Atlantis	Green Canyon	Estados Unidos	América
	Hickory	Grand Isle	Estados Unidos	América
	Tanzanite	Eugene Island	Estados Unidos	América
	St. Malo	Walker Ridge	Estados Unidos	América
	Kaskida	Keathley Canyon	Estados Unidos	América
	Mad Dog		Estados Unidos	América
	Puma Area		Estados Unidos	América
	Alaminos Canyon		Estados Unidos	América
	Cuenca de Campos		Brasil	América
	Cuenca de Santos		Brasil	América
	Tupi		Brasil	América
	Chingueti		Mauritania	África
	Tiof		Mauritania	África
	Lawit	Well 1 wildcat	Malasia	Asia
	Saffron		Egipto	África
	West Delta Deep		Egipto	África
	Rosetta		Egipto	África
	Scarab		Egipto	África
	Simian		Egipto	África
	Nordkapp Basin		Noruega	Europa
	Ormen Lange		Noruega	Europa
	Central North Sea		Noruega	Europa
Gannet		Reino Unido	Europa	

✓ **Estrecho Gradiente de Presión de Poro y Gradiente de Fractura**

La falta de material de sobrecarga en campos que se encuentran en aguas profundas como el caso de Brasil o Angola, producen mala consolidación de los granos, haciendo que la resistencia al corte sea mínima y que sean cercanas a las presiones de poro de las formaciones. Al disminuir la presión de fractura de una roca, se debe tener precaución en la selección del peso óptimo del lodo de perforación, con el fin de evitar fallas del pozo por tensión o por colapso.

Tabla 23 Estrecho Gradiente de Presión de Poro y Gradiente de Fractura

Problema Operacional	Campo	Pozo	Pais	Continente	
Estrecho Gradiente de Presion de Poro y Gradiente de Fractura	Nab		Estados Unidos	América	
	Blind Faith		Estados Unidos	América	
	Canyon Express Gas		Estados Unidos	América	
	Blind Faith		Estados Unidos	América	
	Roncador		Brasil	América	
	Golfinho		Brasil	America	
	Bijupira		Brasil	America	
	Salema		Brasil	America	
	Piranema		Brasil	America	
	Tupi		Brasil	America	
	Ghana	Torpon		Malasia	Asia
	Lawit	Well 1 wildcat		Malasia	Asia
	Baltim			Egipto	Africa
	Telsa			Egipto	Africa
	WDDM			Egipto	Africa
	El Temsah			Egipto	Africa
	Tuna			Egipto	Africa
	Girassol			Angola	Africa
	Troll	Troll A		Noruega	Europa
	Kristin			Noruega	Europa
Dionysus			Australia	Oceania	
Stybarrow			Australia	Oceania	

✓ Perdidas de Circulación

Como se mencionó anteriormente, las pérdidas de circulación pueden estar asociadas con domos salinos, bajos gradientes de fractura o shallow gas flows. Es por esto que el registro de pérdidas de circulación en un yacimiento o pozo, pueda ser encontrado también en alguna de las tablas anteriores. Aunque no es un problema operacional asociado únicamente a la perforación de pozos costa fuera, se quiso introducir debido a la relación existente entre los problemas mencionados y las pérdidas de circulación.

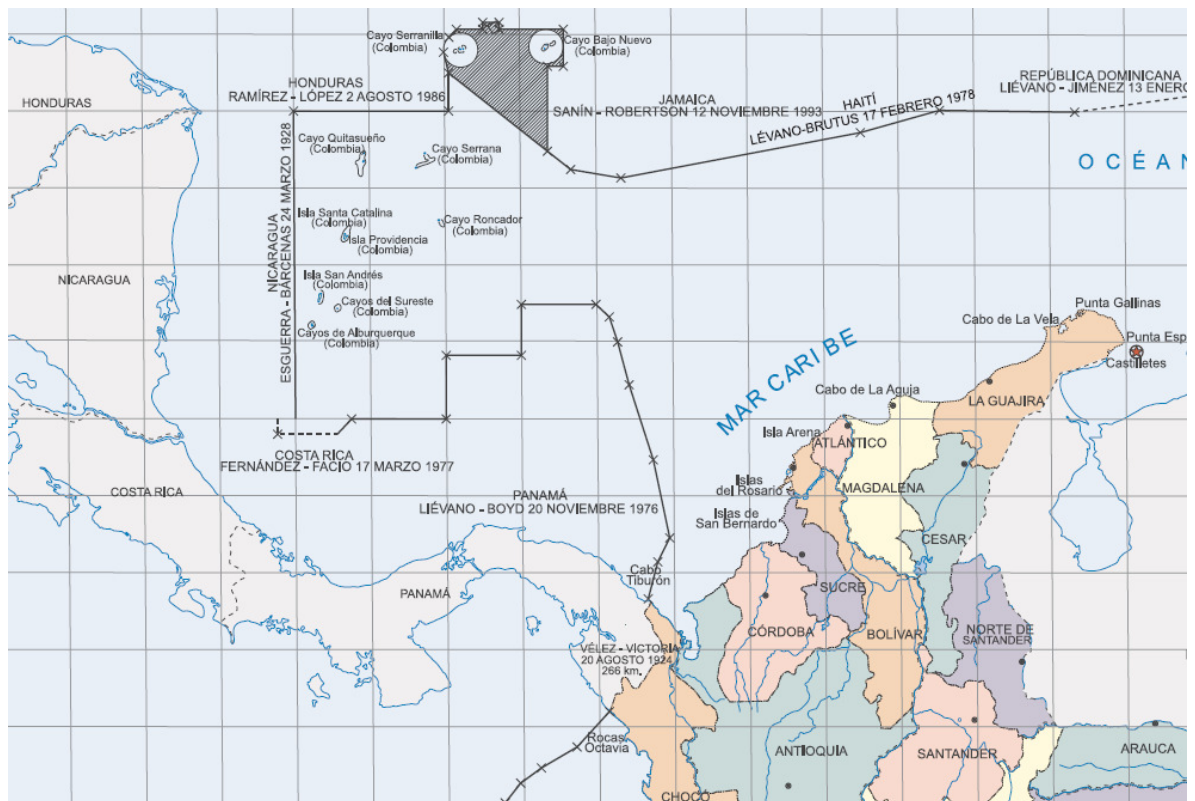
Tabla 24 Perdidas de Circulación

Problema Operacional	Campo	Pozo	Pais	Continente
Perdidas de Circulacion	Canyon Express Gas		Estados Unidos	América
	Canadian		Canadá	América
	Ku- Maloob- Zaap		Estados Unidos	América
	Okan		Nigeria	Africa
	El Temsah		Egipto	Africa
	Tuna		Egipto	Africa
	Rahamat	Rahamat 1 Well	Egipto	Africa
	Fidaa	B-24	Libia	Africa
	Girassol		Angola	Africa
	Panna		India	Asia
	Tulich	9/23a-27	Noruega	Europa
Troll	Troll A	Noruega	Europa	

6 MAR CARIBE COLOMBIANO

El mar Caribe Colombiano se encuentra en la parte más septentrional del país y de Suramérica, La región está dominada por el delta del rio Magdalena y comprende un litoral de 1400 kilómetros de longitud que va desde castilletes en la Guajira hasta el cabo Tiburón en el Choco. El Caribe colombiano está comprendido por 8 departamentos del país que pueden verse en la figura 102.

Figura 102 Mapa del Mar Caribe Colombiano.



Fuente: BARRERO, D. et al. Colombian Sedimentary Basins, ANH

El mar Caribe tiene un área de aproximadamente 2.763.800 km², y está limitado por las Antillas mayores en el norte, por las Antillas menores en el este, por Panamá, Colombia y Venezuela en el sur, y por México y Guatemala en el oeste. Se considera uno de los mares salados más grande en el mundo y su punto más profundo esta a 7688 metros (25.220 pies) de columna de agua, ubicado entre Cuba y Jamaica. Sin embargo, el mar Caribe es considerado poco profundo en relación con los demás cuerpos de agua.¹²¹

Figura 103 Azul: Ubicación del Mar Caribe



Fuente: www.wikipedia.com

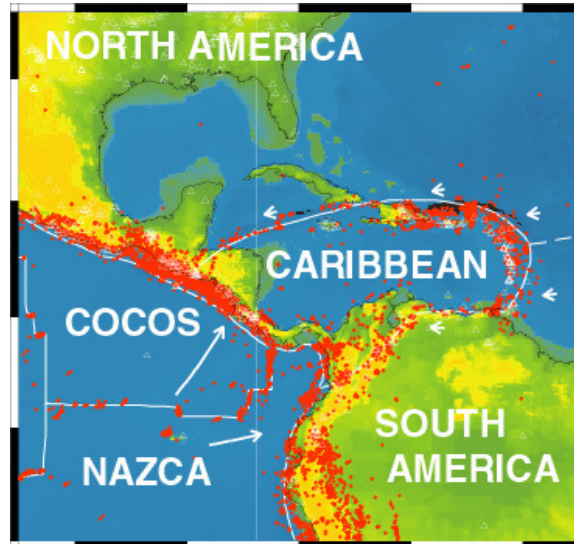
6.1 GEOLOGÍA DEL MAR CARIBE COLOMBIANO

El mar Caribe se encuentra ubicado a lo largo de la placa del Caribe y está limitada por la placa de Suramérica, Norteamérica, Nazca y Cocos. Ver figura 104.

¹²¹ BARRERO, D. et al. Colombian Sedimentary Basins, ANH

Debido al movimiento de la placa suramericana, ejerciendo una presión sobre la placa del Caribe, provoca que parte de la región oriental presente gran actividad volcánica. La superficie del mar Caribe se divide en cinco cuencas oceánicas separadas por cadenas montañosas submarinas.¹²¹

Figura 104 Placas Tectónicas en América



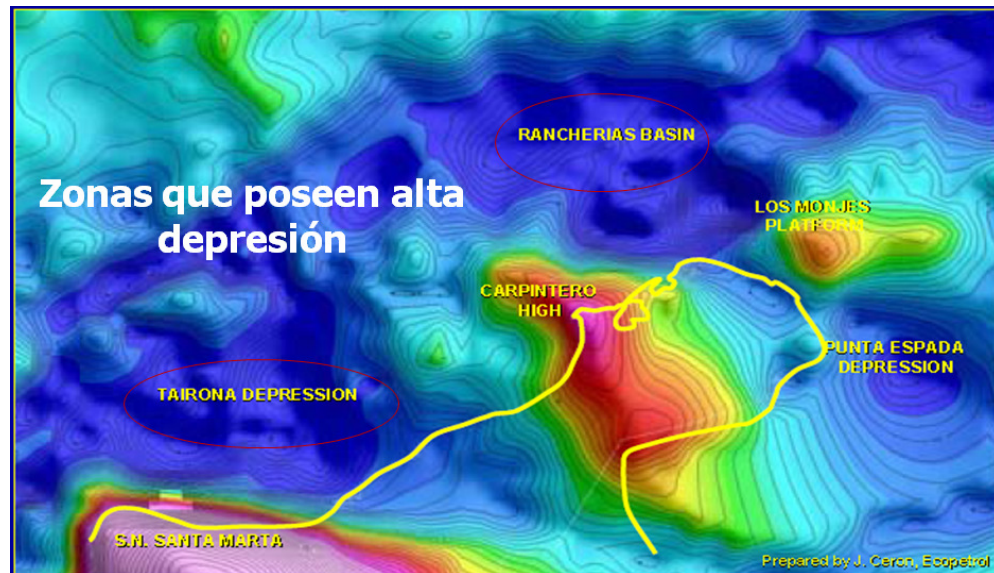
Fuente: <http://foro.univision.com>

Existen dos depresiones que generan en el mar Caribe, un alto riesgo de terremotos y por lo tanto amenazan con la generación de tsunamis, los cuales podrían tener efectos devastadores para cualquier tipo de operación realizado en la región. Las dos fosas oceánicas son la Fosa de las Caimánes con una profundidad de 7680 m y la fosa de Puerto Rico con una profundidad de 9700 metros.

Existen tres cuencas sedimentarias en el Caribe colombiano. La cuenca guajira offshore, la cuenca Sinu offshore y la cuenca los Cayos esta última se encuentra ubicada en límites con la zona de frontera marina con Nicaragua.

Para la zona comprendida por el norte del Caribe colombiano (cuenca Guajira Marino), se encuentran dos apreciables depresiones que son la depresión de Tayrona y en la cuenca Ranchería.¹²³ Ver figura 105

Figura 105 Batimetría del Norte del Caribe Colombiano, Cuenca Guajira Offshore. Zonas Altamente Profundas o Depresionadas.



Fuente: RAMIREZ, V. Geological Setting and Hydrocarbon Occurrences, Guajira Basin, Offshore Northern Colombia. 2006.

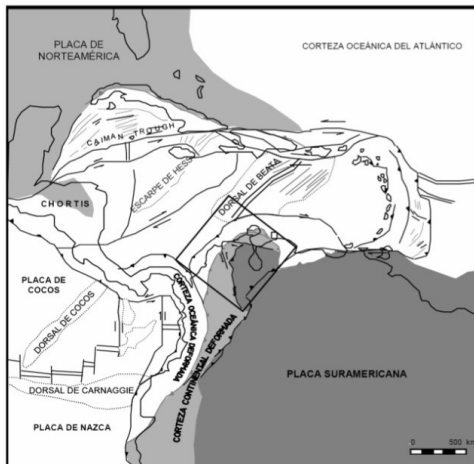
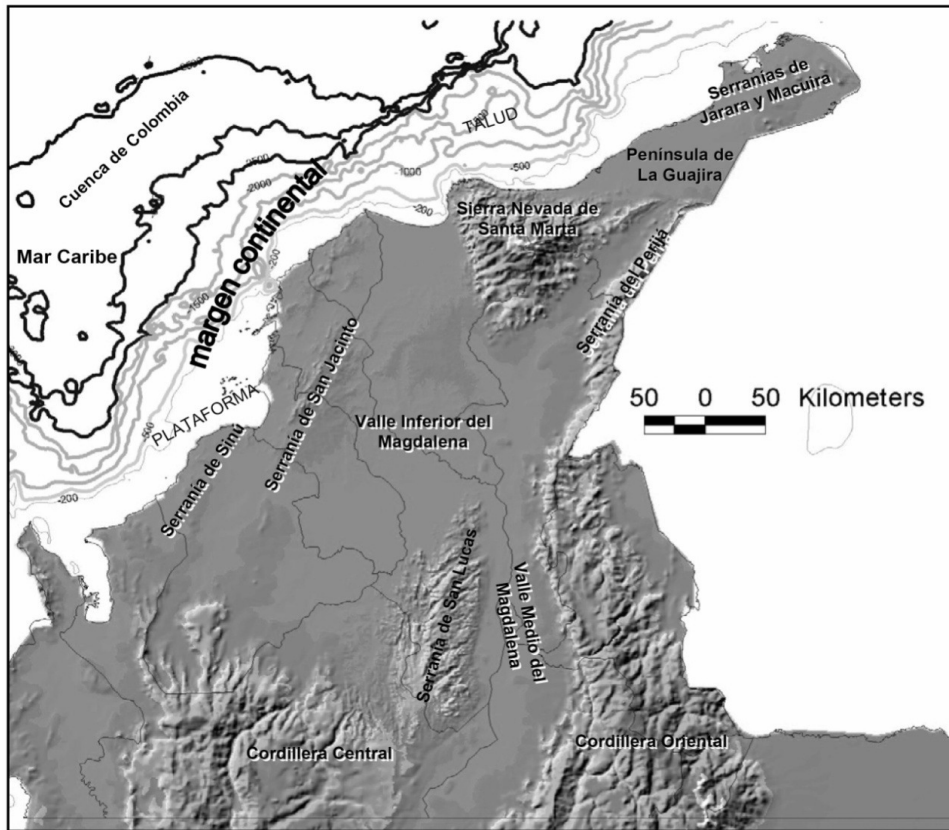
En la figura 106 puede verse la batimetría del mar Caribe colombiano, donde se aprecia una gran planicie abisal conocida como cuenca de Colombia, ubicada en el suroccidente de la placa Caribe.¹²⁵ Ghosh 1994, define que esta cuenca se ha formado por sedimentos acumulados por deltas, que pertenecen al Mesozoico y Cenozoico y se encuentran cubriendo un basamento oceánico que se formó a finales del Jurásico; alcanzando espesores de más de 8000 metros, los cuales cubren la corteza oceánica de la placa Caribe.

¹²³ RAMIREZ, V. Geological Setting and Hydrocarbon Occurrences, Guajira Basin, Offshore Northern Colombia. 2006

¹²⁵ www.foro.univision.com

En el mar Caribe se pueden encontrar profundidades que oscilan entre los 3500 metros bajo el nivel del mar, hasta los 4000 metros.

Figura 106 Elementos morfológicos regionales del Caribe colombiano y la tectónica de placas.



Elementos morfológicos regionales del Caribe Colombiano y geometría del talud continental.

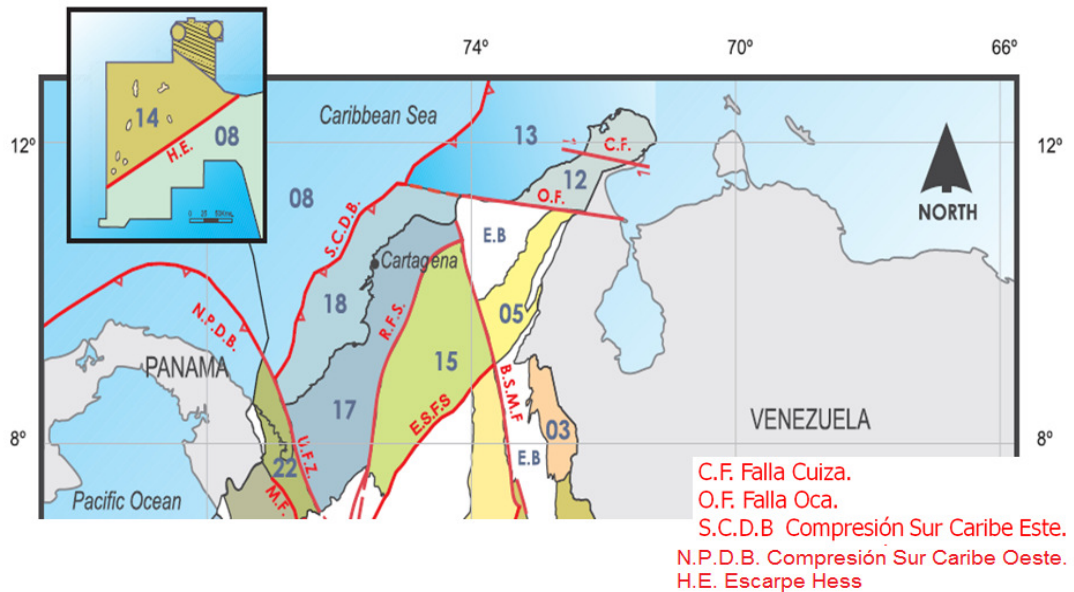
Esquema tectónico de la esquina noroccidental de Suramérica y localización del área del Caribe Colombiano (cuadro).

Fuente: LÓPEZ. E. Evolución Tectónica de la Región Caribe de Colombia. 2005.

El margen continental está conformado por la plataforma y la pendiente continental. La plataforma continental va desde la línea de costa hasta una profundidad de 200 metros bajo el nivel del mar. La pendiente continental empieza desde esta profundidad y va hasta los 3500 o 4000 metros bajo el nivel del mar.¹²⁴

En la figura 107 se muestra el mapa estructural de la región Caribe colombiana, donde se puede apreciar el frente de cabalgamiento debido a la subsidencia de la placa Caribe bajo la placa de Sudamérica. Además las fallas encontradas en el Caribe colombiano se pueden observar en la figura 106, destacando la falla Oca, la falla Cuisa, la compresión Sur Caribe Este y la Compresión Sur Caribe Oeste.^{14,121}

Figura 107 Mapa Estructural de Fallas en el Caribe Colombiano (Fallas).



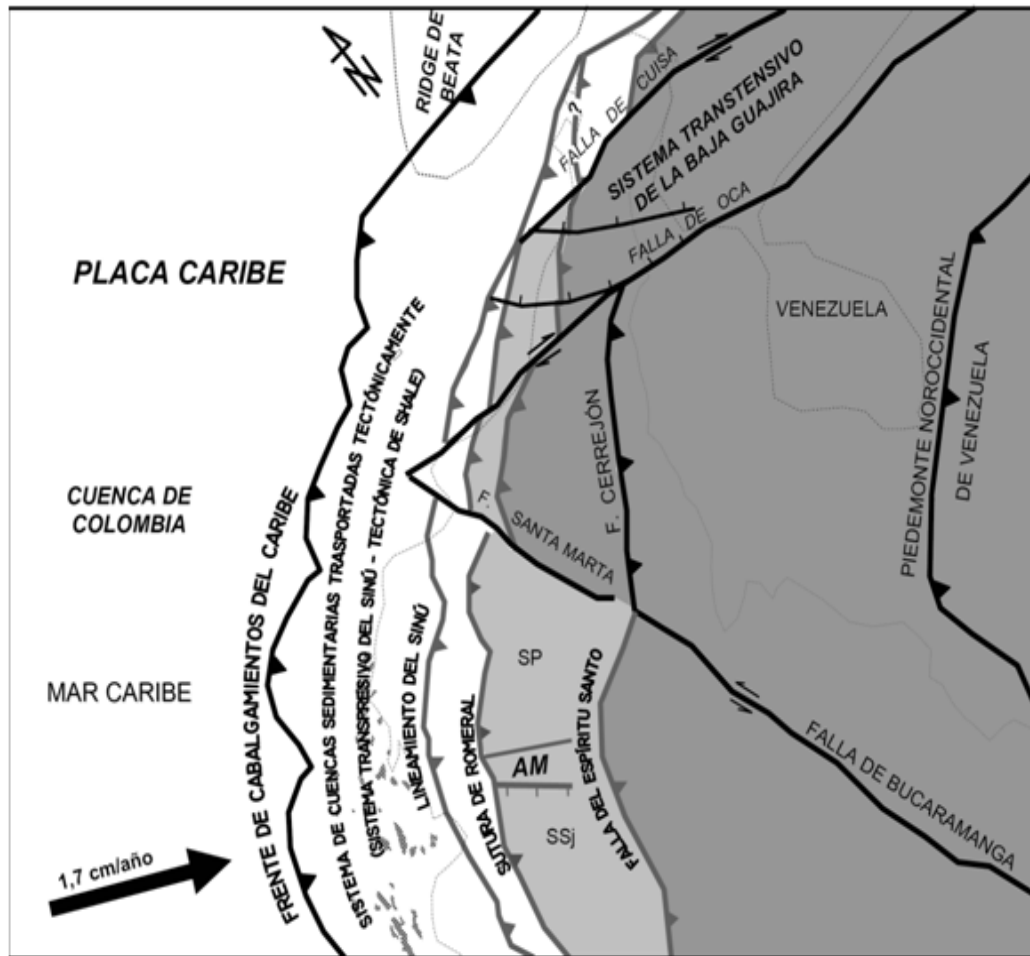
Fuente: Colombian Sedimentary Basins, ANH.

¹⁴ ACERO. J, CARO. D, Análisis de la posible unidad de perforación a emplearse en el prospecto bahía en el Caribe colombiano. Proyecto de Grado. 2004.

¹²¹ BARRERO, D. et al. Colombian Sedimentary Basins, ANH

¹²⁴ LÓPEZ. E. Evolución Tectónica de la Región Caribe de Colombia, Esquema de los elementos regionales del Caribe colombiano y la tectónica de placas. 2005.

Figura 108 Mapa estructural del Caribe colombiano



Esquema de terrenos y estructuras del Caribe Colombiano (arriba). AM Arco de Magangué; ■ Diapiros de lodo; ■ Terreno Santander; ■ Terreno Sevilla – Puquí; □ Corteza oceánica; SP, Subcuenca de Plato; SS, Subcuenca de San Jorge, (Modificado de López y Barrero 2003).

Secuencia de eventos orogénicos para el Caribe Colombiano (derecha)

Fuente: LÓPEZ. E. Evolución Tectónica de la Región Caribe de Colombia. 2005.

6.2 CUENCAS SEDIMENTARIAS COSTA FUERA EN EL CARIBE COLOMBIANO

La información referente a las cuencas sedimentarias en el Caribe colombiano fue extraída en su totalidad del documento “Colombian Sedimentary Basins” escrito por Barreo, D. y otros (2007) para la ANH. Las cuencas sedimentarias que se encuentran localizadas costa fuera en el Caribe Colombiano son:¹²¹ Ver Figura 109

- ✓ Cuenca de la Guajira
- ✓ Cuenca Cayos
- ✓ Cuenca Uraba
- ✓ Cuenca Sinú

6.2.1 Cuenca De La Guajira

La Cuenca Guajira se encuentra localizada en el extremo norte continental de Colombia, afectada por 2 fallas regionales de rumbo, nombradas anteriormente las cuales limitan las placas Caribe y suramericana. La falla de rumbo dextro-lateral de Cuisa, la cual separa la sub-cuenca de la Alta Guajira, y Baja Guajira. La tectónica asociada, corresponde a fallas rumbo deslizantes, identificándose en la Alta Guajira, las depresiones de Chimare, Portete y Cocinetas. El sector oeste de la Baja Guajira presenta la falla Oca, en tanto que el sector oriental está asociado a las condiciones geológicas presentes en el Golfo de Maracaibo.¹²¹

Las evidencias de hidrocarburos gaseosos están soportadas por las acumulaciones en los campos Chuchupa y Ballena. Los plays asociados a estas manifestaciones corresponden a trampas de tipo estratigráfico y estructural.

¹²¹ BARRERO, D. et al. Colombian Sedimentary Basins, ANH

Figura 109 Cuencas Sedimentarias en el Caribe Colombiano.



Fuente: BARRERO, D. Colombian Sedimentary Basins, ANH

✓ **Geología Cuenca de la Guajira**

Tabla 25 Geología de la Guajira

Cuenca	Guajira
Tipo de Cuenca	Cuenca asociada al fallamiento de rumbo. (Depresiones de alta Guajira). Cuenca de margen pasivo (Norte de Alta Guajira)
Area de la Cuenca	Area costa fuera: 52860 km ² /5286085 Ha
Pozos Perforados	Costa Fuera: 48
Sísmica 2D	15 programas (190 2D lineal)
Campos Descubiertos de Gas	Costa Fuera: 3
Roca Generadora	La Luna-Colon-Cogollo/Castilletes/Jimol
Roca Reservorio	Macarao-Ciamaná/Jimol-Uipa
Roca Sello	Macarao-Ciamaná/Jimol-Uipa
Tipo de Hidrocarburo	Gas Termogénico y Petroleo

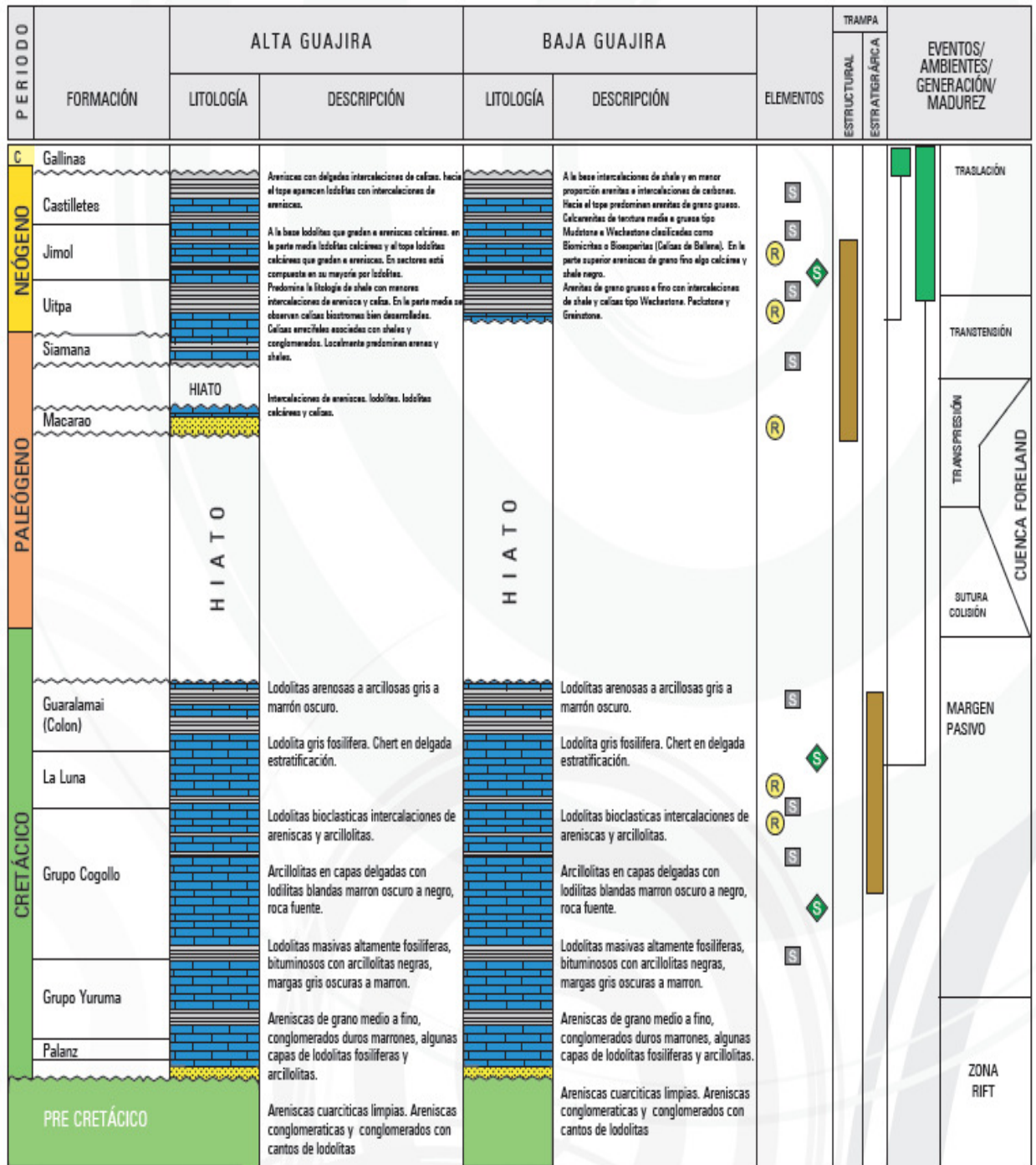
Fuente: BARRERO, D. Colombian Sedimentary Basins, ANH

La Cuenca Guajira cuenta con varios descubrimientos importantes de gas, entre los que se destacan los campos Chuchupa (~3500 GPCG), Ballena (~1257 GPCG). La evaluación de carácter regional adelantada por parte de Ecopetrol (1998), apunta a un potencial de hidrocarburos por descubrir de 2800 MMBPE, con 70% de gas y 30% de petróleo.

La Figura 109 muestra la formación la Luna, la cual tiene la capacidad de generar hidrocarburos en los shales, limolitas calcáreas y calizas.

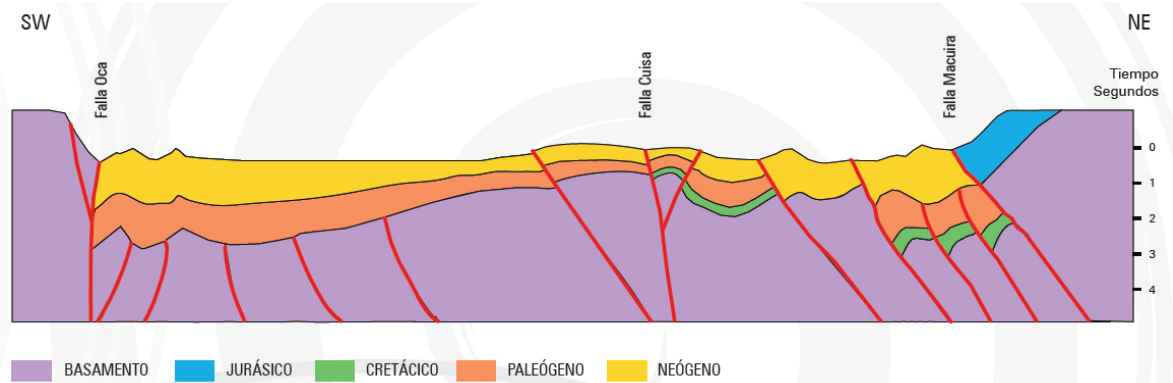
Trampas, principalmente corresponden a un monoclin con buzamiento hacia el sur cuyo cierre al norte lo constituye una falla extensional con vigencia al sur y el cierre al oeste lo conforma el acunamiento de la formación Macarao contra un alto de basamento esto se puede ver en la siguiente Figura 110 y 111.

Figura 110 Carta Estratigráfica Generalizada de las Subcuencas Alta y Baja Guajira.



Fuente: BARRERO, D. Colombian Sedimentary Basins, ANH

Figura 111 Trampas en la Cuenca de la Guajira.

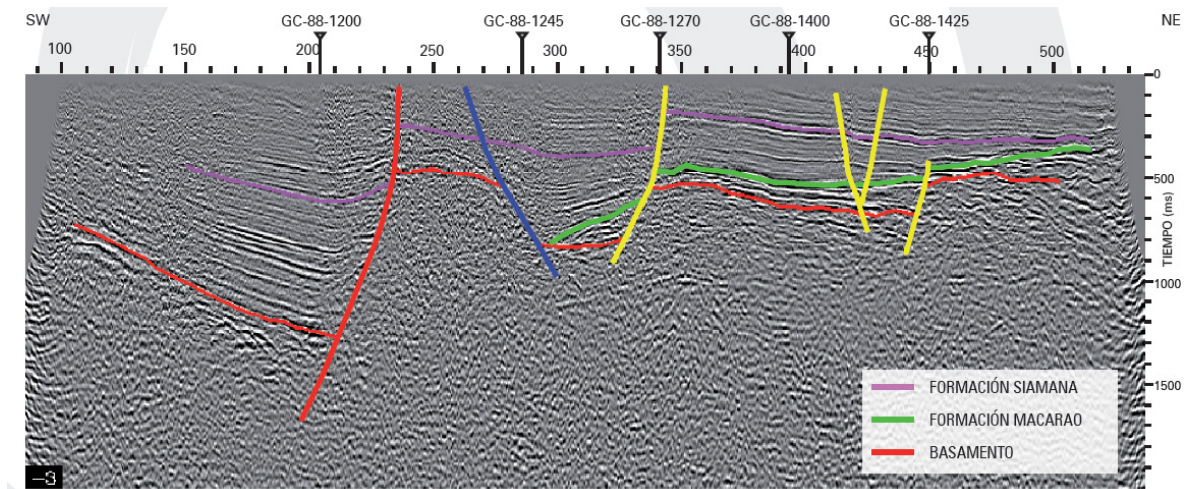


Fuente: BARRERO, D. Colombian Sedimentary Basins, ANH

✓ **Sísmica**

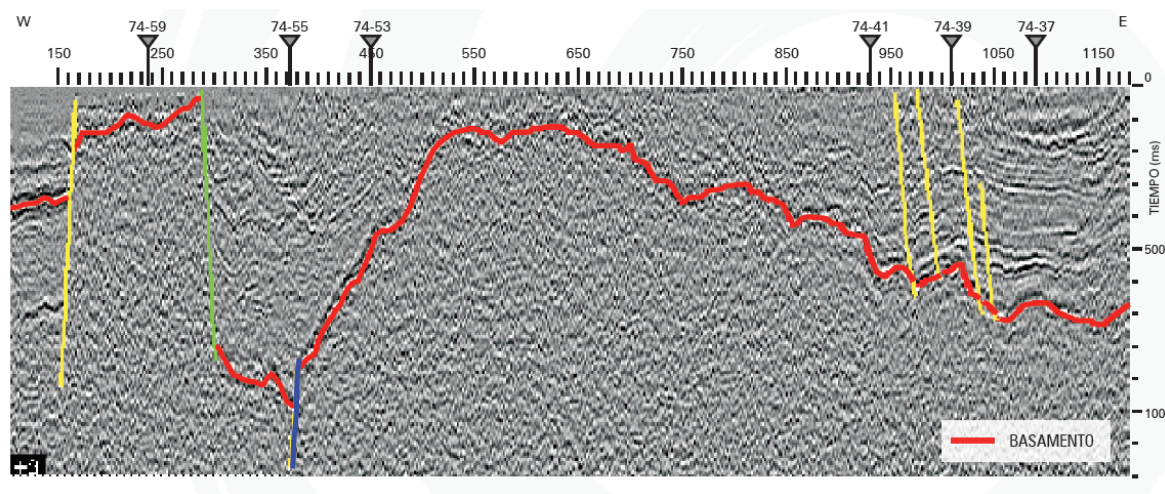
En esta cuenca, los programas sísmicos más representativos son: L-1974, L-973, GC-1988 y A-1988 (Figura 112 y 113).

Figura 112 Interpretación de Línea Sísmica GC-88-1100.



Fuente: Fajardo, A. y Rubiano, J. 1998.

Figura 113 Línea Sísmica L-74-34.



Fuente: Fajardo, A. y Rubiano, J. 1998.

6.2.2 Cuenca Los Cayos

La Cuenca Los Cayos se localiza en el Mar Caribe Colombiano. Limita al W con Nicaragua (meridiano 82), y al N con el área conjunta entre Colombia y Jamaica. Tiene una superficie total de 126591 km², de los cuales aproximadamente 100 km² corresponden a zonas emergidas.

✓ Geología Cuenca los Cayos.

Las calizas bioclásticas encontradas en los pozos Miskito están intercaladas con shales calcáreos, lodolitas y micritas las cuales pueden actuar como roca generadora de hidrocarburos, esto se puede ver en la figura 114.

La información sísmica y batimétrica de la Cuenca Los Cayos, indica un estilo estructural de tectónica de bloques, en el cual los altos de origen volcánico constituyen las islas y cayos, y los bloques bajos depocentros con espesas secuencias sedimentarias de hasta 3 segundos en la sísmica (Ver Figura115)

Tabla 26 Geología Cuenca los Cayos.

Cuenca	Los Cayos
Tipo de Cuenca	Transpresional
Area de la Cuenca	144755 km ² /1475500Ha
Pozos Perforados	2
Sísmica 2D	2007 km
Roca Generadora	Eoceno temprano a medio: Shales Calcareos, Lodolitas y Micritas
Roca Reservorio	Eoceno medio a Mioceno: Calizas Bioclasticas con diagénesis y fracturadas
Roca Sello	Eoceno medio a reciente: Shales calcareos, Lodolitas y Evaporitas
Tipo de Hidrocarburo	Potencialmente petróleo y gas

Fuente: BARRERO, D. Colombian Sedimentary Basins, ANH

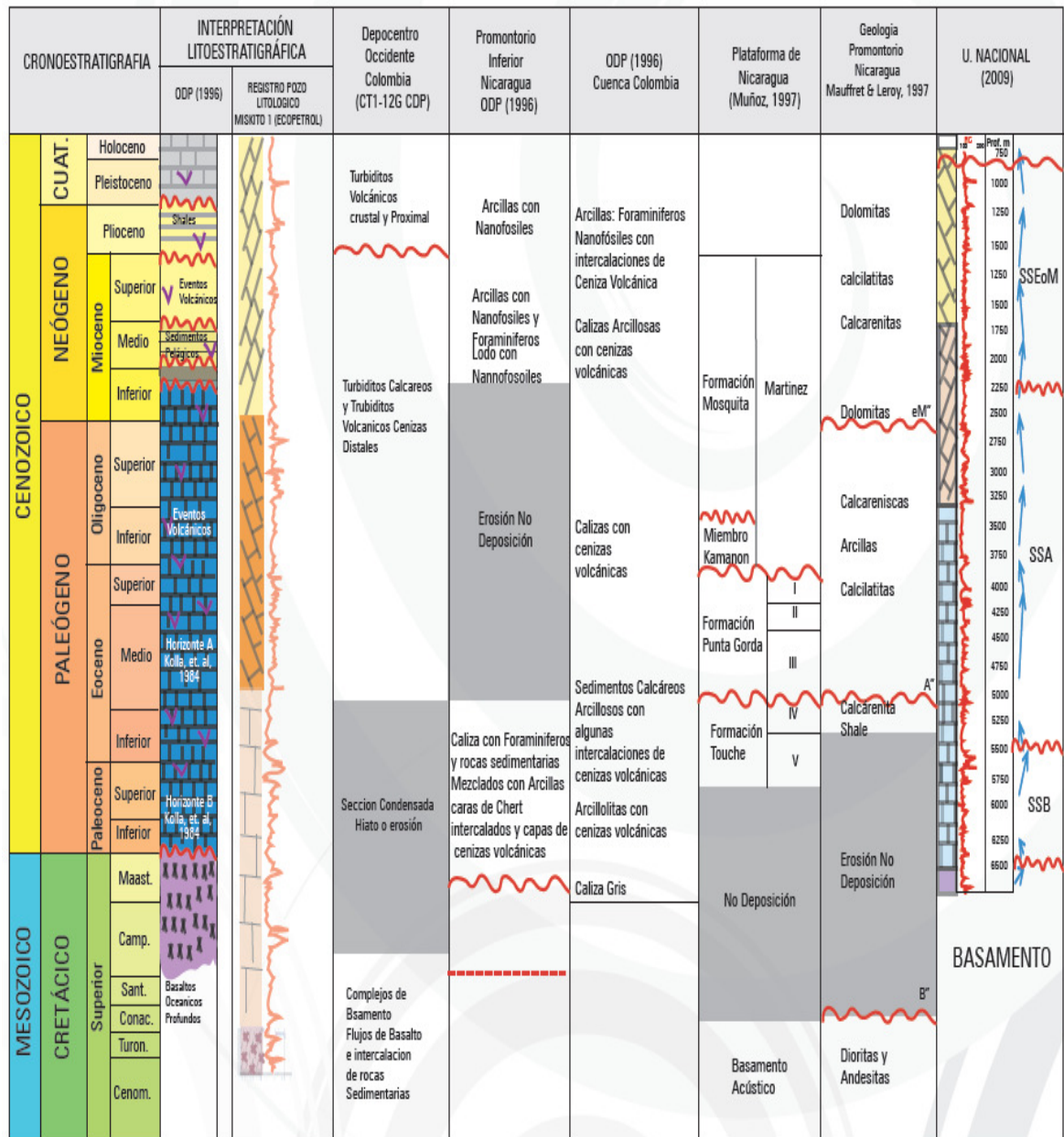
En algunos de los altos estructurales como en la zona de los pozos Miskitos, depósitos de calizas en estructuras de arrecifes y atolones con poco enterramiento se pueden considerar como una oportunidad exploratoria para gas biogénico, similares a los campos Chuchupa y Ballena en el área de la Guajira.

Los bajos estucturales en la secuencia sedimentaria, formada posiblemente en ambientes turbidíticos, pueden ser favorables para la generación de gas termogénico. Hacia los flancos de los sinclinales, en las terminaciones *onlap* de estas secuencias sedimentarias, se pueden dar condiciones favorables de acumulación de hidrocarburos en trampas de carácter estructural-estratigráfico.

✓ **Sísmica**

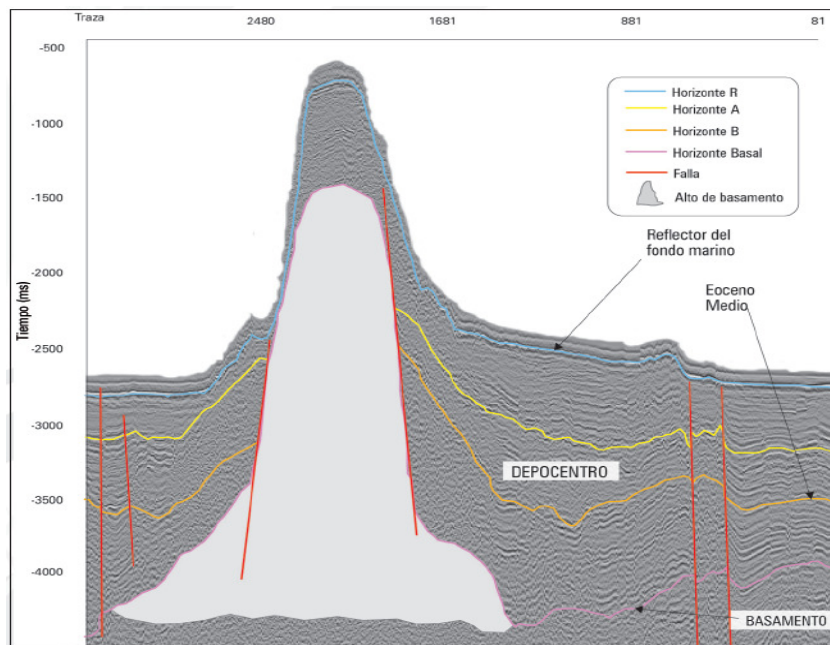
En esta cuenca, algunos de los programas sísmicos más representativos son: S-1977, N 1977, S-1979, S-1982, W-1979, Cayos Norte 1977, Cayos Sur 1977, Cayos Sur 1979, Cayos Sur 1982, Cayos Oeste 1979 y Cayos Oeste 1982, Programa Multicliente Wavefield Inseis 2005, Programa Multicliente PGS, 2008 (actualmente en fase final de procesamiento) (Figuras 116 y 117).

Figura 114 Carta Estratigráfica a partir de la información sísmica correspondiente al área de los cayos.



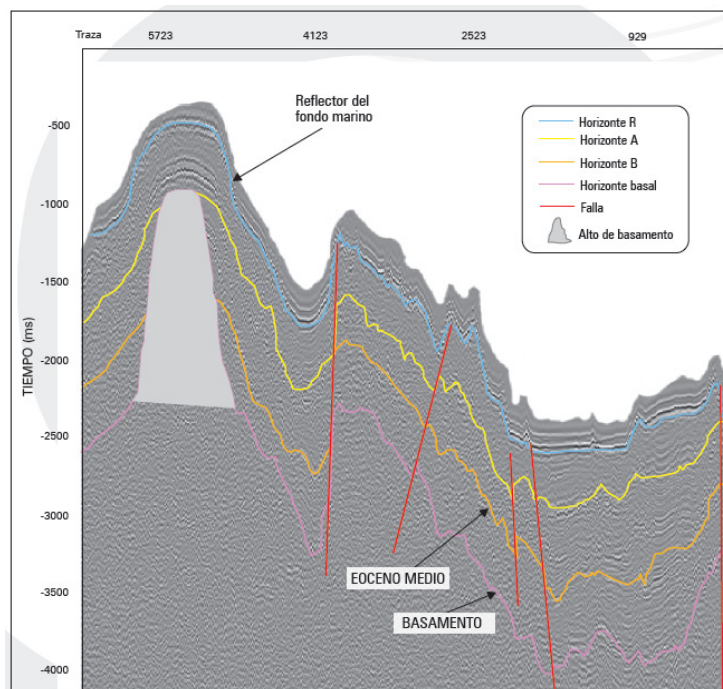
Fuente: BARRERO, D. Colombian Sedimentary Basins, ANH

Figura 115 Línea sísmica Cayos Sur 77-21



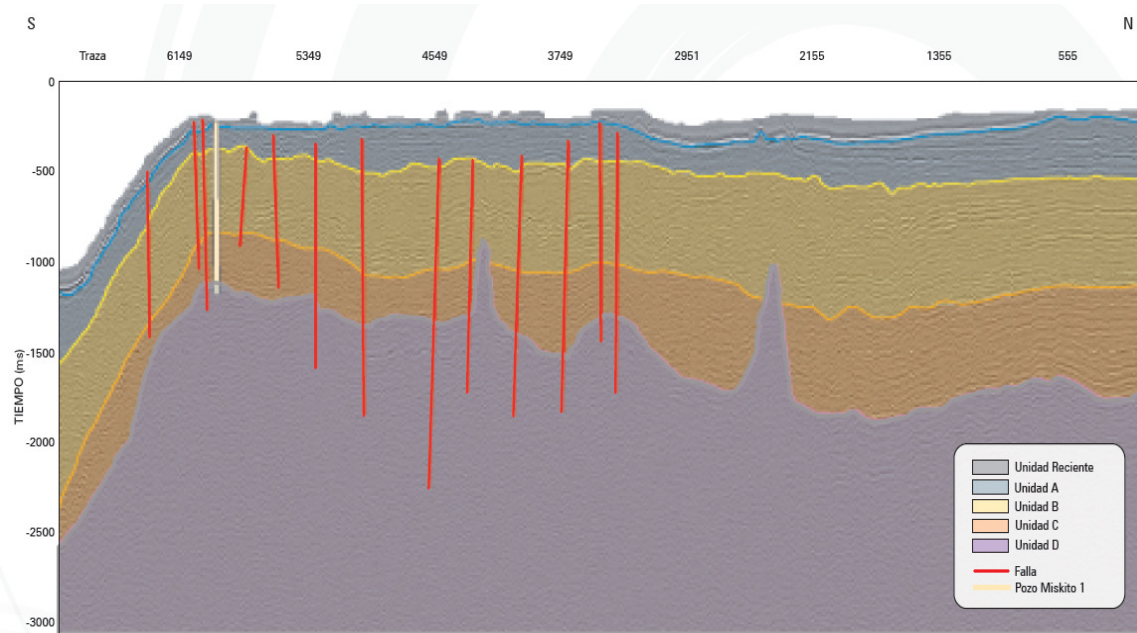
Fuente: BARRERO, D. Colombian Sedimentary Basins, ANH

Figura 116 Línea sísmica Cayos Sur 77-16. Sector norte de los bloques CAYOS 5 y CAYOS 6.



Fuente: BARRERO, D. Colombian Sedimentary Basins, ANH

Figura 117 Correlación sismoestratigráfica con el pozo Miskitos- 1 en la línea sísmica W79-01^a. Sector norte del bloque CAYOS 1.



Fuente: BARRERO, D. Colombian Sedimentary Basins, ANH

6.2.3 Cuenca de Urabá

La Cuenca Urabá se localiza en el extremo noroccidental de Colombia en los límites con Panamá. Cubre una superficie total de 9417 km² y comprende dos ambientes fisiográficos: un sector marino ubicado en el golfo del mismo nombre con un área de 4150 Km² y un sector costa adentro con dos subambientes con características geológicas y fisiográficas diferentes. El primero está formado por una morfología plana conformada por llanuras fluvio-marinas y marismas con un área de 3740 km². El segundo subambiente comprende una morfología montañosa compuesta por rocas sedimentarias e ígneas ubicadas en los bordes oriental y occidental de la cuenca. El área libre de la Cuenca Urabá se localiza en la parte terrestre, con un área de 3630 km². Ver tabla 30

✓ Geología Cuenca de Urabá

Tabla 27 Geología cuenca de Urabá

Cuenca	Los Cayos
Tipo de Cuenca	Flexural
Area de la Cuenca	9449 km ² / 944895 Ha
Pozos Perforados	5
Sísmica 2D	678 km
Roca Generadora	Lutitas del Mioceno
Roca Reservorio	Arenisca Cenozoica
Roca Sello	Arcillolita Cenozoica
Tipo de Hidrocarburo	Petróleo

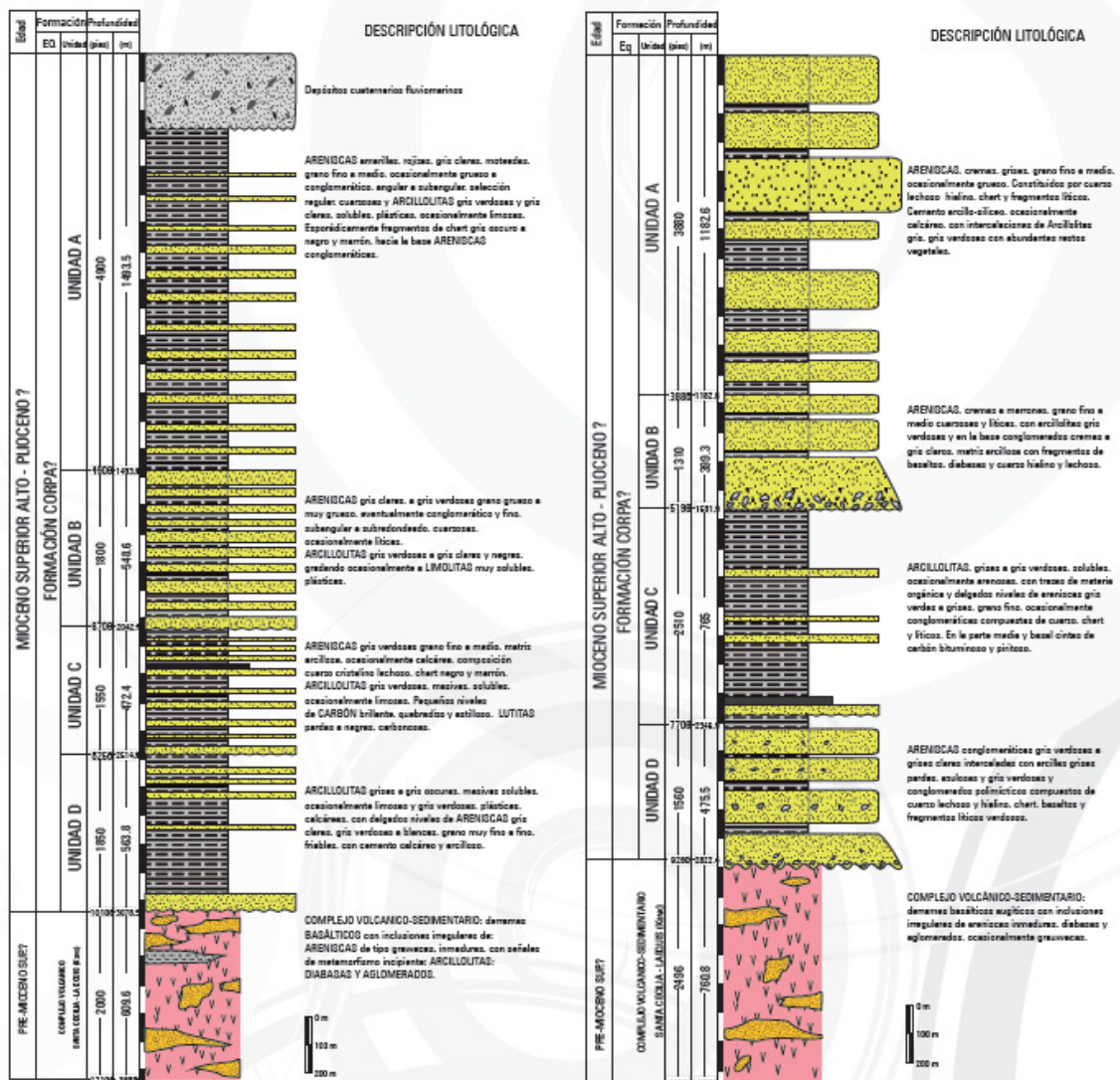
Fuente: BARRERO, D. Colombian Sedimentary Basins, ANH

En base a criterios litológicos, electro-faciales y sísmicos subdividió informalmente la secuencia de estos pozos, en cuatro unidades denominadas A, B, C y D. Ver Figura 118 Los niveles de areniscas de estas unidades pueden eventualmente actuar como reservorios de hidrocarburos.

La información sísmica de la Cuenca Urabá muestra que el basamento está inclinado regionalmente hacia el noreste, creando por flexión espacio para acomodar sedimentos en esa dirección. El basamento aflora hacia el margen suroeste de la cuenca.

Fallas normales de bajo desplazamiento y vergencia variable que truncan la secuencia sedimentaria contra el basamento, son interpretadas a partir de la sísmica. Estas estructuras conforman trampas estratigráfico-estructurales, que afectan la parte inferior de la sucesión estratigráfica.

Figura 118 Columna Litológica de los pozos Apartadó 1 y Chigorondó-1.



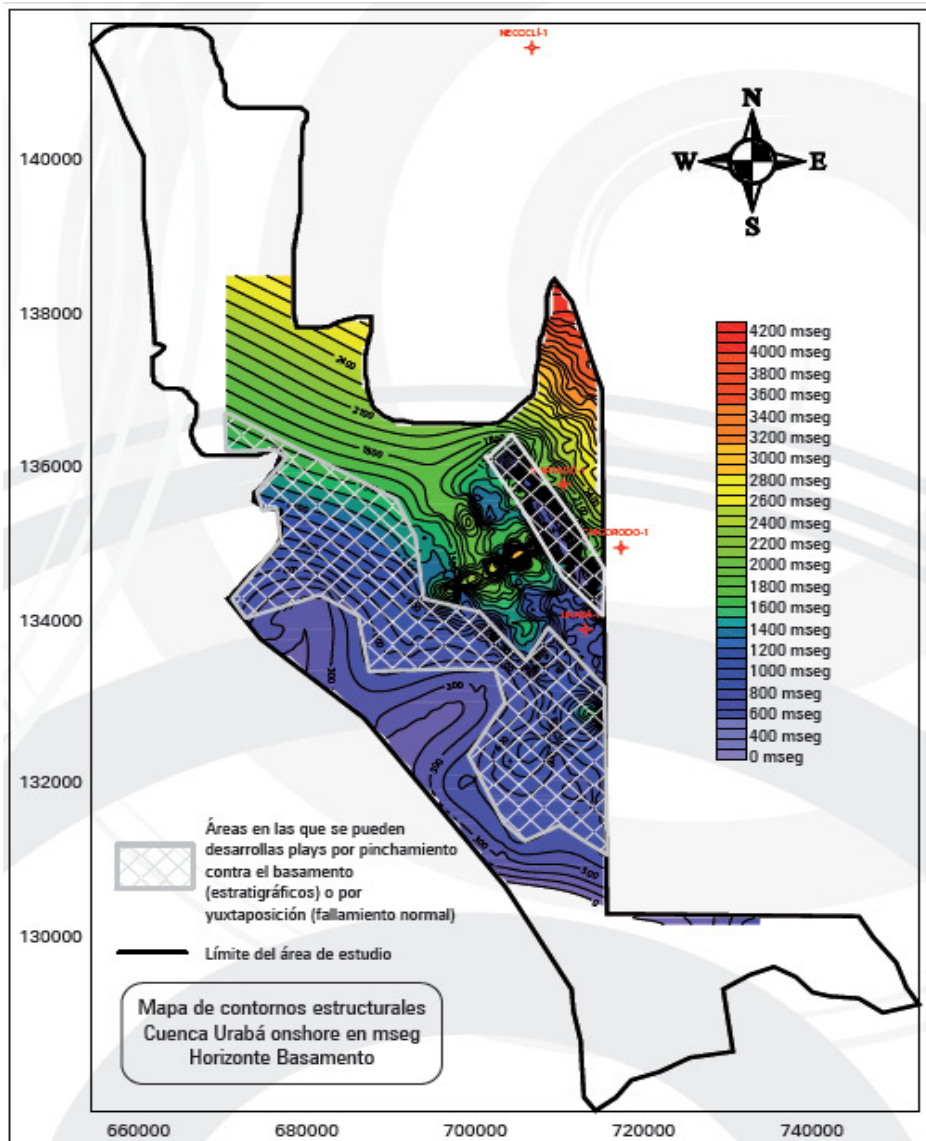
Fuente: BARRERO, D. Colombian Sedimentary Basins, ANH

La somerización de la cuenca hacia el suroeste permite el acuñamiento de las rocas más jóvenes contra el basamento. Esta geometría favorece la presencia de trampas estratigráficas. El mapa de contornos estructurales muestra la distribución de plays en la cuenca, de acuerdo con lo observado en la sísmica (Figura 119).

Éstos corresponden con geometrías asociadas a acuñamientos de la secuencia sedimentaria contra el basamento (trampas estratigráficas), en especial hacia el

margen suroeste de la cuenca y truncamientos contra el basamento por fallamiento normal (trampas estratigráfico-estructurales). En la parte costa afuera de la Cuenca Urabá, las trampas corresponden con pliegues asociados a fallas inversas con control estratigráfico, acuñamientos y posibles crecimientos coralinos desarrollados contra la pendiente estructural del basamento.

Figura 119 Distribucion del play de acuerdo con la información sísmica.

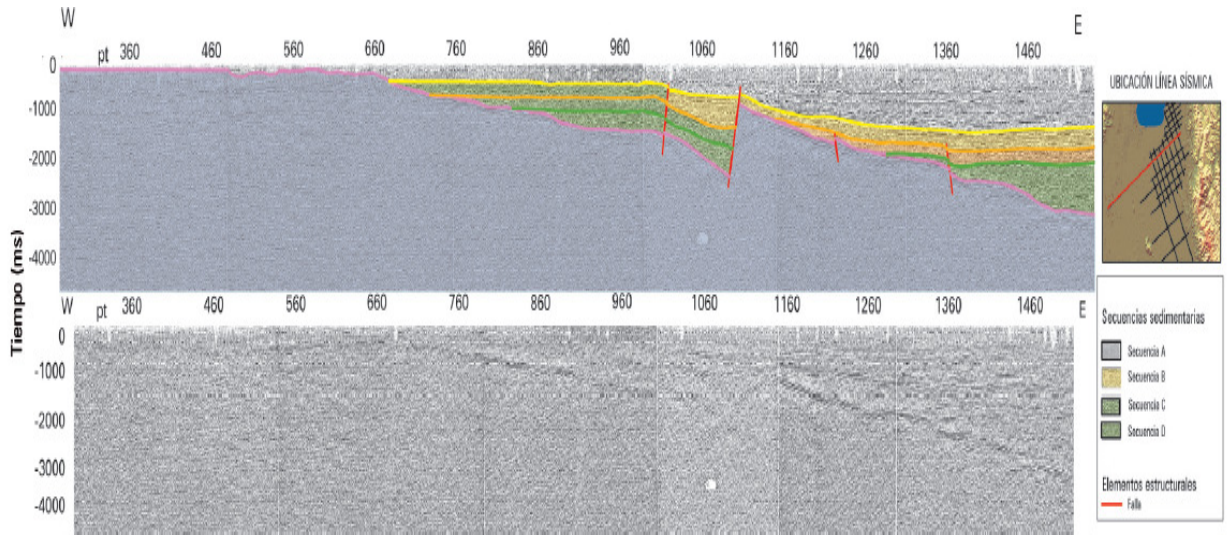


Fuente: BARRERO, D. Colombian Sedimentary Basins, ANH

✓ Sísmica

En esta cuenca, los programas sísmicos más representativos son: L-1979, Bajo Atrato-79, Urabá 79 (Figura 120 y 121).

Figura 120 Interpretación de línea sísmica 79-1

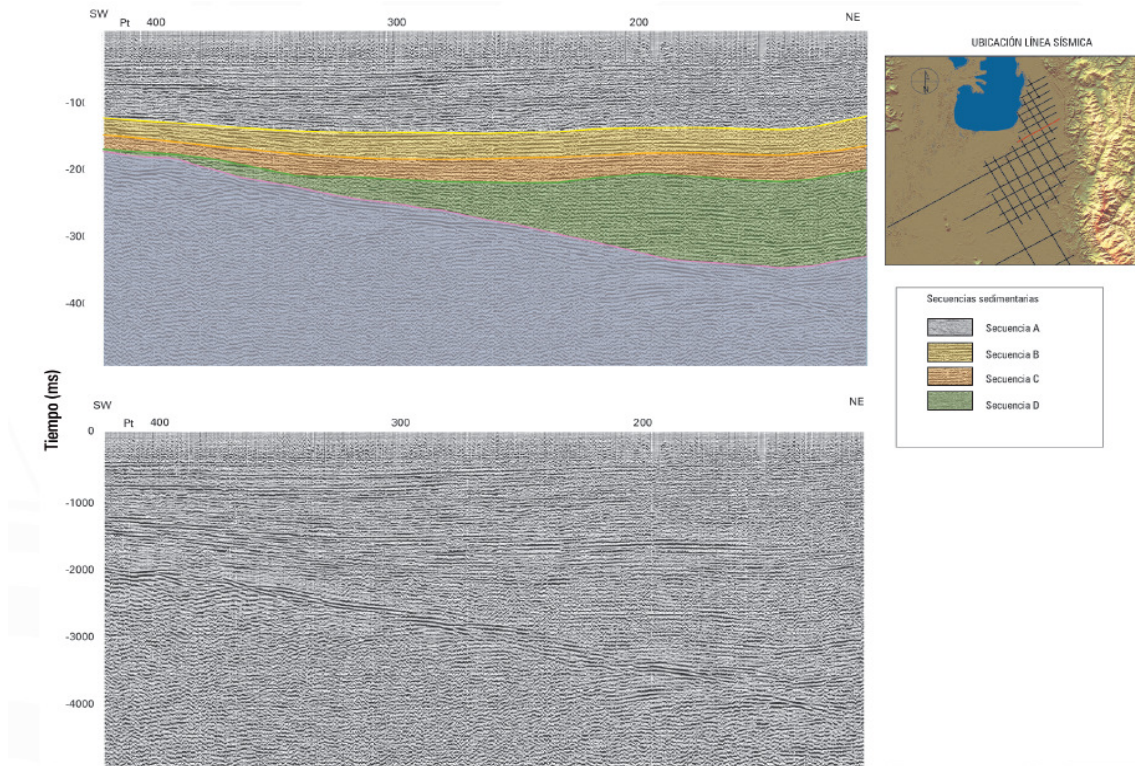


Fuente: BARRERO, D. Colombian Sedimentary Basins, ANH

6.2.4 Cuenca Sinú

El área especial del Sinú, comprende parte de la provincia tectónica identificada de Este a Oeste como cinturón plegado del Sinú. El Cinturón Plegado del Sinú es producto de procesos estructurales y tectónicos no muy claros; el cual ha sido afectado por intenso diapirismo de lodo. Los plays identificados corresponden a pliegues asociados a etapas tempranas de formación de diapiros de lodo que no rompen completamente la secuencia, truncamientos de los reservorios contra los diapiros y discordancias sindeposicionales.

Figura 121 Interpretación de línea sísmica 79-18-



Fuente: BARRERO, D. Colombian Sedimentary Basins, ANH

✓ **Geología Cuenca Sinú**

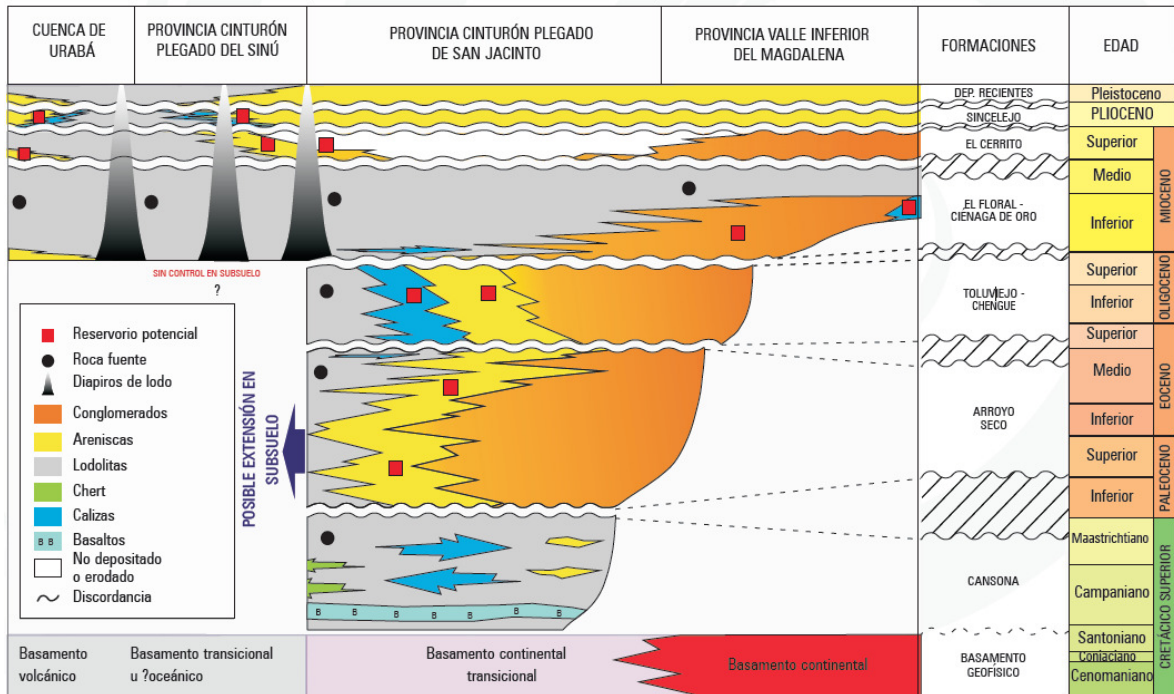
Tabla 28 Geología Cuenca Sinú

Cuenca	Los Cayos
Tipo de Cuenca	Cinturon Plegado del Sinú: Prisma Acrecionario
Area de la Cuenca	29576 km ² / 2957648 Ha
Pozos Perforados	19
Sísmica 2D	2102 km
Roca Generadora	Lutitas marinas Cenozoicas
Roca Reservorio	Arenisca Cenozoica
Roca Sello	Lutitas marinas Cenozoica
Tipo de Hidrocarburo	Gas Condensado y Petróleo

Fuente: BARRERO, D. Colombian Sedimentary Basins, ANH

En el Cinturón plegado del Sinú, existen secuencias gruesas de lutitas marinas cenozoicas de las formaciones Maralú, Chengue y Carmen que pueden actuar como rocas generadoras, y sellos para los reservorios y sus acumulaciones. Ver Figura 122.

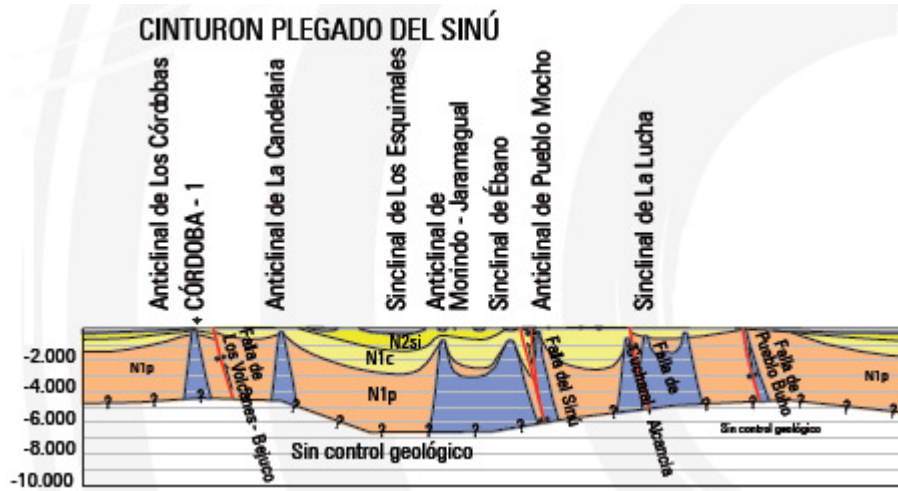
Figura 122 Carta cronoestratigráfica del sector Sinú-San Jacinto- VIM.



Fuente: BARRERO, D. Colombian Sedimentary Basins, ANH

En el Cinturón plegado del Sinú, las trampas corresponden con pliegues asociados a etapas tempranas de formación de diapiros que no rompen completamente la secuencia. Un aspecto favorable de estos pliegues, es que la geología de superficie son apretados pero lateralmente extensos, con longitudes entre 5 y 20 Km aproximadamente, truncamientos por discordancias sindeposicionales causadas por la deformación asociada al desplazamiento vertical de los diapiros de lodo. Ver la Figura 123.

Figura 123 Bloque extensional del Cinturón plegado del Sinú.

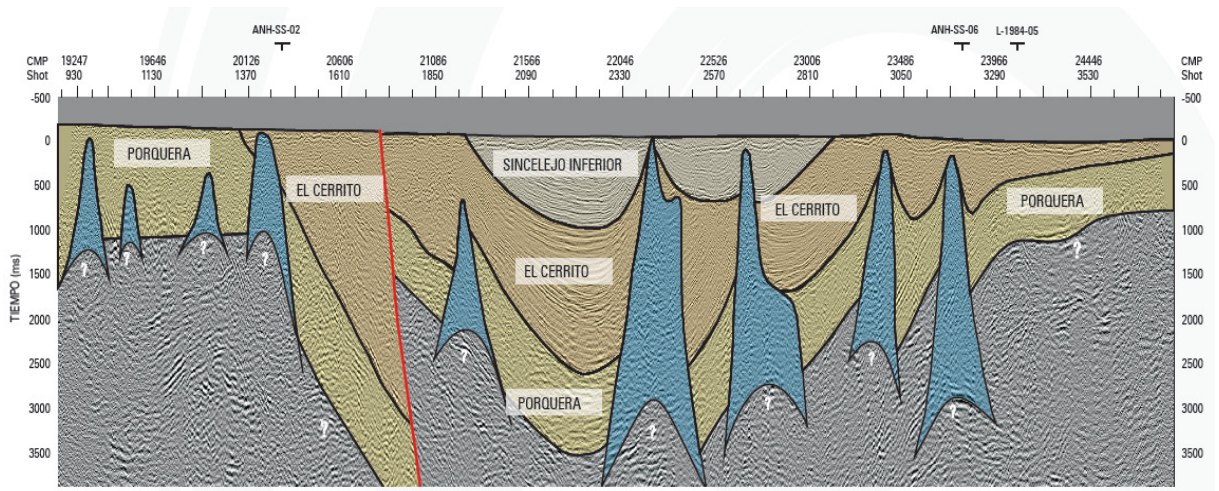


Fuente: BARRERO, D. Colombian Sedimentary Basins, ANH

✓ Sísmica

Los programas mas representativos son: ANH-SS-2005, ANH-TR-4^a, CA-1990, BC-1972, BC-1975, SJ-1970, ANH-SS-08, ANH-SSS-08, entre otros, estos registros los podemos ver en la figura 124

Figura 124 Línea sísmica ANH-05-01



Fuente: BARRERO, D. Colombian Sedimentary Basins, ANH

6.3 CONDICIONES CLIMÁTICAS DEL CARIBE COLOMBIANO

6.3.1 Corrientes Marinas

En el área del Caribe colombiano predominan dos corrientes marinas. La Corriente del Caribe que se desplaza hacia el noreste, pudiendo llegar a influenciar en el Golfo de Morrosquillo, y la Contracorriente de Colombia, entre el Golfo de Uraba y la esquina sur de la plataforma continental de Nicaragua, que forma una corriente de giro ciclónico que bordea la costa de este a oeste en el borde sur, y de oeste a este en el borde norte.

6.3.2 Temperatura Superficial del Mar

Presenta un comportamiento fluctuoso en los primeros cinco meses del año, variando la temperatura entre 25,5 y 27,5°C; fluctuación que se debe a la influencia de la Corriente del Caribe. Para los meses comprendidos entre julio y octubre, presenta temperaturas que oscilan alrededor de 28°C, ascenso en la temperatura debido a la Contracorriente de Colombia. Por último, la temperatura sufre un descenso en los meses de noviembre y diciembre, alcanzando valores cercanos a los 26°C.¹²⁶

6.3.3 Altura de la Ola

Durante los meses de enero a abril, debido a la interacción entre la corriente Guayana y la Corriente Ecuatorial del norte, que forman la Corriente del Caribe, se

¹²⁶ RUIZ, F. MELO, J. Elementos de Meteorología Marina. IDEAM 2006

encuentran olas con alturas significativas de 2 y 3 metros, con periodos casi estacionarios de 7 a 8 segundos.

Durante los meses de agosto a noviembre, y debido al retorno de la Zona de Confluencia Intertropical hacia el sur, se presentan olas con alturas que oscilan entre 0,6 y 1,9 metros, con una periodicidad entre 6 y 7 segundos.

6.3.4 Dirección de la Ola

Debido a la dirección de los vientos, la dirección de la ola prevaleciente mar adentro en el Caribe colombiano es este y noreste. En la zona de la Contracorriente de Colombia también se presenta un comportamiento físico similar, con dirección norte y noreste. Sin embargo, en el sector de las aguas marítimas y en especial entre agosto y septiembre, tanto el viento como la ola se dirigen en dirección suroeste.¹²⁶

6.3.5 Características del viento

Durante los 4 primeros meses del año, los vientos alcanzan velocidades con valores medios de 20m/s, especialmente debido a la influencia de los vientos alisios de Noreste. Entre mayo y noviembre la intensidad del viento disminuye, oscilando entre 6 y 12 m/s, en la parte más norte de la zona de convergencia intertropical y en el paso de Ondas tropicales del Este. Hacia el suroeste, frente a la costa del departamento de Córdoba, la intensidad del viento se reduce a 3m/s. Durante la época de precipitaciones, en los meses de septiembre y octubre, se observa una reducción notoria en la intensidad del viento.

¹²⁶ RUIZ, F. MELO, J. Elementos de Meteorología Marina. IDEAM 2006

6.3.6 Precipitaciones

El ciclo anual de lluvias está determinado por los movimientos de rotación y traslación de la tierra, pero es importante destacar que en Colombia influye principalmente la altura; el periodo de mayor lluviosidad se presenta en los meses de Marzo, Abril, Mayo, Septiembre, Octubre y Noviembre, mientras que los periodos de Junio, Julio, Agosto, Diciembre, Enero y Febrero son de verano o secos.

La duración de los periodos secos, húmedos y demasiado húmedos influyen en la erosión, sedimentación, formación de suelos. El Caribe Colombiano presenta precipitaciones ligeras las cuales no afectan las operaciones de perforación en las diferentes zonas exploradas.¹²⁷

6.3.7 Humedad Relativa

Los valores de humedad relativa disminuyen de sur a norte, es así que hacia el norte y oriente de la región, en la península de La Guajira y el norte del departamento del Cesar, se presentan los valores más bajos de humedad relativa entre el 67 y 76%. En el área de la Sierra Nevada de Santa Marta el promedio de humedad anual puede llegar hasta el 90%. Hacia el sur, en el litoral y las sabanas de Córdoba y Sucre la humedad oscila entre 76 y 85%. En el área insular, San Andrés y Providencia, el valor promedio de humedad es del 82%. A través del año la humedad relativa, en general presenta sus valores mínimos a comienzos de año, entre febrero y marzo y los máximos hacia el final, entre septiembre y noviembre. En la mayor parte de la región, hacia el mes de julio se presenta un descenso entre ligero y moderado de los valores de la humedad en casi toda la región.¹²⁷

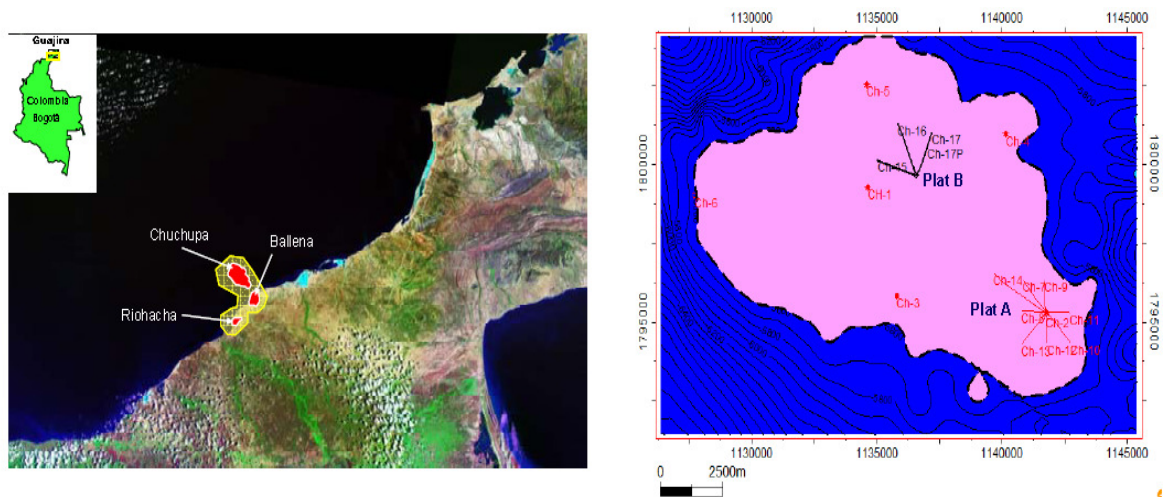
¹²⁷ <http://eltiempo.es.msn.com>

6.4 POZOS PERFORADOS EN EL MAR CARIBE COLOMBIANO

6.4.1 Campo Chuchupa

El campo Chuchupa fue descubierto en el año de 1973 y cubre un área de 113 km². Hasta el 2007, en el campo se habían perforado 20 pozos desde dos plataformas (chuchupa A y B), de los cuales, un pozo vertical y dos horizontales se perforaron en el 2006 con el fin de hacer estudios geológicos y petrofísicos.¹²⁹ Los pozos se encuentran ubicados sobre el margen continental del mar Caribe, a profundidades que oscilan entre 20 y 200 pies bajo el nivel del mar.¹²⁸ Ver Figura 125.

Figura 125 Ubicación del campo Chuchupa



Fuente: RIVERA, N. MEZA, N. Static and Dynamic Uncertainty Management for Probabilistic Production Forecast in Chuchupa Field Colombia. SPE 2006.

¹²⁸ RIVERA, N. MEZA, N. Static and Dynamic Uncertainty Management for Probabilistic Production Forecast in Chuchupa Field Colombia. SPE 2006.

¹²⁹ Experimental Design Targets Offshore Dry Gas Reserves. Case Study. Schlumberger.

El yacimiento se ha dividido en cuatro unidades, A, B1, B2 y C, que van desde el tope a 5200 pies bajo el lecho marino, hasta el contacto agua-gas que se encuentra entre 5587 y 5632 pies bajo el lecho marino.¹³⁰

Las arenas que constituyen el intervalo productor, conforman las formaciones Uitpa y Jimol que pertenecen a edades del Mioceno inferior y Mioceno Medio. La deposición de las arenas se dio en un ambiente de plataforma distal. La formación sello está constituida por shales delgados que supra yacen el yacimiento y que pertenecen a la parte superior de la Formación Jimol. El ambiente de deposición del shale fue marino y contribuyó al aumento de la profundidad de la cuenca debido a cambios en el nivel del mar y a movimientos tectónicos.¹³¹ Figura 110.

6.4.2 Pozo San Diego 1.

Después del descubrimiento de Chuchupa, y de la perforación del primer pozo costa fuera en Colombia, en el año de 1979 se perfora el pozo San Diego 1, primer pozo perforado en el Bloque Tayrona. Alcanzó una profundidad de 10315 pies y la perforación duro 54 días, de los cuales 169 horas (7 días) fueron no productivos, debido a un evento de pegue de tubería por empaquetamiento.

Fue difícil establecer una tendencia normal para la presión de poro, presentándose una presión anormal cuando se alcanzó los 2500 pies.

La presión de poro presentó el siguiente comportamiento: de 0 a 2450 pies se presento una presión de poro de 9 ppg. De 2450 a 3600 pies, la presión de poro aumento a 11,5 ppg. De 3600 a 4800 pies la presión se mantuvo entre 10,5 y 11,5

¹³⁰ 130. RIVERA, N. MEZA, N. MUÑOZ, J. Incremental Reserves and Production Potential From Horizontal Wells in Chuchupa Field, Colombia. 2009.

¹³¹ CEDIEL, M. MONTES, L. Analisis de AVO de un yacimiento de alta Impedancia. Caso Campo de Gas Chuchupa.

ppg. De 4800 a 5500 pies la presión de poro aumentó a un rango entre 11,5 y 12,5 ppg. Y este aumento en la presión de poro continuo hasta alcanzar 17,2 ppg a una profundidad de 10315 pies.¹³²

En este pozo se presento pegue de tuberías, en el año de 1979 no se contaba con tecnología suficiente para el manejo de las problemáticas sin embargo, tomaron medidas respecto del problema lo que permitió continuar con la perforación, aunque a los pocos dias detuvieron las operaciones debido a que no se obtuvieron los resultados esperados

La ubicación del pozo la podemos observar en la figura 126.



Fuente: Centro de documentación de Ecopetrol.

¹³² Texas Petroleum Company. The Final Well Reporto on San Diego

6.4.3 Pozo Barranquilla 1.

En el año de 1980 se perfora el pozo Barranquilla 1, situado en el Bloque Tayrona. La perforación del pozo duro un total de 112 días de los cuales el 47% fue tiempo no productivo debido a dos sidetracks no planeados, por el pegue de la tubería en la formación del Mioceno.^{133,134}

Figura 127 Pozo Barranquilla 1.



Fuente: Centro de documentación de Ecopetrol.

El pozo fue perforado en una columna de agua de 55 pies, y alcanzo una profundidad total de 12027 pies. La perforación se llevo a cabo en seis fases, como se aprecia en la figura 127 que contiene el perfil de casing corrido en el pozo.

Diferentes inconvenientes y problemas operacionales se presentaron durante la perforación de este pozo. Primero se perforó un pozo piloto con broca de 12 ¼"

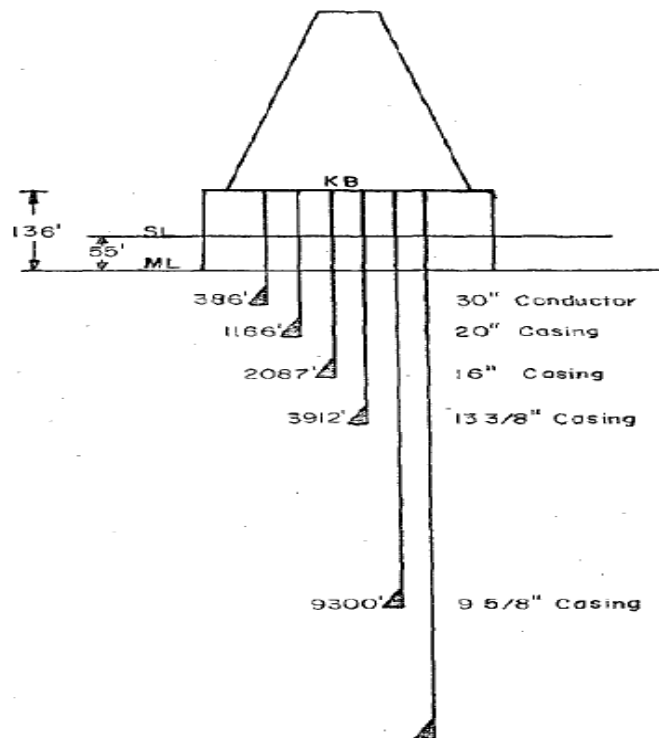
¹³³ Petrobras. Integrated Geomechanics and Drilling Study. Arazá 1 Well. 2007

¹³⁴ Koch Exploration Company. Final Well Report for Cienaga 1

que alcanzo una profundidad de 386 pies. Luego se vuelve a perforar con broca y ensanchador para alcanzar un tamaño de 36'' de diámetro. Cuando se alcanza los 785 pies, se presenta perdida de circulación debido al uso de agua fresca. Cuando se termina de perforar la sección, se baja el casing de 20'' alcanzando los 460 pies antes de un pegue de tubería.

Cuando se alcanzaron los 2087 pies, la presión de poro aumento de 9 a 10 ppg, y lo inesperado se hizo evidente. Un reventón puso en riesgo vidas humanas y la seguridad de la operación. Afortunadamente el daño fue mínimo. Después del reventón, las líneas se bloquearon constantemente y se presentaron problemas de pérdida de circulación y pegue de tuberías.

Figura 128 Perfil de Casing Corrido en el Pozo Barranquilla 1.



Fuente: Centro de documentación de Ecopetrol

Después de cementar el casing de 16'', se uso broca de 12 ¼'' para perforar el cemento a 2050 pies. Se corre un leak off test y se determina un gradiente de fractura de 13,5 ppg. Se cambia el sistema de lodo a un polímero KCl de 12,5 ppg.

A 8912 pies se circula agua fresca para limpiar el pozo, pero se presenta pegue de tubería. No puede recuperarse el pescado por lo que se procede a cementarlo, y se decide hacer un sidetrack a 8886 pies.

Un segundo sidetrack se realiza cuando se presenta un pegue de tubería a los 9507 pies, sin éxito en la pesca de la tubería. Después de dos sidetracks se alcanza una profundidad vertical verdadera de 11817 pies.

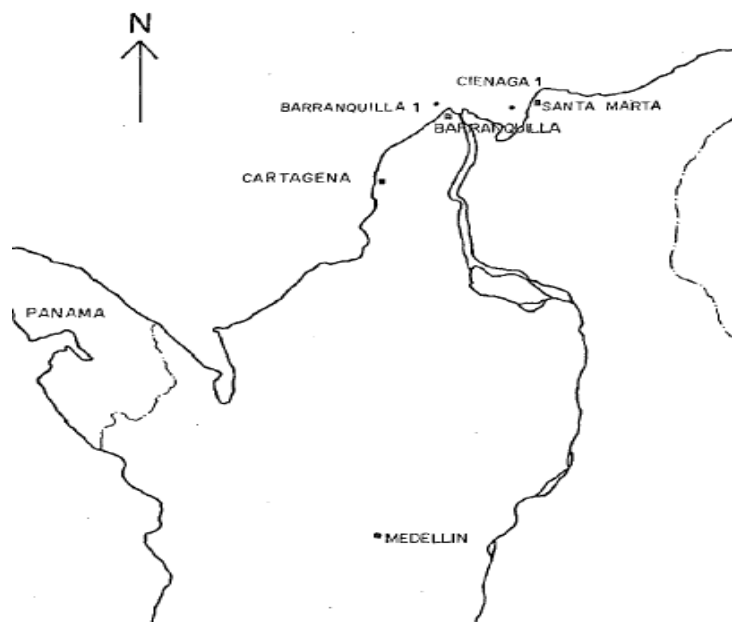
6.4.4 Pozo Ciénaga 1.

Un tercer pozo perforado en el Bloque Tayrona un año después de perforarse el pozo Barranquilla 1. El pozo Cienaga 1 fue perforado en 1981, en una columna de agua de 65 pies y alcanzó una profundidad de 12046 pies en un total de 86 días. Ver Figura 129.

Se presentaron problemas de limpieza de pozo, con posibles pegues de tubería a una profundidad de 500 pies. Después de los 1291 pies incrementan los problemas de inestabilidad, presentándose un pequeño influjo a una profundidad de 1603 pies, haciendo necesario un aumento en el peso del lodo de 9,8 ppg a 10,5 ppg.

Problemas de shallow gas hicieron necesario el uso de un lodo de 11,8 ppg hasta que se cementara el casing a 3000 pies. En esta sección también se presentaron problemas de huecos apretados, lo que hace necesario hacer trabajos para mitigar problemas de pegue de tubería.

Figura 129 Ubicación Pozo Ciénaga 1.



Fuente: Centro de documentación de Ecopetrol

También se presentaron altas relaciones costo/pie perforado debido a la existencia de arenas duras y formaciones abrasivas.¹³⁴

6.4.5 Pozo Arazá 1.

El pozo Arazá 1 también se encuentra ubicado en el bloque Tayrona y fue perforado en el año 2007, en una columna de agua de 1755 pies, y alcanzo una profundidad verdadera de 14415 pies. La perforación se llevo a cabo en 5 fases así: 36" Conductor Casing 2044ft, 22" Surface Casing 2763ft, 18" Drilling Liner 4066ft, 13 3/8" Intermediate Casing 5225ft, 9 5/8" Production Casing 8235ft; que se puede comparar con el perfil de casing de los otros tres pozos perforados en la zona. Ver figura 130

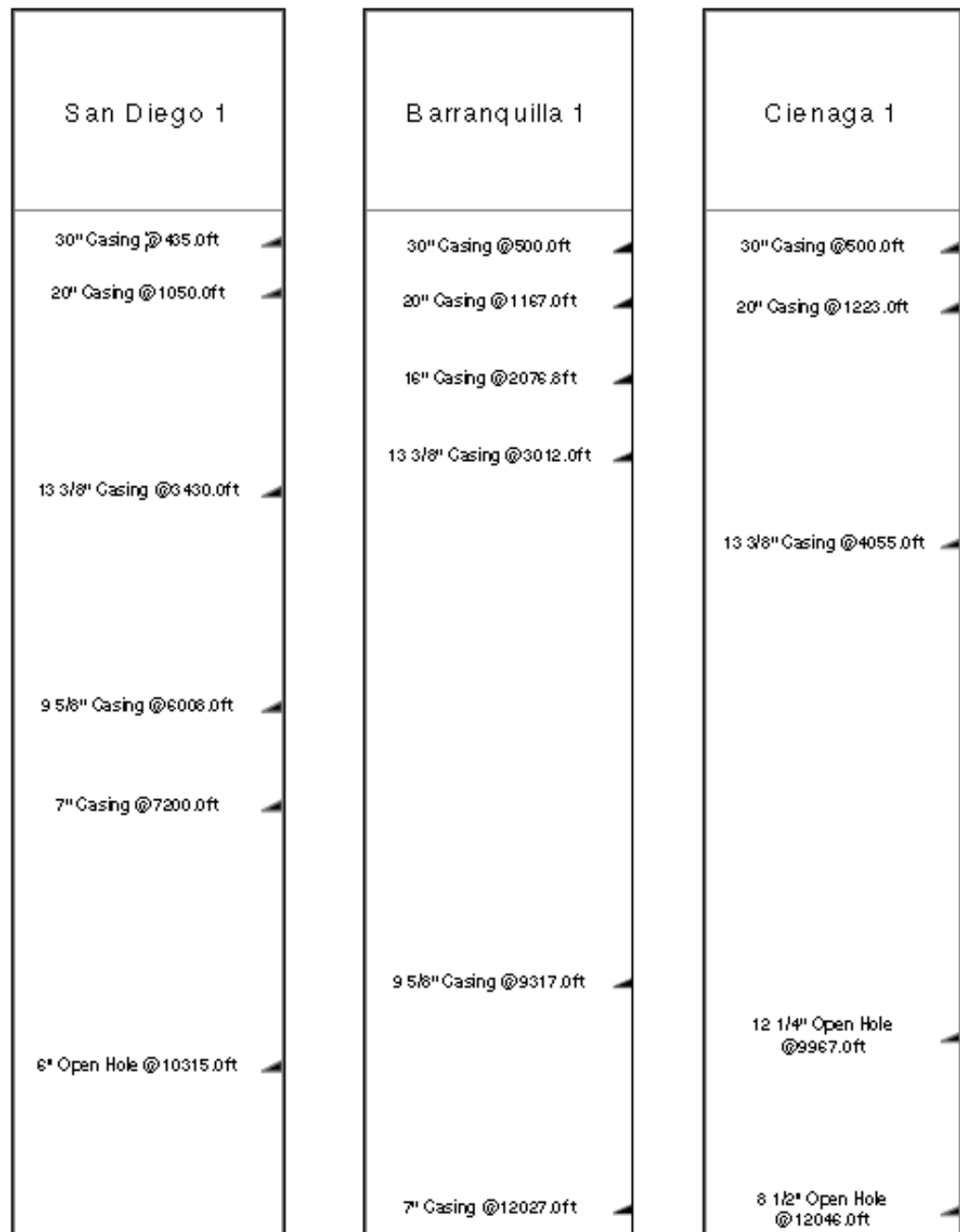
¹³⁴ Koch Exploration Company. Final Well Report for Cienaga 1

La sección estratigráfica encontrada en los cuatro pozos es la misma y puede observarse en la figura 131. Correlacionando la información obtenida de la perforación de los tres primeros pozos, se pudo llegar a la conclusión de posibles eventos que pudieran presentarse durante la perforación del pozo Arazá 1.

Antes de realizar las operaciones de perforación en el pozo Araza 1, se tomo medidas necesarias para evitar los riesgos a eventos de falla, los cuales se pronosticaron como posibles, los cuales finalmente no se presentaron durante la perforación del pozo Araza 1, esto se debe a una buena planeación durante la realización del estudio para la perforación de este pozo.¹³³

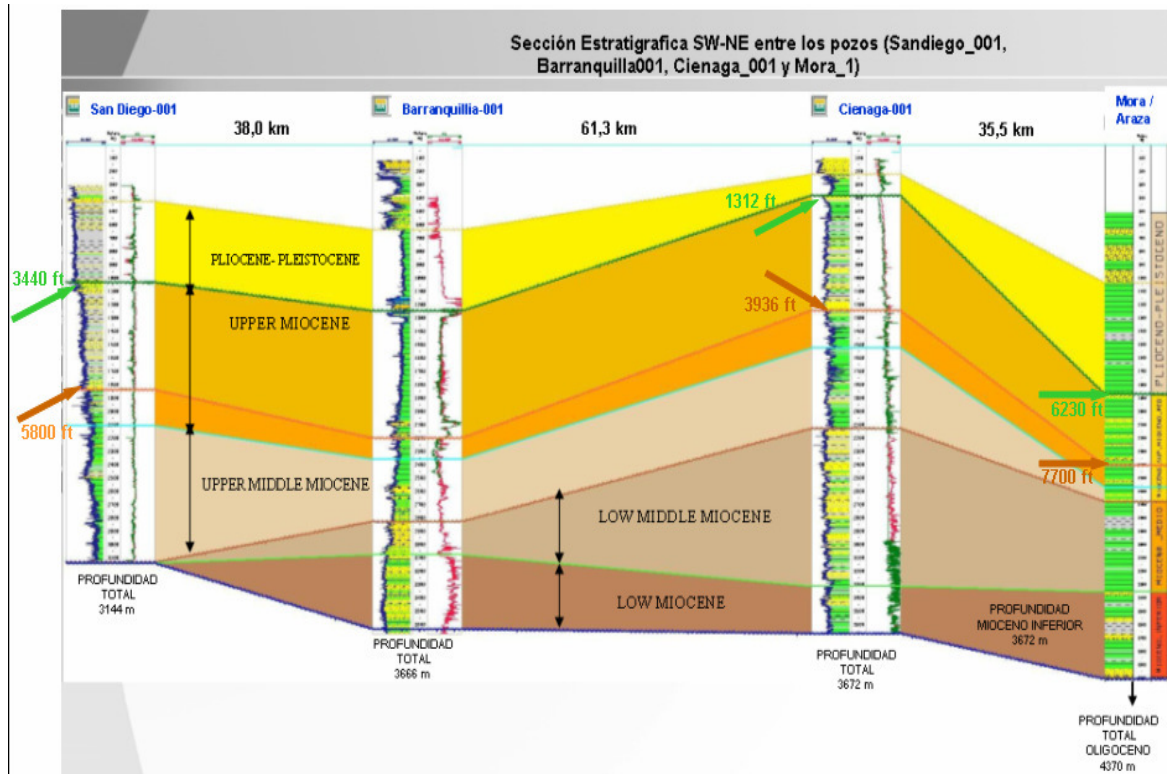
¹³³ Petrobras. Integrated Geomechanics and Drilling Study. Arazá 1 Well. 2007

Figura 130 Comparación de los perfiles de Casing corridos en los tres pozos perforados antes de Arazá 1.



Fuente: Petrobras. Integrated Geomechanics and Drilling Study. Arazá 1 Well. 2007.

Figura 131 Comparación de la sección estratigráfica encontrada en la perforación de los pozos en el bloque Tayrona.



Fuente: Petrobras. Integrated Geomechanics and Drilling Study. Arazá 1 Well. 2007.

7 PREDICCIÓN DE LOS POSIBLES PROBLEMAS OPERACIONALES Y ALTERNATIVAS DE CONTROL EN LA PERFORACIÓN EN EL MAR CARIBE COLOMBIANO

La Agencia Nacional de Hidrocarburos presentó en el Open Round Colombia 2010 cuatro cuencas sedimentarias que se empiezan a explorar o ya se encuentran explorando, en costa fuera en el Caribe Colombiano. Con la inclusión de estos nuevos prospectos, Colombia gira su interés en posibles plays que puedan encontrarse en el Mar Caribe, con el fin de cumplir las metas de ECOPETROL, en cuanto a aumentar la producción a un millón de Barriles de crudo diarios.

Sin embargo, y debido a la poca exploración que se ha realizado en la zona, no se cuenta con un buen entendimiento de los posibles problemas operacionales que deben asumir, enfrentar y tratar de controlar los ingenieros de perforación, durante su exploración en busca de hidrocarburos.

Con el fin de aumentar este conocimiento, por medio de analogías se pretendió predecir los problemas operacionales que puedan presentarse en el Caribe Colombiano, analizando los ya estudiados en la base de datos, pudiendo llegar a las conclusiones que se mostrarán a continuación.

7.1 SHALLOW WATER FLOW

Como se presentó en capítulos anteriores, el flujo de aguas someras se presenta en formaciones sobrepresionadas relacionadas principalmente con ambientes con

altas velocidades de deposición de los sedimentos. De igual forma se dijo que estos ambientes están asociados a deltas de ríos que contribuyen al transporte de los sedimentos. Esto es lo que sucede en los campos Rosetta, Scarab y Saffron ubicados en el mar Mediterráneo y que se encuentran asociados al Delta del Rio Nilo. Las altas tasas de sedimentación del material transportado por el rio provocaron que se formaran capas de rocas sobrepresionadas debido a la difícil migración de agua que quedo atrapada dentro de los granos de arena y que fueron selladas por material de arcilla sedimentado posteriormente. Igualmente sucedió en el Delta del Rio Misisipi que desemboca en el Golfo de México. Se considera que este delta avanza aproximadamente a una velocidad de 100 metros por año. El Rio Misisipi actualmente es capaz de transportar más de 300 millones de toneladas de sedimentos en suspensión anualmente, que van a ser depositadas en el Golfo de México. Otro afluente que llega al Golfo de México es el Rio Atchafalaya. En los campos Brutus, Canyon Express y K2, donde los problemas operacionales de SWF, están directamente relacionados con las altas tasas de sedimentación presentadas en este sistema Deltaico, se encuentran asociados a altas velocidades de sedimentación. Otro campo asociado a un sistema deltaico y que presenta problemas de SWF es el campo Agbami, ubicado en Nigeria, y que se encuentra en el Delta del Rio Níger.

Consientes de la influencia de los sistemas deltaicos en la presencia de shallow wáter flows en la perforación de pozos costa fuera, se puede predecir que en la cuenca Sinu offshore, que va a lo largo de los departamentos de Magdalena, Atlántico, Bolívar, Sucre y Córdoba; además de conocer que el Rio Magdalena está encargado de transportar gran cantidad de sedimentos en suspensión que posteriormente son depositados en el sistema Deltaico que existe en su desembocadura en el Mar Caribe, y de la existencia de los deltas del rio Sinu y del rio Atrato, se pueden presentar problemas de Shallow Water Flows debido a altas tasas de sedimentación en estos ambientes deposicionales.

7.2 SHALLOW GAS

Debido a las condiciones de deposición, gran cantidad de materia orgánica sufre la descomposición y posterior maduración a hidrocarburos en capas poco profundas. Sin embargo, la migración se ve obstruida por material poco permeable que sella estas capas de gas. Por esta razón puede suponerse que los yacimientos que se encuentren asociados al sistema deltaico formado por los ríos Magdalena, Sinu y Atrato en el mar Caribe Colombiano, al igual que los asociados al sistema deltaico del río Misisipi y del río Níger, pueden contener capas de gas someras sobre presionadas, que durante la perforación de pozos genere problemas de influjo incontrolado de fluidos al mismo.

Por otra parte, en la cuenca del Sinú y en Los Cayos, la presencia de gran cantidad de volcanes de lodo, pueden producir migración de gas, principalmente metano, el cual genera riesgo de shallow gas y de ventanas o chimeneas de gas en el suelo marino.

Las corridas sísmicas son de vital importancia para la identificación de capas de material sedimentario altamente presionadas. La sísmica puede ser utilizada para determinar la profundidad a la cual pueden presentarse influjos incontrolados de fluidos al pozo asociados a Shallow wáter Flows o Shallow gas.

Debido a que el conjunto de preventoras y que se instalan en el fondo marino después de haberse perforado el top hole y de correrse el casing de superficie, el influjo no puede ser controlado por este conjunto de BOPs. Para tal fin se usa el Diverter, que es un equipo diseñado para mitigar los reventones en las operaciones de perforación costa fuera.

Por otra parte, se usa herramientas ensambladas en la sarta de perforación que permiten tomar registros en tiempo real como las “logging while drilling” (LWD) and “measurment while drilling” (MWD), para identificar las capas sobre presionadas.

7.3 HIDRATOS DE GAS

Teóricamente la formación de hidratos de gas se da en zonas permafrost, donde existen bajas temperaturas y altas presiones. Sin embargo, en zonas como el Golfo de México en los campos de K2 y Canyon Express, en Japon en el Campo Nankai Trough, en el Mar Mediterraneo en los campos Scarab y Saffron, en Brasil en el campo Basin, y en Malasia, un país tropical con condiciones climáticas muy similares a Colombia, en el campo Gumusut-Kakap se han registrado problemas operacionales asociados a Hidratos de Gas durante la perforación de pozos costa fuera.

La presencia de hidratos de gas en el Caribe Colombiano puede estar relacionada principalmente con dos sistemas. Los rezumaderos de gas en la cuenca de Sinu offshore y la Cuenca de la Guajira están relacionados a la construcción de los deltas del Magdalena, Atrato y Sinu, y a depósitos de sedimentos apilados en forma de cuña en la zona de subducción del cinturón de Sinu-San Jacinto, la cual se conoce como un prisma de acreción.

Estudios realizados en la zona han demostrado la existencia de condiciones favorables para la formación de hidratos de gas en la zona. Como se menciona anteriormente, se cree que el mar Caribe Colombiano contiene una vasta reserva de hidratos en el fondo marino. La perforación de estas capas de hidrato puede generar problemas de inestabilidad de suelos marinos, debido al volumen ocupado por el gas libre disociado o diluido del hidrato. Un aumento en la presión de poro de la formación debido al volumen ocupado por este gas libre puede provocar

problemas de inestabilidad del pozo también. Por otra parte, el gas libre puede entrar violentamente al pozo, debido al aumento de la presión de poro, provocando reventones o blow out.

Para identificar las capas de hidratos de gas submarinas se usa la reflexión sísmica, que por medio de un reflector anómalo conocido como “Reflector Simulador de Fondo” (BSR), que se interpreta como la base de estabilidad del hidrato, puede determinarse la existencia o no de capas de hidratos de gas.

7.4 INESTABILIDAD DEL TOP HOLE

Los estratos sedimentarios perforados en la cuenca Los Cayos, en la plataforma y talud continental de Nicaragua muestran poca consolidación debido a la falta de enterramiento de los mismos. Esta falta de material sedimentario de sobrecarga hace que en pozos que sean perforados en aguas del borde y talud continental de Nicaragua pueden presentar una brecha estrecha entre el gradiente de presión de poro y el gradiente de fractura de las rocas. Si este llegase a ser el caso, los problemas de inestabilidad del top hole pueden retardar e incluso detener los programas de perforación en estas zonas. Por otra parte, la cuenca de Los Cayos está fuertemente influenciada por la tectónica de bloques debido a la existencia de un número de fallas en la zona.

Igualmente puede suceder en la exploración en aguas sobre el talud continental colombiano, donde el material sedimentario que se encuentra bajo la línea de lodo, es poco consolidado y la resistencia a una columna hidrostática del lodo puede provocar fallas de tipo tensil, fracturando los sedimentos y aumentando las pérdidas de circulación.

Para mitigar los problemas operacionales a la inestabilidad del top hole, la perforación de los pozos costa fuera se realiza sin el riser marino y para el retorno del lodo se utiliza un sistema RMR (Riserless Mud Recovery), que se encarga de bombear los cortes de perforación y el lodo por una línea flexible de retorno (Flexible mud return line), con la instalación de una bomba eléctrica en el fondo marino. El RMR fue usado por primera vez en el Campo Rahamat en Egipto, por la unidad de perforación Jack up con el taladro Constelación II.

7.5 DIAPIROS.

Aunque teóricamente la formación de rocas evaporitas se ve favorecida en zonas tropicales, donde la incidencia de los rayos del sol evaporan con mayor facilidad gran cantidad de agua en estaciones secas, el Caribe colombiano no muestra registros de haber presentado una disminución en el nivel del mar necesaria para la precipitación de una vasta cantidad de sal y por ende para la formación de rocas evaporitas, como si sucedió en el Golfo de México, Brasil y en el Mar del Norte, a pesar que este último no se encuentra en una zona subtropical.

Sin embargo, en la cuenca del Sinu offshore y de la Guajira offshore se han encontrado diapiros de lodo que se deben al ascenso de shale debido a la migración de gas por fallas o fracturas. Este movimiento ascensional del material plástico puede llegar a la superficie (línea de lodo) cuando no hay un estrato sedimentario resistente a la intrusión del mismo, formando volcanes de lodo. Esto es lo que sucede en el cinturón plegado de Sinu, donde la presencia de los volcanes modifica la morfología del suelo marino en la plataforma y el talud continental, provocando movimiento de masas superficiales y dificultando la estabilidad de los equipos y herramientas que se instalan en el lecho marino.

La cuenca Los Cayos se caracteriza por un basamento volcánico e intrusivo donde el material emerge formando diapiros. El movimiento del material plástico, aunque no son rocas evaporitas, generan los mismos problemas operacionales con el fin de mantener la estabilidad mecánica e integridad durante la perforación de los pozos.

Para mitigar los problemas operacionales asociados a los diapiros, la industria utiliza durante la perforación herramientas de registro en tiempo real como LWD Y MWD, además de usar lodos densificados con el fin de evitar el colapso de los pozos, pero inhibidos para evitar la reacción con las arcillas que se encuentran en el diapiro.

II. CONCLUSIONES

Se revisaron 122 documentos técnicos los cuales permitieron identificar los campos a nivel mundial que presentaron diferentes problemas operacionales durante la perforación de pozos costa fuera, además de las características típicas de estas zonas y de procesos geológicos.

La revisión bibliográfica permitió identificar y definir los problemas operacionales que se presentan en la perforación de pozos costa fuera; además de los métodos de prevención, control y remediación.

Se construyó una base de datos que contiene los problemas operacionales que se presentaron durante la perforación de pozos costa fuera en diferentes regiones del mundo, la cual facilitó realizar un análisis de los potenciales problemas operacionales presentes en la perforación de pozos de exploración y desarrollo que se planeen ejecutar en el Mar Caribe Colombiano.

La base de datos pretende constituir una herramienta de análisis básica cuando se plantea la perforación de pozos costa fuera que puede ser usada por diferentes compañías que operen en Colombia o en cualquier parte del mundo.

III. RECOMENDACIONES

Se recomienda realizar una investigación similar en las cuencas Choco Marino y Tumaco Marino, ubicadas en el Océano Pacífico Colombiano, con el fin de identificar los potenciales problemas operacionales que puedan presentarse durante la perforación de pozos en estas zonas.

Se recomienda seguir poblando la base de datos con el fin de tener una herramienta actualizada permanentemente y que pueda ser usada en la identificación de los potenciales problemas operacionales en la perforación de pozos costa fuera en cualquier costa nacional o internacional

IV. BIBLIOGRAFÍA

1. MACLACHALAN, M. An Introduction to Marine Drilling Outfield, 1987.
2. TANAKA, S. OKADA, Y. ICHICAWA Y. Offshore Drilling and Production Equipment, In Civil Engineering, In Encyclopedia of Life Support Systems 2005.
3. ETA Offshore Seminars, Inc. The Technology of Offshore Drilling Completion and Production 1976.
4. GERWICK B., Construction of Offshore Structure A willey- Instuscience Publications 1986.
5. HARRIS L.M., Deepwater Floating Drilling Operations, Petroleum Published Company, Tulsa Oklahoma. 1972.
6. CHEVRON Drilling Reference Series, Volume ten Floating Manual.
7. BROOKS, I., CARROL, J., Drilling and Production From a Floating Spar, Chevron Petroleum Technology. SPE 26699. 1984.
8. PRANGTH M., MORRIS J., ATHANASIADIS, S., Regulatory Considerations in the Design of Tension Leg Platform. SPE 18238. 1990.

9. RON BAKER, A Primer of Offshore Operations, Third Edition, The University of Texas. 1998.
10. LARRY, E. A Deep Water Guide Line Less Drilling System, SPE 5355.
11. McGRAY, A & COLE, F. Oil Well Drilling Technology, Second Edition. Oklahoma. 1963.
12. GATLIN, C. Drilling and Well Completions. Texas. 1960.
13. GIULIANO, F. Introduction to Oil and Gas Technology. Third Edition. Denver, 1989.
14. ACERO. J, CARO. D, Análisis de la posible unidad de perforación a emplearse en el prospecto bahía en el Caribe colombiano. Proyecto de Grado. 2004.
15. www.wellcontrol.com
16. MARTIN, E. B. Field Operation of Marine Riser. SPE 8078. 1980.
17. JAMES C. A. AND DILARD S. Hammett, SEDCO Inc. SPE 704896. 1980.
18. BAKER, R. A primer of Offshore Operations, third edition, 1998.
19. FALLON, A. Specifications for Oceanographic, meteorological studies for offshore operations. SPE 4451-PA. 1975.

20. ARDILA, J. Equipo y Consideraciones Especiales de la Perforación Costa Fuera. Proyecto de Grado. UIS. 1986.
21. ARIZA, J. 2002. Análisis de las Condiciones Existentes en la Costa Caribe Colombiana para la Planeación de Actividades de Exploración y Desarrollo Costa Fuera. Proyecto de Grado. UIS.
22. <http://www.ideam.gov.co>
23. <http://es.wikipedia.org/wiki/Marea>
24. <http://sealevel.jpl.nasa.gov>
25. MacGRAY, A AND COLE, F. Oil Well Drilling Technology, first edition, 1963.
26. ALLEM, S. Global Analysis of the Terra Nova Riser System. 2001.
27. HUGGETT, Q. Regional Processes and Geohazards from U.K. Deep-Atlantic Margin Surveys. 2001
28. RICKS, L. and TAKACHI, U. El creciente interés en los hidratos de gas, Oil field Review.
29. GERESI, E. et al. Gas hydrate Geohazard Assesment in the northern Gulf Of México using a vertical line array.

30. ABNEY, L. KALMAN, M. & HOOGERHUIS. Flow Remediation Solutions for pipelines. OTC 15258. 2003.
31. ZAMORA, A. Perspectivas de Exploración, ANH.
32. SASSEN R., ROBERTS H., DEFREITAS D.A., & GUINASSO JR, The Mississippi Canyon 118 Gas Hydrate Site: A complex Natural System. OTC 18132.
33. POOLADI, M. Recovery and evaluation of a potential Source of Natural Gas, Thechnical Presentation Gas Hydrates
34. KVALSTAD, T. 2007, What is the Current “Best Practice” in Offshore Geohazard Investigations? A State of the Art Review. OTC 18545.
35. SULTAN, N. 2007, Excess Pore Pressure and Slope Failures Resulting From Gas Hydrates Dissociation and Dissolution. OTC 18532.
36. <http://www.geohazards.no/projects/offshoregeohazards.htm>
37. STROUT, J. 2007, Excess Pore Pressure Measurement and Monitoring for Offshore Instability Problems. OTC 18706.
38. KVALSTAD, T. 2001, Deepwater Geohazards: Geotechnical Concerns and Solutions. OTC 12958.

39. TRIPSANAS, E. 2002, Slope Instability Processes in a Complex Deepwater Environment, Bryant Canyon Area, Northwest Gulf of Mexico. OTC 14273.
40. SASSEN, R. MILKOV, A. 2002, Gas Venting and Gas Hydrate Stability in the Northwest Gulf of Mexico Slope: Significance to Sediment Deformation. OTC 14034.
41. <http://www.gstt.org/teaching/origin.html>
42. IMBERT, P. NAVARRE, J. 2001, Depositional Elements, Control Parameters, and Scaling: A Practical Approach to Turbidite Reservoir Description. OTC 13166.
43. MAYER, L. 2001, Interactive 3-D Visualization and Exploration of Deepwater Geohazards. OTC 12955.
44. KVALSTAD, T. NADIM, F. HARBITZ, C. 2001. Deepwater Geohazards: Geotechnical Concerns and Solutions. OTC 12958.
45. BRYN, P. KVALSTAD, T. 2004. Storegga Slide Risk Assessment. OTC 16560.
46. Sultan, N. Cochonat, P. Bourillet, F. Cayocca, F. 2001. Back-Analysis of Submarine Slumping in the Gabon Continental Slope: A Pseudo-3D Approach. OTC 13159
47. LEYTE, F. DIAZ, L. GARIBAY, V. Catalogo de Movimientos del Suelo en el Fondo Marino. Petroquimex.

48. Wood, G. Hamilton, I. 2002. Current Geohazard Problems and Their Geophysical Interpretatio- An International Overview. OTC 14102.
49. DUTTA Nader C., Geohazard detection in deepwater clastics basins using a seismic technique guided by geology and rock physics model: Methodology and examples. Paper OTC 15115.
50. GALAVAZI M. and Wegerif J., Beating Caspian Geohazards, Bloque 1 Development, Turkmenistan. Paper .OTC 17360.
51. SASSEN R. MILKOV A. and DREBRA, Gas Venting and Gas Hydrate stability in the northwestern Gulf of Mexico Slope: Significance to sediment Deformation.Paper OTC 14034.
52. ROED Kristian, Karlsen Kristin, Maureen Refloat Project: Challenges to Control weight and stability Through a decommissioning project. Paper OTC 14227
53. BRUCE Robert, Mckeown, Sargent Tim and Garrett Randal, A Team Approach to Mitigating Shallow Water Flow Risk.
54. SUBHASHIS, M. and NADER C. Shallow water flow prediction using prestack waveform inversionof conventional 3D seismic data and rock modeling WesternGeco, Houston, Texas, U.S.
55. TRABANT Peter, Lepley Taylor. 2003 Shallow Water Flow Assessment from an Inverted Seismic Cube. OTC. 15116

56. SCHUBERTH P.C, and WALKER, M.W. Shallow Water Flow Planning and Operations: Titan No. 1.Exploration Well, DEEPWATER Gulf Mexico. SPE 65751.
57. WEST, A. and WEST, C. Shallow Water Flow Geopressures Arising From Confined subsurface Slumps,2004 SPE 90980.
58. SASSEN R. and Roberts H., The Mississippi Canyon 118 Gas Hidrate Site: A complex Natural Sistem.Paper OTC 18132.
59. SAGER William w. Sidescan Sonar and Seismic signatures of mud mounds at petroleum seeps on the Louisiana continental slope. Paper OTC 14274.
60. BRANDAO F.E.N., Henriqies L. B. Rende, Albacora Leste Field Development FPSO P-50 Systems and facilities. Paper OTC 18242.
61. GARCIA, E. AKERS, J. Y HOLSTER, J. Exxon mobil development Co. World Oil Enero 2009.
62. RUTLEDGE, A.K. y LEONARD. Role of multibeam sonar in oil and gas exploration and development. Paper OTC 12956.
63. SULTAN N. Cochonat P. Bourillet and Cayocca F., Back analisys of submarine slumping in the gabon continental slope: Apseudo 3D. Paper OTC 13159.
64. LANE. A. geohazards; are we looking at them the right way? View from down under. OTC 14106.

65. MACONELL, D. Images of the base of gas hydrates stability, north west walker ridge, gulf of Mexico. OTC 14103.
66. M-I. Drilling Fluids Engineering Manual.
67. DRIBUS, J. et al. The Prize Beneath the Salt. Oilfield Review, Autumn 2008.
68. <http://www.ngdc.noaa.gov/mgg/image/sedthick9.jpg>
69. RODRIGUEZ. E. Guía de Laboratorio de Lodos y Cementos. Trabajo de Grado. UIS.
70. AMOCO. Drilling Fluids Manual.
71. BERNT, S. Modern Well Design. 1996
72. <http://www.glossary.oilfield.slb.com>
73. AMOCO. Wellbore Stability.
74. SEYMOUR, K. RAE, G. 1993. Drilling Close to Salt Diapirs in the North Sea. SPE 26693.
75. KHALAF, F. CAIRO, U. 1979. Drilling of Gulf of Suez Evaporites. SPE 7749.
76. FREDRICH, J. COBLENTZ, D. 2003. Stress Perturbations Adjacent to Salt Bodies in the Deepwater Gulf of Mexico. SPE 84554.

77. WHITSON, C. McFADYEN, M. 2001. Lesson Learned in the Planning and Drilling of Deep Subsalt Wells in the Deepwater Gulf of Mexico. SPE 71363.
78. RATIGAN, J. DEVRIES, K. 1989. Potential Geomechanics Problems Resulting From Closely Spaced Storage Well in Dome Salt. SPE 19085.
79. DRIBUS, J. et al. The Prize Beneath the Salt. Oilfield Review, Autum 2008.
80. MONTGOMERY S. y MOORE D: "Subsalt Play, Gulf of Mexico: A Review," AAPG Bulletin 81, no. 6 (Junio de 1997): 871–896.
81. PEREZ, M. et al. Meeting the subsalt Challenge. Oilfield Review, Autum 2008.
82. BUIA, M. FLOREZ, P. Shooting Seismic Surveys in Circles. Oilfield Review, Autum 2008.
83. <http://www.offshore-mag.com>
84. SEYMOUR, K. RAE, G. 1993. Drilling Close to Salt Diapirs in the North Sea. SPE 26693.
85. KHALAF, F. CAIRO, U. 1979. Drilling of Gulf of Suez Evaporites. SPE 7749.
86. FREDRICH, J. COBLENTZ, D. 2003. Stress Perturbations Adjacent to Salt Bodies in the Deepwater Gulf of Mexico. SPE 84554.

87. WHITSON, C. McFADYEN, M. 2001. Lesson Learned in the Planning and Drilling of Deep Subsalt Wells in the Deepwater Gulf of Mexico. SPE 71363.
88. RATIGAN, J. DEVRIES, K. 1989. Potential Geomechanics Problems Resulting From Closely Spaced Storage Well in Dome Salt. SPE 19085.
89. DRIBUS, J. et al. The Prize Beneath the Salt. Oilfield Review, Autum 2008.
90. Montgomery SL y Moore DC: "Subsalt Play, Gulf of Mexico: A Review," AAPG Bulletin 81, no. 6 (Junio de 1997): 871–896.
91. PEREZ, M. et al. Meeting the subsalt Challenge. Oilfield Review, Autum 2008.
92. BUIA, M. FLOREZ, P. Shooting Seismic Surveys in Circles. Oilfield Review, Autum 2008.
93. BRADLEY, W. Bore Hole Failure Near Salt Domes. SPE 7503.
94. KHALAF, F. CAIRO, U. 1979. Drilling of Gulf of Suez Evaporites. SPE 7749.
95. FREDRICH, J. COBLENTZ, D. 2003. Stress Perturbations Adjacent to Salt Bodies in the Deepwater Gulf of Mexico. SPE 84554.
96. WHITSON, C. McFADYEN, M. 2001. Lesson Learned in the Planning and Drilling of Deep Subsalt Wells in the Deepwater Gulf of Mexico. SPE 71363.

97. RATIGAN, J. DEVRIES, K. 1989. Potential Geomechanics Problems Resulting From Closely Spaced Storage Well in Dome Salt. SPE 19085.
98. DRIBUS, J. et al. The Prize Beneath the Salt. Oilfield Review, Autum 2008.
99. Montgomery SL y Moore DC: "Subsalt Play, Gulf of Mexico: A Review," AAPG Bulletin 81, no. 6 (Junio de 1997): 871–896.
100. PEREZ, M. et al. Meeting the subsalt Challenge. Oilfield Review, Autum 2008.
101. BUIA, M. FLOREZ, P. Shooting Seismic Surveys in Circles. Oilfield Review, Autum 2008.
102. http://www.offshore-mag.com/display_article/350470/120/ARTCL/none/none/3/Despite-new-technologies,-critical-subsalt-challenges-remain/
103. O'BRIEN, J. RODRIGUEZ, A. SIXTA, D. Resolving the K-2 Salt Structure in the Gulf of Mexico. OTC 18498. 2007.
104. PRUTZMAN, J. Subsalt Imaging using Full Tensor Gradient and 3D Seismic Data, Mississippi Canyon, Gulf of Mexico. SPE 49145. 1998.
105. ORANGE, D. ANGELL, M et al. Visualizing Seafloor, Seismic, Gravity and Magnetics Data in the Deepwater Gulf of Mexico Improves Understanding of Geohazards, Salt and Seeps. OTC 12959, 2001.

106. SEYMOUR, K. RAE, G. 1993. Drilling Close to Salt Diapirs in the North Sea. SPE 26693.
107. KHALAF, F. CAIRO, U. 1979. Drilling of Gulf of Suez Evaporites. SPE 7749.
108. FREDRICH, J. COBLENTZ, D. 2003. Stress Perturbations Adjacent to Salt Bodies in the Deepwater Gulf of Mexico. SPE 84554.
109. WHITSON, C. McFADYEN, M. 2001. Lesson Learned in the Planning and Drilling of Deep Subsalt Wells in the Deepwater Gulf of Mexico. SPE 71363.
110. RATIGAN, J. DEVRIES, K. 1989. Potential Geomechanics Problems Resulting From Closely Spaced Storage Well in Dome Salt. SPE 19085.
111. DRIBUS, J. et al. The Prize Beneath the Salt. Oilfield Review, Autum 2008.
112. Montgomery SL y Moore DC: "Subsalt Play, Gulf of Mexico: A Review," AAPG Bulletin 81, no. 6 (Junio de 1997): 871–896.
113. PEREZ, M. et al. Meeting the subsalt Challenge. Oilfield Review, Autum 2008.
114. BUIA, M. FLOREZ, P. Shooting Seismic Surveys in Circles. Oilfield Review, Autum 2008.

115. [http://www.offshore-mag.com/
display_article/350470/120/ARTCL/none/none/3/Despite-new-technologies,-
critical-subsalt-challenges-remain/](http://www.offshore-mag.com/display_article/350470/120/ARTCL/none/none/3/Despite-new-technologies,-critical-subsalt-challenges-remain/)
116. <http://www.iongeo.com>
117. <http://www.jogmec.go.jp>
118. <http://utam.gg.utah.edu>
119. MUMAY G. Marine 3D Full Tensor Gravity Gradiometry, The first five Years. Bell Geospace Ltd/ EAME, UK.
120. ORANGE, D. ANGELL, M et al. Visualizing Seafloor, Seismic, Gravity and Magnetics Data in the Deepwater Gulf of Mexico Improves Understanding of Geohazards, Salt and Seeps. OTC 12959, 2001.
121. BARRERO, D. et al. Colombian Sedimentary Basins, ANH
122. <http://en.wikipedia.org/wiki/Hurricane>
123. RAMIREZ, V. Geological Setting and Hydrocarbon Occurrences, Guajira Basin, Offshore Northern Colombia. 2006.
124. LÓPEZ. E. Evolución Tectónica de la Región Caribe de Colombia, Esquema de los elementos regionales del Caribe colombiano y la tectónica de placas. 2005.

125. www.foro.univision.com
126. RUIZ, F. MELO, J. Elementos de Meteorología Marina. IDEAM 2006.
127. <http://eltiempo.es.msn.com>
128. RIVERA, N. MEZA, N. Static and Dynamic Uncertainty Management for Probabilistic Production Forecast in Chuchupa Field Colombia. SPE 2006.
129. Experimental Design Targets Offshore Dry Gas Reserves. Case Study. Schlumberger.
130. RIVERA, N. MEZA, N. MUÑOZ, J. Incremental Reserves and Production Potential From Horizontal Wells in Chuchupa Field, Colombia. 2009.
131. CEDIEL, M. MONTES, L. Analisis de AVO de un yacimiento de alta Impedancia. Caso Campo de Gas Chuchupa.
132. Texas Petroleum Company. The Final Well Reporto on San Diego
133. Petrobras. Integrated Geomechanics and Drilling Study. Arazá 1 Well. 2007.
134. Koch Exploration Company. Final Well Report for Cienaga 1.
135. Barrero Darío, Pardo Andrés, Vargas Carlos, Martínez Juan, Colombian Sedimentary Basins, ANH.

136. Ramirez, V. Geological Setting and Hydrocarbon Occurrences, Guajira Basin, Offshore Northern Colombia. 2006.
137. Arazá 1. Well-Bore Pressure Management. END OF WELL REPORT.
138. Petrobras. Integrated Geomechanics and Drilling Study. Arazá 1 Well. 2007.
139. www.parker-drilling.com
140. www.octabouy.com
141. www.jraymcdermott.com
142. www.deepwater.com
143. www.foro.meteored.com
144. www.glosary.oilfield.slb.com
145. www.math.berkeley.edu
146. ROCHA, L. Overcoming Deep and Ultra Deepwater Drilling Challenges. OTC 15233. 2003