



Universidad Nacional Autónoma de México
Facultad de Ingeniería

Influencia de los Hidratos de Gas en
Operaciones de Exploración y Producción
de Pozos en Aguas Profundas

T E S I S
PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :
GABRIEL ALBERTO ALFARO LÓPEZ

DIRECTORA DE TESIS
DRA. MARTHA LETICIA CECOPIERI GÓMEZ



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F., ENERO 2013



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



PORTADA

Plataforma de perforación semisumergible de 6^a generación “Bicentenario”, diseño GVA 7500, de cuatro columnas estabilizadas con capacidad para operar en tirantes de agua de 3,048 metros (10,000 pies) y perforar hasta 10,668 metros (35,000 pies) en ambientes moderados, tales como el Golfo de México, el Este de África y aguas brasileñas.

Habitacional.

- 🔥 160 personas + 40

Helipuerto

- 🔥 Sikorsky S-61 y S-92 con sistema de repostaje de combustible.

Dimensiones principales.

🔥 Longitud total.	119.20 m
🔥 Ancho total.	96.70 m
🔥 Altura de base a cubierta principal.	42.50 m

Capacidad de Almacenamiento.

🔥 Área de almacenamiento de riser	735 m ²
🔥 Área de cubierta	293 m ²
🔥 Tubería y revestidores vertical	12,500 m
🔥 Almacenamiento de sacos	7,000 sc
🔥 Presas de lodos en cubierta superior	6,328 Bbls
🔥 Presas de reserva de lodo	11,158 Bbls
🔥 Salmuera y base aceite	4,686 Bbls
🔥 Agua de perforación	2,648 m ³
🔥 Cemento (X3)	9,886 ft ²

Sistema de Posicionamiento Dinámico (DPS).

- 🔥 DNV DYNPOS AUTRO (Clase DP 3), Redundancia basada en tres estaciones de control DP y un cuarto de respaldo separado con estación de control DP, incluyendo DGPS y sistema de referencia hidroacústico.

Thrusters Azimutales.

- 🔥 Ocho Flowserve WFSD-350-3500, tipo azimutal 360° 3,500 KW cada uno, conectados al sistema de posicionamiento DYNPOS AUTRO (Clase DP 3).

Potencia.

- 🔥 Ocho motores principales Caterpillar C-3616 con generadores para producir 4,800 KW cada uno. Dispuestos en cuatro cuartos de máquinas separados, de acuerdo al requerimiento de clase DP 3.
- 🔥 Un generador de emergencia (350 KW) instalado en cuarto separado.

Grúas Principales.

- 🔥 Dos grúas con capacidad para 80 ton.

Compresores.

- 🔥 Tres tipo tornillo 1,500 m³/hr cada uno, a presión de 116 psi (8 bar)
- 🔥 Dos compresores de encendido tipo pistón, 195 m³/hr cada uno.

Equipo de Seguridad.

- 🔥 Cuatro botes salvavidas, cerrados, motor diesel, con capacidad para 100 personas c/u.
- 🔥 Un bote de rescate rápido para 9 personas.
- 🔥 Doce balsas inflables para 35 personas c/u.
- 🔥 Diez boyas salvavidas.

Torre.

- 🔥 Torre de tipo dinámico diseñada para una carga estática de gancho de 907,185 kg (2,000,000 lbs).

Bloque Corona.

- 🔥 Capacidad de 907,185 kg (2,000,000 lbs) con ocho poleas de 72" para cable de perforación de 2"

Compensador de Movimiento.

- 🔥 Compensador montado en la corona.
- 🔥 Máxima carga de compensación 453,592 kg (1,000,000 lbs).
- 🔥 Longitud de compensación 7.6 m (25 ft); también incluye un compensador de marea activo.

Bloque Viajero.

- 🔥 Capacidad para 907,185 kg (2,000,000 lbs); con siete poleas de 72" para cable de perforación de 2"

Malacate.

- 🔥 Un malacate de 4,500 HP con capacidad para 1,202,473 kg (2,651,000 lbs).

Mesa rotaria.

- 🔥 Mesa rotaria de 60½", accionada hidráulicamente, con capacidad para 907,185 kg (2,000,000 lbs).

Cabina del operador.

- 🔥 Una cabina de control con toda la instrumentación de perforación para el piso de perforación y sistemas de la torre, presentación de datos relevantes de perforación y sillas de control para el perforador y su asistente.

Equipo para manejo de sarta de perforación.

- 🔥 Operado y controlado remotamente, sistema de manejo de tubería de perforación y revestimiento con sistema de almacenamiento y peines para almacenamiento vertical, dos roughnecks hidráulicos, cuñas.

Equipo de manejo de riser y tubería.

- 🔥 Grúa de manejo de riser, alimentadora de riser, brazo manipulador en el piso, grúa para tubería y alimentadora de tuberías.
- 🔥 Equipo de control de pozo.
- 🔥 Un paquete de preventores de 18 3/4", con capacidad para 15,000 psi, resistente al H₂S con paquete inferior de riser, que incluye:
 - 🔥 Dos anulares WP 18 3/4", 10,000psi.
 - 🔥 Preventor doble WP 18 3/4", 15,000 psi (corte ciego y super corte).
 - 🔥 Preventor sencillo WP 18 3/4" 15,000 psi (tubería).
 - 🔥 Preventor doble WP 18 3/4", 15,000 psi variable (el inferior bidireccional).
 - 🔥 Líneas de estrangular y matar con 6 juegos de válvulas de control.
 - 🔥 Conector para cabezal H-4 907,185 kg (2,000,000 lbs) de tensión para 15,000 psi.
 - 🔥 Conector para desconexión de LMRP con ángulo amplio para 10,000 psi.
 - 🔥 Entradas de prueba para cada conector hidráulico.

Sistema de control de BOP.

- 🔥 Un sistema de control electro-hidráulico, que incluye unidad de potencia hidráulica en superficie y acumuladores submarinos, paneles de control, sistema submarino con dos PODs de control dos cables Mux, línea caliente, válvula de llenado y sistema acústico para 3,048 m (10,000 ft).

Equipo para manejo de BOP y Árbol de Válvulas.

- 🔥 Transportador de BOP y LMRP con grúa superior de 600 TM.
- 🔥 Capacidad grúa BOP dos de 275 TM, (550 TM)
- 🔥 Grúa superior para árbol de válvulas y carrito con capacidad de 200 TM.

Múltiple de válvulas de estrangular y matar.

- 🔥 Certificado para 15,000 psi. WP, ID 3 1/16" incluye cuatro estranguladores, dos manuales y dos operadores hidráulicamente, resistente al H₂S, panel de control remoto.

Diverter.

- Con sellos energizados por presión, para instalarse en la mesa rotaria de 60 ½", certificado para 5,000 psi con líneas de 16" y válvulas operadas remotamente en un panel de control hidráulico.

Sistema tensionador del riser.

- Con capacidad para 3,500,000 lbs (1,587.5 TM). Seis cilindros tensionadores con una carrera máxima de 50 pies.

Bombas de lodos.

- Cuatro bombas triplex de 2,200 HP cada una para 7,500psi, y cuatro bombas cargadores Mission.

Equipo de control de sólidos.

- Seis temblorinas de doble piso con capacidad para 529 gpm (120 m³/hr)
- Una unidad desarcilladora con 20 conos de 4", capacidad de 50-600 gpm.
- Una unidad desarenadora con 2 conos de 12", capacidad de 1200 gpm.
- Dos desgasificadores con capacidad de 1200 gpm cada uno.
- Un separador gas-lodo.
- Dos unidades centrifugadoras.

Otros equipos.

- Cuatro laboratorio de lodos.
- Unidad para registros con cable, con línea para 9,000 pies.
- Unidad de cementación CPS-665, 1720 HP, mezclador de 100 Bbls.
- ROV, Subsea 7, Centurion QX WROV, 125 HP, 7,000pies.
- Sistema de anclas de emergencia, dos anclas de 18.8 Ton. Con cadena de 928 m.



**Influencia de los Hidratos de Gas en
Operaciones de Exploración y
Producción de Pozos en Aguas
Profundas.**

Agradecimientos.

El presente trabajo está dedicado a mis padres Amparo López Granados y David Alfaro Castellanos, que siempre me han dado su apoyo incondicional y a quienes debo este triunfo profesional, por todo su trabajo, sacrificio y dedicación para darme una formación académica y sobre todo humanista. de ellos es este triunfo y para ellos es todo mi agradecimiento.

Para mis hermanos, David (T), Patricia y Edgar Omar, para que también continúen superándose y en especial a mis sobrinos Leonardo, Daniela y Andrea e igualmente a mi cuñado Ignacio.

Gracias a la UNAM, la máxima casa de estudios de México y a la Facultad de Ingeniería por recibirme como a su hijo y verme crecer como persona y como profesionista.

Mi más profundo y sincero agradecimiento a la Dra. Martha Leticia Cecopieri Gómez, directora de esta tesis, por la orientación, el seguimiento y la supervisión continúa de la misma, pero sobre todo por la motivación y el apoyo recibido a lo largo de este trabajo. Así mismo mis agradecimientos a mis sinodales, el Ing. Manuel J. Villamar, el Ing. Mario Becerra, la I.Q. María Cristina Avilés y el Ing. J- Agustín Velasco por su tiempo y aportaciones para mejorar este trabajo.

Contenido.

	Página.
Resumen. _____	1
Capítulo 1	
Generalidades de los Hidratos de Gas. _____	3
1.1 Antecedentes. _____	4
1.2 Hidratos de gas. _____	6
1.2.1 Definición. _____	6
1.2.2 Condiciones de formación. _____	8
1.2.3 Estructuras. _____	10
1.2.4 Propiedades físicas y características. _____	16
1.2.5 Origen del hidrocarburo contenido en los hidratos de gas. _____	19
1.2.6 Zona de estabilidad. _____	24
1.3 Estado en la naturaleza. _____	27
1.3.1 Estimación del recurso. _____	29
Capítulo 2	
Los Hidratos de Gas en Operaciones de Exploración y Producción. _____	31
2.1 Exploración de hidratos de gas. _____	32
2.1.1 Métodos geofísicos de exploración. _____	34
2.1.2 Registros geofísicos de pozos. _____	40
2.1.3 Otros métodos de identificación. _____	43
2.2 Problemas durante la perforación de pozos en aguas profundas por hidratos de gas. _____	47
2.2.1 Definiciones. _____	48
2.2.2 Perforación de pozos en aguas profundas. _____	52
2.2.3 Riesgos por hidratos de gas en la perforación de pozos en aguas profundas. _____	58
2.3 Problemas durante la producción de pozos en aguas profundas por hidratos de gas. _____	62
2.3.1 Riesgos por hidratos de gas en la producción de pozos en aguas profundas. _____	62
2.3.2 Fluidos producidos que originan tapones de hidratos de gas. _____	68
2.3.3 Reglas que permiten prevenir la formación de un tapón de hidratos de gas. _____	69
Capítulo 3	
Tecnologías y Tratamientos de Solución para los Problemas Generados por los Tapones de Hidratos de Gas. _____	71
3.1 Remediación de un tapón de hidratos de gas. _____	72

	Página.
3.1.1 Problemas de seguridad. _____	74
3.1.2 Causa de la obstrucción. _____	75
3.1.3 Localización del Tapón. _____	76
3.2 Remoción de un tapón de hidratos de gas. _____	79
3.2.1 Método de despresurización. _____	79
3.2.2 Método de inyección de inhibidores. _____	81
3.2.3 Método mecánico. _____	84
3.2.4 Método térmico. _____	85
3.3 Estrategias de remoción de un tapón de hidratos en el sistema integral de producción. _____	90
3.3.1 Remoción en el pozo. _____	92
3.3.2 Remoción en líneas de producción. _____	94
3.3.3 Remoción en el riser. _____	96
3.3.4 Remoción en el equipo submarino. _____	98
3.4 Protocolo de operación en campo para el control de hidratos de gas. _____	100
 Capítulo 4	
Oportunidades de la Explotación de Hidratos de Gas. _____	111
4.1 Situación actual del consumo de energéticos. _____	112
4.1.1 Hidratos de gas en México. _____	113
4.2 Recurso energético atrapado en los hidratos de gas. _____	115
4.2.1 Producción de gas metano a partir de hidratos de gas. _____	117
4.2.2 Transporte del gas metano. _____	123
4.2.3 Riesgos de la explotación de hidratos de gas. _____	124
4.3 Aportaciones tecnológicas de los hidratos de gas. _____	127
4.4 Beneficio de la obtención del gas natural. _____	130
 Capítulo 5	
Casos de estudio. _____	133
5.1 Tapones de hidratos de gas en operaciones de producción en aguas profundas. _____	134
Recomendaciones y Conclusiones. _____	141
Referencias bibliográficas. _____	147

Índice de Imágenes

	Página.
Imagen 1.1 Composición del gas natural.	5
Imagen 1.2 Gas natural almacenado en los hidratos de gas.	7
Imagen 1.3 Cinco elementos que dan origen a los hidratos.	8
Imagen 1.4 Estructuras de los hidratos de gas.	12
Imagen 1.5 Comparación entre tamaño de la molécula de gas y tipo de hidrato formado.	13
Imagen 1.6 Tipos de cavidades presentes en los hidratos de gas.	15
Imagen 1.7 Gas y agua a condiciones estándar contenidos en un 1m³ de hidratos.	17
Imagen 1.8 Distribución de los hidratos de gas en los sedimentos.	18
Imagen 1.9 Distribución de los hidratos de gas en los sedimentos.	19
Imagen 1.10 Procedencia del hidrocarburo a través de la evolución de la materia orgánica.	22
Imagen 1.11 Proceso biogénico y termogénico de gas metano.	24
Imagen 1.12 Diagrama de estabilidad de hidratos de gas.	25
Imagen 1.13 Zona de estabilidad de los hidratos en el lecho marino.	26
Imagen 1.14 Localidades con presencia de hidratos de gas.	28
Imagen 1.15 Reservas de carbono orgánico en la Tierra.	29
Imagen 2.16 Ambientes de formación de hidratos de gas.	33
Imagen 2.17 Identificación de hidratos de gas con AIRGUNS	36
Imagen 2.18 Sección sísmica con BSR	37
Imagen 2.19 Reflector que Simula Acústicamente la Superficie del Fondo Oceánico BSR	38
Imagen 2.20 Registros geofísicos en zona con hidratos.	42
Imagen 2.21 Equipo de resonancia magnética para estudios médicos.	44
Imagen 2.22 Herramienta de resonancia magnética nuclear (RMN)	45
Imagen 2.23 Distribución de reservas de México al 1° de enero del 2012.	50
Imagen 2.24 Éxitos en aguas profundas a nivel mundial.- Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos.	54
Imagen 2.25 Tirantes de agua alcanzados hasta el 2011.	55
Imagen 2.26 Equipos de perforación y producción para aguas profundas.	56
Imagen 2.27 Hidratos de gas en aguas profundas.	59
Imagen 2.28 Perfil de gradiente térmico de un pozo en aguas profundas.	60
Imagen 2.29 Producción ideal de un pozo petrolero.	63
Imagen 2.30 Proceso de formación de un tapón de hidratos de gas.	64
Imagen 2.31 Puntos del SIP susceptibles de formación de tapones de hidratos de gas	67
Imagen 2.32 Tapones de hidratos de gas.	68
Imagen 3.33 Curva de equilibrio de los hidratos de gas.	86
Imagen 3.34 Ubicaciones con alto potencial para la formación de tapones de hidratos.	103
Imagen 3.35 Puntos donde se generan problemas de aseguramiento de flujo.	107
Imagen 4.36 Métodos de producción del gas metano almacenado en los hidratos.	118
Imagen 4.37 Método de inyección térmica.	119
Imagen 4.38 Método de despresurización.	120
Imagen 4.39 Método de inyección de inhibidores.	121

	Página.
<i>Imagen 4.40 Transporte de gas metano.</i>	124
<i>Imagen 4.41 Consumo de gas natural a nivel mundial. Fuente: Energy Information Administration. International Energy 2005.</i>	130
<i>Imagen 5.42 Diseño del pozo.</i>	135
<i>Imagen 5.43 Diseño del pozo.</i>	137

Índice de Tablas.

	Página.
<i>Tabla 1.1 Gases que forman hidratos y estructura preferente para ocupar los huecos ó cavidades.</i>	14
<i>Tabla 1.2 Propiedades físicas de los hidratos de gas.</i>	16
<i>Tabla 2.3 Rangos de aguas profundas para diversas empresas petroleras.</i>	49
<i>Tabla 2.4 Proyectos prioritarios en aguas profundas.</i>	51
<i>Tabla 3.5 Propiedades físicas de los hidratos de gas y del hielo.</i>	78
<i>Tabla 3.6 Estrategias de remoción de un tapón de hidratos en el pozo.</i>	93
<i>Tabla 3.7 Estrategias de remoción de un tapón de hidratos en líneas de producción.</i>	94
<i>Tabla 3.8 Estrategias de remoción de un tapón de hidratos en líneas de producción.</i>	95
<i>Tabla 3.9 Estrategias de remoción de un tapón de hidratos en el riser.</i>	96
<i>Tabla 3.10 Estrategias de remoción de un tapón de hidratos en el riser.</i>	97
<i>Tabla 3.11 Estrategias de remoción de un tapón de hidratos en el equipo.</i>	98
<i>Tabla 3.12 Estrategias de remoción de un tapón de hidratos en el equipo.</i>	99
<i>Tabla 3.13 Variación de presión a lo largo del SIP tras aparecer un tapón de hidratos.</i>	104
<i>Tabla 3.14 Lineamientos operativos para mitigar un tapón de hidratos.</i>	106
<i>Tabla 3.15 Procedimientos de operación.</i>	108
<i>Tabla 3.16 Guía detallada para la solución del problema.</i>	108
<i>Tabla 4.17 Estimación del volumen de gas metano almacenado en los hidratos.</i>	115

Resumen.

Actualmente la industria de la exploración y producción petrolera, se encuentra en una etapa tendiente al desarrollo de nuevos campos de producción de petróleo y gas, bajo condiciones más adversas, ya que éstos se ubicarán irremediamente en el mar, en zonas de aguas profundas, donde las condiciones de operación requieren de innovar en herramientas, prácticas y métodos tanto para la construcción de pozos como para el aseguramiento de flujo durante la producción.

Entre los retos a los que habrá de enfrentarse la industria del petróleo y del gas, se identifica a los hidratos de gas, los cuales se encuentran de manera natural en los polos, en la zona de hielos eternos (permafrost) y en el fondo de los océanos, almacenando enormes cantidades de gas metano sin explotar, representando una futura fuente de energía para el mundo. Por otro lado, el interés en torno a los hidratos de gas, se deriva del conflicto que representan para la industria petrolera, ya que causan problemas durante las operaciones de perforación de pozos, al atravesar zonas donde éstos existan de forma natural o bien durante las operaciones de producción, ya que son capaces de ocasionar obstrucciones en los ductos de transporte de hidrocarburos, al formarse tapones de hidratos, que interrumpen el flujo de producción en tanto no se solucione el problema.

Para abordar el tema de los hidratos de gas, en el primer capítulo de este trabajo se presentan los datos generales sobre los hidratos como su definición, propiedades físicas y características, describiendo las condiciones necesarias para su formación, definiendo los elementos que establecen su zona de estabilidad, e identificando los tres tipos de estructuras cristalográficas adoptadas por estos sólidos semejantes al hielo, en los que es posible almacenar grandes cantidades de gas metano al grado de considerarlos como una fuente alternativa de energía no convencional.

En el capítulo dos, se analiza por qué constituyen un problema para las operaciones de exploración y producción en aguas profundas, documentando las

diferentes tecnologías de registros geofísicos, empleadas para la identificación de las zonas de riesgo o zonas con depósitos de hidratos de gas. Se describe la problemática durante la perforación y las dificultades ocasionadas en las operaciones de producción, además de las reglas de operación que permiten detectar la formación de un tapón de hidratos.

Las diferentes tecnologías y tratamientos para la solución de los problemas generados por los hidratos, se presentan en el capítulo tres, donde se citan las estrategias para remover los tapones formados en el pozo, en el riser y en los ductos de transporte de hidrocarburos, entre otras ubicaciones. Y como una herramienta de anticipación-prevención al problema y/o alternativa de solución, se describe el diseño de un protocolo de tratamiento que permite prevenir, controlar y resolver el problema.

Los hidratos de gas además de representar un reto para las operaciones de exploración y producción petrolera y constituir una fuente de energía no convencional, también pueden aprovecharse de otra manera; en el capítulo cuatro, se describen los beneficios que se generan a partir de diversas tecnologías que pueden utilizarse para la desalinización del agua de mar, el almacenamiento del CO_2 , (con lo que podría reducirse el efecto invernadero) la separación de mezclas de gases y la generación de electricidad entre otras oportunidades tecnológicas. En este mismo capítulo, adicionalmente, se proporciona información sobre la situación actual en el consumo de energéticos.

En el capítulo cinco, se describen dos casos de estudio, donde el taponamiento por hidratos de gas se hace presente en operaciones de producción en aguas profundas y en los que se hace uso de las estrategias de remoción de tapones de hidratos.

El presente trabajo por lo tanto, constituye un aporte de los elementos necesarios para diseñar una estrategia de control para prevenir y resolver los problemas ocasionados por los hidratos de gas en operaciones de exploración y producción en aguas profundas.



Generalidades de los Hidratos de Gas.

1.1 Antecedentes.

El gas natural (GN), es uno de los combustibles fósiles que satisface el 25% de la energía que se requiere a diario. Esto significa quemar alrededor de 2.4 billones de m^3 (85 billones de ft^3) de gas natural (GN) por año. Es lamentable que manteniendo este nivel de consumo, las reservas de GN tan sólo serán suficientes para los próximos 60 años.

La buena noticia es que existe otra fuente de GN suficiente para proporcionar el 100% de nuestros requerimientos de energía para aproximadamente 2,000 años más. Sin embargo, aún no se desarrolla completamente la tecnología que permita extraer GN de manera económica y segura.

Estas reservas particulares de GN, son los hidratos de gas, estructuras de apariencia semejante al hielo que contienen moléculas de gases de bajo peso molecular en su interior. La unidad básica de un hidrato de gas corresponde a un cristal hueco formado por moléculas de agua, con moléculas de gas atrapadas en su interior.

Las enormes cantidades de hidratos de gas estimadas en todo el mundo constituyen materia de interés energético para el siglo XXI y han llevado a varios países a iniciar programas de investigación para comprender su comportamiento e identificar los lugares donde se acumulan, dando lugar al desarrollo de métodos de exploración y explotación de este recurso.

El GN es una mezcla de hidrocarburos gaseosos como el metano, etano, propano, butano y otros no hidrocarburos o impurezas como sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono, ácido sulfhídrico y agua que deben removerse antes de su transporte y comercialización, esta composición se muestra en la Imagen 1.1. La mezcla se encuentra en estado gaseoso, a condiciones normales de presión y temperatura y no tiene olor ni color.

Los hidrocarburos que componen el GN tienen valor comercial como combustibles y como materia prima para las plantas petroquímicas; como combustible, se utilizan para la calefacción y para cocinar en los hogares, para generar electricidad, y como combustible para los vehículos de motor. En petroquímica, estos se convierten en una gran variedad de productos de consumo que van desde productos químicos industriales como el metanol, hasta los plásticos como el polietileno.

Los no hidrocarburos tienen menor valor comercial, sin embargo, dependiendo de la situación del mercado, el ácido sulfhídrico tiene valor como precursor de azufre. El azufre, a su vez, tiene varias aplicaciones; la más importante, en la producción de fertilizantes químicos. El dióxido de carbono y el nitrógeno no tienen valor calórico, y por lo tanto no son útiles como combustibles.

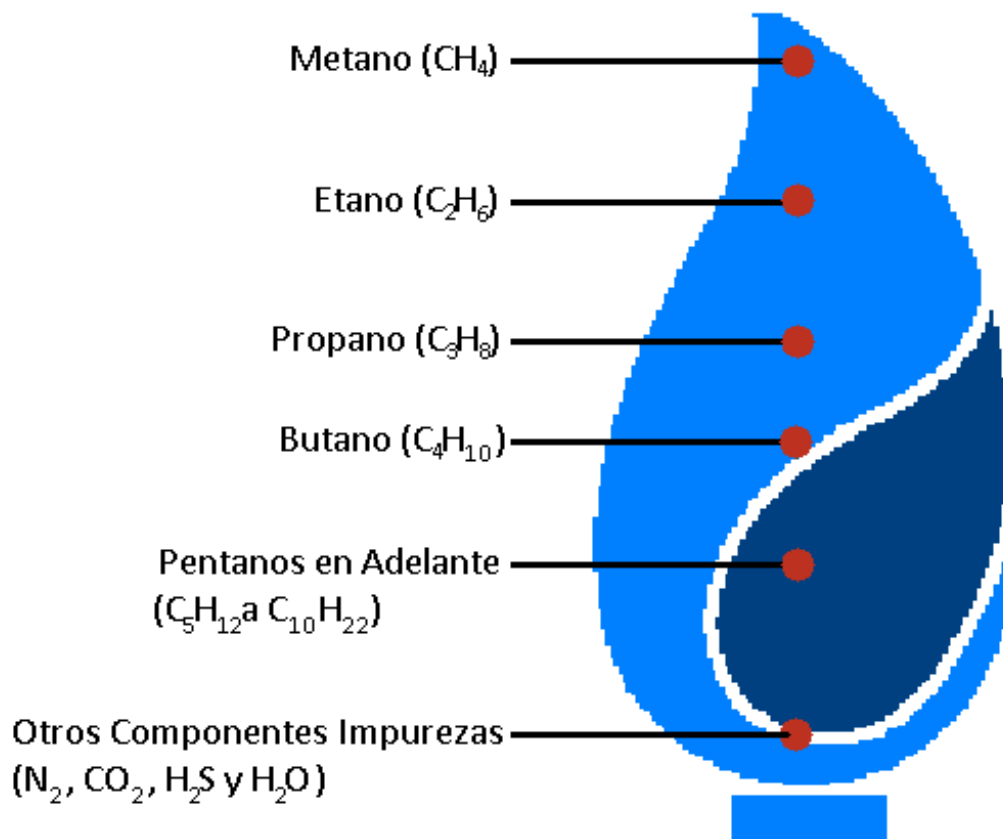


Imagen 1.1 Composición del gas natural.

1.2 Hidratos de gas.

En el siglo XVIII ya se tenía conocimiento sobre los hidratos de gas y hasta hace no mucho estos se consideraban curiosidades de laboratorio. El desarrollo de la industria del petróleo comenzó a mostrar interés en los hidratos de gas en la década de 1930, cuando formaciones de hidratos de gas bloquearon ductos en Kazakstán.

En las décadas de los 60's y 70's, se descubrió que los hidratos de gas no solo se pueden formar en regiones continentales polares sino también en regiones del lecho marino donde los sedimentos en aguas profundas corresponden a los límites continentales exteriores.

Los hidratos de gas se encuentran de manera natural en zonas glaciares y en el fondo de los océanos, almacenando enormes cantidades de energéticos sin explotar, es por esto que representan una futura fuente de energía para el mundo. Por otro lado, el interés en torno a los hidratos de gas, nace a causa de que representan un conflicto para la industria petrolera ya que causan problemas al momento de realizar operaciones de perforación de pozos al atravesar zonas donde existen de forma natural y de igual manera generan problemas en los ductos de transporte de petróleo, gas y agua, al formarse dentro de estos, bloqueando el flujo de los fluidos, representando un riesgo considerable en las operaciones de exploración y producción de pozos petroleros.

1.2.1 Definición.

Los hidratos de gas (Imagen 1.2) son compuestos sólidos cristalinos, en apariencia muy semejantes al hielo, originados por la mezcla física de agua y gases ligeros (metano, etano, propano, butano, dióxido de carbono, ácido sulfhídrico, entre otros) a partir de condiciones de temperatura cercanas al punto de congelación (entre 1 - 4 °C) y presiones muy elevadas (2090 -2940 psi.).

Los hidratos de gas ocurren de manera natural a condiciones de alta presión y baja temperatura o éstos se pueden crear en laboratorio simulando las condiciones ideales para su formación. La mayoría de los gases, exceptuando al helio, al neón y al hidrógeno, forman hidratos, haciendo que los hidratos de metano sean el recurso más abundante en la naturaleza, debido a que la concentración de gas metano en un hidrato, está en función de la descomposición bacteriana de materia orgánica.

Los hidratos de gas, también conocidos como “**Clatratos**” son sólidos cristalinos formados por uno o varios componentes huésped y una estructura receptora. Como el componente receptor es agua, estos compuestos son llamados “**Hidratos**”. El agua genera una estructura con forma de jaula que captura y atrapa moléculas de gas, generalmente gas metano, ya que éste, es el más abundante debido a que se forma de manera natural por descomposición o transformación de la materia orgánica (durante la diagénesis, catagénesis o metagénesis) o bien a partir de las emanaciones naturales de este gas en zonas con potencial petrolero.



Imagen 1.2 Gas natural almacenado en los hidratos de gas.

1.2.2 Condiciones de formación.

Para que se formen los hidratos, son necesarios cinco elementos que deben coexistir (Imagen 1.3):

- 🔥 **Baja temperatura.**
- 🔥 **Alta presión.**
- 🔥 **Gases de bajo peso molecular.**
- 🔥 **Agua.**
- 🔥 **Tiempo.**

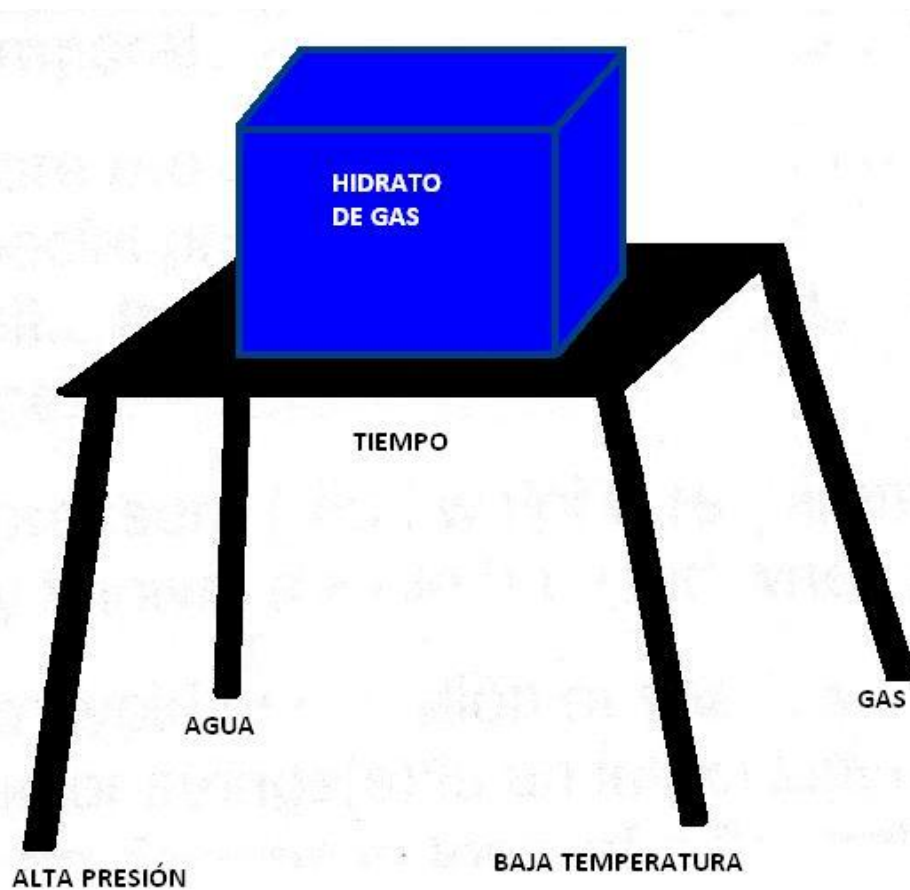


Imagen 1.3 Cinco elementos que dan origen a los hidratos.

Se requieren concentraciones adecuadas de gas para la formación de hidratos, para que las moléculas de agua se acomoden formando estructuras ordenadas y que sirvan como receptáculos para estas moléculas de gas.

Los hidratos se forman cuando las condiciones de presión, temperatura, concentración de gas, agua se combinan para darles origen. Estos pueden formar estructuras estables, en sedimentos del fondo del océano a una profundidad mayor a los 500 metros y en el permafrost o hielos eternos de los polos.

En el lecho marino y formaciones someras los hidratos de gas pueden servir de cementante o éstos pueden formarse dentro de los poros de los sedimentos no cementados. Los hidratos ocupan un considerable porcentaje de los poros en los sedimentos con alta porosidad.

La formación de los hidratos está regida por varios factores además de la concentración, incluyendo la presión, el volumen de gas, la temperatura, llamados efectos PVT. Asimismo, el porcentaje de formación de hidratos está determinado por los efectos combinados de calor y transferencia de masa. Se requiere de un enfriamiento para eliminar el calor y dar lugar a la formación de hidratos. Además de los factores antes mencionados, su formación depende de las condiciones naturales para el crecimiento de los hidratos.

Por lo tanto la tasa global de formación de hidratos de gas, depende de:

- 💧 **Los efectos PVT.**
- 💧 **Los efectos de transporte.**
- 💧 **Los efectos de la reacción.**

Numerosos estudios demuestran que el gas contenido en los hidratos, se produce a partir de bacterias anaeróbicas que descomponen la materia orgánica en los sedimentos del fondo del mar, creando gas metano, dióxido de carbono, etano y propano entre otros gases.

Se han comprobado los factores que influyen en la estabilidad y en la formación de los hidratos de gas, siendo éstos:

- 💧 **Temperatura de formación.**
- 💧 **Presión de formación.**
- 💧 **Salinidad del agua de formación.**
- 💧 **Propiedades químicas del gas.**
- 💧 **Disponibilidad del agua y del gas.**
- 💧 **Rutas de migración del gas y del agua.**
- 💧 **Presencia de rocas almacenadoras y rocas sello.**

1.2.3 Estructuras.

Se identifican tres tipos de estructuras determinadas a través del trabajo de Stackelberg Davidson & Ripmeester. Estos hidratos de gas conforman celdas de tamaños diferentes. Cada celda incluye un número fijo de moléculas de agua que están fuertemente unidas.

Los hidratos de gas están clasificados por la disposición de las moléculas de agua que definen la estructura cristalina. Existen tres tipos de hidratos comúnmente encontrados en el negocio del petróleo. Los hidratos usualmente adoptan la estructura cristalográfica cúbica, con estructuras **Tipo I** ó **Tipo II**, raras veces se observa la estructura hexagonal ó estructura **Tipo H** para el arreglo de las moléculas de agua durante la formación de estos. La estructura creada depende principalmente del tamaño de la molécula huésped. Ver Imagen 1.4.

Estructura Tipo I

La celda unitaria (la unidad mas pequeña de un hidrato de gas) de la estructura tipo I, consta de un arreglo de 46 moléculas de agua, formando 2 cavidades de

tamaño pequeño y 6 cavidades de tamaño mediano. Los gases incluidos en esta estructura incluyen metano, etano, dióxido de carbono y sulfuro de hidrogeno.

Estructura Tipo II

La celda unitaria de un hidrato con estructura tipo II, consta de un arreglo de 136 moléculas de agua, las cuales forman 16 cavidades de tamaño pequeño y 8 de tamaño grande. Los gases comunes en esta estructura son gas natural, nitrógeno, propano e isobutano.

Estructura Tipo H

La celda unitaria de un hidrato con estructura tipo H, consta de un arreglo de 34 moléculas de agua, que forman 3 cavidades de tamaño pequeño, 2 cavidades de tamaño intermedio y 1 cavidad de tamaño enorme. En esta última cavidad, el hidrato puede almacenar moléculas de gas huésped de una masa molecular grande, como lo son el butano y otros hidrocarburos pesados.

Los hidratos con estructura H son raros, pero se sabe que existen en el Golfo de México, ya que ahí se encuentran reservas con hidrocarburos pesados que por su migración natural a la superficie, dan lugar a la formación de los hidratos de gas con estructura tipo H. Las Estructuras Tipo I, II y H se pueden observar en la Imagen 1.4

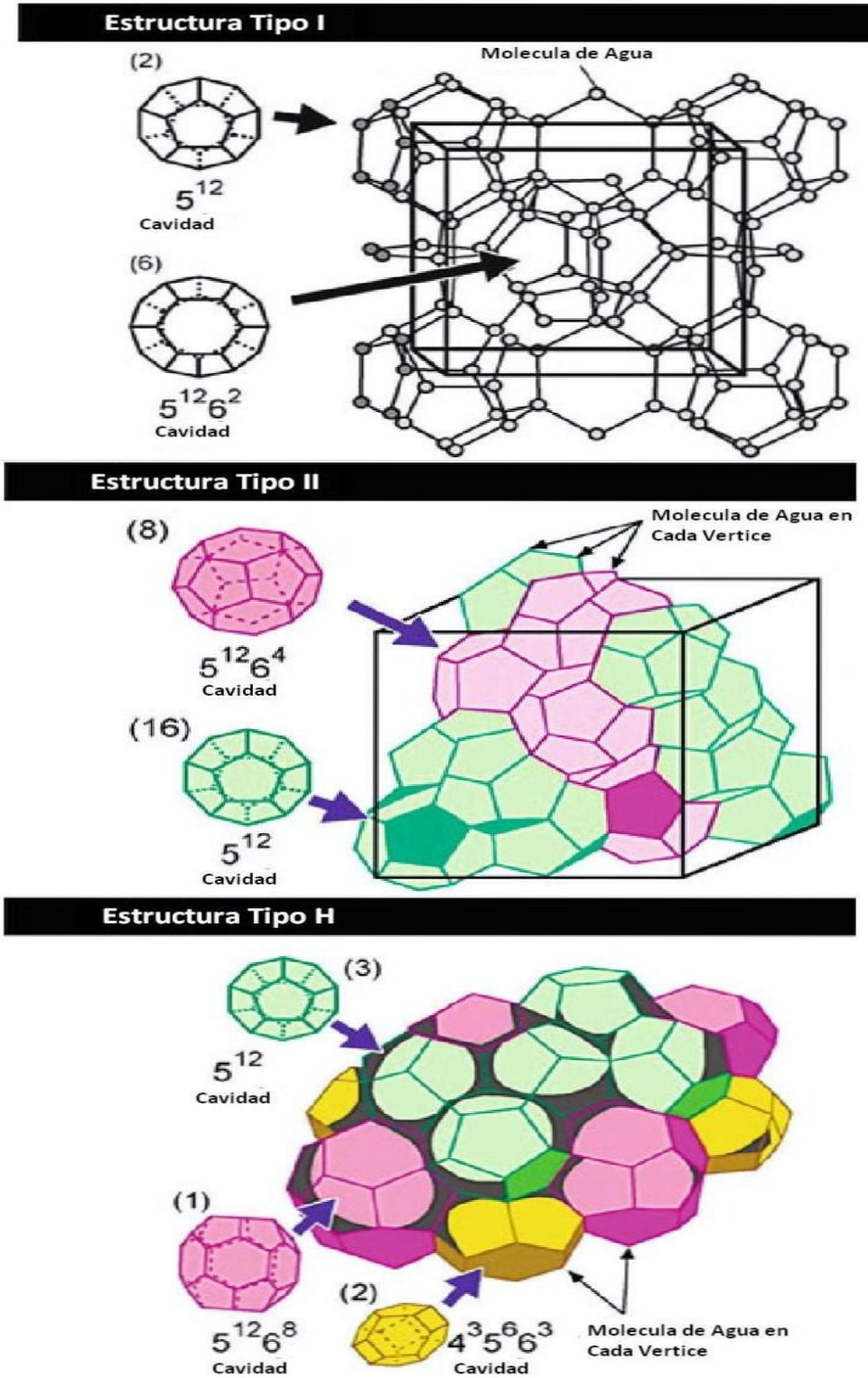


Imagen 1. 4 Estructuras de los hidratos de gas.

Para mejorar la comprensión de la estructura química de los hidratos de gas, Von Stackelberg determinó la relación entre tamaño de molécula huésped y el tipo de hidrato creado. Esto se muestra en la Imagen 1.5 donde se llega a la conclusión que toda molécula con diámetro menor a 3.8 Å (Armstrong = 1×10^{-10} metros) no forma hidratos.

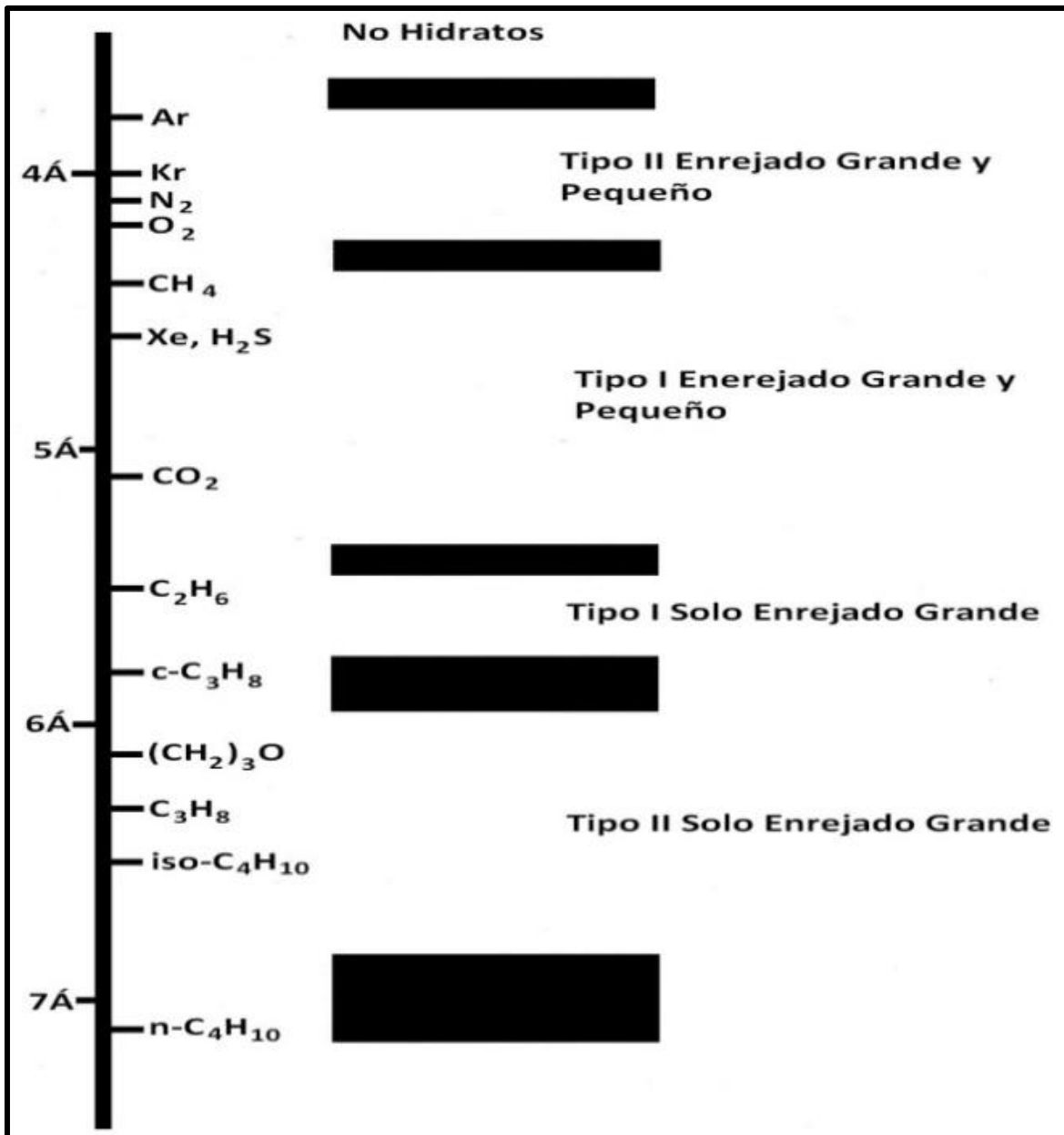


Imagen 1.5 Comparación entre tamaño de la molécula de gas y tipo de hidrato formado.

Las moléculas de gas con diámetros entre 3.8 y 4.2 Å forman hidratos de tipo II. Estas moléculas son lo suficientemente diminutas para ocupar los enrejados pequeños y grandes de esta estructura. Por otro lado, las moléculas cuyo diámetro varía entre 4.4 y 5.4 Å que incluyen desde el metano hasta el dióxido de carbono, forman hidratos con estructura tipo I, ambas moléculas logran ocupar enrejados grandes y pequeños. En cuanto a las moléculas cuyo diámetro está entre 5.6 a 5.8 Å logran formar hidratos de estructura tipo I, con la diferencia de que solo puede ocupar enrejados grandes.

Por último, se tiene que para moléculas cuyo diámetro de 6 a 6.9 Å como el propano e iso-butano, dan lugar a hidratos con estructura tipo II con enrejados grandes. Como se mostró anteriormente en la Imagen 1.5.

En la Tabla 1.1 se muestran las moléculas de gases que pueden entrar en las diferentes cavidades que consiguen formar estructuras de hidratos de gas, tipo I y II. (“+” Sí forman “-” No forman)

Componente	Estructura I		Estructura II	
	Cavidades Chicas	Cavidades Grandes	Cavidades Chicas	Cavidades Grandes
C_1	+	+	+	+
C_2	-	+	-	+
C_3	-	-	-	+
nC_4	-	-	-	+
iC_4	-	-	-	+
CO_2	+	+	+	+
N_2	+	+	+	+
H_2S	+	+	+	+
O_2	+	+	+	+
Ar	+	+	+	+
<i>Dimetilpropano</i>	-	-	-	+
<i>Ciclopropano</i>	-	-	-	+
<i>Ciclohexano</i>	-	-	-	+
C_6H_6	-	-	-	+

Tabla 1.1 Gases que forman hidratos y estructura preferente para ocupar los huecos ó cavidades.

En la Imagen 1.6 a la izquierda se muestran tres tipos de cavidades presentes en las estructuras de Tipo I y Tipo II. El exponente en cada una de las notaciones nos indica el número de caras pentagonales y hexagonales que hay en cada tipo de cavidad, por ejemplo, 5^{12} nos señala que esa cavidad esta formada por 12 caras pentagonales. Los vértices comunes en cada una de las caras, están ocupadas por un átomo de oxígeno, los enlaces entre todos los vértices se forman por átomos de hidrógeno. De la misma forma del lado derecho de la Imagen 1.6 se observan los dos tipos de cavidades presentes en los hidratos con estructura tipo H, compartiendo la cavidad 5^{12} que es común en casi todas las estructuras.

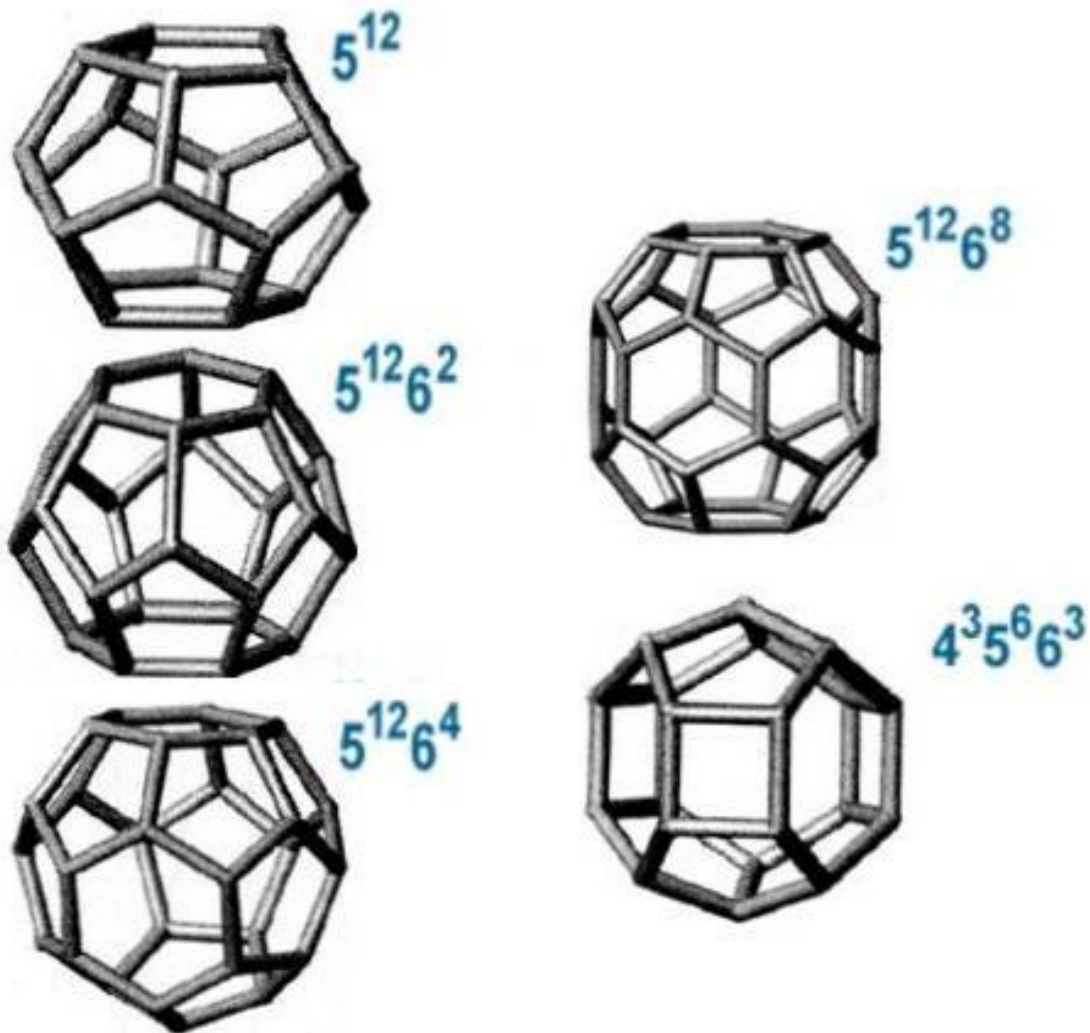


Imagen 1.6 Tipos de cavidades presentes en los hidratos de gas.

1.2.4 Propiedades físicas y características.

Los hidratos de gas tienen propiedades físicas definidas por su estructura cristalina y por su composición. La evaluación de las propiedades físicas se dificulta ya que dependen de:

- 💧 **Tipo de hidrato.**
- 💧 **Molécula huésped atrapada en el hidrato.**
- 💧 **Grado de saturación.**

Características	Metano	Etano	Propano	Isobutano	CO ₂	H ₂ S	Hielo
Estructura o Tipo	I	I	II	II	I	I	
Saturación Pequeña	0.8723	0.0000	0.0000	0.0000	0.7295	0.9075	✗
Saturación Grande	0.9730	0.9864	0.9987	0.9987	0.9813	0.9707	✗
Masa Molar (g/mol)	17.74	19.39	19.46	20.24	21.59	20.87	✗
Densidad (g/cm³) (lb/ft³)	0.913 57	0.967 60.3	0.899 56.1	0.934 58.3	1.107 69.1	0.917 1.046	0.917 57.2
Entalpia (kJ/g) (kJ/mol) (MBtu/lb)	3.05 54.2 23.3	3.70 71.8 30.9	6.64 129.2 55.5	6.58 133.2 57.3	✗	✗	0.333 6.01 143
Capacidad Calorífica. (J/g°C) (J/mol°C) (Btu/lb°F)	2.25 40 0.54	2.2 43 0.53	2.2 43 0.53	2.2 43 0.53	✗	✗	2.05 37.1 0.492
Conductividad Térmica. (W/m.k.)	0.50± 0.01	0.50± 0.01	✗	✗	✗	✗	2.2

Tabla 1.2 Propiedades físicas de los hidratos de gas.

En la Tabla 1.2 se muestra las propiedades físicas de los hidratos de gas determinadas a partir de su composición y su respectiva estructura tipo I ó II.

Los hidratos presentan distintas coloraciones, a causa de las impurezas que pudieran tener; estas pueden ser bacterias, minerales y otros gases, por ejemplo los hidratos en el Golfo de México presentan colores amarillos, verdosos y anaranjados, otro ejemplo son los hallados en las Bahamas donde su color es azul.

Los hidratos de gas tienen una densidad relativa promedio de $0.98 \text{ (g/cm}^3\text{)}$ por lo que flotarán en el agua y se hundirán en hidrocarburos líquidos.

En condiciones de temperatura y presión estándar, un volumen de 1m^3 de hidrato de gas saturado contendrá un volumen de 164 m^3 de gas natural y 0.8 m^3 de agua. Esta gran capacidad de almacenamiento representa una importante fuente de energía, como se muestra en la Imagen 1.7.

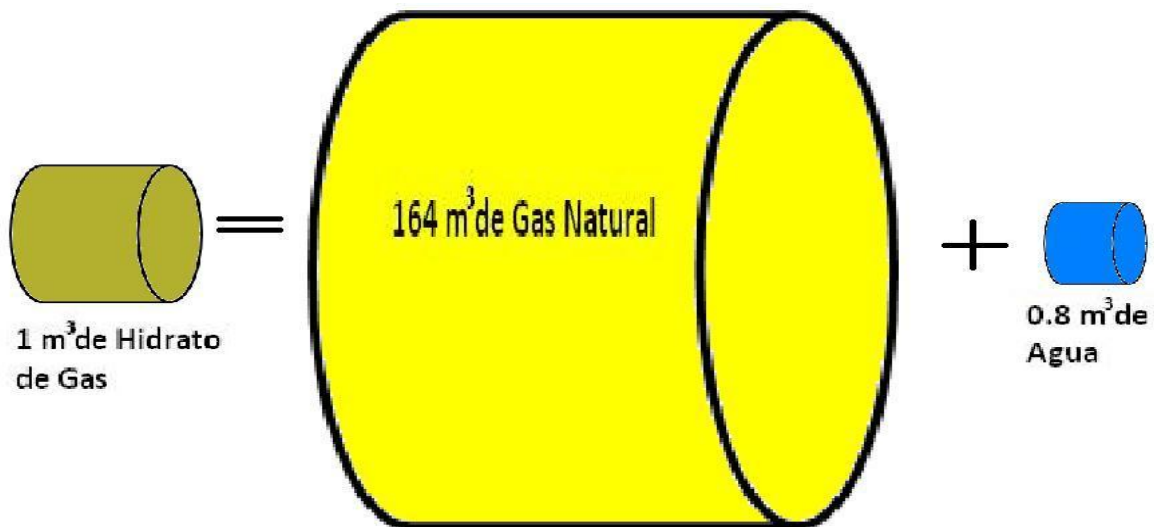


Imagen 1.7 Gas y agua a condiciones estándar contenidos en un 1m^3 de hidratos.

Las propiedades físicas que tienen los hidratos se han determinado a partir de muestras obtenidas de núcleos recuperados en operaciones de perforación de pozos con fines de investigación, y en algunos casos a partir de hidratos obtenidos en laboratorio.

A partir de núcleos recuperados en las perforaciones de pozos con fines de investigación, se ha establecido la distribución de las estructuras sedimentarias de los hidratos, las cuales están relacionadas al tipo de sedimento; su ocurrencia va desde una capa diseminada hasta una capa masiva, según se observa en las Imágenes 1.8 y 1.9.

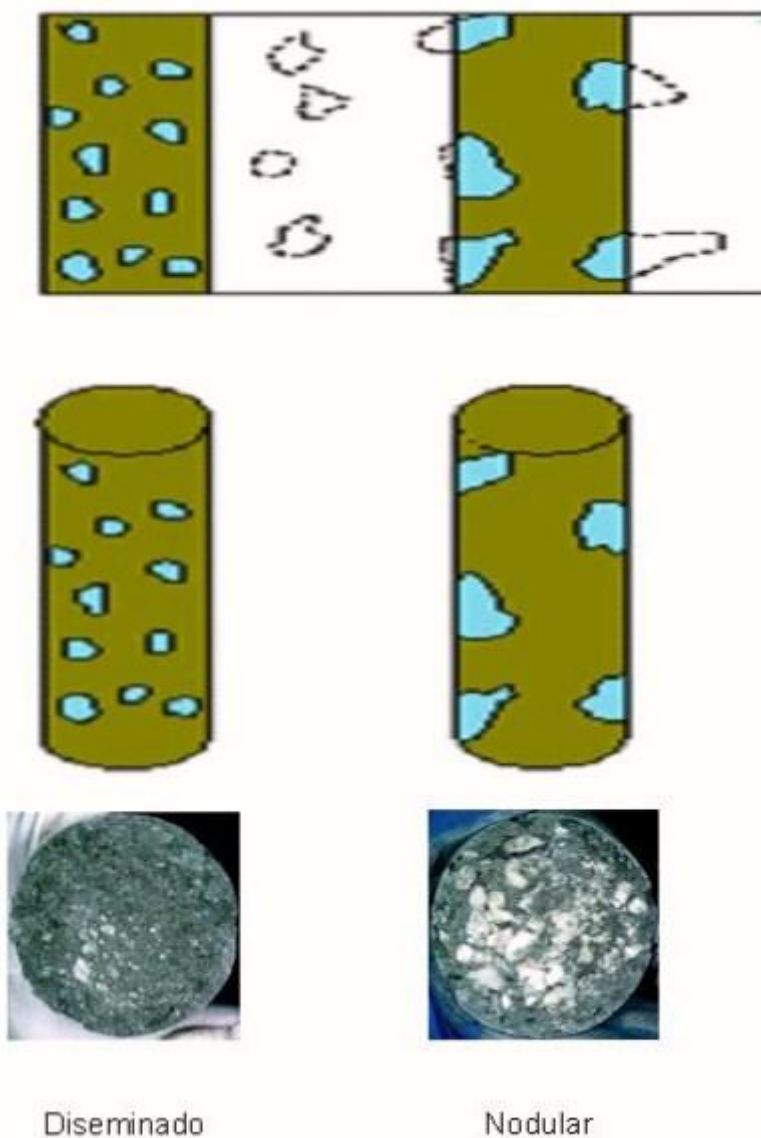


Imagen 1.8 Distribución de los hidratos de gas en los sedimentos.

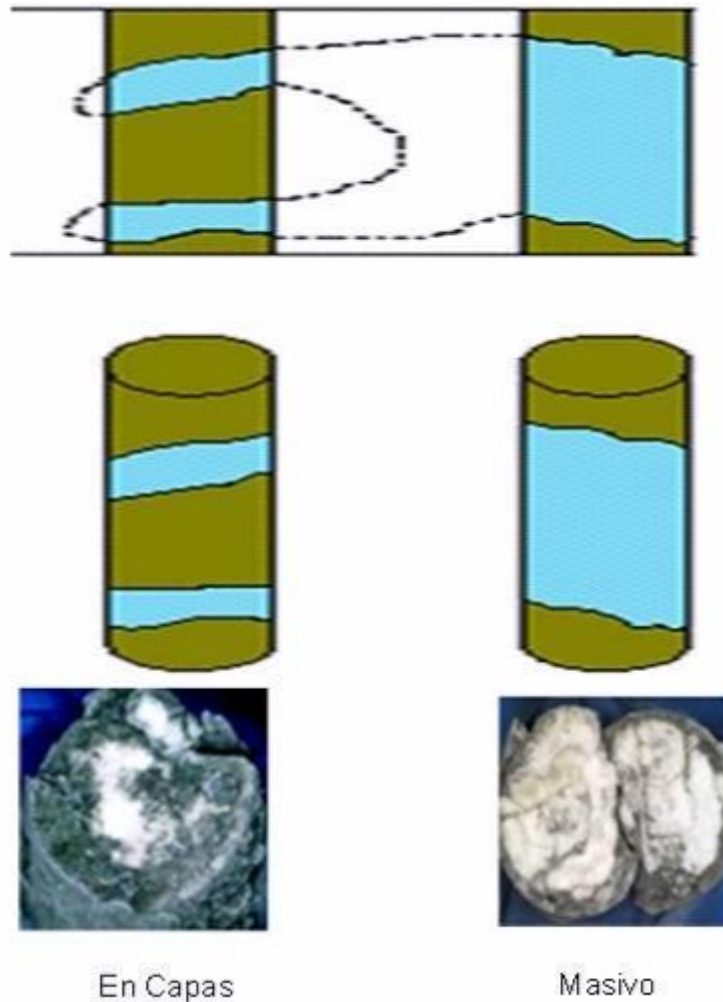


Imagen 1.9 Distribución de los hidratos de gas en los sedimentos.

1.2.5 Origen del hidrocarburo contenido en los hidratos de gas.

El GN se forma durante la diagénesis, catagénesis y metagénesis, en condiciones de presión y temperatura variables a diferentes profundidades. El gas metano en los hidratos de gas tiene un origen vinculado a diferentes procesos que se describen a continuación:

Metano de Origen Biogénico. Cuando se tiene un proceso microbiano, el material orgánico de los depósitos sedimentarios se descompone en un proceso

complejo de metanogénesis llevado a cabo por bacterias en un ambiente anóxico. Esto es, el metano se genera a causa de la acción de bacterias anaeróbicas sintetizadoras, a través del proceso de **diagénesis**; este proceso se refiere a la alteración biológica, física y química de los fragmentos orgánicos que se encuentran en secuencias de grano fino debido al sepultamiento que sufren. La materia orgánica incluida en las arcillas se compacta y experimenta reacciones bastante complejas.

Uno de los principales agentes de la transformación durante la diagénesis temprana, lo es la actividad microbiana. Los microorganismos aeróbicos que viven en la capa superior de los sedimentos consumen el oxígeno libre, mientras que los anaeróbicos reducen los sulfatos para obtener el oxígeno requerido. La energía se suministra a través de la descomposición de la materia orgánica, la cual durante el proceso, se convierte en dióxido de carbono, amoníaco y agua; Normalmente, la conversión se efectúa completamente en las arenas y parcialmente en los lodos. La diagénesis es el proceso mediante el cual los biopolímeros son sometidos a un ataque básicamente microbiano, que se realiza a poca profundidad y temperaturas entre 0 y 50 °C.

Los procesos biogénicos son capaces de producir inmensas cantidades de metano y se considera como la fuente primaria del metano entrampado en las capas de siliciclastos dentro de las secuencias del subsuelo oceánico poco profundo.

El hidrocarburo generado durante esta etapa es el metano; el metano generado en esta fase recibe el nombre de **Biogénico**, corresponde a gas seco y es producido por el proceso de descomposición de la materia orgánica.

Metano de Origen Termogénico. Corresponde al metano que se crea a partir de un proceso originado por la acción combinada de presión, temperatura y tiempo de sepultamiento del material orgánico que se encuentra en los sedimentos. En tiempos geológicos pasados, enormes cantidades de material orgánico fueron sepultados por los sedimentos, mayoritariamente en ambientes anóxicos donde la

operación bacteriana no es suficiente para su degradación; estos al ser sepultados, quedan sujetos a grandes presiones, originando grandes cantidades de aceite y GN, en las etapas de catagénesis y metagénesis.

El proceso de **catagénesis** ocurre cuando se tienen los sedimentos consolidados, sepultados a profundidades mayores de 1,000 metros, normalmente debido, al depósito de nuevos sedimentos. En estas condiciones aumenta la temperatura y la presión, lo que genera nuevos cambios en la materia orgánica por lo que el kerógeno se transforma en hidrocarburos. El kerógeno sufre transformación térmica y genera el petróleo, gas húmedo y condensado. Posteriormente y debido a condiciones más drásticas de temperatura y profundidad, se produce la generación de gas seco o metano.

Las temperaturas que se alcanzan en esta etapa son del orden de 50°C y hasta 225°C aproximadamente, y la presión varía de 4,350 a 21,755 psi. Con relación a la temperatura, se produce gas y aceite en los siguientes intervalos:

Gas de ± 50 a ± 225 °C

Aceite de ± 60 a ± 175 °C

Los sedimentos con materia orgánica se sepultan rápida o lentamente de acuerdo con las características propias de la cuenca sedimentaria, de la tasa de sedimentación y de su entorno. Cuando la roca generadora alcanza profundidades mayores a 1,000 metros, inicia la catagénesis, es decir, inicia la ventana de generación. A los 2,600 metros se alcanza el máximo pico de generación de hidrocarburos líquidos. Entre los 3,000 y 3,500 metros se pasa a la catagénesis tardía, produciéndose menos aceite y más gas; por lo tanto es la principal zona de formación de gas seco y gas húmedo, originándose pequeñas fracciones de hidrocarburos condensados, como se ilustra en la Imagen 1.10

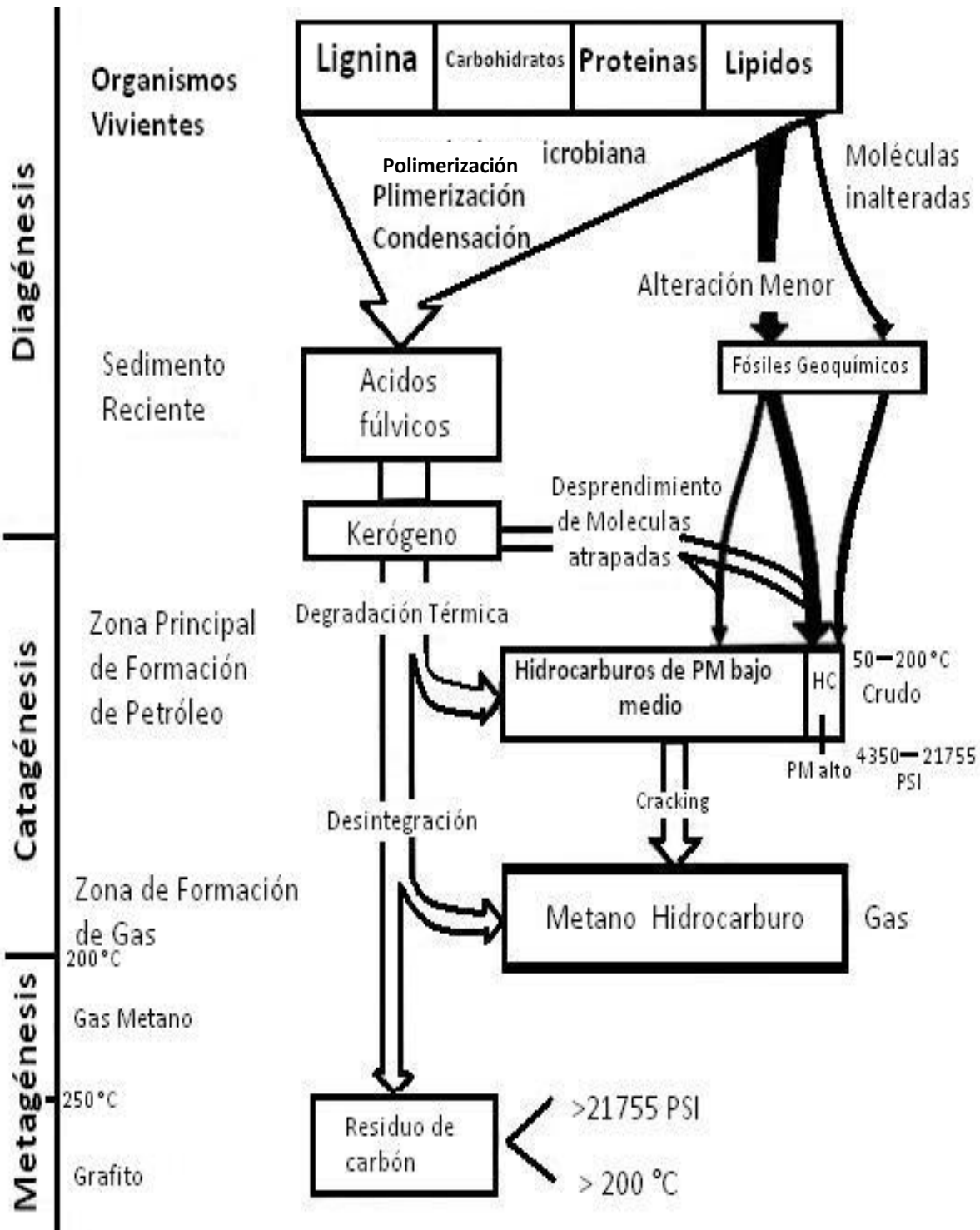


Imagen 1.10 Procedencia del hidrocarburo a través de la evolución de la materia orgánica.

La **metagénesis** corresponde a la tercera etapa dentro del proceso de transformación de la materia orgánica, se realiza generalmente a grandes profundidades y altas temperaturas. En esta etapa la materia orgánica residual se transforma en metano y el carbón en antracita. La etapa o proceso se desarrolla a temperaturas mayores a los 225°C y corresponde a la última transformación de la materia orgánica, considerada importante para la generación de gas. La generación de metano acaba a los 315°C, con profundidades cercanas a los 8,000 metros, es decir, presiones litostáticas mayores a 21,755 psi. La porosidad de las rocas en estas condiciones disminuye notablemente, por lo que es difícil que se formen a estas profundidades yacimientos de hidrocarburos que tengan rendimiento económico.

De tal forma que los hidrocarburos tienen como origen un mínimo porcentaje de materia orgánica depositada en cuencas sedimentarias; el mayor porcentaje procede de restos de animales y plantas que habitaron en el mar y materia orgánica terrestre transportada hasta las cuencas a través de las corrientes fluviales y por el viento.

De este modo, el petróleo y gas, son resultado de la alteración de la materia orgánica, que por efectos de la profundidad y temperatura, se convierte en petróleo o gas.

La Imagen 1.11 muestra la relación que existe entre el origen del gas metano respecto a la profundidad del fondo oceánico. Donde de 0 a 10 metros por debajo del fondo oceánico se halla una zona reductora donde se precipitan nitratos, manganeso, fierro, sulfatos y algunos carbonatos. Se observa que el gas de origen biogénico se genera en un intervalo de 10 a 600 metros debajo del fondo oceánico y el gas de origen termogénico se origina a más de 1,000 metros debajo del fondo oceánico.

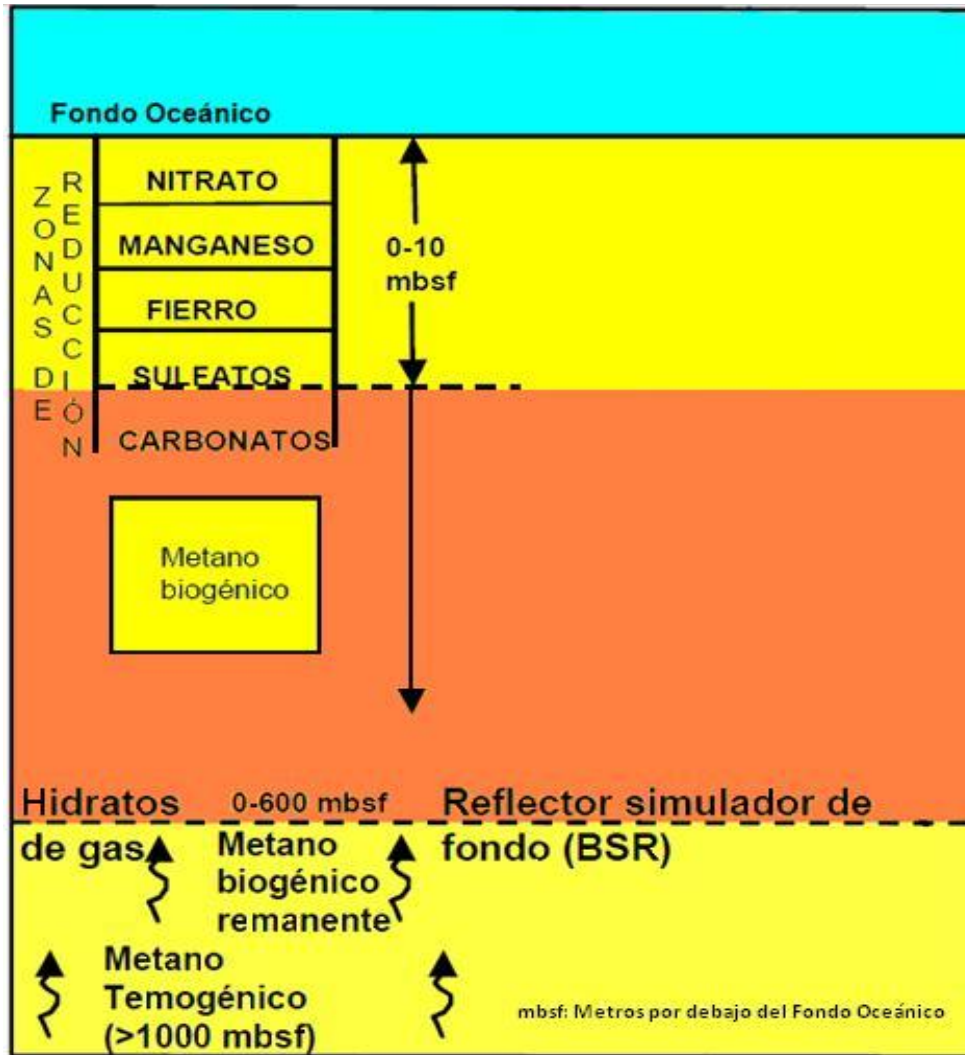


Imagen 1.11 Proceso biogénico y termogénico de gas metano.

1.2.6 Zona de estabilidad.

El origen de los hidratos de gas en la naturaleza es función de la relación entre factores como: composición, presión y temperatura. A partir de estos se crea un diagrama de fase, Imagen 1.12, en el que se muestra el límite entre gas metano libre e hidratos, para el sistema de agua pura y metano puro, esta información permite valorar a grandes rasgos las presiones y temperaturas bajo las cuales los hidratos, compuestos mayoritariamente de metano, son estables en los márgenes continentales.

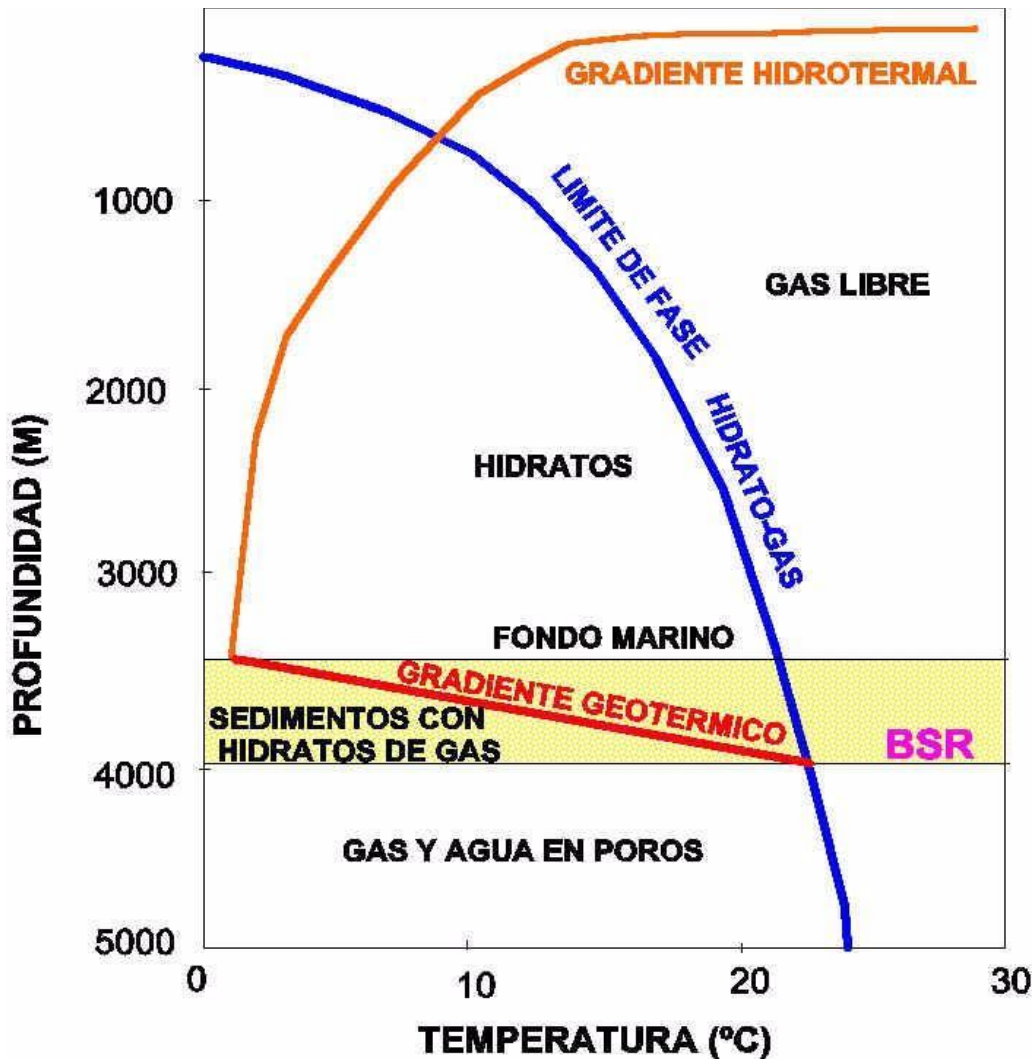


Imagen 1.12 Diagrama de estabilidad de hidratos de gas.

La presencia de gases con peso molecular alto como el etano o propano, obliga a que el límite de fase se mueva hacia la derecha, permitiendo que los hidratos se formen a menor presión es decir a profundidades menores y mayores temperaturas.

La presencia de sales en el agua intersticial mueve el límite de fase hacia la izquierda, provocando un decrecimiento en la zona de estabilidad de los hidratos. La intersección del perfil de gradiente hidrotermal con la curva de límite de fase

delos hidratos corresponde a la mínima profundidad de agua bajo la cual los hidratos, son estables.

Esta mínima profundidad de agua será menor si el agua es más fría, y mayor si el agua es más templada. De forma aproximada, esta profundidad mínima es de unos 300 metros en el Ártico, y de 600 metros en regiones subtropicales como se muestra en la Imagen 1.13. En sedimentos profundos la temperatura normalmente se incrementa con la profundidad y eventualmente alcanza un punto en el cual los hidratos son inestables, a pesar del continuo incremento de la presión con la profundidad.

Por lo tanto, dentro de los sedimentos existe una zona en la cual los hidratos son potencialmente estables, comúnmente desde el fondo marino hasta varios cientos de metros por debajo de él; Esto define una zona de estabilidad dentro de la cual si existe saturación de gas metano, hay lugar para la formación de hidratos de gas.

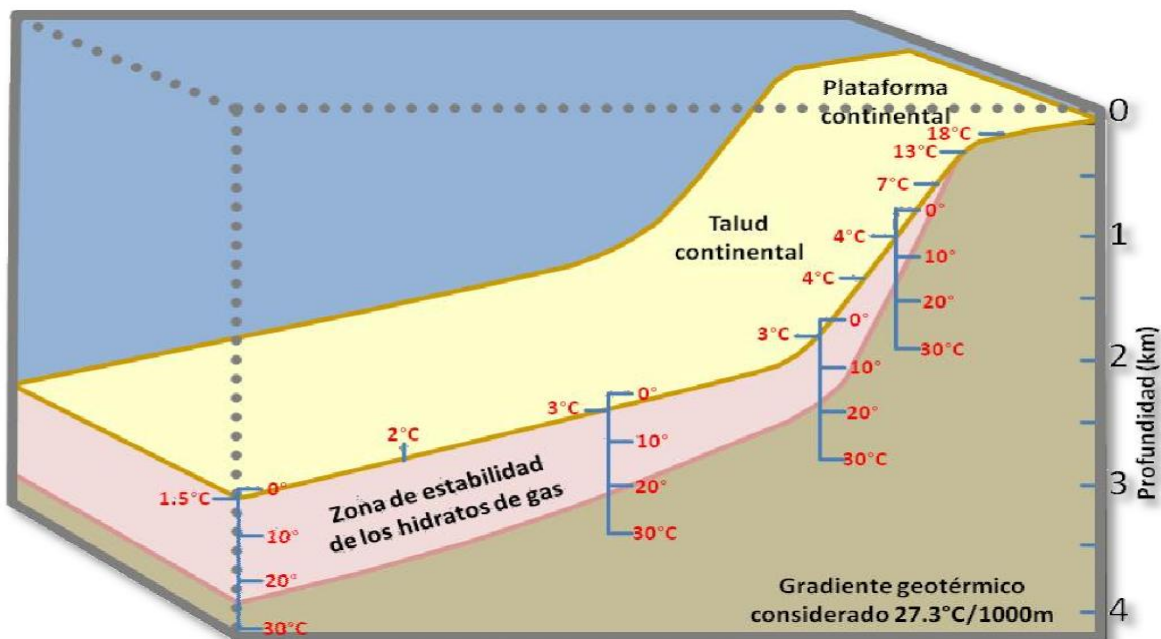


Imagen 1.13 Zona de estabilidad de los hidratos en el lecho marino.

1.3 Estado en la naturaleza.

Los depósitos de hidratos de gas se localizan a profundidades diversas del océano y por debajo de muchas regiones del permafrost. Los hidratos se forman en estos ambientes ya que su estabilidad está en función a altas presiones y bajas temperaturas.

Aparentemente la mayoría de los hidratos marinos se encuentran alojados en los bordes de los continentes, en lugares donde el agua es lo suficientemente profunda y rica en nutrientes, donde se tiene materia orgánica parcialmente descompuesta para que las bacterias la conviertan en metano. Con la combinación adecuada de presión y temperatura, estas moléculas de metano finalmente se acumulan en jaulas cristalinas de hielo formando los depósitos submarinos de hidratos. Incluso existen hidratos cerca de la superficie terrestre en las regiones del permafrost esto a causa de bajas temperaturas y la alta presión.

Además de estar ubicado en lugares de difícil acceso para el humano, si bien podemos llegar a encontrarlos, estos no están muy concentrados en grandes volúmenes de materia sólida.

Dadas las condiciones especiales de formación de hidratos se ha dificultado el estudio de éstos. Cuando se cambia la presión y temperatura, el material que conforma a los hidratos se torna inestable y cambia su estado. Se han realizado perforaciones y se han extraído núcleos de los sedimentos ricos en hidratos para estudiarlos en el laboratorio. Sin embargo, cuando las muestras se llevan a condiciones ambientales a bordo del barco o al laboratorio y quedan expuestas a la presión atmosférica y temperatura ambiente, se despresurizan separándose en gas y agua y así se pierde la muestra representativa para su análisis.

Debido a que el agua de mar no toda está saturada con el metano, los hidratos no se localizan en todo el océano propiamente. Sólo en algunos lugares donde la concentración de metano sea suficiente como para permitir que los hidratos,

surjan. Estos ocasionalmente quedan expuestos como afloramientos del lecho marino, como ocurre en el Golfo de México.

Los sedimentos del fondo marino en los bordes continentales representan la mayor concentración de hidratos, ya que en este tipo de ambiente se conocen temperaturas considerablemente bajas, alrededor de 4°C y altas presiones que van desde los 700 hasta 1,500 psi como consecuencia de las grandes profundidades al lecho marino que son mayores a 350 metros en las que se desarrolla el proceso de acumulación.

En términos de ubicación geográfica, según estudios realizados a muestras de sedimentos del subsuelo marino, los hidratos de gas se encuentran distribuidos en zonas Costa afuera de: México, Oregón, California, Carolina, Alaska, en la Fosa de Centroamérica, Costa afuera de Perú, en el Mar Negro, en el mar Caspio, en el mar Mediterráneo, Costa afuera de Japón, India y Antártida. En el caso de los suelos permanentemente congelados solo se han registrado acumulaciones en las zonas adyacentes al Ártico. Estas localidades son mostradas en la Imagen 1.14

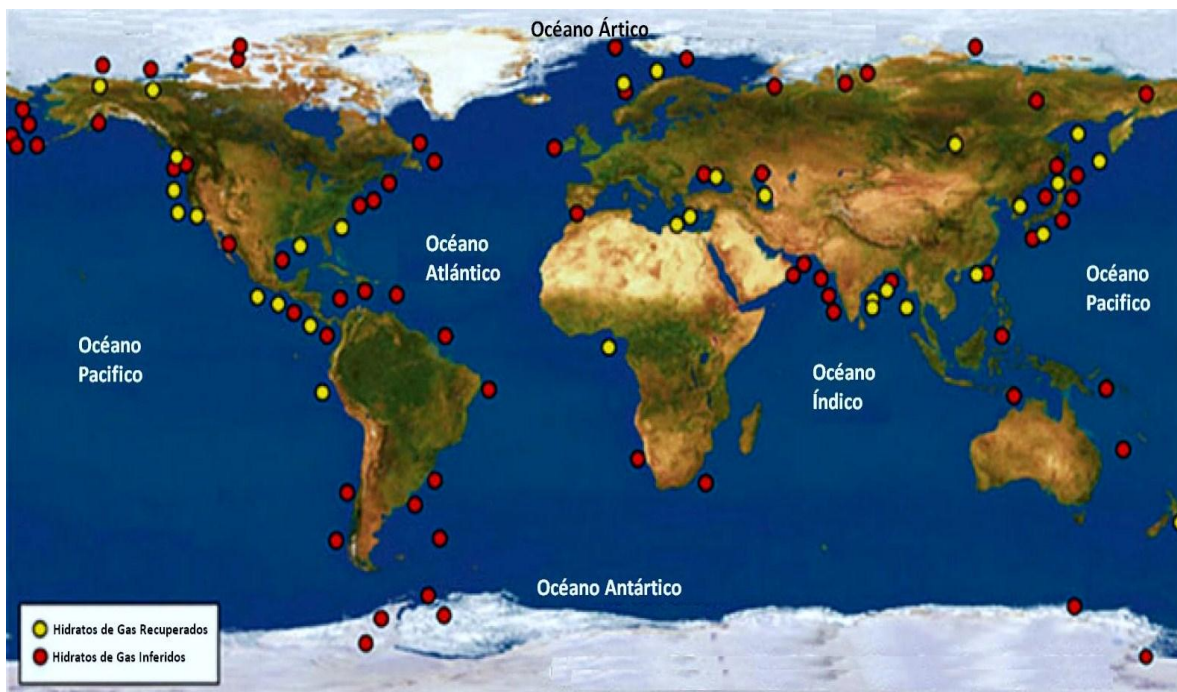


Imagen 1.14 Localidades con presencia de hidratos de gas.

1.3.1 Estimación del recurso.

La información sobre la presencia de hidratos de gas ha sido estimada por Kvenvolden. Se considera una estimación razonable para la cantidad de gas almacenado en los hidratos de gas que esta en el intervalo de 10^{15} a 10^{16} m³. Esta representa aproximadamente el doble del carbono almacenado en la totalidad de los depósitos conocidos de combustibles fósiles. Los hidratos de gas pueden entonces constituir la reserva de combustible fósil más grande de la Tierra, y aún si sólo un pequeño porcentaje de éste fuera recuperado constituiría una importantísima fuente de energía y su impacto económico sería considerable.

Reservas de Carbono Orgánico

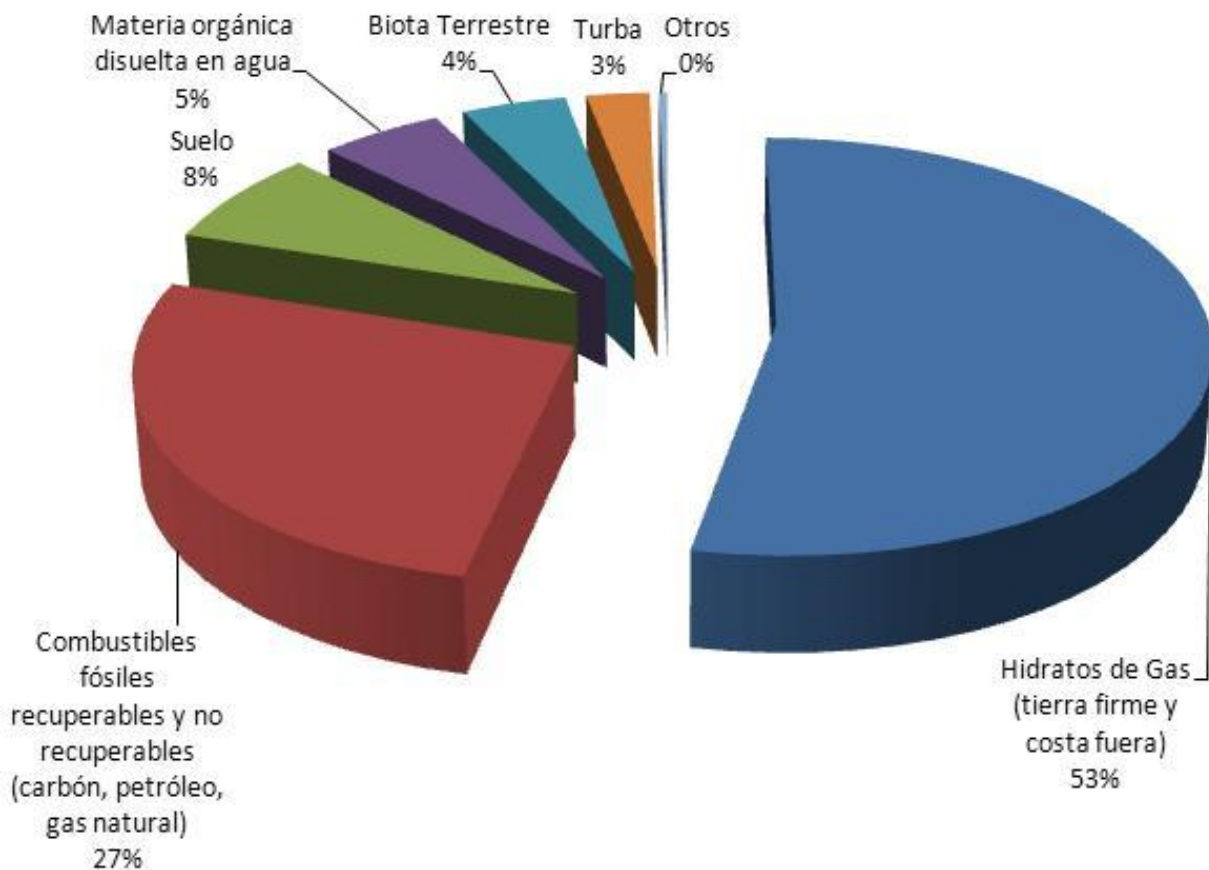


Imagen 1.15 Reservas de carbono orgánico en la Tierra.

La Imagen 1.15 muestra los porcentajes de contenido de carbono de los recursos de hidrocarburos conocidos en el mundo. Donde los hidratos contabilizan más de la mitad de estos recursos.

La cuantiosa cantidad de este recurso energético ha inducido a países desarrollados a invertir en proyectos de investigación para identificar acumulaciones e innovar métodos de extracción económicamente viables. Japón, Canadá, Rusia, India, Estados Unidos, Noruega, entre otros son algunos de interesados.

Actualmente no es viable la producción de gas a partir de hidratos de gas en yacimientos en cuencas costa fuera, pero se espera que en los próximos años se logre como resultado de los esfuerzos de cooperación internacional en investigación y desarrollo de tecnologías de producción de hidratos de gas.



Los Hidratos de Gas en Operaciones de Exploración y Producción.

2.1 Exploración de hidratos de gas.

Como se mencionó en el capítulo anterior los hidratos de gas se forman por la coexistencia de 5 parámetros en combinación adecuada, estos son:

- 💧 **Baja temperatura**
- 💧 **Alta presión.**
- 💧 **Concentraciones de agua.**
- 💧 **Gases de bajo peso molecular**
- 💧 **Tiempo suficiente.**

Estos parámetros están presentes de forma natural en la Tierra, en dos ambientes donde los hidratos existen en grandes cantidades, estos son:

- 💧 **Permafrost**
- 💧 **Aguas profundas.**

Los hidratos de gas han sido encontrados en las capas de hielo o ambientes árticos mejor conocidos como “permafrost” donde se presentan las condiciones necesarias para su formación y estabilización, geográficamente ubicados en el Norte de Alaska, en el Ártico de Canadá y en el Norte de Siberia; estas acumulaciones se presentan en áreas que han sido importantes en el desarrollo de proyectos para la exploración y producción de hidrocarburo convencional. De acuerdo a datos cuantitativos, los hidratos almacenados en el Ártico tienen un alto potencial para considerarse como una fuente de gas natural (GN) económicamente viable a mediano y largo plazo.

Las capas del permafrost se originan donde el agua subterránea que ocupa el espacio poroso de la roca y sedimento está permanentemente congelado y este se desarrolla en función a la temperatura media anual del aire que en la superficie es muy baja, estableciendo una temperatura constante en la superficie por debajo

de los 0°C; estas condiciones son similares en el fondo del océano donde el agua se convierte en hielo y queda exenta de un posible deshielo.

En las regiones de permafrost los hidratos se mantienen estables a temperaturas de -9 a 14 °C, correspondiendo a profundidades que van desde los 200 metros hasta los 1,100 metros. Ver Imagen 2.16

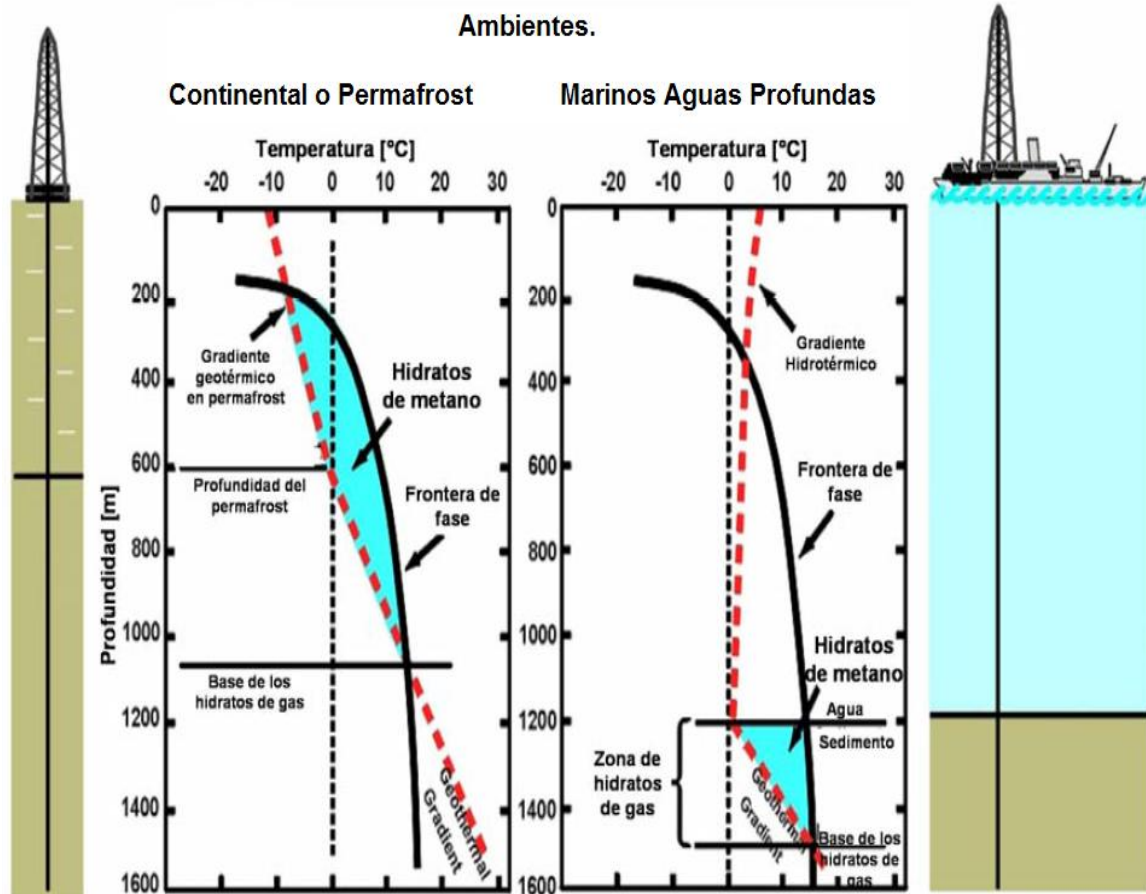


Imagen 2.16 Ambientes de formación de hidratos de gas.

Se ha identificado que en los sedimentos marinos en aguas profundas existen los parámetros necesarios para la formación de hidratos de gas. A partir de muestras recuperadas de sedimentos marinos y con el control de la perforación de pozos, se ha identificado que estos provienen de pocos metros del fondo oceánico en un intervalo de profundidad respecto al fondo oceánico que va de 0 a 400 metros. La

mayor parte de los océanos por debajo de los 500 metros de profundidad, contiene bajas temperaturas y altas presiones generando dos condiciones de las cinco necesarias para la formación de hidratos.

Las condiciones adecuadas para formar hidratos en ambientes marinos en aguas profundas, corresponden a temperaturas que están en el rango de 0 a 16 °C, correspondiendo a profundidades que van de 1,200 a 1,500 metros. Ver Imagen 2.16

Los primeros estudios para identificar las localidades con hidratos de gas fueron obtenidos de manera indirecta, a través de métodos geofísicos, que tuvieron el fin de obtener información que permitiría conocer las características de los depósitos de hidratos, a partir de esta información se desarrollaron criterios para definir las reservas y su geometría de almacenamiento. En base a lo anterior, se ha ido avanzando paulatinamente en el conocimiento de la localización de hidratos de gas, sus características de formación y su concentración, por lo tanto se ha ido conociendo más sobre los escenarios en los que hacen presencia.

2.1.1 Métodos geofísicos de exploración.

Con el fin de definir la presencia de hidratos de gas en zonas que aún están inexploradas o de las que no se tiene información, se requerirá de métodos geofísicos de exploración que hagan posible el definir la existencia de hidratos en el subsuelo.

Los métodos geofísicos de exploración nos permiten ubicar zonas potenciales de explotación de petróleo y gas; y en este caso también permiten la identificación de zonas con hidratos.

Se han obtenido diversos indicadores de zonas con acumulaciones de hidratos en el permafrost y en los sedimentos marinos en aguas profundas y esto se ha

confirmado mediante la perforación de pozos exploratorios y con el análisis de los núcleos obtenidos.

A continuación se describen algunos métodos geofísicos de exploración que permiten ubicar zonas con acumulación de hidratos.

Sísmica de Reflexión

Este método es ampliamente utilizado en la etapa de exploración ya que permite obtener información del subsuelo controlando los tiempos de llegada de ondas elásticas o mejor llamadas pulsos, estos son generados artificialmente mediante vibraciones, explosiones o impactos mecánicos; el retorno de estas ondas elásticas a la superficie después de reflejarse en las distintas interfaces, se registra en sismógrafos. El principal objetivo del método es adquirir datos sobre la arquitectura y tipos de rocas del subsuelo, de igual forma permite inferir información adicional en la exploración.

En la década de los 90's se evaluó una fuente acústica con fines de exploración en hidratos de gas a bordo de un buque oceanográfico, adicionalmente se han propuesto diferentes métodos que van desde explosiones controladas, generación de una diferencia de potencial eléctrico elevado "sparker" y los cañones de aire comprimido "airgun" (Imagen 2.17); estos últimos, los de mayor éxito por su inocuidad y eficacia.

Los hidratos de gas poseen una alta velocidad de propagación de ondas sonoras muy semejante a la que tiene el hielo, aunque esto varía en función de los gases contenidos y de su ocurrencia en los sedimentos, ya que se pueden encontrar en forma de nódulos, diseminados, veras o capas masivas.

A pesar de estas diferencias, la velocidad de propagación en la capa de hidratos siempre será mayor que la de una posible capa de gas libre, por debajo de estos, lo cual puede generar que el límite entre ambas capas se comporte como un

reflector que simula acústicamente la superficie del fondo oceánico (BSR por sus siglas en inglés: BottomSimulating Reflector).

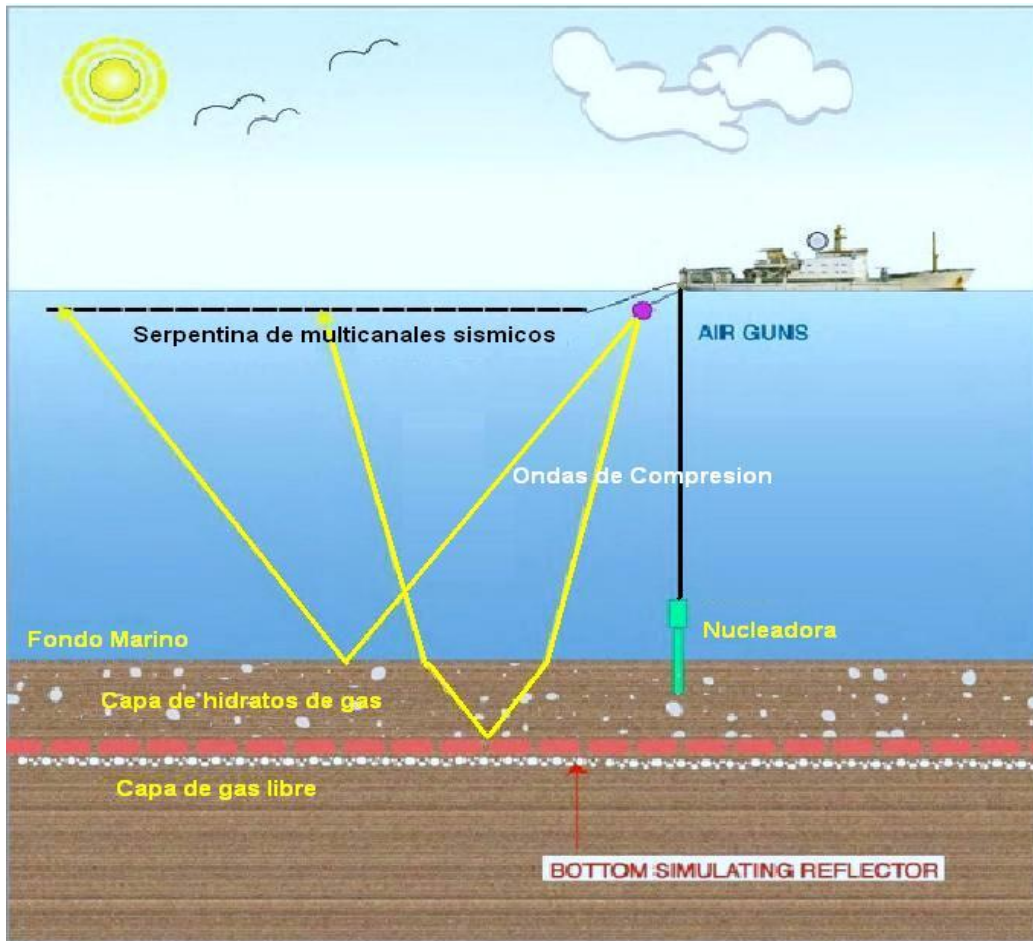


Imagen 2.17 Identificación de hidratos de gas con AIRGUNS

La existencia de un reflector que simula acústicamente la superficie del fondo oceánico (BSR) es debido a la discontinuidad que se produce entre los sedimentos que contienen hidratos (encima del BSR) y los que contienen gas libre (debajo del BSR) (Imagen 2.18) este es el indicador más utilizado para mapear los hidratos y pueden encontrarse a profundidades de entre 100 y 500 metros por debajo del fondo. El BSR ocurre a la presión y temperatura requerida para la estabilidad de los hidratos, por esta razón la ubicación de los mismos en el subsuelo se realiza en función del análisis de líneas sísmicas, los sedimentos

cementados por hidratos representan un deposito con muy alta velocidad y por debajo de las zonas con hidratos las velocidades son menores debido a que los sedimentos inferiores contienen en sus poros solo agua y/o gas libre atrapado por hidratos dada su baja permeabilidad.

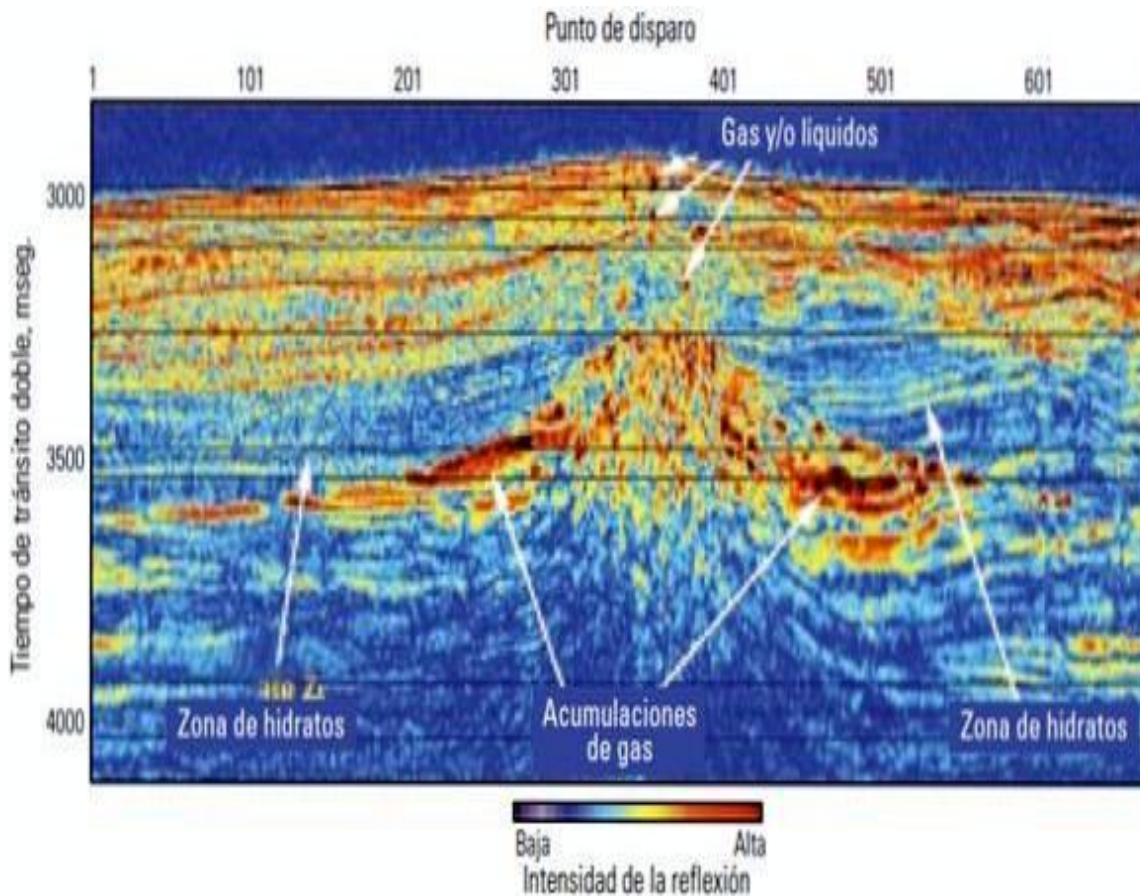


Imagen 2.18 Sección sísmica con BSR

Un problema de esta técnica es que los hidratos pueden existir y no aparecer la anomalía BSR en el registro de ondas sonoras, por varias razones, entre las que destacan; que no exista o sea pequeña la capa de gas libre debajo de los hidratos, o si este hubiera endurecido demasiado, por su alta compactación, la capa de sedimento impidiendo la diferencia tan grande en las velocidades de las ondas.

Se llegó a pensar que los BSR eran ruidos en el proceso de adquisición de datos sísmicos y por lo tanto eran tratados de depurarse. Ahora se sabe que son producidos por la impedancia negativa contrastante entre altas velocidades de los sedimentos que contienen hidratos y las bajas velocidades de los sedimentos que contienen gas libre, véase la Imagen 2.19

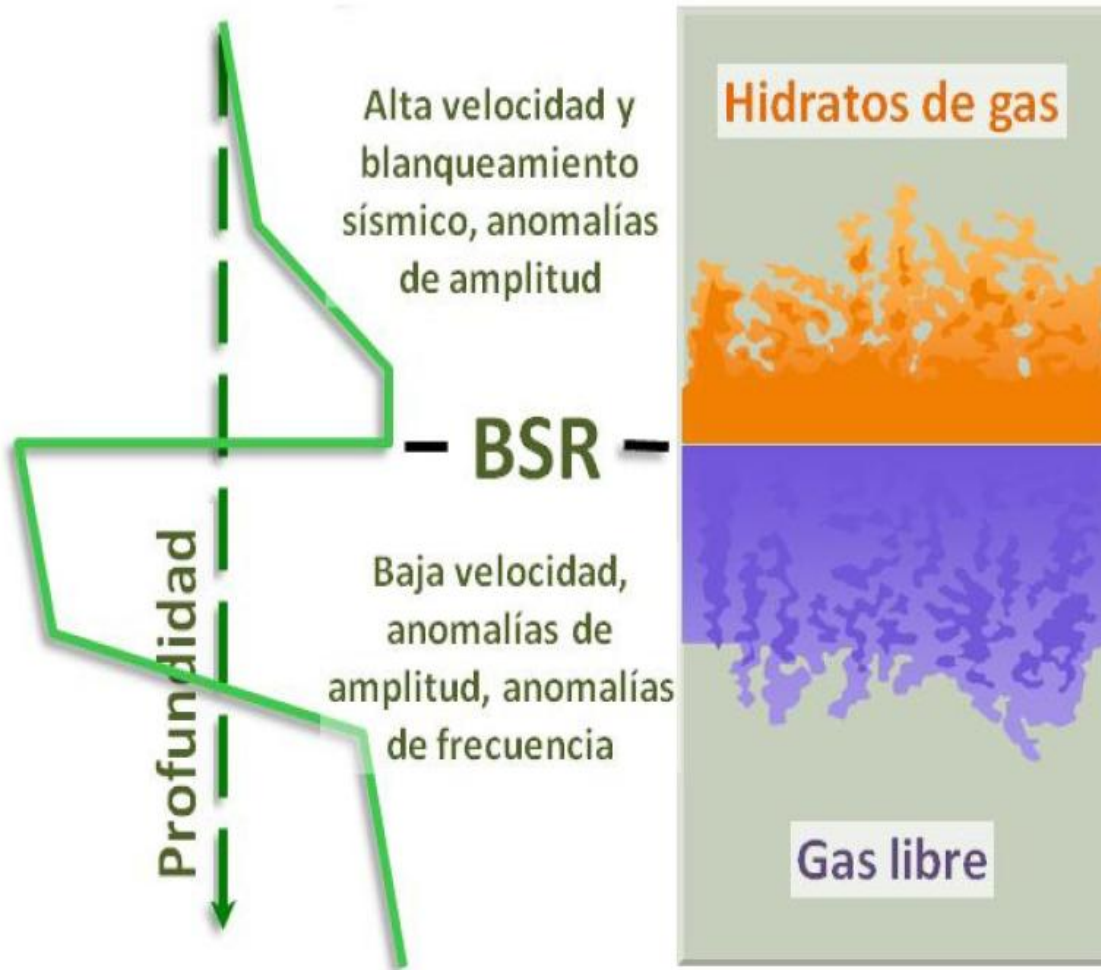


Imagen 2.19 Reflector que Simula Acústicamente la Superficie del Fondo Oceánico BSR

Resistividad Eléctrica.

La resistividad de los hidratos y del gas retenido bajo ellos es muy elevada respecto a los estratos sedimentarios ya que estos presentan matrices porosas rellenas de soluciones salinas, lo que reduce su resistividad. Mientras que los primeros no son más que agregados de hielo y concentraciones de gas atrapados en una matriz porosa y su respuesta eléctrica es igual que la de un aislante.

La técnica que se basa en estas propiedades, se ha demostrado eficiente en zonas en las que los hidratos no generan el BSR.

Este método es adecuado para observar la respuesta eléctrica de los hidratos en el fondo marino. La respuesta que se obtiene en este ambiente geológico, se fundamenta en la fácil propagación de ondas electromagnéticas generadas en el fondo marino. Estas ondas son emitidas desde un transmisor ubicado en el fondo marino y se propagan a través de los estratos del piso oceánico. La señal electromagnética que ha sido propagada, posteriormente es recolectada con un arreglo de electrodos que permiten la transformación a una secuencia de resistividad contra profundidad que se interpreta en términos de las propiedades eléctricas que caracterizan a los hidratos.

Batimetría y Geomorfología.

Estudiar el relieve del fondo marino, permite reconocer y caracterizar la geomorfología marina y los sistemas estructurales que afloran en la superficie del piso oceánico. Esta información es relevante para la evaluación de los riesgos ambientales asociados a la ocurrencia de los hidratos. El análisis de la geomorfología del piso oceánico esta entrelazando al reconocimiento de hidratos y permite identificar zonas de inestabilidad que sean susceptibles de desencadenar una remoción de masa con implicaciones para la seguridad de las operaciones. El desarrollo de nuevas tecnologías permite obtener imágenes de alta resolución del relieve del fondo marino apropiadas para estudios a detalle.

Sismicidad Natural

Está orientada a implicaciones ambientales de la ocurrencia de hidratos en las márgenes continentales. Esta concentración de actividad sísmica en sectores aledaños a la ubicación de hidratos en condiciones de inestabilidad podrá desencadenar remociones en masa, de tales proporciones que provocan a su vez un maremoto. Por lo tanto contar con una buena localización de actividad sísmica somera y correlacionarla con la distribución de los hidratos, permitirá desarrollar un mapa de riesgo asociado a la actividad sísmica natural.

2.1.2 Registros geofísicos de pozos.

Un registro geofísico de pozo es la representación grafica de una propiedad física de la roca contra la profundidad, esta herramienta permite obtener información durante la perforación de un pozo ya que mediante éstos, es posible determinar propiedades petrofísicas como: la litología, la porosidad, la permeabilidad, la saturación de fluidos, entre otras, y por consiguiente estimar la capacidad de producción de hidrocarburos convencionales.

Los registros geofísicos de pozos, toman un papel importante en la investigación de hidratos de gas ya que permiten su descripción y localización.

Las propiedades y características que se obtienen de los hidratos en el subsuelo a partir de registros geofísicos de pozos son:

- 💧 **Resistividad eléctrica relativamente alta.**
- 💧 **Porosidad de neutrón alta.**
- 💧 **Rápida velocidad acústica.**
- 💧 **Baja densidad.**

Los registros geofísicos de pozos a partir de los cuales se pueden identificar los hidratos de gas son:

- 💧 **Registro de resistividad eléctrica de doble inducción.** Este registro es de penetración superficial, adquiere una respuesta pequeña con relación a la zona de gas libre a causa de la disociación de los hidratos. El registro de doble inducción, muestra alta resistividad dando la posibilidad de interpretar la presencia de un posible yacimiento de hidratos.
- 💧 **Registro de Hidrocarburos.** Es más sensible a los hidratos de gas, pero su respuesta puede ser diferente de un registro para gas libre. En este registro la disociación de hidratos ocasiona un aumento significativo de gas en el lodo de perforación, encontrado en la parte superior del pozo.
- 💧 **Registro de Potencial Espontáneo.** El registro muestra una desviación relativamente menor, la curva del registro para los hidratos será muy similar al de una secuencia almacenadora de hielo, la correlación directa es con el registro gamma que tiene un comportamiento similar.
- 💧 **Registro de Tiempo de Tránsito Acústico.** A través de una sección con hidratos se genera una disminución del tiempo de tránsito acústico comparado con una saturada con gas o agua. El tiempo de tránsito acústico del hielo es parecido al de los hidratos. En el caso de realizar este registro en el “permafrost” la identificación de hidratos se vuelve complicada.
- 💧 **Registro Caliper.** El diámetro del agujero del pozo perforado puede agrandarse por la disociación de hidratos de gas.
- 💧 **Registro de Porosidad por Neutrón.** En un depósito de hidratos existe un aumento relativo de la porosidad, esta respuesta contrasta con la reducción aparente en la porosidad de neutrón en zonas con gas libre.
- 💧 **Registro de Densidad.** En zonas con acumulación de hidratos se genera una aparente disminución en la densidad en comparación a una saturada

con agua, a causa de que la densidad del hielo es semejante al de los hidratos; es casi imposible realizar este registro en el permafrost para identificar una acumulación de hidratos ya que la densidad decrece aparentemente con hidratos y puede ser distinguido del agua pero no del hielo sin hidratos.

La Imagen 2.20 muestra respuestas simultaneas de registros geofísicos de pozos donde se afirma con la interpretación zonas con hidratos, una correlación en las propiedades definirán una zona con alto potencial de presencia de hidratos.

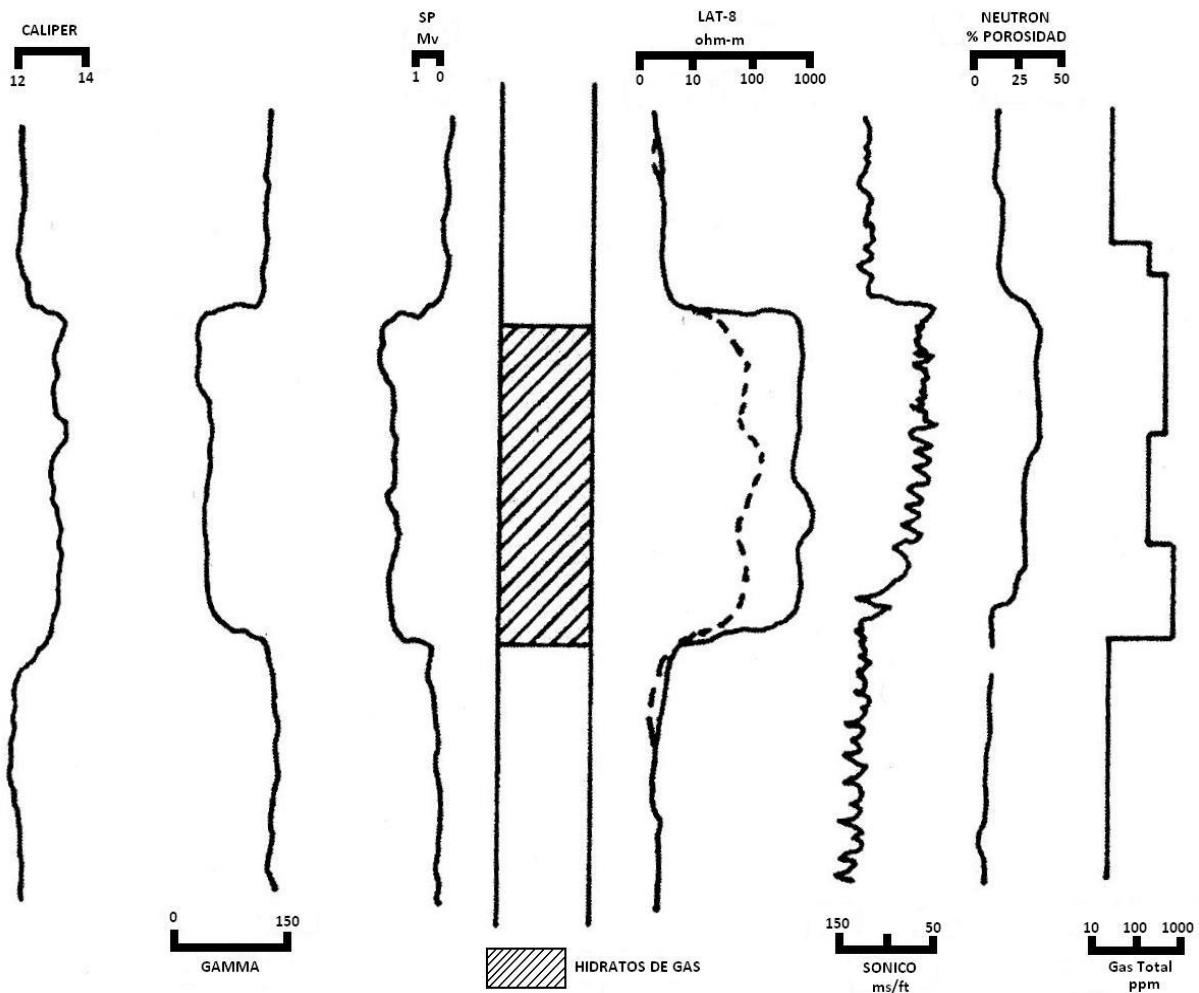


Imagen 2.20 Registros geofísicos en zona con hidratos.

2.1.3 Otros métodos de identificación.

Flujo calorífico.

La dependencia de condiciones de presión y temperatura a las cuales los hidratos presentan estabilidad, justifica la medición del flujo calorífico como una herramienta para su identificación. Una vez calibrada la herramienta que determina la conductividad térmica del medio, se hace una medición directa del gradiente geotérmico del área en estudio y del ambiente térmico. Esta metodología permite alcanzar un amplio entendimiento de las características térmicas que condicionan la ocurrencia de los hidratos.

Cantidad de metano en el agua cercana a los hidratos.

A pesar de que la mayoría del gas procedente de las capas internas del fondo oceánico queda atrapado en forma de hidratos, siempre y cuando las condiciones sean apropiadas, parte de estos hidratos pueden desestabilizarse, liberando cantidades de gas metano que ascenderá primero en el fondo y luego en la columna de agua. Para detectar posibles fuentes de hidratos podremos analizar esto, encontrando que en zonas próximas de hidratos existe una anomalía en cuanto a la cantidad de metano en la columna de agua. En las zonas más superficiales también se podrá observar una pluma de burbujas ascendiendo desde el fondo marino, las cuales podrán ser identificadas con el ROV.

Análisis de la salinidad del agua intersticial.

La salinidad del agua puede darnos la evidencia de que existen hidratos de gas o de que estos han existido. Cuando se congela el agua marina, esta expulsa buena parte de las sales que tiene disueltas, provocando un aumento en la salinidad de la zona circundante. Si somos capaces de detectar esta salinidad puntual elevada,

podremos suponer que en los alrededores se esta produciendo congelación de agua, la cual puede estar siendo empleada en formar hidratos de gas.

De igual forma, cuando los hidratos se desintegran o el agua pura que forma parte de la celda se incorpora al ambiente (capta sales del medio debido a las propiedades de la molécula de agua), por lo que se produce una disminución en la salinidad en la zona.

Resonancia Magnética (RM).

En la actualidad, es bien conocida la utilización de métodos de imágenes por resonancia magnética en medicina. Estos aparatos de gran tamaño, toman imágenes de los huesos, los tejidos y la sangre del cuerpo humano (véase Imagen 2.21). La industria de la exploración y producción del petróleo también utiliza la tecnología de resonancia magnética para realizar mediciones de las formaciones subterráneas.

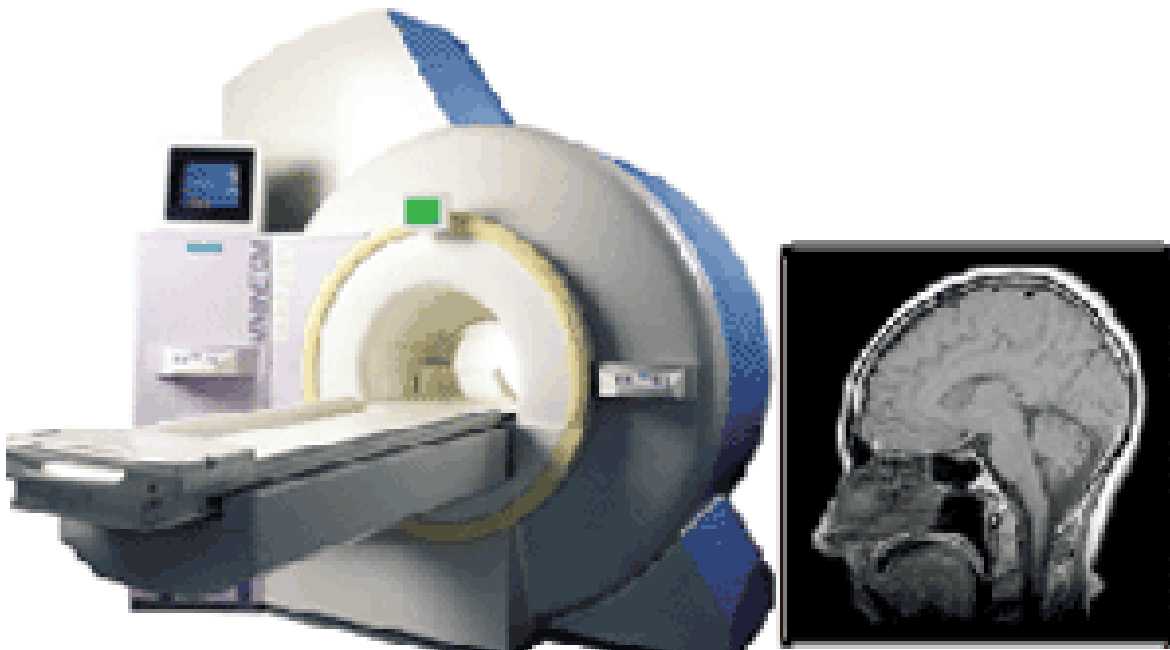


Imagen 2.21 Equipo de resonancia magnética para estudios médicos.

La herramienta de resonancia magnética para sondeo de pozos, Imagen 2.22, tienen unos 4.3 metros (15 pies) de largo, cerca de 13 centímetros (5 pulgadas) de diámetro y pesan aproximadamente 227 kilogramos (500 libras). En comparación con sus pares de la medicina, esta herramienta de resonancia magnética funcionan al revés, "de adentro hacia afuera".

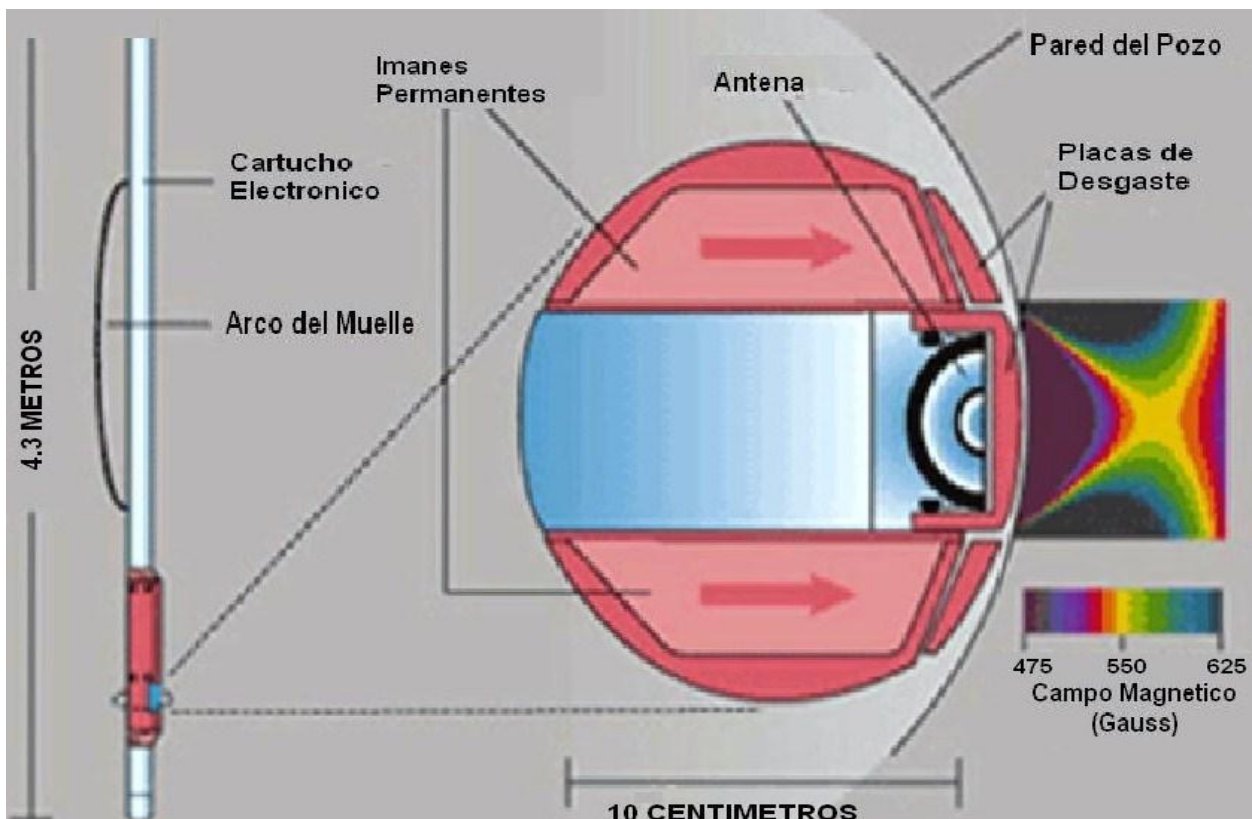


Imagen 2.22 Herramienta de resonancia magnética nuclear (RMN)

Por medio de la resonancia magnética (RM) se pueden obtener mediciones precisas de la concentración de hidratos "in situ". La compañía Schlumberger diseñó y construyó la herramienta capaz de realizar dichas mediciones. Esta herramienta contiene dos imanes permanentemente dispuestos para que proyecten un potente campo magnético (550 gauss) hacia afuera y hacia adentro de la formación geológica que la rodea. La antena y los dispositivos electrónicos afines operan a aproximadamente 2 MHz.

La herramienta de resonancia magnética (RM) para sondeo de pozos debe caber en una perforación de diámetro pequeño. Este tipo de herramienta se utiliza para investigar el espacio poroso de una formación determinada, que generalmente está ocupado por agua, petróleo o gas. El principio de medición es similar al utilizado por el aparato de RM de uso médico, excepto que el material evaluado está por afuera del imán permanente y por lo tanto, la herramienta funciona “de adentro hacia afuera”. El imán alinea los protones de hidrógeno de los fluidos que llenan los poros. Una antena emite alternadamente ondas de radio frecuencia y luego registra las señales emitidas por los protones a medida que intentan realinearse con el campo del imán. Las señales provienen de un volumen reducido de la formación pero representan una característica importante de la roca la proporción de fluido que puede moverse dentro del poro.

De esta manera el sondeo de pozos con resonancia magnética “de adentro hacia afuera” contribuye en la búsqueda de hidratos de gas. La mayoría de los fluidos de las formaciones pueden moverse y lo harán si tienen lugar hacia donde desplazarse, como una perforación. No obstante, si bien los hidratos llenan el espacio del poro de la formación, actúan como los sólidos. Emiten una señal muy baja como para que la antena de resonancia magnética del sondeo de pozos pueda medirla. Esta señal muy baja dentro de una formación que se sabe porosa es un indicador de que hay líquidos sin movilidad; por lo tanto se confirma la presencia y la cantidad de hidratos de gas.

2.2 Problemas durante la perforación de pozos en aguas profundas por hidratos de gas.

La disociación de los hidratos de gas y la pérdida de resistencia mecánica de los sedimentos contribuye a modificar la estabilidad del bloque sedimentario y produce deslizamientos en el talud como se ha observado en las márgenes continentales de Estados Unidos y Noruega.

La disociación de los hidratos puede ser lenta o rápida, esto depende del contenido y concentración del gas en los hidratos y cuán rápidos sean los cambios de las condiciones de presión y temperatura. En los taludes de algunas márgenes continentales como en la costa del Atlántico de Estados Unidos se han observado deslizamientos en masa, hacia las profundidades oceánicas. Estos fenómenos cambian la presión sobre las capas de hidratos y permiten el escape de los gases disociados en estos. Costa fuera de Carolina en los Estados Unidos han ocurrido extensos deslizamientos en el talud continental, de hasta 65 kilómetros de ancho. En este sector, que forma parte del Triángulo de las Bermudas, se ha informado de aguas agitadas que asemejan domos de agua en ebullición. Estos domos de agua en agitación se han atribuido a escapes de grandes volúmenes no controlados de gas metano de los sedimentos de los fondos marinos.

A pesar de tener una apariencia de roca sólida, los hidratos son inestables y cualquier cambio de presión y temperatura puede producir la disociación de estos y ocasionar un escape brusco del metano.

Una de las zonas de mayor peligro para la perforación de pozos costa fuera, es en zonas de aguas profundas por la alta posibilidad de parámetros que permiten la formación de hidratos de gas.

Para las empresas petroleras, los hidratos pueden llegar a constituir un problema en zonas donde el agua y el gas encuentran las condiciones ideales de formación de estas estructuras. Estos se tornan un problema en operaciones de perforación y terminación de pozos ya que causan derrumbes en el pozo por su disociación,

alteración de las propiedades y características del lodo de perforación y cuyo control y remoción del pozo generan un riesgo de estabilidad.

El control de la disociación de los hidratos de gas creados naturalmente en la formación durante las operaciones de perforación de pozos, es parte de los retos principales para resolver en estas operaciones en aguas profundas.

2.2.1 Definiciones.

Aguas profundas.

Aguas profundas se refiere a regiones ubicadas en tirantes de agua mayores a 500 metros distancia entre la superficie y el lecho marino, y que llegue hasta máximo 2,000 metros; superando los 2,000 metros se consideran aguas ultra profundas.

Estas constituyen un ambiente extremadamente difícil por lo tanto ir a más profundidad requiere de nuevos diseños de equipos de exploración y producción los cuales deben ser capaces de soportar condiciones extremas de operación. Los diez principales productores en aguas profundas son: Brasil, Nigeria, Estados Unidos, Angola, Egipto, Gran Bretaña, Noruega, India, Filipinas y Guinea Ecuatorial. En la industria petrolera internacional existen distintas definiciones para delimitar lo que se considera como aguas profundas como se muestra en la Tabla 2.3

American Petroleum Institute "API"					
Aguas Someras (metros)		Aguas Profundas (metros)		Aguas Ultra Profundas (metros)	
0	610	610	1,830	1,830	En adelante
Drilling Engineering Asociation "DEA"					
0	457	457	2,100	2,100	En adelante
Mineral Management Service "MMS"					
0	304.8	304.8	1,524	1,524	En adelante
Petróleos Mexicanos PEMEX					
0	500	500	1,500	1,500	En adelante
University of Stavanger "US"					
0	900	900	2,100	2,100	En adelante

Tabla 2.3 Rangos de aguas profundas para diversas empresas petroleras.

Localización de las aguas profundas en México.

Representan una importante región de las aguas territoriales mexicanas en el Golfo de México, están conformadas por una extensión de alrededor de $575,000 km^2$ en las que se estima existen numerosos campos y enormes recursos potenciales de hidrocarburos.

Al norte limitan con aguas territoriales de los Estados Unidos de Norteamérica y al Oriente con aguas territoriales de Cuba. Los yacimientos potenciales en aguas profundas se localizan en el subsuelo entre 500 y 3,200 metros de tirante de agua.

La oportunidad para México.

Las operaciones de exploración y producción en aguas profundas, representan un alto potencial por el volumen de petróleo que se estima existente en aguas profundas del Golfo de México.

Los trabajos de exploración llevados a cabo por Petróleos Mexicanos por más de setenta años han permitido estimar el potencial petrolero de México e identificar las principales cuencas petroleras.

A partir de información geológica y geofísica diversa, se han descubierto distintas cuencas petroleras, destacando la parte profunda del Golfo de México, que a diferencia de las demás se encuentra absolutamente sub-explorada, y con las mejores expectativas para encontrar nuevas reservas.

Petróleos Mexicanos ha estimado que más del 50 por ciento de los recursos potenciales o prospectivos del país se localizan en la cuenca del Golfo de México profundo, en una extensión de más de 550,000 km^2 .

Adicionalmente, su importancia radica en que es el área donde se esperan los campos con los mayores volúmenes de hidrocarburos basados en los estudios geológicos y geofísicos realizados hasta la fecha.

Al 1 de enero de 2012 (Imagen 2.23) las reservas probadas de aceite crudo del país ascendían a 10,025.2 millones de barriles de aceite crudo, mientras que las reservas probadas de gas natural alcanzan a esa fecha 17,224.4 miles de millones de ft^3 de GN, por lo tanto México cuenta con un alto potencial de producción en costa fuera en un área aproximada de 575,000 km^2 ; de los cuales, alrededor de 300,000 se ubican en tirantes de agua de entre 500 y 3,000 metros.

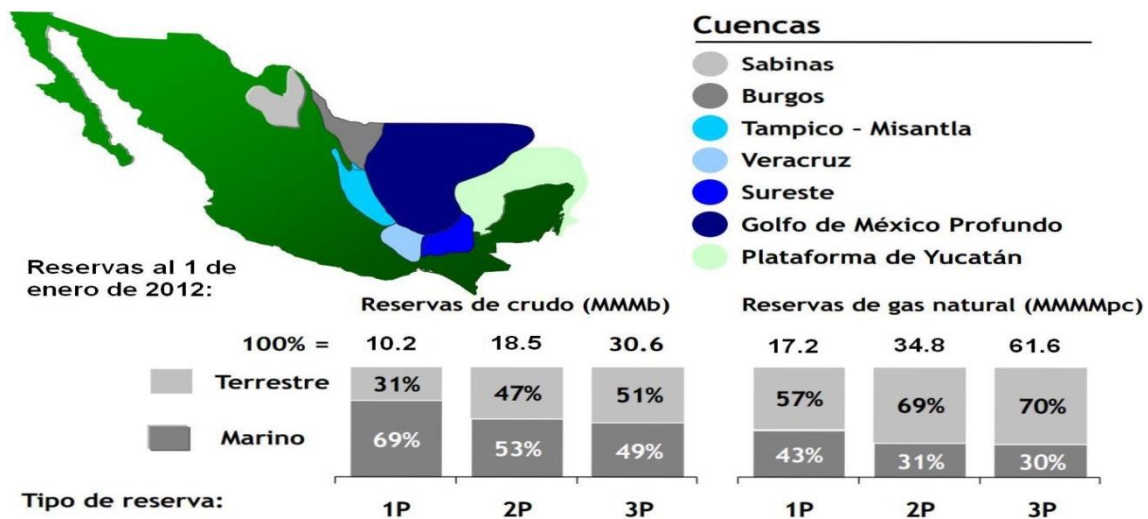


Imagen 2.23 Distribución de reservas de México al 1° de enero del 2012.

En la actualidad se tienen 3 proyectos de interés en la zona marina en aguas profundas en las que se identifican 9 áreas prioritarias véase en la Tabla 2.4

Proyectos de Interés en Aguas Profundas	Áreas prioritarias en Aguas Profundas
Área Perdido	Cinturón Plegado Perdido
Golfo de México Sur	Oreos
	Nancán
	Jaca-Patini
Golfo de México "B"	Lipax
	Holok
	Han
	Temoa
	NoxHux

Tabla 2.4 Proyectos prioritarios en aguas profundas.

Retos principales que enfrenta PEMEX.

Los principales retos que enfrenta PEMEX para materializar las metas en términos de incorporación y producción de aguas profundas son:

- 💧 **Recursos Humanos.** Se requiere fortalecer las capacidades y habilidades del recurso humano en disciplinas críticas para la exploración y el desarrollo.
- 💧 **Tecnología.** Es fundamental acelerar el desarrollo de tecnologías críticas para la exploración y desarrollo de campos en aguas profundas mediante convenios de asimilación tecnológica que incluya sistemas de control submarino, con apoyo de la robótica y metodologías para asegurar el flujo de hidrocarburos a bajas temperaturas.
- 💧 **Exploración.** Resulta fundamental descubrir y desarrollar reservas en aguas profundas, adquirir habilidades para la exploración de prospectos subsalinos y aumentar la probabilidad de éxito exploratorio mediante un mejor procesamiento e interpretación de sísmica.
- 💧 **Producción.** Se requiere el diseño y construcción de infraestructura de producción en tirantes de agua mayores a 500 metros que permitan la puesta en producción, así como el diseño de pozos de alta productividad (pozos desviados y horizontales).

- 💧 **Financiamiento.** Es fundamental contar con modelos novedosos de financiamiento para disponer con oportunidad de recursos económicos.

2.2.2 Perforación de pozos en aguas profundas.

Los hidrocarburos de fácil acceso y en grandes acumulaciones ya han sido descubiertos y desarrollados. Las compañías petroleras a nivel mundial se están viendo en la necesidad de invertir grandes recursos para encontrar y producir petróleo y gas en zonas de alta complejidad, como pueden ser las que se encuentran en aguas profundas.

En la década de los 80's y principalmente en los 90's, la industria petrolera descubrió que más allá de las plataformas continentales, bajo miles de metros de agua, yacen inmensas reservas de hidrocarburos.

Este descubrimiento llevó a la búsqueda de soluciones para resolver los problemas tecnológicos que se vislumbraban, dado el entorno de operaciones de exploración y producción que eran totalmente ajenos a lo que hasta el momento se conocía respecto a las operaciones en tierra.

Por ejemplo, se encontró que a profundidades mayores de 2,000 metros el remplazo de miles de metros de estratos de sobrecarga por agua se traducía en márgenes extremadamente estrechos entre el gradiente de fractura y el de presión de poro, que se manifiestan en las primeras etapas de perforación.

Para alcanzar las profundidades objetivo bajo tales condiciones y con la tecnología disponible en los inicios de la perforación en aguas profundas, se requería la utilización de sartas de revestimiento múltiples, cada vez más pequeñas en diámetro, a fin de poder controlar la presión de poro, manteniendo la presión hidrostática del fluido de perforación por debajo de la presión de fractura de la formación.

La geometría de los pozos resultantes, a menudo incluía una sarta de producción demasiado estrecha para transportar los volúmenes de producción deseados. En otras palabras, se lograba alcanzar estas acumulaciones de hidrocarburos, pero no explotarlas con los volúmenes requeridos para justificar la inversión realizada.

Los modernos equipos marinos de perforación, son capaces de realizar operaciones en tirantes de aguas profundas y ultra profundas. Así mismo las propiedades físicas y químicas de los fluidos de perforación cambiaron en comparación con los usados en ambientes someros, estos cambios fueron realizados para que el fluido fuera capaz de soportar los cambios de temperatura y de ejercer una presión necesaria para mantener estable el pozo.

Los problemas que se tienen en la etapa de perforación de pozos en aguas profundas son; atravesar zonas con hidratos de gas, si existe una fuente de gas que emerja de forma descontrolada y se combine con el fluido de perforación dando lugar a cambios en las propiedades del fluido o bien la generación de hidratos de gas, por mencionar solo algunos.

Con el paso del tiempo los problemas se han resuelto a través de innovaciones en las tuberías de revestimiento, líneas de flujo con calentamiento y/o recubrimiento, la química avanzada en los fluidos de perforación y la construcción de plataformas de perforación gigantes, entre otras.

El desarrollo tecnológico ha sido fundamental para alcanzar los éxitos obtenidos a la fecha en el desarrollo de campos petroleros en las aguas profundas del mundo.

Imagen 2.24



Imagen 2.24 Éxitos en aguas profundas a nivel mundial.- Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

El desarrollo de yacimientos que se encuentran bajo el subsuelo marino en zonas someras han sido un éxito, y una vez que estos recursos han sido descubiertos y se encuentran en desarrollo o incluso en declinación, se da la necesidad de incursionar en horizontes más profundos que ha propiciado que se generen nuevas tecnologías para la exploración y producción de nuevos yacimientos en aguas profundas.

Los principales países que han desarrollado y aplicado tecnología para la explotación de hidrocarburos en aguas profundas son, entre otros: Noruega, Brasil y EUA, basándose principalmente en las necesidades tecnológicas enunciadas por las grandes compañías petroleras internacionales.

Tecnologías para el desarrollo de pozos en aguas profundas.

Para realizar la producción de yacimientos que se encuentran en aguas profundas se requiere de equipo especializado, principalmente en la parte de perforación. Actualmente existen diferentes sistemas y equipos que permiten realizar la perforación de pozos en tirantes de agua mayores a los 500 metros. Existen barcos perforadores y equipos semisumergibles con sistemas de anclas y posicionamiento dinámico, que emplean geocalizadores para mantener una posición fija. Su utilización dependerá de las condiciones de operación y disponibilidad en el mercado.

A medida que avanza la tecnología, la industria petrolera ha conseguido alcanzar el petróleo que se encuentra en tirantes de agua cada vez mayores. Actualmente existen equipos que pueden perforar en tirantes de agua mayores a los 3,000 metros, como se observa en la Imagen 2.25

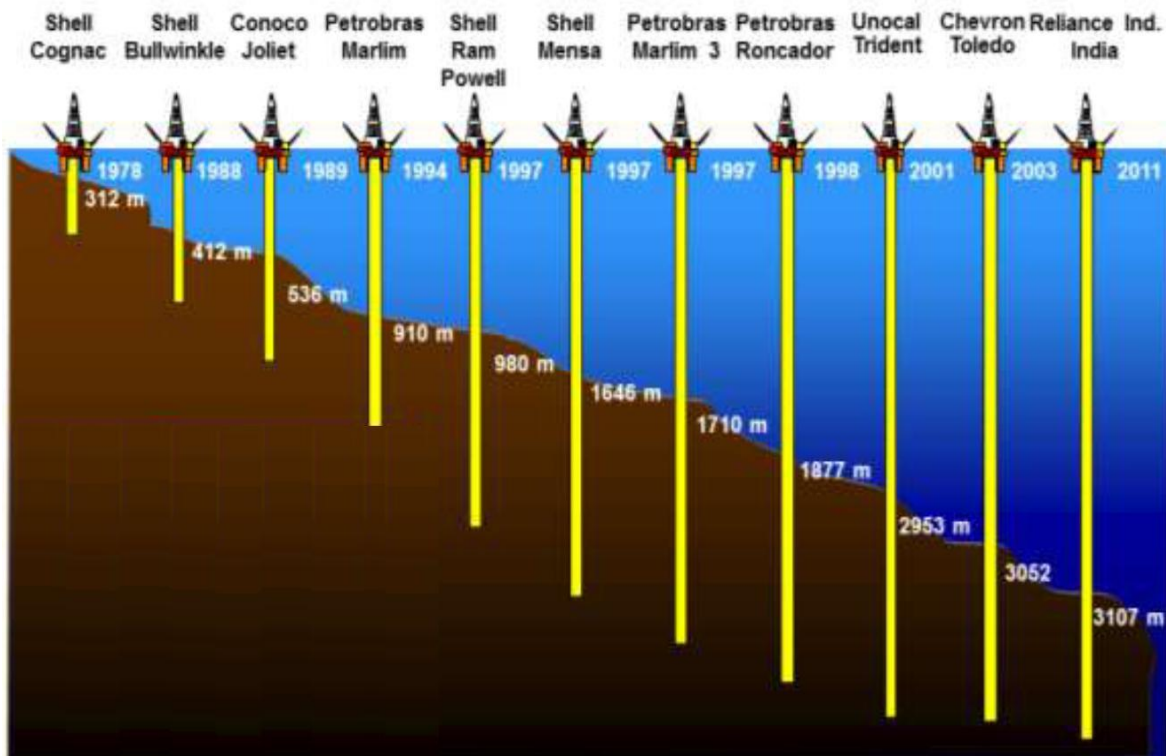


Imagen 2.25 Tirantes de agua alcanzados hasta el 2011.

Entre los equipos de perforación y producción utilizados en aguas profundas se tienen: (Ver Imagen 2.26)

Equipos de Perforación.

- 🔹 **Plataforma Semisumergible**
- 🔹 **Barco o Buque perforador**

Equipos de Producción.

- 🔹 **Plataformas fijas de torre (Compliant Tower)**
- 🔹 **Plataformas SPAR**
- 🔹 **Plataforma de piernas tensionadas (TLP)**
- 🔹 **Floating Production Storage and Offloading (FPSO)**

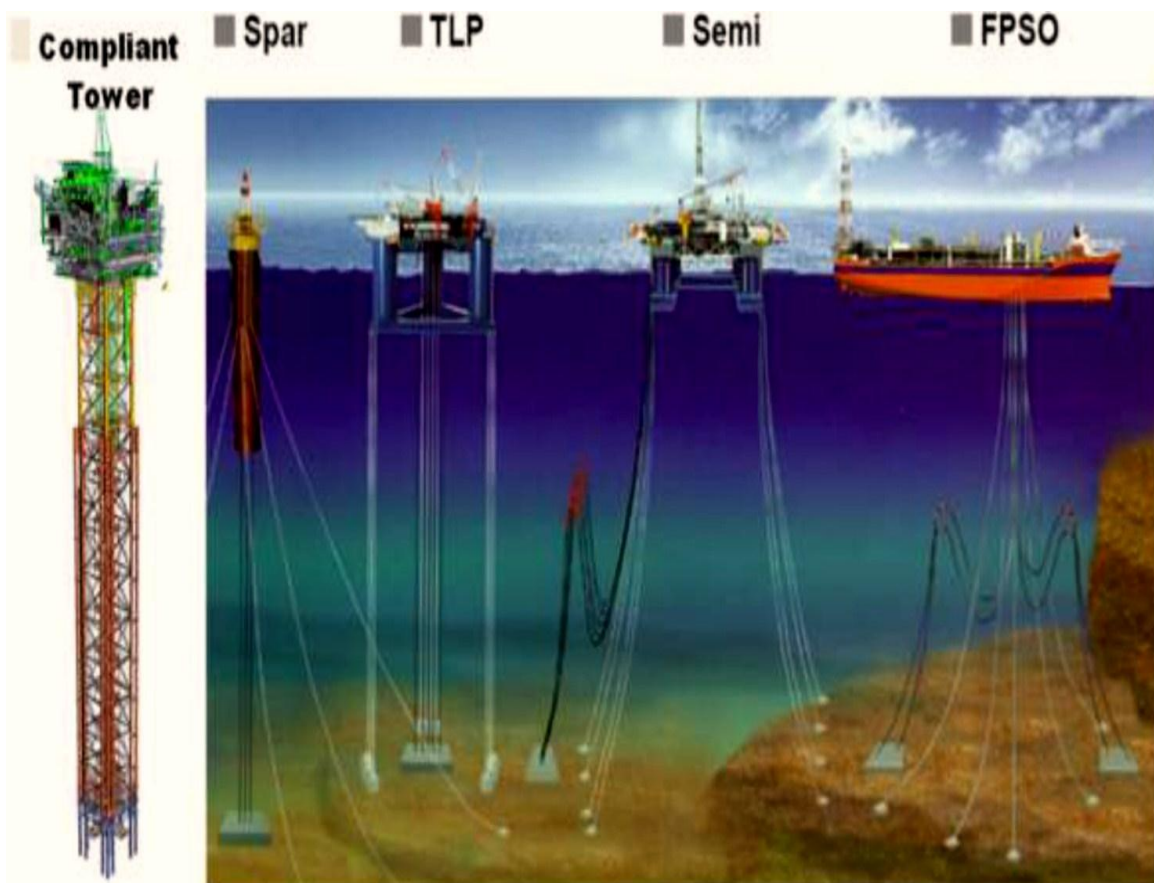


Imagen 2.26 Equipos de perforación y producción para aguas profundas.

Las características de los pozos perforados en aguas profundas, representan retos y dificultades que deberán ser solucionados por las empresas petroleras cuando explotan yacimientos en esta zona, estos retos y dificultades son:

- 💧 **Corrientes marinas:** Las fuertes corrientes marinas originan movimiento de estructuras induciendo vibración en tuberías y fatiga en los componentes del equipo de perforación.
- 💧 **Cambios de temperatura:** Debido a los diferentes grados de temperatura entre la superficie, el lecho marino y las formaciones perforadas hacen complicado el bombeo del fluido de perforación, además de que la baja temperatura altera las propiedades del cemento empleado para fijar las tuberías de revestimiento al pozo.
- 💧 **Operación remota:** La instalación submarina se tiene que realizar a través de robots, ya que el ser humano no puede llegar a esas profundidades.
- 💧 **Altos costos involucrados:** Los campos requieren desarrollarse con un menor número de pozos de los tradicionalmente empleados en aguas someras, por lo general pozos altamente desviados y horizontales para asegurar el flujo de hidrocarburos.
- 💧 **Formaciones salinas:** Algunos de estos yacimientos se encuentran debajo de formaciones salinas, lo que requiere de tecnologías especializadas para su identificación, así como para atravesar esas extensiones de sal en el proceso de perforación.
- 💧 **Geometría de los yacimientos:** Su geometría en aguas profundas, podría ser diferente a la conocida en aguas someras, lo que dificulta su exploración y explotación.
- 💧 **Sistema integral de producción:** La infraestructura para producir hidrocarburos en aguas profundas, presenta retos tecnológicos y de administración. Se necesitan instalaciones muy complejas, y el uso de nuevas tecnologías para la separación de hidrocarburos en el fondo del mar, bombeo de hidrocarburos y un alto grado de automatización, lo mismo que del empleo de la robótica.

2.2.3 Riesgos por hidratos de gas en la perforación de pozos en aguas profundas.

Las zonas de sedimentos que contienen hidratos pueden conformar espesores de decenas de centímetros hasta decenas de metros sin embargo, las zonas con espesores mayores son escasas.

La presencia de hidratos de gas esta definida por las condiciones que determina el diagrama de fase regional. La Imagen 2.27 muestra como en la mayoría de los océanos, más allá de los 400 metros de profundidad se presentan bajas temperaturas y altas presiones. La intersección del perfil de gradiente hidrotérmico con la curva de límite de fase de los hidratos de gas corresponde a la mínima profundidad de agua bajo la cual los hidratos son estables. Esta mínima profundidad será menor si el agua es más fría, y mayor si es más templada. Durante la perforación en sedimentos profundos la temperatura se incrementa con la profundidad y eventualmente alcanza un punto en el cual los hidratos son inestables, a pesar del continuo incremento de presión con la profundidad. Dentro de los sedimentos existe una zona en la cual los hidratos son estables, comúnmente desde el fondo marino hasta varios cientos de metros por debajo de él. Esto se define como zona de estabilidad dentro la cual existe saturación de gas metano y da lugar a la formación de hidratos de gas.

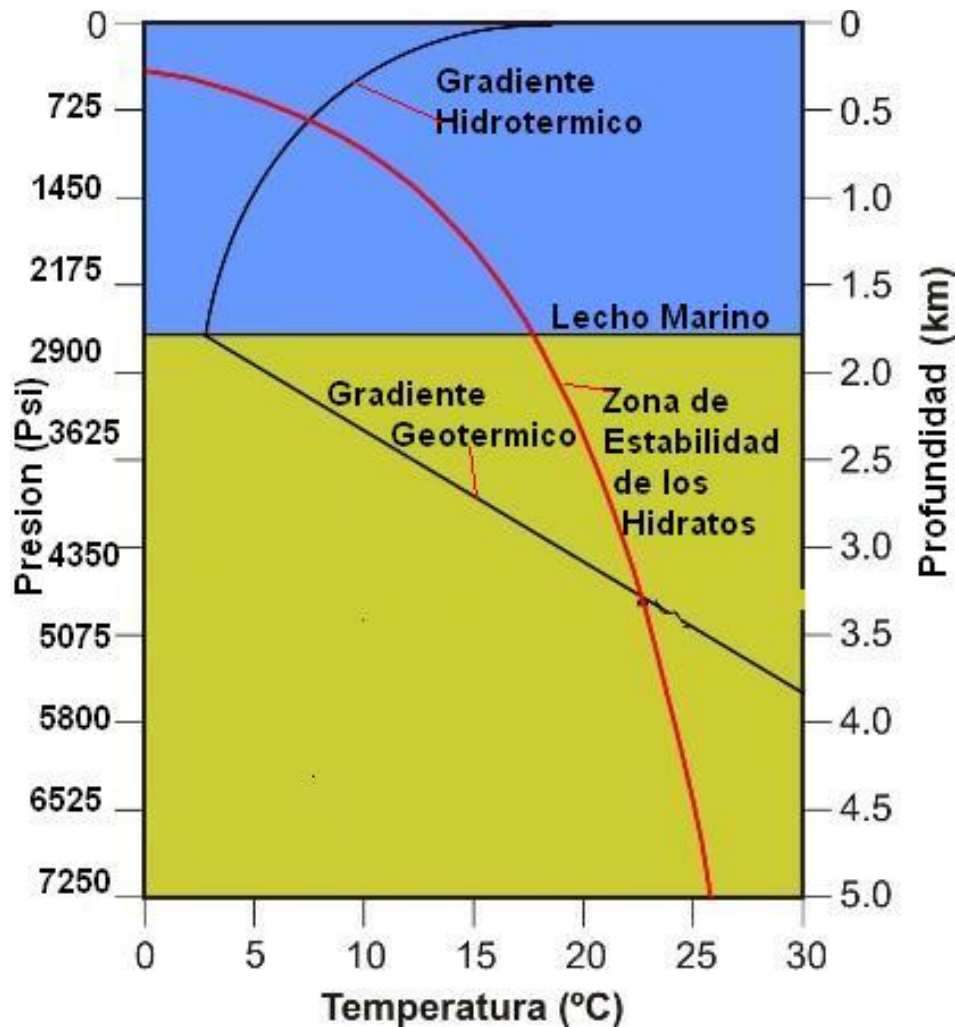


Imagen 2.27 Hidratos de gas en aguas profundas.

De acuerdo a lo mencionado, existe un cambio brusco en la temperatura descendiendo conforme la profundidad del océano se hace mayor y al momento de atravesar el lecho marino esta comienza a ascender nuevamente. Esto da origen a un perfil de temperatura que se torna característico a pozos desarrollados en aguas profundas, véase Imagen 2.28 en la cual se muestran dos gradientes térmicos, uno de estos gradientes corresponde a la temperatura a través del tirante de agua y el otro corresponde al gradiente geotérmico.

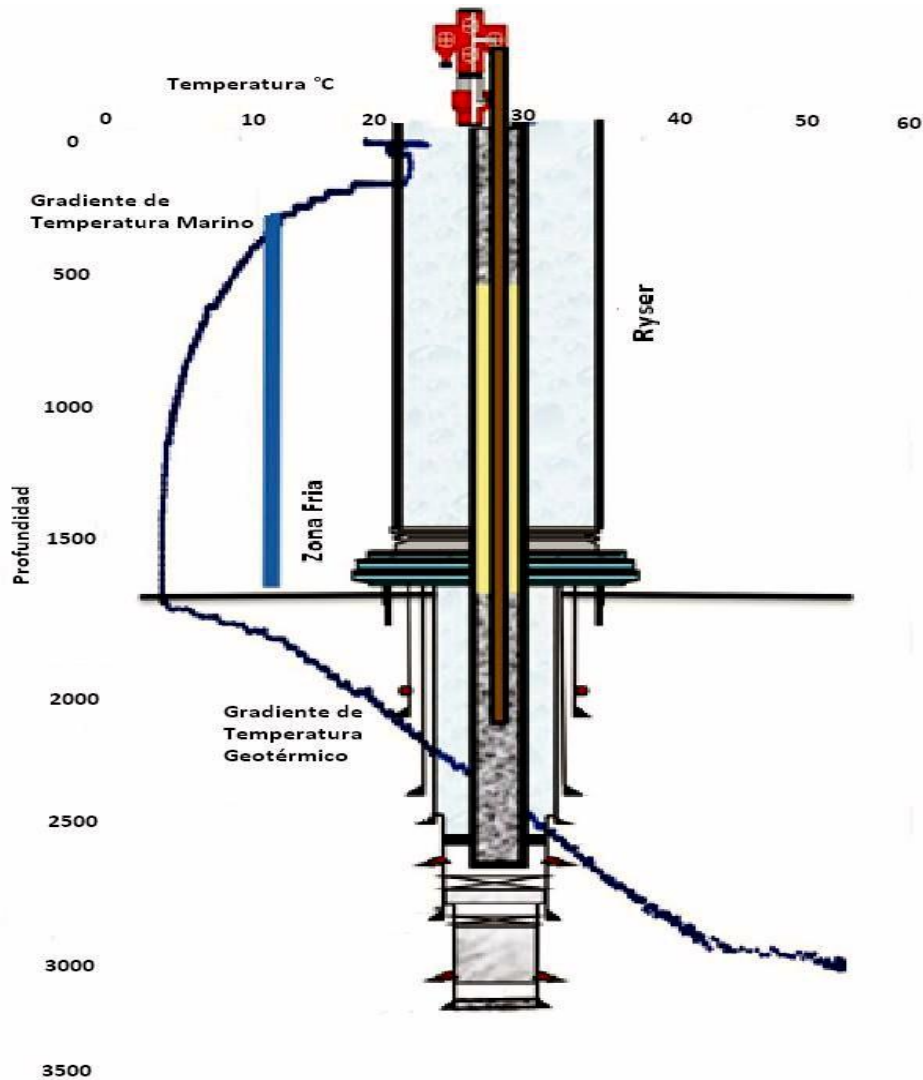


Imagen 2.28 Perfil de gradiente térmico de un pozo en aguas profundas.

Cuando el pozo se encuentre en periodos de cierre estos gradientes son contrastantes, sin embargo en periodos de flujo, la temperatura resultante tiene un perfil poco convencional, esto es a partir del choque de baja y alta temperatura.

Entonces el atravesar zonas donde existen hidratos durante la perforación de pozos en aguas profundas, crea una fuente de gas que emerge de forma descontrolada y este gas causa los siguientes problemas:

Cuando se esta perforando y por ende circulando el fluido de perforación, este ocasionara un aumento de temperatura en los sedimentos debido a la fricción y por la velocidad con que es circulado, provocando que los hidratos alojados en la formación se desestabilicen y liberen gas, este modifica las propiedades del fluido de perforación alterando sus características para el que fue diseñado, ocasionando que no cumplan con los requerimientos que demanday verse en la necesidad de estar monitoreando las propiedades del fluido e ir dosificando las cantidades de químicos necesarios para controlar sus propiedades del mismo, así entonces, se vera alterada la construcción del pozo creandocavernas por la disociación de los hidratos y tener el riesgo de un posible derrumbe.

En algunos casos durante la cementación de la tubería de revestimiento se podrá complicar si se tiene identificado que la zona a cementar se tiene presencia de hidratos, por lo tanto se debe considerar que el fraguado del cementoactudara como desestabilizador de hidratos, debido a que este libera calor y actúa como disociador de hidratos de los cuales se liberara gas, este gas viajara a través del cemento no fraguadoteniendo como resultado gas atrapado y re-presionado en la columna de cemento reflejando una discontinuidad en la solidez de la cementación ocasionando fracturas y baja estabilidad del cemento.

Por lo cual, es necesario contar conla mayor información posible del yacimiento, ya que permitirá establecer una estrategia de construcción del pozo, haciendo posible atravesar la formación con hidratos almacenados en la formación de manera óptima y segura. Evitando modificaciones al fluido de perforación, derrumbes y daños en las paredes del pozo yfallas en las cementaciones. Así entonces, para pozos perforados en aguas profundas se necesita una adecuada planeación de lasoperacionesa realizar.

2.3 Problemas durante la producción de pozos en aguas profundas por hidratos de gas.

Los pozos que se encuentran produciendo en aguas profundas pudieran tener dificultades relacionadas con la formación de hidratos de gas a lo largo del Sistema Integral de Producción (SIP). Este problema es generado a causa de los cinco factores para la formación de hidratos, los yacimientos petroleros principalmente producen petróleo y gas pero conforme transcurre la vida productiva del pozo, este empieza a producir agua; a partir de ello, durante la producción obtenemos dos de los parámetros necesarios para la formación de hidratos, los otros tres; baja temperatura, alta presión y tiempo estarán presentes en la producción.

El problema principal será la generación de un tapón de hidratos de gas que interrumpirá la producción a través del Sistema Integral de Producción (SIP).

Se debe tener considerado en las operaciones de producción en aguas profundas la posibilidad de la formación de tapones de hidratos de gas en las instalaciones del SIP, como por ejemplo en la cabeza del pozo, en los preventores BOP's, en el estrangulador y en el riser, entre otras ubicaciones.

2.3.1 Riesgos por hidratos de gas en la producción de pozos en aguas profundas.

Los riesgos y problemas se generan a partir de la concurrencia de los factores para la formación de hidratos, en este caso no serán hidratos formados naturalmente sino serán hidratos que tendrán su origen a partir de las condiciones de producción.

Si en los pozos que estén produciendo encontramos acumulaciones considerables de gas y agua, estos son susceptibles a la formación de hidratos de gas, en la producción de un pozo petrolero encontraremos tres fluidos dominantes en la

producción: aceite, gas y agua en diferentes proporciones, un caso ideal de la producción se muestra en la Imagen 2.29



Imagen 2.29 Producción ideal de un pozo petrolero.

El resultado de la mezcla de los fluidos producidos en el pozo y tener las condiciones necesarias para la formación de hidratos de gas representará un problema muy serio para el aseguramiento de flujo en aguas profundas y el problema tendrá que controlarse a lo largo del SIP para evitar la formación de hidratos que generan tapones que interrumpen la producción.

A continuación se describe de forma ideal como se generan los hidratos de gas en el SIP y que al final tendrá como resultado un tapón de hidratos.

En la siguiente Imagen 2.30 se observa una sección del SIP donde se analizarán cuatro circunstancias que dan origen a un tapón de hidratos de gas que finalmente bloqueará el flujo de los fluidos.

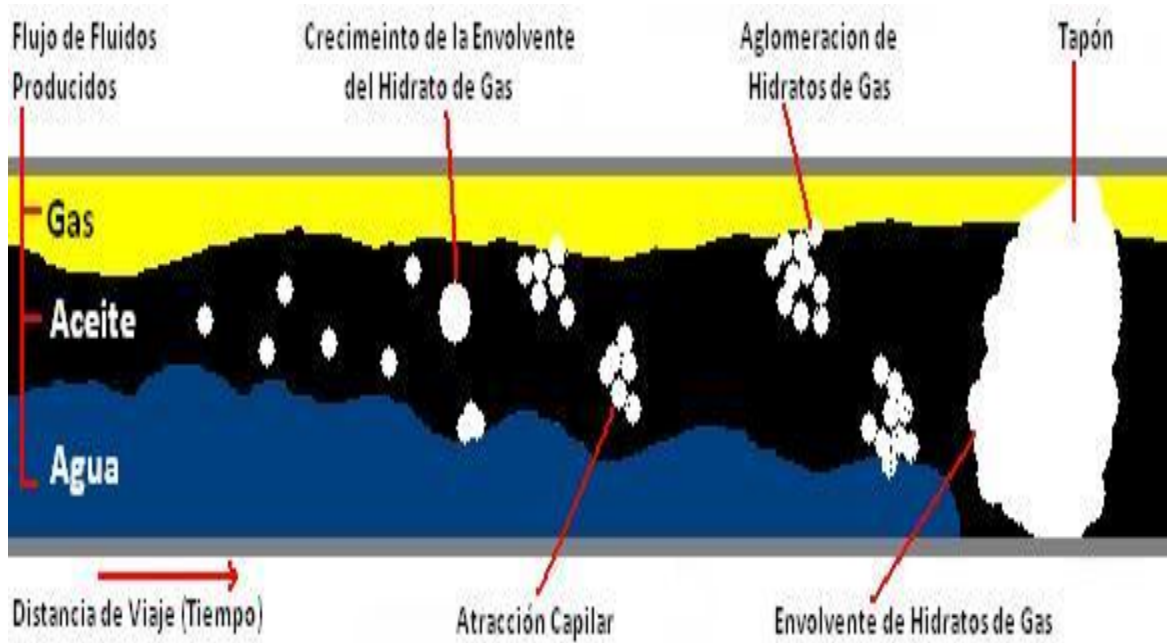


Imagen 2.30 Proceso de formación de un tapón de hidratos de gas.

Los fluidos producidos vienen en una mezcla que tendrá que ser separada, pero para comprender este caso ideal consideramos que los fluidos viajan en forma separada, por lo tanto, el agua comenzara a dispersarse en forma de emulsión en el aceite que de igual forma viaja en forma continua, al emulsionarse generara pequeñas gotas de tamaño menor a los 50 μm de diámetro.

A medida en que los fluidos producidos viajan y llegan a una zona donde las condiciones de formación de hidratos son ideales, en este caso, un cambio de temperatura al llegar al lecho marino, la alta presión a la que se encuentran y principalmente el contacto de moléculas de gas con moléculas de agua. En función a lo anterior se genera la primera partícula de hidratos, sin duda alguna comenzará a formarse nuevas partículas.

Por lo anterior entenderemos que las pequeñas gotas que se fueron formando de manera individual, llegaran a un punto donde estas comenzaran a unirse y a partir de la transferencia de masa estas comenzaran a aumentar de tamaño, por cada una de estas partículas de hidratos de gas que se han venido formando.

Tras la unión de estas partículas se ira generando un aumento considerable en el tamaño de la masa de hidratos hasta generar una aglomeración excesiva que da origen a un tapón de hidratos de gas.

Así entonces el resultado esperado que se tiene tras la formación del tapón de hidratos es la restricción del flujo de los fluidos, la seriedad del problema es grande ya que representa pérdidas de producción y daños al equipo.

Estos tapones podrán formarse a lo largo del SIPespecíficamente en::

- 💧 **En el pozo.**
- 💧 **En la tubería de producción.**
- 💧 **En el árbol de válvulas.**
- 💧 **En el estrangulador.**
- 💧 **En el manifold**
- 💧 **En líneas de descarga.**
- 💧 **En gasoducto.**
- 💧 **En preventores BOP's**
- 💧 **En el riser.**

Estas ubicaciones son susceptibles a la formación de tapones de hidratos de gas si no se evita su aparición; generando un impacto en el costo de reparación y no cumplir la cuota de producción esperada, además de correr un riesgo en cuanto a la seguridad.

Una circunstancia donde se podrá originar un tapón de hidratos es cuando el pozo aún se encuentra cerrado a producción o este ha sido cerrado para una reparación u otra operación que así lo requiera, esto da lugar a la existencia de los parámetros necesarios para la generación de un tapón de hidratos, siempre y cuando no exista algún medio que lo prevenga.

Otra operación donde se podrá dar origen a un tapón de hidratos es al encontrarnos con altas acumulaciones de agua y más si esta es inyectada al pozo como método de recuperación secundaria.

Igual se pueden originar por la falla en la inyección de un inhibidor, por un enfriamiento en el estrangulador, manifold, BOP's y también si el deshidratador falla y el gasoducto lleva partículas de agua.

Con el fin de evitar los tapones de hidratos de gas, lo primero que hay que conocer son las propiedades físicas y químicas de los fluidos producidos y así analizar la forma en que se podrá evitar la aglomeración de partículas de hidratos que darán origen al tapón.

En todo momento en el diseño del SIP en aguas profundas debe considerarse la aparición de tapones de hidratos, ya que pueden estar presentes las condiciones ideales para su formación.

La mayoría de las tuberías y líneas de producción están aisladas térmicamente desde su diseño para mantener una temperatura constante tan alta como sea posible a lo largo del SIP. Ya que la producción de un pozo petrolero debe permanecer constante en sus primeros años de explotación si la energía del yacimiento lo permite y hasta el momento en que sea necesario realizar una operación de reparación o de mantenimiento o de instalación de un sistema artificial de producción para restablecer la producción, se deberán tomar las medidas preventivas que eviten un cierre a causa de un tapón de hidratos de gas.

Para ilustrar los puntos donde puede darse un taponamiento por hidratos de gas en operaciones de producción, se presenta la Imagen 2.31, la cual muestra un esquema simplificado del SIP en aguas profundas; los fluidos viajan desde el yacimiento hasta el pozo; del pozo viajan al árbol de válvulas o cabeza del pozo, siguiendo por el estrangulador llegando a la línea de descarga la cual esta conectada al riser el cual asciende hasta la plataforma o FPSO y por punto final el ducto de exportación.

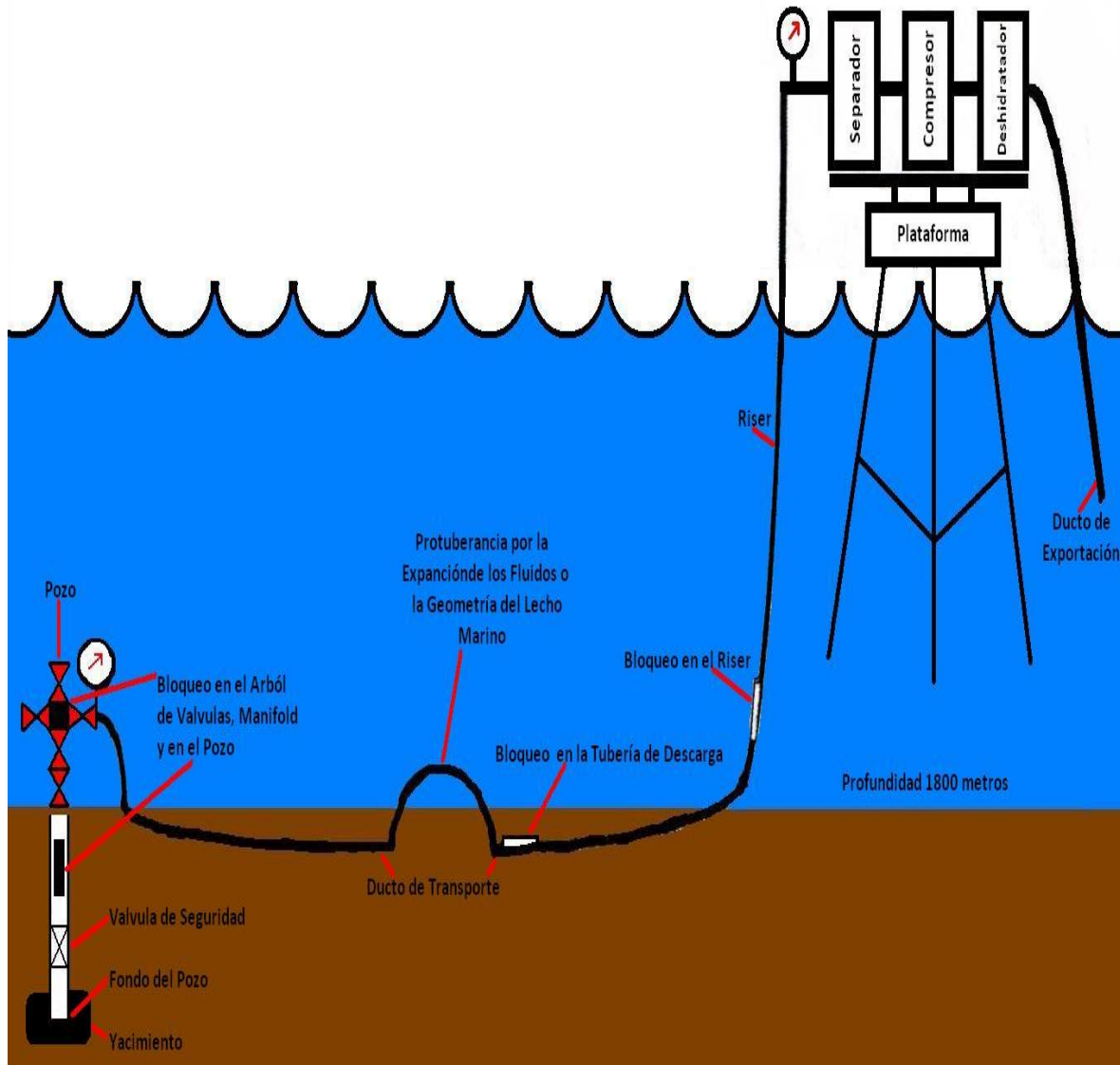


Imagen 2.31 Puntos del SIP susceptibles de formación de tapones de hidratos de gas

En el esquema anterior los tapones de hidratos de gas no se formaran en el ducto de exportación de gas siempre y cuando exista la ausencia de agua, se formarán a menos que haya un mal funcionamiento en el deshidratador.

La Imagen, 2.32, se muestran tapones de hidratos que han obstruido las tuberías.



Imagen 2.32 Tapones de hidratos de gas.

2.3.2 Fluidos producidos que originan tapones de hidratos de gas.

En la mayoría de los casos al inicio de la producción de un pozo el fluido dominante es el petróleo, este genera una mayor retención de la temperatura con la que sale del yacimiento haciendo que en este caso se este menos propenso a la formación de tapones de hidratos de gas.

En contraste a lo anterior cuando la producción esta dominada por gas el sistema de producción es más propenso a enfriarse mucho más rápido ya que el gas no genera un calor suficiente para evitar la formación de tapones de hidratos de gas por lo tanto se requiere de la inyección de inhibidores para prevenir su formación.

Siempre se tendrá producción de aceite y gas e invariablemente iránacompañados de agua, se presentaran mayoritariamente dos fases en las que viajaran los fluidos

“Líquidos y Gaseosos”. Por ello se proponen cuatro casos para identificar a partir de la producción, si se está propenso a la formación de tapones de hidratos.

- I. Si el sistema se encuentra dominado por petróleo, entendiéndose que contiene bajas concentraciones de gas y agua, los tapones de hidratos serán poco probables.
- II. Si el sistema se encuentra dominado por gas, incluidas pequeñas cantidades de aceite y agua en fase líquida, siendo esta última escasa; las circunstancias para que se genere un tapón de hidratos son moderadas o pocos probables.
- III. Si el sistema es dominado por condensados y gas, es considerable la producción de agua tanto en fase líquida como gaseosa y se produce cierta cantidad de petróleo, es muy probable la aparición de un tapón de hidratos.
- IV. Si el sistema es dominado por una alta producción de agua, mayor al 70% de la producción y el agua no se encuentra emulsionada en el petróleo; al encontrarse con cantidades de gas libre se es proclive a la formación de un tapón de hidratos.

2.3.3 Reglas que permiten prevenir la formación de un tapón de hidratos de gas.

Con el propósito de generar un panorama conceptual sobre las condiciones favorables para la formación de tapones de hidratos, teniendo como base pruebas de laboratorio que garanticen el flujo de hidrocarburos a través del SIP, se han establecido ciertas reglas útiles para prevenir el problema generado por un tapón de hidratos. Estas reglas se citan a continuación.

- 💧 La formación de emulsiones en el flujo de producción, inhibe la generación de tapones de hidratos.
- 💧 El mantenimiento de una baja concentración de partículas precursoras de hidratos, disminuye el riesgo de formación de una obstrucción por hidratos.

- Si se tiene la tendencia a una concentración elevada de partículas precursoras de hidratos, es recomendable la inyección de inhibidores que interfieren con la asociación o acumulación de hidratos mismos que promueven la restricción al flujo de producción.
- Mientras mas tiempo de operación tengan las instalaciones de producción en aguas profundas estas serán mas susceptibles a la formación de tapones de hidratos, debiéndose incluir programas de inyección de inhibidores que eviten la formación de estos o bien que faciliten su pronta disociación en caso de generarse.



Tecnologías y Tratamientos de Solución para los Problemas Generados por los Tapones de Hidratos de Gas.

3.1 Remediación de un tapón de hidratos de gas.

Los bloqueos generados por tapones de hidratos ocurren en diferentes secciones del Sistema Integral de Producción (SIP) en aguas profundas. Por ello, las circunstancias que rodean la aparición de tapones de hidratos son frecuentes y se asocian a los descuidos en la planeación para mantener un aseguramiento de flujo de los fluidos. Es necesario tener claro bajo que circunstancias se generan los tapones de hidratos y tomar medidas que permitan prevenir las condiciones de su aparición, ya que el no hacerlo representará, problemas durante las operaciones de producción.

Es importante que todos los casos se analicen si se quiere prevenir el problema o si ya existe, con el fin de tomar la decisión correcta. La mayoría de los casos documentados, muestran que los operadores han tomado medidas para disociar el tapón y esto ha representado un peligro para el equipo y para el personal, por lo tanto se requiere contar con la asesoría de especialistas en el tema que aconsejen las medidas prudentes y no agravar la situación.

El primer paso que se debe tomar para la disociación del tapón, es determinar con que equipo se cuenta al momento de presentarse el problema, seguido de un análisis cuidadoso de las circunstancias que ocasionaron el taponamiento en el SIP.

En función de la severidad y del impacto que genera el tapón en las operaciones, es importante considerar todas las opciones disponibles antes de tomar una decisión ya que existe la posibilidad de tomar una acción equivocada que complicara la situación. Considerando que existe mucho en juego y la decisión tomada implica siempre, un riesgo para el personal y para el equipo; estas operaciones deben realizarse con las mayores medidas de seguridad.

Por ejemplo, la liberación repentina de un tapón de hidratos que se encuentra sometido a una alta presión llega a tener el mismo efecto que si este fuera un proyectil. Así mismo los cambios de geometría que existen en el SIP, son factores

que deben observarse cuando un tapón es liberado ya que este viajará un cierto trayecto antes de disociarse, si el tapón llega a una geometría donde se ve imposibilitado a pasar por su tamaño, la fuerza con que viaja ocasionará unfracturamiento o deformación del equipo, dando lugar a reparaciones costosas, tiempo considerable de inactividad y en el peor de los casos ocasionar pérdidas humanas.

Todas las obstrucciones por tapones de hidratos deben considerarse riesgosas y deben tratarse como inestables obligando a aplicar todas las medidas de seguridad.

Para tratar una restricción de flujo ocasionada por un tapón de hidratos es necesario hacer el siguiente análisis antes de tomar una decisión:

- 💧 **Determinar si el bloqueo de flujo es realmente ocasionado por un tapón de hidratos.**
- 💧 **Determinar el tamaño y localización del tapón.**
- 💧 **Identificar los métodos disponibles para la disociación de forma segura del tapón que ocasiona la restricción.**
- 💧 **Tomar todas las medidas de seguridad para eliminar el tapón de hidratos.**
- 💧 **Conocer las características del tapón y las del proceso de remediación.**
- 💧 **Estimar el tiempo necesario para la operación de eliminación de la obstrucción por hidratos.**
- 💧 **Es necesaria la experiencia en el manejo de los tapones, en las diferentes geometrías del SIP.**

3.1.1 Problemas de seguridad.

La posibilidad de una repentina y potente liberación de un tapón de hidratos ha sido una preocupación para las operaciones de producción, sobre todo si se toman decisiones incorrectas que causen daños a las instalaciones y equipos, siendo lo más grave la pérdida de vidas humanas.

Es necesario llevar a cabo metódicamente las operaciones de disociación del tapón de hidratos, ya que este se mantiene atrapado a una alta presión, haciendo necesario controlar esta presión de forma prudente, si es posible realizar una simulación del escenario, con la finalidad de evitar daños irreparables.

Los tapones de hidratos se mueven a altas velocidades, por lo que es necesario que antes de iniciar alguna estrategia de remoción, se determine el método adecuado para liberarlo.

Para complicar aún más las cosas se tiene evidencias de múltiples bloqueos por tapones de hidratos que se han formado simultáneamente y esto representa un problema aún mayor. La posibilidad de su existencia se deberá de asumir siempre, y es muy probable que la separación entre estos sea pequeña.

Por ello se recomienda considerar todo bloqueo por tapón de hidratos como múltiple hasta que se confirme lo contrario. De igual manera es recomendable que se asuma que la presión existente entre los tapones es una presión mayor que la presión que se manejaba antes de que se presentara el problema.

Es usual que los operadores tomen la decisión de inyectar aire al detectar un bloqueo, en un intento por restaurar el flujo, con el fin de arrastrar y disociar el tapón. Sin embargo esto puede dar lugar al movimiento de los fluidos dentro del sistema compactando todo el material, haciendo que lo que inicialmente era suave y flexible, se vuelva más denso y difícil de disociar. Es esencial mantener las condiciones que permitan la disociación del tapón de hidratos, de forma segura.

3.1.2 Causa de la obstrucción.

Para hacer frente a cualquier restricción de flujo en el SIP, es necesario determinar cual es la causa de la obstrucción, por lo que se requiere identificar si se trata de un tapón de hidratos antes de tomar una decisión.

Al declarar una obstrucción en el sistema, se debe analizar lo que estaba sucediendo antes de que se produjera el bloqueo. Es importante tener en cuenta lo que se hizo, lo que se dejó de hacer, ó lo que se debería de haber hecho y determinar que dio origen al bloqueo.

Existen cinco tipos de bloqueos:

- 💧 **Bloqueos Mecánicos. (Colapso de tubería ó construido por detritos)**
- 💧 **Bloqueos por Asfáltenos.**
- 💧 **Bloqueos por Parafinas.**
- 💧 **Bloqueos Compuestos (Formado por mugre, químicamente inducido)**
- 💧 **Bloqueos por Hidratos de Gas**

Una forma de identificar a que tipo de bloqueo nos enfrentamos es observar como se va modificando la presión. En los bloqueos por asfáltenos, parafinas y mecánicos por acumulación de detritos sobre la pared de la tubería, se provoca un aumento gradual de la presión en el SIP.

Por ejemplo, el bloqueo generado por asfáltenos tiene un mecanismo de formación lento, requiriendo de meses para poder catalogarse como un problema y generalmente estos se producen en el pozo, este problema se detecta a través de muestreo.

Los bloqueos por parafinas se forman a lo largo de varios meses, pero estos pueden hacerse evidentes después de una corrida de diablo con fines de limpieza.

En el caso de bloqueos compuestos, estos tienen la característica de ocurrir con mayor velocidad a partir de materia precipitada como resultado de un desequilibrio

químico en el sistema que no ha sido tratado adecuadamente, generando un tapón en el mismo. Esta situación es muy probable que ocurra durante el arranque del pozo y cuando los fluidos de terminación aun están presentes en la corriente de producción.

Los tapones de hidratos de gas se forman cuando se presentan las condiciones adecuadas. Los bloqueos por tapones de hidratos se generan en un lapso de horas o de pocos días, sin embargo el evento de la formación de hidratos de gas ocurre rápidamente y de forma espectacular. Un indicador para este acontecimiento es observar una caída drástica de la producción de agua; una tajante caída de presión corriente abajo y en consecuencia baja o ausencia de producción.

3.1.3 Localización del Tapón.

Es complicado ubicar con precisión un tapón de hidratos pero para efectos prácticos, obtener su ubicación exacta no siempre es necesario al momento de realizar una reparación. Sin embargo existen varios métodos que permiten determinar la ubicación del mismo.

Un método se basa en usar los datos existentes y analizar las circunstancias que indujeron a la obstrucción, actualmente los SIP en aguas profundas se encuentran bien instrumentados, tanto que permiten proporcionar información valiosa en cuanto a las variaciones de presión que han existido a través de un lapso de tiempo. Los datos de temperatura y de presión son proporcionados por indicadores en tiempo real y a través de todo el equipo, esta información es fundamental para detectar en que momento y en que lugar se formo un tapón de hidratos y de igual manera permitirá identificar puntos donde no se podrán formar los tapones.

Otro procedimiento para identificar su ubicación es a través de un método mecánico que utiliza una línea de acero o una tubería flexible, estas herramientas

al ser introducidas al SIP permitirán identificar la profundidad de contacto, con lo que se obtiene la ubicación más precisa del tapón de hidratos.

La simulación es otro método que permite obtener la ubicación del tapón de hidratos, para este método son necesarios datos reales de operación para poder ajustar el modelo y obtener resultados considerablemente precisos sobre su ubicación. El nivel de precisión que proporciona una simulación permite utilizar la información en un futuro, cuando se pronostiquen condiciones para la formación de tapones de hidratos.

Como ejemplo a todo lo anterior, es posible predecir la formación de tapones de hidratos cuando una planta de deshidratación se ha desconectado y el gas viaja húmedo a través de ductos donde las condiciones para la aparición de los tapones de hidratos son las óptimas.

Para tener una operación eficaz de rehabilitación del equipo que se encuentre perjudicado, es necesario ubicar donde se encuentra el tapón y también es importante identificar su tamaño. Esta información regularmente es una estimación aproximada por lo que debe tomarse con reserva.

La información que se ha obtenido para determinar la ubicación del tapón de hidratos también puede ser usada para predecir su tamaño en función a un lapso de tiempo en donde se presenten las condiciones para la formación del mismo en el SIP.

Un método para determinar el tamaño del tapón, es a partir de la geometría del SIP, esta se utiliza de manera eficaz para estimar un tamaño probable. Por ejemplo, el agua es probable que se acumule en puntos bajos de la línea de producción o en puntos donde aparezcan un tipo de puentes sobre la línea de producción, estos representan una excelente trampa para su acumulación, dando lugar a un punto ideal para la formación de un tapón de hidratos.

Al identificar el tapón es importante estimar sus propiedades físicas. Estas son necesarias para la evaluación dinámica en función al riesgo de generar una

reparación insegura ya que se podrá generar un proyectil, también estas propiedades permiten obtener un tiempo estimado de disociación.

Sin embargo en algunos casos la información disponible sobre el tapón de hidratos no siempre es suficiente, por lo que es recomendable asumir el peor de los escenarios para considerar las mayores medidas de seguridad.

Las propiedades físicas que son necesarias identificar son la densidad y su esfuerzo de cizalla, véase Tabla 3.5. La densidad se necesita para estimar un tiempo de disociación y el esfuerzo de cizalla se requiere para determinar el diferencial de presión máxima segura a las que puede someterse el tapón momentos antes de ser liberado.

A partir de datos históricos se ha obtenido la siguiente información útil en cualquier trabajo de rehabilitación a realizar.

Propiedades físicas de los hidratos de gas y del hielo		
Esfuerzo de cizalla del Hidrato (Bondarev 1996)	40 N/m ²	58 lb/in ²
Densidad de un tapón de Hidrato	920 kg/m ³	57.4 lb/ft ³
Esfuerzo de cizalla del Hielo	85 N/m ²	123 lb/in ²
Densidad de un tapón de Hielo	917 kg/m ³	57.2 lb/ft ³

Tabla 3.5 Propiedades físicas de los hidratos de gas y del hielo.

Las propiedades de densidad y de esfuerzo de cizalla del hielo se dan con fines comparativos y pueden ser necesarias ya que alrededor del tapón, el resto de la masa del hidrato se convierte en hielo.

3.2 Remoción de un tapón de hidratos de gas.

A partir del momento en que los hidratos de gas se convirtieron en un riesgo para las operaciones de producción ocasionando obstrucción de flujo de los fluidos, se han venido desarrollando diferentes métodos para la prevención y remoción de los tapones.

Existen al menos cuatro métodos para eliminar los bloqueos en el SIP:

- 💧 **Método de despresurización**
- 💧 **Método de inyección de inhibidores**
- 💧 **Método mecánico**
- 💧 **Método térmico.**

Cada uno de estos métodos tiene sus ventajas y desventajas, las cuales serán discutidas a continuación.

3.2.1 Método de despresurización.

El método de despresurización ha resultado muy eficaz para la disociación de tapones. Desafortunadamente este genera una diferencial de presión considerable a lo largo del tapón, que origina la creación de una fuerza impulsora que resultará en un lanzamiento descontrolado del tapón a una alta velocidad.

El concepto de despresurización se explica de la siguiente forma. Dada una situación donde se presente un tapón de hidratos, se debe calcular la presión de disociación para la temperatura ambiente presente y reducir la presión de manera uniforme a lo largo del tapón. Cuanto menor sea la presión alcanzable por el sistema más rápidamente se disociara el tapón.

El objetivo es eliminar por completo el tapón de hidratos, pero de ser posible es recomendable que un inhibidor tenga contacto con el tapón con el fin de acelerar el proceso de disociación y también realizar una limpieza a lo largo del sistema.

Los tapones de hidratos se encuentran expuestos a un ambiente de reducción de presión donde estos alcanzan sus condiciones de inestabilidad y comienza a liberar gas metano y agua. El gas metano que es liberado podrá ser recuperado a medida que se disocia y a su vez se producirá agua en forma de vapor o en estado líquido.

Se debe tener precaución cuando la operación de despresurización se realiza desde un lado del sistema siendo que se tiene un alto riesgo, ya que cuando se ponga en marcha de nuevo el sistema, el tapón que se creía parcialmente disociado podría tener la suficiente masa para viajar y actuar como proyectil.

Antes de intentar la despresurización se necesita comprender el riesgo que se tiene al liberar el tapón, haciendo necesario el analizar este problema a fondo. Es común que este problema suceda cuando un tapón o tapones se encuentren a presiones mayores que la presión necesaria para la disociación.

La despresurización también se puede realizar por ambos lados del sistema en donde se encuentre el tapón, sin embargo es posible tener la presencia de dos tapones de hidratos y entre estos exista una alta presión almacenada en el espacio existente entre los dos y al no ser despresurizados de forma segura pudiera ocasionarse el lanzamiento del tapón superior en forma de proyectil a través del SIP ocasionando daños al equipo o al personal.

La despresurización a partir de ambos lados es recomendable cuando el sistema lo permite, ya que esta técnica reducirá la presión en el sistema, aumentando la rapidez de disociación del tapón de hidratos.

3.2.2 Método de inyección de inhibidores.

Inhibidores químicos.

Inhibidores termodinámicos: son sustancias que modifican las condiciones de presión y temperatura de formación de los hidratos, los más comunes son el metanol (preferido en sistemas de aceite) y el glicol. El metanol provoca que la temperatura de formación de hidratos disminuya y entre mayor sea la cantidad de metanol adicionada mayor será la disminución de la temperatura; sin embargo, el metanol en grandes cantidades puede causar problemas en su manejo y almacenamiento debido a su inflamabilidad y su alta toxicidad. En comparación el glicol es menos inflamable.

Inhibidores de hidratos a bajas concentraciones: Se usan cuando existen altos cortes de agua en el flujo, para su efectividad no requieren ser adicionados en grandes cantidades. Los más utilizados son el inhibidor cinético de hidratos y los antiaglomerantes. El inhibidor cinético previene la formación de hidratos durante un cierto tiempo, en sistemas submarinos es muy importante definir el tiempo que transcurre para que la producción se desplace desde el fondo marino hasta la superficie. Los antiaglomerantes previenen la formación y acumulación de grandes cristales de hidratos y con ello el bloqueo de la tubería.

El método de inyección de inhibidores, consiste en inyectarlos hasta la zona donde se ubican los tapones de hidratos. Su función es desestabilizar el equilibrio existente entre la presión y la temperatura que dan estabilidad a los tapones que serán desplazados hasta la superficie.

Cuando se inyectan alcoholes como metanol o glicol sobre el tapón de hidratos, actúan de forma que producen cambios en las propiedades de los hidratos. Estos alteran las condiciones termodinámicas de presión y temperatura para la estabilidad del tapón, lo que permite que se disocien y liberen el gas metano y el agua almacenada en su estructura.

La aparición de un tapón de hidratos puede evitarse en ductos de exportación a partir de una efectiva deshidratación del gas y del aceite, con el fin de eliminar el agua en fase líquida o gaseosa.

La dosificación de inhibidores se lleva a cabo con la inyección del producto (glicol o metanol) a través del SIP, donde se combinara con la fase acuosa condensada con el fin de modificar la temperatura de formación de hidratos a una cierta presión. Tanto el glicol como el metanol pueden recuperarse para ser reutilizados, normalmente los glicoles ofrecen una ventaja económica en comparación con la recuperación del metanol que se recupera por un proceso de destilación.

Para que el método sea efectivo, es necesario que el inhibidor este presente en el momento en que el gas húmedo empieza a congelarse y comience a formarse el tapón de hidratos. Por ello la inyección debe permitir una buena distribución del inhibidor en la zona donde se requiera.

Es recomendable que el uso de inhibidores sea considerado como la inicial línea de defensa ante la formación de tapones de hidratos, pero por si solos no son suficientes para prevenir su formación, para ello se considera el uso de sales ($NaCl$, $CaCl_2$, KCl , $CaBr_2$) que podrán ser dosificadas como inhibidores.

Existen otros tipos de inhibidores llamados cinéticos (polímeros y surfactantes), estos tienen la función de alterar la concentración y crecimiento de los cristales en la etapa incipiente de formación del tapón de hidratos retardando su formación durante la fase de aglomeración. Este tipo de inhibidores aún se encuentran en desarrollo por lo que no han sido aplicados en operaciones de producción.

Es complicado hacer que un inhibidor llegue hasta el tapón de hidratos dentro del SIP, por lo que es necesario tener puntos de aplicación a lo largo del SIP e identificar el más próximo al tapón. Se entiende que la inyección de un inhibidor tendrá que desplazar a los otros fluidos presentes, este desplazamiento se lleva a cabo a través de la diferencia de densidades entre los fluidos permitiendo que el inhibidor alcance la ubicación del tapón.

La inyección es más efectiva en la disociación del tapón, si este se encuentra más cercano a la superficie, como por ejemplo en el estrangulador, manifold, cabeza del pozo, etc. Sin embargo en ductos verticales donde existen grandes variaciones de profundidad, es poco probable que el inhibidor alcance el tapón.

Por lo anterior se recomienda la inyección del inhibidor por ambos lados del tapón antes y después de su ubicación con el fin de lograr que este llegue por uno o por ambos lados del tapón.

Normalmente el glicol es el primer inhibidor que se aplicara al sistema, ya que la diferencia de densidades entre estos y los fluidos producidos permiten que el inhibidor llegue al tapón, resultando más útil.

En estudios recientes se ha demostrado que ciertos gases pueden actuar como inhibidores, por ejemplo el nitrógeno y helio ya que pueden fácilmente impregnarse al tapón de hidratos y disociar el mismo. Los tapones suelen ser muy permeables al gas, este método ha demostrado ser una promesa para la disociación de tapones de hidratos en el SIP pero aún no se ha probado en operaciones de campo.

Una característica importante que presentan los inhibidores es que a partir de que consigue disociar el tapón y comienza la liberación de agua, el inhibidor se diluye por lo que es necesario poner atención a esta particularidad ya que será necesaria la continua reposición del inhibidor a lo largo del SIP.

En la actualidad en muchos sistemas submarinos y sobre todo en el pozo, se emplea una baja concentración de inhibidores para evitar la formación de tapones de hidratos, por ello es importante señalar que estos productos actúan como disolventes de partículas de hidratos y su dosificación estará en función de la composición de los fluidos producidos, por lo tanto en algunos casos esta solución puede no ser práctica ni económica.

Para finalizar este método de inhibición de tapones de hidratos se debe tener una cuidadosa consideración en la selección del inhibidor con la finalidad de elegir el

más apropiado en cuanto a costo y disponibilidad y el más eficiente para que el tapón de hidratos de gas sea disociado.

3.2.3 Método mecánico.

En el método mecánico se emplea la herramienta de tubería flexible ya que esta ha sido utilizada de manera eficaz en puntos de difícil acceso; por ejemplo en el pozo se introducirá la tubería flexible haciendo que esta se extienda a lo largo del mismo hasta llegar al punto donde se haya localizado el tapón de hidratos de gas.

Un parámetro que debe vigilarse en esta operación es la presión ya que debe mantenerse en equilibrio alrededor del tapón, con el fin de impedir un movimiento repentino del mismo. Justo después de hacer contacto directo con el tapón se inyectará el inhibidor o agua caliente, directamente al tapón lo que dará lugar a la disociación del mismo.

El uso de agua caliente se considera una solución eficiente siempre y cuando las condiciones de transferencia de calor sean las adecuadas para evitar la regeneración del tapón de hidratos, haciendo que los fluidos producidos en el pozo se estabilicen y la limpieza del SIP este completada. La ventaja que se tiene al usar agua caliente es que no representa un riesgo para las instalaciones ni para el personal, comparado con el uso del metanol siendo este, altamente volátil requiriendo un manejo especial, haciendo los procedimientos más complejos y que el uso de equipo de protección personal sea imprescindible.

Se han utilizado herramientas en el extremo de la tubería flexible, como un triturador o un escareador con el fin de eliminar el tapón de hidratos siempre que este se encuentre a la distancia donde esta pueda ser empleada; sin embargo, la seguridad que se tiene tras realizar esta operación es muy escasa por lo que no es recomendable y muy raras veces se lleva a cabo.

Actualmente la distancia máxima que alcanza una tubería flexible va desde los 9 hasta los 11 kilómetros. Con esta distancia el método mecánico podría acelerar el proceso de disociación de un tapón de hidratos y la limpieza del SIP.

Por ello este método se caracteriza por su amplio alcance, logrando remover tapones originados por parafinas; esto se ha realizado con éxito en el Golfo de México. Este método constituye una opción adecuada para eliminar los bloqueos de flujo generados por los tapones de hidratos de gas.

Se debe tener en cuenta que en operaciones realizadas en plataformas y buques de perforación se usa la tubería flexible de manera habitual para el acceso a los pozos, también se ha considerado el uso de la tubería flexible en ductos o líneas de producción así como para intervenciones al pozo o al SIP.

Este método es relativamente costoso en intervención en aguas profundas, pero siendo en última instancia la única opción de eliminación de hidratos, puede ser factible su utilización.

3.2.4 Método térmico.

Este método consiste en aplicar calor a la zona donde se identifica la formación de un tapón de hidratos, con la finalidad de aumentar la temperatura del mismo y elevarla hasta que no sea estable y de este modo lograr su disociación. Un ejemplo de esta operación es el caso en que se inyecta agua caliente de forma directa donde se localiza un tapón de hidratos, y una vez que la temperatura llega a desestabilizar el mismo comenzara a liberar el gas almacenado en los hidratos y este podrá extraerse de forma segura hasta la superficie.

Un caso particular se presenta cuando se tienen acumulaciones de hidratos de gas formados naturalmente y que se pretenden atravesar mediante operaciones de perforación, se sabe que por debajo de esta formación se tiene gas atrapado. El método térmico puede ser una solución viable para evitar problemas. Esta

operación se realiza inyectando calor a la zona con hidratos con el fin de aumentar su temperatura hasta provocar que los hidratos se desestabilicen y se disocien, en esta operación el fluido a inyectarse puede ser agua de mar caliente.

Si se pretende evitar la formación de tapones de hidratos en el equipo SIP como en la cabeza del pozo, alrededor de los preventores, o sobre las conexiones, será necesario circular un fluido caliente en estos equipos preferentemente a un gasto máximo con la finalidad de disociar los tapones o las partículas de hidratos que pudieran haberse generado. De aquí la importancia de tener cuidado dado que algunos pozos se han tenido que abandonar y darse la necesidad de cortar la tubería de revestimiento, ya que los equipos no pudieron liberarse.

La esencia que en este método, la temperatura y la presión se encuentren fuera de la zona de equilibrio a la cual los hidratos permanecen estables, véase Imagen 3.33

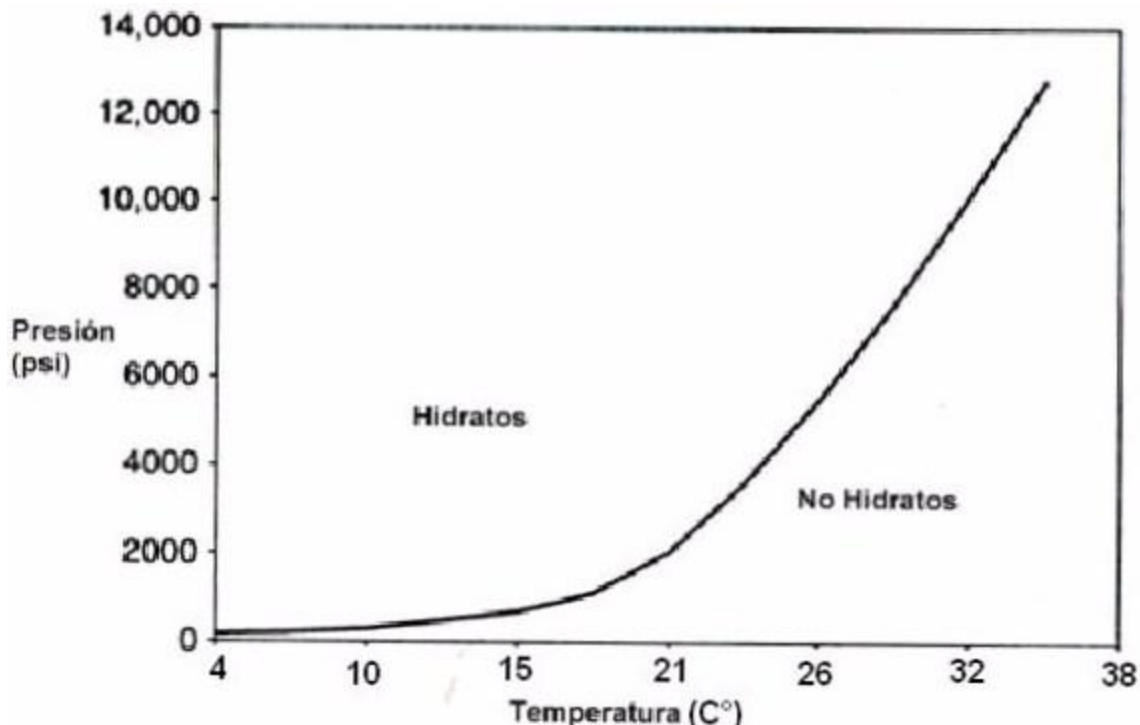


Imagen 3.33 Curva de equilibrio de los hidratos de gas.

Cuando la temperatura aumenta por encima de la zona de equilibrio de hidratos, el gas almacenado en el tapón comenzara a ser liberado. Consiguiendo que este escape por el SIP y la presión existente alrededor del tapón no aumentará significativamente.

Se debe tener en cuenta que el gas permanezca a una temperatura constante y con un trayecto libre para que pueda fluir a lo largo del SIP con el fin de evitar que vuelva a dar origen a un tapón de hidratos.

Este método se ha utilizado para disociar tapones de hidratos y se usa hasta que el problema deje de presentarse, tras realizar la operación no se generara ningún daño al equipo. Sin embargo se han documentado casos en que el SIP ha sufrido daños debido a un procedimiento inadecuado.

A continuación se describen los métodos térmicos más comunes y generalmente considerados desde la planeación de operaciones de producción.

Calefacción por empaquetamiento.

Este método esta compuesto por una tubería en la que en su interior tiene otra, donde los fluidos producidos se hacen circular; para asegurar la calefacción un fluido caliente se hace viajar por el exterior de la tubería en la que viaja la producción.

Es usado actualmente para calentar fluidos en líneas de flujo submarinas en el Golfo de México. El resultado obtenido, muestra que haciendo circular el fluido caliente en contraflujo a los fluidos producidos se genera una temperatura estable con la cual se evita la formación de tapones de hidratos.

Si un tapón de hidratos llega a formarse en el SIP, la circulación de un fluido caliente es adecuada para la disociación del tapón de forma segura, ya que este se disociará a lo largo de la tubería y con una rapidez que esta en función de la temperatura del fluido que sea circulado.

Calefacción eléctrica.

Esta consiste en calentar la superficie exterior de una línea de flujo de producción y en lugar de usar un fluido a una temperatura controlada, se usa una manta térmica que se coloca sobre la tubería, proporcionando una fuente de calor constante a lo largo de la sección de la tubería en donde se prevé el problema.

Este método se ha usado para eliminar tapones que se ubican en el SIP en tierra regularmente en zonas del Ártico, ya que allí se encuentran las condiciones meteorológicas de frío extremo, por lo que la calefacción eléctrica se instala a lo largo del sistema para que en todo momento este listo para disociar un tapón de hidratos si este se presentara.

Para que este método sea eficaz y seguro, es necesario que el calentamiento se aplique uniformemente en toda la zona donde se encuentre el tapón. Si la ubicación del tapón es desconocida, la forma en que se asegura la disociación del tapón es calentar toda la línea de producción y solo así se garantiza que el tapón sea disociado. Por ello es necesario un análisis completo de la situación con el fin de determinar la temperatura necesaria para la desestabilización del tapón.

El uso de este método ha sido muy controvertido, por un lado la empresa Shell señala en publicaciones recientes, que se trata de un método seguro y por el otro, la empresa Statoil confirma su oposición al uso de este método por motivos de seguridad; otras compañías utilizan este método como último recurso.

Circulación de lodo de perforación caliente.

Circular el lodo de perforación caliente a través del espacio anular y a lo largo de la tubería de producción es otro de método considerado para la disociación de tapones de hidratos; consiguiendo que el tapón se disocie radialmente.

Calentamiento con agua al exterior del equipo.

Consiste en utilizar agua caliente que será el medio de calefacción para desestabilizar el tapón de hidratos. La operación consiste en que agua caliente se distribuya a lo largo del punto donde se encuentre el tapón haciendo necesario un aislamiento para obtener resultados efectivos.

La operación se realiza con la intervención de un Vehículo Operado Remotamente "ROV" al cual se conecta un centrador el cual permite circular agua caliente alrededor de la tubería, así mismo el ROV esta equipado con una bomba deslizadora la cual permite la circular el agua caliente aumentando la temperatura por la fricción generada al momento de ser bombeada. A medida que el calor penetra la tubería, comenzaran a darse las condiciones de inestabilidad del tapón y este iniciará a liberar gas y vapor de agua que se encuentran atrapados en su interior, permitiendo la reapertura del flujo a lo largo del SIP.

Para realizar la operación de disociación de un tapón de hidratos mediante un método térmico es necesario tener un control adecuado de la temperatura y de las operaciones por lo que se recomienda:

- 💧 **El calentamiento debe ser uniforme a través de todo el cuerpo del tapón de hidratos, es necesario conocer la magnitud y la ubicación del tapón antes de iniciar la operación.**
- 💧 **La temperatura de desestabilización debe ser controlada en todo momento.**
- 💧 **Se debe considerar que la presión que existe en la pared de la tubería debe corresponder a la presión de inestabilidad y se debe analizar la presión máxima permisible de la tubería si no se ocasionara un estallido de la misma.**
- 💧 **Mantener un punto de origen para emitir el calentamiento.**
- 💧 **Una vez establecido el protocolo de operaciones para disociar el tapón, se deberá ser paciente para que el método tenga efecto.**

Todos los métodos anteriormente descritos, requieren análisis antes de llevar a cabo la operación de disociación. En la mayoría de los casos el método de eliminación de tapones de hidratos debe incluirse en el diseño del SIP, ya que si se requiere en algún momento y este no ha sido considerado desde el inicio, se corre el riesgo de que existan factores de diseño e instalación que hagan difícil y poco práctica su inclusión.

3.3 Estrategias de remoción de un tapón de hidratos en el sistema integral de producción.

A pesar de que las obstrucciones de flujo de fluidos por tapones de hidratos de gas parecieran ser similares, cada una tiene sus propias características dando origen a diferentes situaciones, haciendo cada caso único e irrepetible. En consecuencia, cada uno de los retos presentes en la disociación de un tapón de hidratos, requiere de un análisis cuidadoso de todos los detalles que involucra este problema.

En este subtema se presentan enfoques y consideraciones a tomar en cuenta para la remoción de un tapón de hidratos a lo largo del SIP empezando en el pozo, líneas de producción, en el riser y en el equipo submarino. En cada una de estas secciones es importante identificar el problema que se genera y el impacto comercial que se tendrá por el cierre de producción, considerando que en el momento en que se identifique el problema es necesario actuar de forma rápida y eficaz.

En operaciones de producción en aguas profundas se recomienda que a bordo de la plataforma de producción o del FPSO se cuente con un especialista que conozca las características de los hidratos de gas, quien establecerá un conjunto de soluciones en el caso de presentarse una obstrucción de flujo por la aparición de un tapón de hidratos.

Si la empresa petrolera quiere anticiparse al problema, es necesario que se consideren los métodos de disociación aplicables en las instalaciones del SIP, con el fin de contar con los equipos y recursos necesarios para llevar a cabo la operación, ya que de presentarse este se tendrán escenarios en los que el cierre de producción será prolongado a causa del traslado del equipo y recursos necesarios y en el peor de los casos tener una catástrofe que pueda afectar al ambiente y al recurso humano.

Un parámetro importante es el tiempo, ya que las pérdidas económicas y la gravedad del problema se irán complicando conforme este pasa. Si no se tiene experiencia sobre el tema de obstrucción por un tapón de hidratos esto implica tiempo invertido para encontrar una solución, sin embargo si se cuenta con el especialista este tiempo disminuirá de manera considerable para encontrar soluciones y con esto determinar lo que se debe hacer, como y cuando empezar el procedimiento de disociación del tapón de hidratos para aliviar el flujo de los fluidos a través del SIP.

En el caso en que las instalaciones afectadas cuenten con algún método de disociación de taponos en su diseño, este debe ser utilizado, por ejemplo si el método térmico se ha considerado, entonces es la opción a elegir ya que se planeó desde el diseño lo que anticipa buenos resultados; sin embargo, si las circunstancias presentes indican la necesidad de usar otro método, entonces se debe analizar que alternativa permite obtener buenos resultados para disociar el tapón de hidratos de gas.

Las estrategias para la remoción de un tapón de hidratos a través del SIP son las siguientes:

3.3.1 Remoción en el pozo.

Si nos ubicamos en el pozo, el método mecánico es el ideal para eliminar un tapón de hidratos, en este se usan herramientas como la tubería flexible o línea de acero, es común que se use para este problema en términos de seguridad y de igual forma reduce el tiempo de inactividad.

Si se presenta el caso en que el método mecánico no este disponible, se considera la opción del método de inyección de inhibidores o el método térmico con la inyección de fluidos calientes a través del espacio anular con el fin de disociar el tapón, en ultima instancia se considerará la aplicación del método de despresurización ya que este último consume un mayor tiempo e implica interrupción en la producción.

La Tabla 3.6 muestra las opciones, comentarios, recomendaciones y posibles riesgos de las estrategias posibles de remoción de un tapón de hidratos en el pozo (✓ indica que es recomendable, ✗ indica que no es recomendable).

Estrategias de remoción de un tapón de hidratos en el pozo.	M	II	T	D
Opciones.				
Tubería flexible y línea de acero.	✓	✓	✗	✗
Inyección de inhibidores(metanol, etanol o glicol).	✓	✓	✓	✓
Circulación de fluidos calientes por el espacio anular.	✗	✓	✓	✗
Despresurización por un lado (cabeza del pozo).	✗	✓	✗	✓
Comentarios				
Consultar al especialista en hidratos de gas.	✓	✓	✓	✓
Mantener un fluido de control corriente abajo del tapón.	✓	✓	✓	✓
Reducir al mínimo la diferencial de presión en el tapón.	✓	✗	✓	✓
Cuando el tapón este disociado, asegurarse que se cuenta con suficiente cantidad inhibidores para evitar que el tapón se vuelva a formar.	✓	✓	✓	✓
Por la diferencia de densidad entre los fluidos, el glicol se inyectara por encima del tapón de hidratos para que llegue al tapón. En cambio el metanol o etanol debe ser inyectado por debajo de la ubicación del tapón.	✓	✓	✗	✓
Comentarios				
Controlar la presión en la tubería ya que si aumenta demasiado empeorara generando un tapón más compacto y duro tornando difícil su disociación.	✗	✗	✗	✓
Los rangos de presión y temperatura deben permanecer fuera del rango de formación de hidratos.	✓	✓	✓	✓
Recomendaciones.				
Circular un lodo de perforación caliente por el espacio anular simultáneamente a la inyección de inhibidores.	✓	✗	✓	✗
Cuando exista la comunicación necesaria a través del tapón Inyectar los inhibidores a través de los orificios de acceso al pozo para acelerar su disociación.	✓	✓	✓	✓
Vigilar la presión en la cabeza del pozo, esta operación debe llevarse con precaución para evitar una catástrofe.	✗	✗	✗	✓
Posibles riesgos.				
Riesgos HSE (salud, seguridad y medio ambiente) asociados al uso de productos químicos.	✓	✓	✓	✓
De no mantener el fluido de control entre el tapón y la boca del pozo, puede ocurrir que el tapón viaje a altas velocidades creando riesgos de seguridad y el posible estallido de tuberías y daños al pozo.	✓	✗	✓	✓

M= Mecánico II= Inyección de Inhibidores T= Térmico D= Despresurización

Tabla 3.6 Estrategias de remoción de un tapón de hidratos en el pozo.

3.3.2 Remoción en líneas de producción.

Si el tapón de hidratos se ubica en zona de seguridad para las instalaciones y el personal, entonces existe la posibilidad de analizar que método de remoción es el adecuado; se recomiendan: el método mecánico y el de inyección de inhibidores ya que generan menores riesgos de seguridad y menor daño al equipo. En el caso de que el tapón se ubique a una distancia que genere problemas de seguridad que afecten las instalaciones se recomienda el uso del método de despresurización o el método térmico para disociar los hidratos. Sin embargo el método de despresurización puede tomar varias semanas para lograr la eliminación del tapón; si se desea una eliminación rápida el método mecánico representa la alternativa más rápida para solucionar el problema.

Las Tablas 3.7 y 3.8 muestran las opciones, comentarios, recomendaciones y posibles riesgos a través de las estrategias de remoción de un tapón de hidratos en líneas de producción (✓ indica que es recomendable, ✗ indica que no es recomendable).

Estrategias de remoción de un tapón de hidratos en líneas de producción.	M	II	T	D
Opciones.				
Tubería flexible.	✓	✓	✗	✗
Inyección de inhibidores (metanol, etanol o glicol).	✓	✓	✓	✓
Calefacción eléctrica, por empaquetamiento y calentamiento con agua al exterior del equipo.	✗	✓	✓	✗
Despresurización por uno o ambos lados de la línea de producción.	✗	✓	✗	✓
Comentarios				
Consultar al especialista en hidratos de gas.	✓	✓	✓	✓
Considerar el método de eliminación desde diseño del SIP; si no se cuenta con uno, evaluar los métodos disponibles.	✗	✓	✓	✗
Evaluar el riesgo asociado a la calefacción eléctrica antes de llevar a cabo la operación.	✗	✗	✓	✗
Inyectar suficiente inhibidor a lo largo de toda la operación.	✓	✓	✗	✓
Se requiere invertir un tiempo considerable para que el tapón se disocie.	✗	✓	✓	✓
Controlar la presión en la tubería ya que si aumenta demasiado empeorara generando un tapón más compacto y duro tornando difícil su disociación.	✗	✓	✗	✓

Tabla 3.7 Estrategias de remoción de un tapón de hidratos en líneas de producción.

Continua tabla 3.7 Estrategias de remoción de un tapón de hidratos en líneas de producción.	M	II	T	D
Comentarios				
Los rangos de presión y temperatura deben permanecer fuera del rango de formación de hidratos.	✓	✓	✓	✓
Controlar la presión por uno o ambos lados de la línea de producción manteniendo las condiciones de operación.	✗	✗	✗	✓
La aplicación del método no tiene restricción en cuanto a la profundidad de formación del tapón.	✗	✓	✓	✓
Cuando el tapón este disociado, asegurarse que se cuenta con suficientes inhibidores para evitar que el tapón se vuelva a formar.	✓	✓	✓	✓
Recomendaciones.				
Circular exteriormente fluidos calientes de forma simultánea a la inyección de inhibidores.	✓	✓	✓	✗
Vigilar que la temperatura en la pared de la tubería de producción corresponda a la de inestabilidad de hidratos.	✓	✗	✓	✓
El calentamiento debe extenderse a lo largo del tapón y debe ser uniforme para asegurar la disociación.	✗	✗	✓	✗
Una vez que exista comunicación a través del tapón, inyectar inhibidores para acelerar la disociación y asegurarse que los fluidos liberados tengan camino libre para su producción.	✓	✓	✓	✓
Si la despresurización no es posible en ambos lados del ducto, se recomienda eliminar la presión por el manifold, cuanto menor sea esta mas rápido se disociara el tapón.	✗	✗	✗	✓
Vigilar la presión en las operaciones, ya que cambios en esta indican que el tapón se esta desplazando.	✓	✓	✓	✓
Posibles riesgos.				
Riesgos HSE (salud, seguridad y medio ambiente) asociados al uso de productos químicos.	✓	✓	✓	✓
La expansión del gas liberado genera una presión que posiblemente comenzara a aumentar y sobrepase la permisible por la línea de producción.	✓	✗	✓	✓
De no mantener un calentamiento uniforme o un control adecuado de las presiones, se pueden generar altas presiones locales que excedan la permisible en la línea de producción o bien favorecer el desplazamiento de restos del tapón, convirtiéndolo en proyectil con riesgos de seguridad al personal e instalaciones.	✗	✗	✓	✓

M= Mecánico II= Inyección de Inhibidores T= Térmico D= Despresurización

Tabla 3.8 Estrategias de remoción de un tapón de hidratos en líneas de producción.

3.3.3 Remoción en el riser.

Las estrategias de remoción que se consideraron para el pozo, suelen ser efectivas para la remoción de tapones de hidratos formados en el riser, siempre y cuando se estén realizando operaciones de perforación. Las estrategias mencionadas en este apartado aplican en los risers cuando están conectados a una línea de producción del SIP submarino.

El método mecánico para la eliminación de un tapón de hidratos con el uso de tubería flexible es el más eficaz en términos de seguridad y minimización del tiempo de inactividad. En caso de que el método mecánico no este disponible, considerar la despresurización, seguida de la inyección de inhibidores teniendo en cuenta que ambos métodos requieren de un considerable tiempo de inactividad. Y el método térmico será usado siempre y cuando exista el equipo sobre la plataforma para hacer frente al tapón de hidratos.

Las Tablas 3.8 y 3.9 muestran las opciones, comentarios, recomendaciones y posibles riesgos de las estrategias de remoción de un tapón de hidratos en el riser (✓ indica que es recomendable, ✗ indica que no es recomendable).

Estrategias de remoción de un tapón de hidratos en el riser.	M	II	T	D
Opciones.				
Tubería flexible.	✓	✓	✗	✗
Inyección de inhibidores (metanol, etanol o glicol).	✓	✓	✓	✓
Calefacción eléctrica, por empaquetamiento.	✗	✓	✓	✗
Despresurización por uno o ambos lados del riser.	✗	✓	✗	✓
Comentarios				
Consultar al especialista en hidratos de gas.	✓	✓	✓	✓
Mantener un fluido de control corriente abajo del tapón.	✓	✓	✓	✓
Considerar el método de eliminación de hidratos desde diseño del SIP, si no se cuenta con ello, evaluar los métodos disponibles.	✗	✓	✓	✗
Por la diferencia de densidad entre los fluidos, el glicol se inyectara por encima del tapón de hidratos para que llegue al tapón. En cambio el metanol o etanol debe ser inyectado por debajo de la ubicación del tapón.	✓	✓	✗	✓

M= Mecánico II= Inyección de Inhibidores T= Térmico D= Despresurización

Tabla 3.9 Estrategias de remoción de un tapón de hidratos en el riser.

Continúa tabla 3.9				
Estrategias de remoción de un tapón de hidratos en el riser.	M	II	T	D
Comentarios				
Controlar la presión en el riser, ya que si aumenta demasiado empeorara generando un tapón más compacto y duro tornando difícil su disociación.	x	x	x	✓
Los rangos de presión y temperatura deben permanecer fuera del rango de formación de hidratos.	✓	✓	✓	✓
Cuando el tapón este disociado, asegurarse que se cuenta con suficiente cantidad de inhibidores para evitar que el tapón se vuelva a formar.	✓	✓	✓	✓
Recomendaciones.				
Circular exteriormente fluidos calientes de forma simultánea a la inyección de inhibidores.	✓	✓	✓	x
Vigilar que la temperatura en la pared del riser corresponda a la de inestabilidad de hidratos.	x	✓	✓	x
El calentamiento debe extenderse a lo largo del tapón y debe ser uniforme para asegurar la disociación.	x	x	✓	x
Cuando exista la comunicación necesaria a través del tapón Inyectar los inhibidores por los orificios de acceso al riser para acelerar su disociación.	✓	✓	✓	✓
Controlar la cantidad de inhibidores inyectados y asegurar sus propiedades ya que estos se diluyen con el agua liberada en la disociación.	✓	✓	✓	✓
Controlar y monitorear la presión de forma continua en el riser y a lo largo del SIP.	✓	✓	x	✓
Posibles riesgos.				
Riesgos HSE (salud, seguridad y medio ambiente) asociados al uso de productos químicos.	✓	✓	✓	✓
De no mantener el fluido de control entre el tapón y la superficie del riser, puede ocurrir que el tapón viaje a altas velocidades creando riesgos de seguridad, el posible estallido de tuberías y daños al pozo.	✓	x	✓	✓
La expansión del gas liberado genera una presión que posiblemente aumenta y sobrepase la permisible en la línea de producción.	✓	✓	✓	✓
De no mantener un calentamiento uniforme o un control adecuado de las presiones, se pueden generar altas presiones locales que excedan la permisible en la línea de producción o bien favorecer el desplazamiento de restos del tapón, convirtiéndolo en un proyectil con riesgos de seguridad al personal e instalaciones.	x	x	✓	✓

M= Mecánico II= Inyección de Inhibidores T= Térmico D= Despresurización

Tabla 3.10 Estrategias de remoción de un tapón de hidratos en el riser.

3.3.4 Remoción en el equipo submarino.

Es común que se formen tapones de hidratos en diversos puntos del equipo submarino, por ejemplo en el árbol de válvulas, en los preventores, en el manifold, en las líneas de producción, en los separadores, entre otros. Generalmente los bloqueos por tapones de hidratos formados en los equipos de producción, se eliminarán con el uso de un método de disociación. En el caso en que el equipo afectado se encuentre en áreas inaccesibles, la disociación se tornará complicada aumentando el tiempo de inactividad.

El método de despresurización del equipo se considera como primer paso. En caso de que la despresurización no sea posible, el método de inyección de inhibidores tiene que ser considerado y si las circunstancias no permiten la disociación del tapón entonces el método mecánico debe considerarse como recurso de disociación. Una excepción a los métodos anteriores es que el SIP cuenta con un método térmico desde su diseño, mismo que debe usarse para hacer frente a la disociación del tapón de hidratos de gas.

Las Tablas 3.11 y 3.12 muestran las opciones, comentarios, recomendaciones y posibles riesgos de las estrategias de remoción de un tapón de hidratos en el equipo (✓ indica que es recomendable, ✗ indica que no es recomendable).

Estrategias de remoción de un tapón de hidratos en el equipo submarino.	M	II	T	D
Opciones.				
Línea de Acero.	✓	✗	✗	✗
Inyección de inhibidores (metanol, etanol o glicol).	✗	✓	✗	✗
Circulación de fluidos calientes por el exterior del equipo	✗	✗	✓	✗
Despresurización por uno o ambos lados del equipo.	✗	✗	✗	✓
Comentarios				
Consultar especialista en hidratos de gas.	✓	✓	✓	✓
Mantener un fluido de control corriente abajo del tapón.	✓	✓	✓	✓
Por la diferencia de densidad entre los fluidos, el glicol se inyectará por encima del tapón de hidratos para que llegue al tapón. En cambio el metanol o etanol debe ser inyectado por debajo de la ubicación del tapón.	✓	✓	✗	✓

M= Mecánico II= Inyección de Inhibidores T= Térmico D= Despreeurización

Tabla 3.11 Estrategias de remoción de un tapón de hidratos en el equipo.

Continúa tabla 3.11 Estrategias de remoción de un tapón en el equipo submarino.	M	II	T	D
Opciones.				
Controlar la presión en el equipo, ya que si aumenta demasiado empeorara dejando un tapón más compacto y duro dificultando su disociación. Así mismo controlar la presión por uno o ambos lados en el equipo manteniendo las condiciones de operación.	✗	✗	✗	✓
Los rangos de presión y temperatura deben permanecer fuera del rango de formación de hidratos.	✓	✓	✓	✓
Cuando el tapón este disociado, asegurarse que se cuenta con suficiente cantidad de inhibidores para evitar que el tapón se vuelva a formar.	✓	✓	✓	✓
Recomendaciones.				
Circular exteriormente fluidos calientes simultáneamente a la inyección de inhibidores.	✓	✓	✓	✗
Monitorear siempre la presión sobre el equipo.	✗	✗	✗	✓
Vigilar la temperatura en la pared del equipo de producción corresponda a la de inestabilidad de hidratos.	✗	✗	✓	✗
Controlar la cantidad de inhibidores inyectados y asegurar sus propiedades ya que estos se diluyen con el agua liberada en la disociación.	✓	✓	✓	✓
El calentamiento debe extenderse a lo largo del tapón y debe ser uniforme para asegurar la disociación.	✗	✗	✓	✗
Una vez que exista comunicación a través del tapón, inyectar inhibidores para acelerar la disociación y asegurarse que los fluidos liberados tengan una vía libre para su desfogue. Vigilar la presión en las operaciones, ya que cambios en esta indican que el tapón se esta desplazando.	✓	✓	✓	✓
Posibles riesgos.				
Riesgos HSE (salud, seguridad y medio ambiente) asociados al uso de productos químicos.	✓	✓	✗	✗
De no mantener el fluido de control entre el tapón y la superficie del riser, puede ocurrir que el tapón viaje a altas velocidades creando riesgos de seguridad y el posible estallido de tuberías y daños al pozo.	✓	✓	✗	✓
Al introducir herramientas se puede generar daño al equipo.	✓	✗	✗	✗
La expansión del gas liberado genera una presión que posiblemente aumenta y sobrepase la permisible por los equipos.	✓	✓	✓	✓
De no mantener un calentamiento uniforme o un control adecuado de las presiones, se pueden generar altas presiones locales que excedan la permisible por el equipo o bien favorecer el desplazamiento de restos del tapón, convirtiéndolo en un proyectil con riesgos de seguridad al personal e instalaciones.	✗	✗	✓	✗

M= Mecánico II= Inyección de Inhibidores T= Térmico D= Despresurización

Tabla 3.12 Estrategias de remoción de un tapón de hidratos en el equipo.

3.4 Protocolo de operación en campo para el control de hidratos de gas.

Los incidentes relacionados con tapones de hidratos ocurren en el momento de una operación inusual, transitoria o anormal, por ejemplo:

- 💧 **Arranque del pozo.**
- 💧 **Al reiniciar después de un paro de emergencia que ocasiono el cierre del pozo.**
- 💧 **Presencia de agua por ineficiencia del deshidratador; porque la inyección del inhibidor no sea efectiva, o su concentración seainadecuada.**
- 💧 **Enfriamiento en una sección del SIP.**

Si se tiene un funcionamiento adecuado a lo largo del SIP no se tendrán tapones de hidratos asegurando el flujo de los fluidos.

Para el control de hidratos se hace necesario contar con un protocolo que permita asegurar el éxito y proporcione planes de prevención y alivio donde se identifiquen los parámetros de formación de un bloqueo por hidratos yevitar su aparición en el SIP.

En el procedimiento de operación debe considerarse el diseño del SIP, el cual en la mayoría de los casos incluye algún método que permita remediar un tapón de hidratos. Sin embargo, casi todos los sistemas emplean por diseño una inyección continua de inhibidores momentos después de que el pozo se ha puesto a producción.

Un parámetro importante que no es fácil controlar y que va en aumento conforme la vida productiva del pozo avanza, es la producción de agua la cual afectará la efectividad del inhibidor inyectado.

A partir de lo anterior se han integrado simuladores de entrenamiento en el campo que se han vuelto rutinarios hoy en día. Estos simuladores son modelos de campos completos donde se incluyen las máximas condiciones que presenta el yacimiento, pozos, arboles de válvulas, manifolds, líneas de producción, risers, estranguladores y el resto de los equipos en la plataforma así como los equipos de proceso para la exportación, incluyendo bombas y compresores. En los modelos submarinos en plataforma, se incluyen los controladores de procesos, sensores y equipos de cierre de emergencia. Estos modelos de campo proporcionan una simulación muy realista de las operaciones con fines de capacitación,

Esta herramienta de entrenamiento puede utilizarse para establecer al mismo tiempo un lineamiento que permita monitorear y predecir eventos problemáticos en tiempo real.

Desde la perspectiva de diseño y operación, es importante para el ingeniero de producción hacerse las siguientes preguntas.

- 💧 **¿Cuándo y donde es probable que se formen los hidratos de gas a lo largo del SIP?**
- 💧 **¿Qué es posible controlar con el fin de evitar la formación de tapones de hidratos?**
- 💧 **¿Cuáles son los puntos clave en el sistema que mostraran la existencia de hidratos?**
- 💧 **Si un tapón de hidratos se forma en el SIP ¿Cómo puede ser remediado?**

Para dar respuesta a todo lo anterior, es necesario entender la termodinámica de los hidratos ya que es importante para determinar en donde se formaran; y por lo tanto comprender a través del simulador de entrenamiento, las probables circunstancias que permiten dar origen a un tapón de hidratos.

Los instrumentos que identifican a los hidratos de gas son los sensores multifásicos termodinámicos, herramienta clave para obtener información, a

partir de la cual se consigue identificar la presión y temperatura, haciendo posible la ubicación del tapón de hidratos.

De una u otra forma siempre se tendrán los elementos para la formación de hidratos, sin embargo, estos pueden controlarse. La temperatura está en función de la velocidad con que viaja el flujo. La presión puede controlarse mediante estrangulación en la cabeza del pozo, reduciendo o aumentando la presión en todo el sistema; tanto la temperatura como el control de la presión podrán variar a lo largo de la vida productiva del pozo.

El control de agua producida no es tan simple ya que su porcentaje aumenta considerablemente con la vida productiva del pozo y la predicción de un porcentaje de agua producida se torna poco fiable.

Es esencial la capacidad de monitoreo de la mayor parte de parámetros a lo largo del SIP, con sensores de temperatura, presión, inyección de inhibidores y de producción de agua con ayuda de separadores de 3 fases. En sistemas de aguas profundas, es necesario proporcionar la información del pozo, de la cabeza del pozo, del estrangulador, del riser y de las líneas de exportación.

Si el sistema de producción presenta condiciones de formación de hidratos, inmediatamente se buscare controlar la presión y temperatura permitiendo tomar medidas que eviten su formación. Dependiendo del número de puntos de monitoreo se tendrá la información para identificar donde y cuando el tapón de hidratos se formará. En general, si un sensor de presión comienza a disminuir o aumentar inesperadamente, esto indica que probablemente un tapón de hidratos se está formado en el sistema. La Imagen 3.34 muestra las ubicaciones de monitoreo de presión y las zonas donde pueden formarse los taponos de hidratos

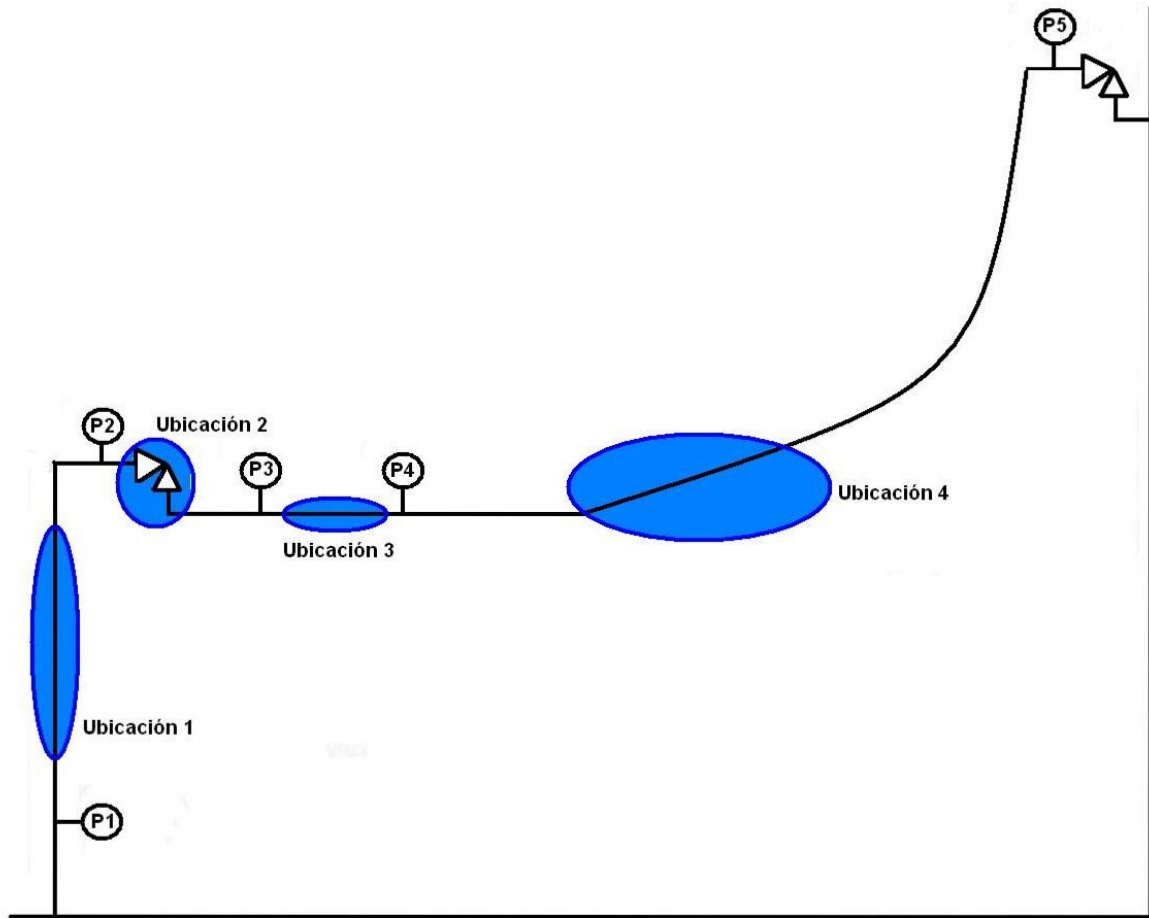


Imagen 3.34 Ubicaciones con alto potencial para la formación de tapones de hidratos.

Las zonas de monitoreo de presión mostradas en la Imagen 3.34 tienden a cambiar sus rangos de presión, los cuales se muestran en la Tabla 3.13, una vez que el tapón de hidratos se forma, el modo de identificar su ubicación es de acuerdo a las presiones, que comenzaran a variar y con auxilio de herramientas que permiten obtener información mas detallada sobre el tapón.

Presión / Ubicación.	Ubicación 1	Ubicación 2	Ubicación 3	Ubicación 4
P1 (Presión de Fondo del Pozo)	Aumento de presión	Aumento de presión	Aumento de presión	Aumento de presión
P2 (Presión en la cabeza del pozo corriente arriba y estrangulador.)	Disminución de presión	Aumento de presión	Aumento de presión	Aumento de presión
P3 (Presión en la cabeza del pozo corriente abajo y estrangulador.)	Disminución de presión	Disminución de presión	Aumento de presión	Aumento de presión
P4 Presión en el manifold.	Disminución de presión	Disminución de presión	Disminución de presión	Aumento de presión
P5 Presión en el parte superior del riser.	Disminución de presión	Disminución de presión	Disminución de presión	Disminución de presión

Tabla 3.13 Variación de presión a lo largo del SIP tras aparecer un tapón de hidratos.

Usando las ubicaciones de la Imagen 3.34 se discutirán las operaciones para eliminar el bloqueo. Existen cuatro operaciones que deben ser consideradas.

Inyectar productos inhibidores.

Es casi siempre la mejor acción a tomar cuando existen signos de una obstrucción por la formación de un tapón de hidratos. Sin embargo, antes de la inyección es esencial que se identifique la ubicación del tapón en función a los cambios de presión de acuerdo con la Tabla 3.13, con el fin de inyectar el inhibidor lo más cercano a la zona donde se localice el tapón.

Detener el flujo.

Una respuesta natural del operador cuando se enfrenta a un tapón de hidratos es detener el flujo, en algunos casos, puede ser una acción correcta pero si se detiene se obtendrá una presión a la que el hidrato puede mantenerse estable.

Reducir el flujo.

La reducción del flujo generalmente no aportará nada para la eliminación del tapón de hidratos. De hecho, la temperatura en el SIP se reducirá ocasionando que el sistema este más propicio a las condiciones de formación de hidratos. Sin embargo la reducción del flujo es un complemento de la inyección de inhibidores, resultando eficaz para enviar el inhibidor hasta la ubicación del tapón.

Aumento del flujo.

Según las circunstancias presentes, el aumento del flujo podría ser una acción apropiada. Ya que aumentará la temperatura ocasionando la disociación del tapón de hidratos. Debe tenerse en cuenta que esto no se recomienda para sistemas dominados por gas.

A medida que se conozca más sobre el diseño del SIP en aguas profundas se tendrán operaciones más eficientes, haciendo esenciales los procedimientos operativos o lineamientos de operación principalmente en casos de contingencia. La clave es incluir toda la información recopilada para prevenir, controlar y mitigar los tapones de hidratos. En caso de que esta información no se presente de forma clara a través de un procedimiento, los procesos de remediación pueden fallar.

Protocolo de las operaciones en el sistema.

Es necesario contar con toda la documentación de los trabajos de ingeniería realizados hasta entonces con el fin de analizar toda la información relevante.

Es necesario elaborar un documento donde se incluya la información siguiente:

- 💧 **Composición de los fluidos producidos**
- 💧 **Curva de formación de hidratos**
- 💧 **Asentar si existe un aislamiento**
- 💧 **Describir todas las condiciones de operación que ha tenido el pozo.**

El protocolo operativo se refiere al procedimiento general de como el SIP debe operar. En el caso de presentarse un tapón de hidratos se necesita la sección especial para tratar estos problemas. En la siguiente Tabla 3.14 se muestran los lineamientos operativos y los parámetros a considerar para llevarlo a cabo.

Lineamientos Operativos	
Riesgo por Hidratos. ¿Cuándo y donde?	Es necesario contar con una documentación, donde especifique bajo que circunstancias los hidratos se vuelven una preocupación para las operaciones de producción.
Estrategias de control de hidratos.	<p>Todas las estrategias de control de hidratos deben considerarse para las diferentes operaciones en el SIP por ejemplo:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✚ Arranque del pozo.-La inyección de inhibidor, de preferencia lo más cercano al pozo y a través de todo el SIP, con la finalidad de mantener las condiciones fuera del rango de formación de hidratos. ✚ Cierre de pozo.-Necesariamente la temperatura debe controlarse y mantener la dosificación de inhibidores. En caso de un cierre no planificado, las operaciones tienen limitado el tiempo en que el sistema se vuelve propenso a formar hidratos. ✚ Es necesario que la temperatura se mantenga fuera del rango de formación de hidratos.
Puntos de Control.	Identificar los puntos de inyección de inhibidores: en pozo, árbol de válvulas, manifold, estrangulador, líneas de descarga, riser y líneas de exportación.
Contingencias.	Proporcionar una orientación en cuanto a los principales riesgos que se tienen a lo largo del sistema y porque los hidratos se vuelven una preocupación.

Tabla 3.14 Lineamientos operativos para mitigar un tapón de hidratos.

Se deben cubrir todos los aspectos de aseguramiento de flujo en todas las operaciones de producción, donde sin duda, los tapones de hidratos de gas deben mencionarse, ya que son una de las preocupaciones que se podrán presentar.

El procedimiento de operación es el único documento que se tiene cuando se esta ejecutando el trabajo en operaciones de producción y en este se presentan los puntos con alto riesgo, donde se especifican los procedimientos a seguir.

La Imagen 3.35 muestra un SIP en aguas profundas, donde se identifican los puntos donde se generan problemas de aseguramiento de flujo.

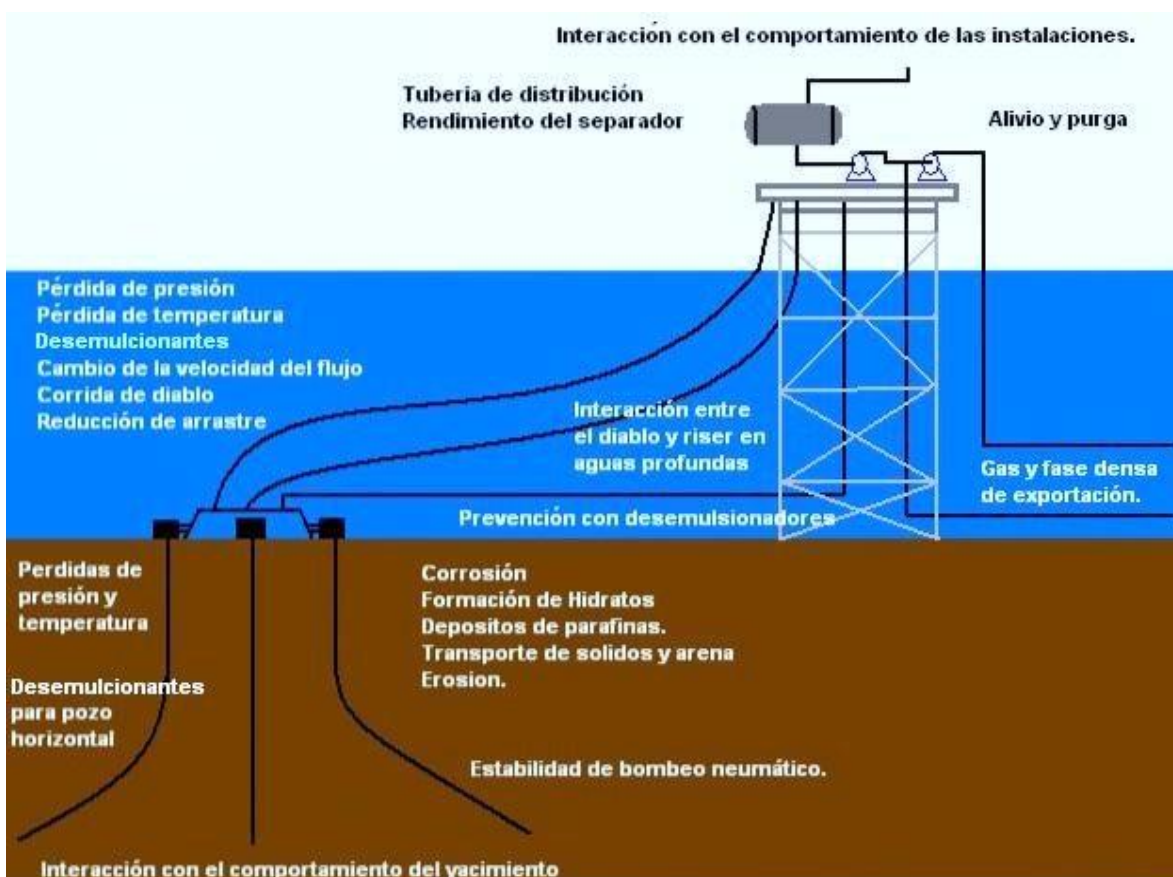


Imagen 3.35 Puntos donde se generan problemas de aseguramiento de flujo.

El procedimiento debe estar en formato modular para ciertas operaciones. Estos procedimientos deben ser individuales (uno para cada caso) y especificar a que situación corresponde. Tabla 3.15

Procedimientos de operación.	
1	Arranque del pozo.
2	Cierre del pozo.
3	Pruebas al ó en el pozo.
4	Arranque del sistema submarino.
5	Cierre del sistema submarino.
6	Corrida de diablo en el sistema submarino.
7	Arranque del sistema de producción y exportación.
8	Cierre del sistema de producción y exportación.

Tabla 3.15 Procedimientos de operación.

Para tener una operación de mayor alcance, la secuencia de procedimientos que unirán los puntos antes mencionados, hará uso de la guía detallada del problema que representan los hidratos; en este caso se centra la situación para un procedimiento general. El procedimiento operativo se debe detallar principalmente en seis parámetros Tabla 3.16

Guía detallada para la solución del problema.	
Alcance de la operación Principales riesgos durante la operación Identificar los riesgos ambientales	Se necesita proporcionar una descripción de que tanto se conseguirá con la operación a realizar. Se deben describir ampliamente los riesgos que pueden ocurrir durante la operación. Incluir el riesgo ambiental que podrá generarse al realizar mal el procedimiento.
Documentación con referencias	Los procedimientos de operación se presentan por módulos como guías a través de procesos de operación y los diagramas de los instrumentos, de acuerdo con la operación a realizar.
Condiciones previas	Deben estar presentes para que el procedimiento tenga validez.
El procedimiento a realizar	Debe estar detallado paso a paso anotando todas las observaciones del seguimiento que se lleve, tales como: cambios en las presiones, temperaturas y condiciones de flujo e indicaciones sobre que hacer si los cambios no son los adecuados.

Tabla 3.16 Guía detallada para la solución del problema.

La ejecución de un procedimiento de operación, hace imprescindible contar con experiencia sobre los equipos y el proceso de operación por parte del personal de la plataforma, ya que ellos son los que llevaran acabo los procedimientos de operación.

Los operadores pueden afectar los procedimientos de operación cuando estos son llevados a cabo,

- 💧 **Los operadores requieren de procedimientos simples y fiables, si este es muy complejo se tiene la posibilidad de que se comentan errores.**
- 💧 **Los operadores trabajan metódicamente para poner en práctica el procedimiento oficial, con el que se respaldan sus actos.**
- 💧 **Los operadores prefieren identificar un número para operar un sistema, en lugar de hacer uso de una gráfica o tabla. Por ejemplo, la presión de formación de hidratos y la temperatura del fondo del océano es mejor guía para el operador verlo en número que en forma gráfica o tabla.**

Esto es importante sobre todo si se tiene en cuenta que los operadores tienen otras cosas a su cargo, además de hacerle frente a los tapones de hidratos. El principal objetivo es mantener, la producción desde el yacimiento hasta la línea de exportación.

Al ejecutar un procedimiento de operación es necesario tomar en cuenta tres aspectos:

- I. **Aproximación al tipo de sistema.** Dentro de esta sección el ingeniero de producción debe identificar que tipo de árbol de válvulas tiene el pozo (seco o mojado), identifica si la inyección de inhibidores es necesaria para la eliminación de los hidratos. Es riguroso contar con la temperatura de formación de hidratos y determinar las presiones que fluyen a lo largo del sistema; la mayoría de las líneas de flujo están diseñadas para sistemas

dominados por aceite de tal modo que el aislamiento evitará la pérdida de calor asegurando que los fluidos lleguen a la superficie.

- II. Elaborar y documentar la estrategia para hacer frente a los posibles riesgos.** El ingeniero de producción debe determinar los posibles riesgos que generan los hidratos de gas en el SIP, establecer como deben tratarse para su control y eliminación controlando en todo momento la presión y temperatura con la finalidad de evitar la formación de hidratos.
- III. Realizar la evaluación del diseño y parámetros de funcionamiento.** En esta etapa el ingeniero de producción debe identificar los parámetros de operación a lo largo del SIP. En caso que el sistema se detenga es necesario determinar el tiempo disponible, antes de llegar a condiciones de formación de hidratos.



Oportunidades de la Explotación de Hidratos de Gas.

4.1 Situación actual del consumo de energéticos.

La situación actual en cuanto al consumo de energía de la sociedad se encuentra en un punto de inflexión el que se deben solucionar a corto plazo y aspectos fundamentales respecto a la producción y consumo.

Por un lado, los combustibles fósiles como el petróleo y el gas natural (GN), de los que dependemos casi exclusivamente se están agotando por un consumo excesivo, mientras que otros combustibles tradicionales como el carbón podrían mantenerse hasta el año 3000 con el ritmo actual de extracción, pero se encarecería su uso por dificultades en su obtención, transporte, distribución e incluso en las tecnologías utilizadas para su aprovechamiento.

Por otro lado, las energías alternativas emergentes no son suficientes para satisfacer la demanda existente y mucho menos la futura, además de no ser tan ecológicas como en principio se tenía pensado, lo que actualmente se investiga detenidamente como consecuencia de la generación de impacto ambiental no considerado y desconocido hasta hace poco.

Ante esta crisis en el sector energético, además de una creciente demanda, nos enfrentamos a un problema quizá mayor, como lo es la distribución de la energía en el mundo; el 80 % del consumo mundial de energía lo está generando el 25 % de la población, por lo que se está condenando a gran parte de esta, a no tener acceso a determinadas fuentes de energía con las dificultades que ello supone para el resto de la sociedad, incluyendo factores políticos, que afectan a los consumidores finales e influyen especialmente sobre los avances científicos.

Además, hoy por hoy las energías alternativas no han mostrado suficiencia para satisfacer la creciente demanda a nivel mundial.

Bajo esta situación los hidratos de gas, sustancias conocidas a nivel de laboratorio desde hace unos 200 años. La posible utilización de estos como fuente de energía abre nuevos horizontes para influir en la solución del problema global al que se hace mención, aunque también implica otros problemas en su utilización, lo que

hace plantearse si estos son la fuente de energía del siglo XXI como se han considerado.

La perspectiva de considerar a los hidratos de gas como una fuente alternativa de energía, tomo importancia en los años 70 como consecuencia de la crisis del petróleo, iniciando una búsqueda de yacimientos de hidratos de gas e investigando su extracción y aprovechamiento de forma rentable, lo que se materializó en 1972 en Alaska, con la extracción de hidratos de gas en cilindros presurizados.

Actualmente, existen numerosos proyectos en marcha, destacando “Estudio de Fondo Oceánico y los Efectos Morfológicos de la Interacción entre la Placa de Cocos y la Placa Caribe de Costa Rica”, el llamado Proyecto Paganini, “Hidratos de Gas Submarinos, Una nueva Fuente de Energía para el Siglo XXI”. Donde participan distintos países, como los Estados Unidos, Canadá y Japón considerados los más avanzados en las investigaciones además de la India, Brasil, Chile, Perú, Nigeria, Pakistán y Australia entre otros con interés, ya que poseen yacimientos del recurso.

4.1.1 Hidratos de gas en México.

La Secretaria de Energía, con el fin de asegurar el abasto actual y futuro de gas natural en México, a partir del 2004, y en coordinación con Petróleos Mexicanos y el Instituto Mexicano del Petróleo, planteó la necesidad de evaluar el potencial de GN almacenado en depósitos de hidratos de gas localizados en aguas territoriales mexicanas del Golfo de México y Océano Pacífico, con el objeto de definir el potencial productor de gas metano a partir de dichos depósitos y eventualmente establecer la estrategia que permitiera su explotación.

Fue hasta el 1º de marzo de 2007 que oficialmente se definió el inicio de un proyecto con una duración hasta el 31 de diciembre de 2007 en una primera etapa.

Se consideró el desarrollo de una serie de proyectos atendiendo a dos aspectos principales; Asimilación tecnológica y conceptos operacionales u operativos; Los temas operativos a cargo de Pemex Exploración Producción, y la asimilación tecnológica a cargo del Instituto Mexicano del Petróleo, a través de un proyecto denominado “Los sistemas de Hidratos de Metano en la parte mexicana del Golfo de México: origen, distribución y potencial”, con el objetivo de entender y establecer los modelos de hidratos presentes en la parte mexicana del Golfo de México para evaluar su potencial comercial.

Objetivos estos, enfocados principalmente a la adquisición de estrategias y tecnologías necesarias para la identificación, caracterización y cuantificación de los recursos provenientes de los hidratos y dada la complejidad y diversidad de este tipo de sistemas, se consideró la colaboración de otras instituciones tanto nacionales como extranjeras.

Entre los resultados obtenidos se encuentran:

- 💧 **Investigación de técnicas y metodologías para la determinación de zonas de estabilidad de hidratos de gas.**
- 💧 **Programa para la interpretación de perfiles sísmicos para la elaboración de mapas de extensión de BSR (BSR por sus siglas en ingles: Bottom Simulating Reflector) en el cubo Lankahuasa**
- 💧 **Imágenes del subsuelo marino elaboradas por medio de la sísmica y un perfil en donde se ha localizado un área prospectiva para posterior reinterpretación.**

4.2 Recurso energético atrapado en los hidratos de gas.

Dos razones por las que los hidratos de gas generan reservas energéticas son:

- 💧 **La acumulación de gas metano y otros hidrocarburos ligeros dentro de los mismos.**
- 💧 **La formación de trampas de hidrocarburos usando sedimentos cementados con hidratos de gas como sello.**

La cantidad de metano atrapado en los hidratos de gas es todavía especulativa e incierta, toda vez que la extensión en superficie y las acumulaciones están basadas principalmente en condiciones teóricas de estabilidad de los hidratos y no en medidas directas de su presencia y concentración.

De todas formas, las estimaciones que se manejan son enormes y varían en función del autor y sus fuentes y respecto al análisis del ambiente en que se dan. Para comprobar la variabilidad entre los datos, basta la Tabla, 4.17, donde es destacable que aunque los datos no son iguales, en todos los casos se manejan cantidades enormes de metano:

Estimación de Hidratos de Gas		
Ambiente Geográfico	Volumen (m^3)	Referencia
Oceánico	3.1×10^{15}	Mc Iver
	5.25×10^{15}	Trofimuk
	7.6×10^{15}	Dobrynin
Continental	3.1×10^{15}	Mc Iver
	5.7×10^{15}	Trofimuk
	3.4×10^{15}	Dobrynin

Tabla 4.17 Estimación del volumen de gas metano almacenado en los hidratos.

Se podría decir que existen unos 10^{15} metros cúbicos de hidratos de gas como un promedio conservador, y que cada metro cúbico de hidratos contiene unos 150 metros cúbicos de gas metano por lo que tendremos $15 \times 10^{16} m^3$ de metano.

Con este volumen considerando el poder calorífico del metano (10,000 kcal/kg) tenemos una cantidad de energía que representa más del doble de la totalidad obtenible a partir del carbón, petróleo y gas natural convencional.

Con estas cifras podemos tener una idea de la dimensión y la oportunidad que representa la explotación de los hidratos de gas, de aquí la razón por la que muchos países están tomando posiciones en la investigación, detección y aprovechamiento de una de las más importantes fuentes de energía en el futuro.

Así entonces, los hidratos de gas podrían satisfacer la demanda mundial de GN, pero deberán hacerse estudios para ubicar los depósitos de hidratos y estimar la cantidad de GN en los yacimientos; identificando con certeza su volumen acumulado en los depósitos de hidratos de gas que pueden además ofrecer una ventaja en cuanto a su procesamiento, comparado con las formas convencionales de explotación de GN, ya que podría ser producido potencialmente en una forma más pura y por consiguiente necesitar menos insumos para obtener la calidad necesaria para su comercialización. Sin embargo, se necesitan diferentes métodos para la recuperación y producción del GN almacenado en los hidratos, mismos que se discuten en este capítulo.

El conocimiento adquirido a la fecha sugiere, que los hidratos de gas en los sedimentos a una profundidad de varios kilómetros bajo el lecho marino, pueden tener el potencial de ser un importante recurso de energía alternativa ya que la recuperación del gas metano desde estos depósitos y su transporte a la costa a un costo razonable, representa un desafío para los ingenieros y científicos en la actualidad.

4.2.1 Producción de gas metano a partir de hidratos de gas.

La clave en la producción del gas metano a partir de una capa de hidratos de gas, es la extracción del GN en los hidratos alojados en el sedimento marino. El metano libre bajo la zona de hidratos constituye otra fuente adicional de GN.

La importancia del GN provoca que su extracción sea imprescindible para algunas economías, pero dado que se encuentra en sedimentos de hasta un kilómetro de profundidad bajo el fondo marino hace que su extracción y transporte a los centros de almacenamiento sea complicada y constituye un verdadero reto para la ingeniería, dado que se trabaja en condiciones extremas de producción.

Su recuperación del fondo marino proviene de dos fuentes distintas; de los hidratos sedimentados y de la capa de gas libre que se ubica debajo de los primeros. En función de la existencia o no, de esta capa se utilizarán técnicas de producción según sea el caso. En todas se busca disociar el metano de los hidratos o bien obtener el metano libre directamente, lo que implica modificar las condiciones de presión, consiguiendo de esta forma que los hidratos se desestabilicen, transformándose en gas metano y agua.

Se analizarán tres métodos para la extracción del gas natural almacenado en los hidratos. Estos métodos utilizan el proceso de disociación mediante el cual se descompone un material en sus partes constitutivas. La disociación de los hidratos generalmente consiste en una combinación de liberación de la presión y elevación de la temperatura, que hace que los cristales de hielo se derritan o cambien de forma y liberen las moléculas de gas natural que se encuentran en su interior.

La Imagen 4.36 muestra estos métodos que son:

- 💧 **Inyección térmica.**
- 💧 **Inyección de Inhibidores.**
- 💧 **Despresurización.**

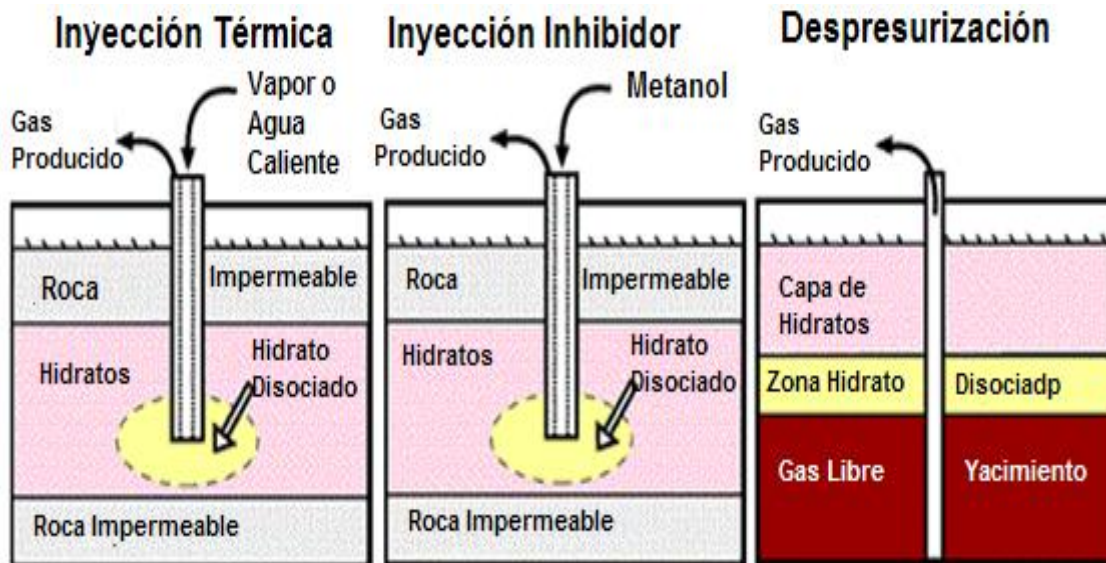


Imagen 4.36 Métodos de producción del gas metano almacenado en los hidratos.

Para saber cual de estos tres métodos de extracción es el que conviene; Las simulaciones computarizadas del método de inyección de agua caliente y vapor indican, que se puede liberar suficiente gas como para ser extraído, sin embargo, el costo de esta técnica resulta elevado. Asimismo, aunque el método de la inyección de inhibidores parecería factible, económicamente el costo es mayor y registra un mayor impacto ambiental en los resultados de producción. Actualmente el método de despresurización parece ser la técnica más favorable en lo económico. Esta técnica se restringe a las áreas que cuentan con reservas de GN en estado libre. La formación de hidratos durante los procesos de disociación y extracción pueden obstaculizar la extracción del GN.

Inyección térmica.

En el método de inyección térmica (Imagen 4.37), la energía calorífica puede ser introducida a los estratos que contienen hidratos de gas, a través de la perforación de un pozo para así poder aumentar la temperatura local por inyección de vapor o agua caliente hasta que se consiga la disociación de los hidratos.

Este proceso posee un favorable balance energético neto, ya que la energía calórica requerida para la disociación es de alrededor de un 6% de la energía contenida en el gas liberado. En términos simples, se puede bombear vapor o agua caliente hacia abajo, a través del pozo para disociar los hidratos y liberar el metano. El metano liberado podría ser entonces bombeado de la superficie del fondo marino a través de instalaciones submarinas de producción adecuadas al caso.

Este proceso se utiliza o recomienda cuando no existe una capa de gas libre por debajo de los hidratos y cuando estos están confinados por la presión de dos rocas impermeables.

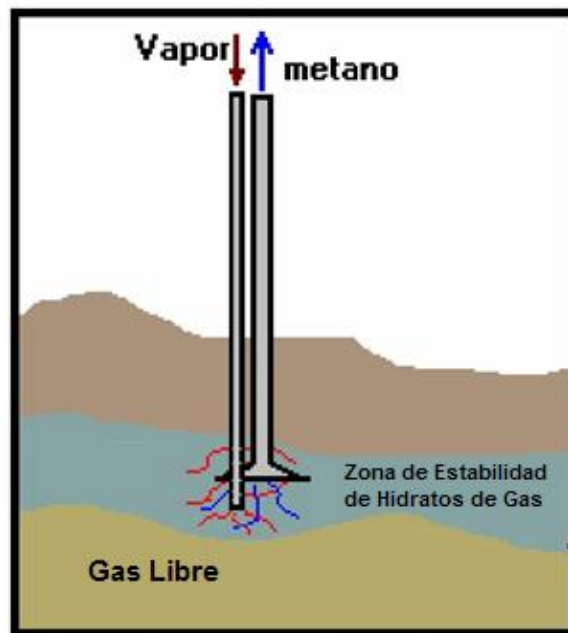


Imagen 4.37 Método de inyección térmica.

Despresurización

Este proceso solo es adecuado si existe gas libre asociado, por debajo de la capa de hidratos, ya que la estabilidad de los hidratos se produce por la presión de la masa de agua y sedimentos superiores y por la presión generada por el gas

ubicado por debajo del lecho de hidratos. Además es un proceso recomendado cuando la capa de hidratos tiene gran extensión en superficie y es homogénea.

En el método de despresurización (Imagen 4.38) los hidratos son expuestos a un ambiente de baja presión, donde ellos son inestables y se descomponen en metano y agua. La energía calórica para el proceso proviene del interior de la Tierra (flujo de calor geotérmico). El metano liberado puede ser entonces recuperado mediante tecnologías convencionales. El método de despresurización, como está concebido, involucra la perforación horizontal en la zona de gas libre, que subyace a la zona de hidratos.

A medida que el gas libre es removido, los hidratos por encima de la zona con gas libre se despresurizan, y se descomponen a su vez en metano y agua. Es esperable que la remoción continua del GN producido, sustente esta disociación inducida por la baja de presión en la base de la zona de hidratos. Este método parece ser el más adecuado para los depósitos en donde haya gas repartido en forma extensa en una trampa debajo de la capa de hidratos.

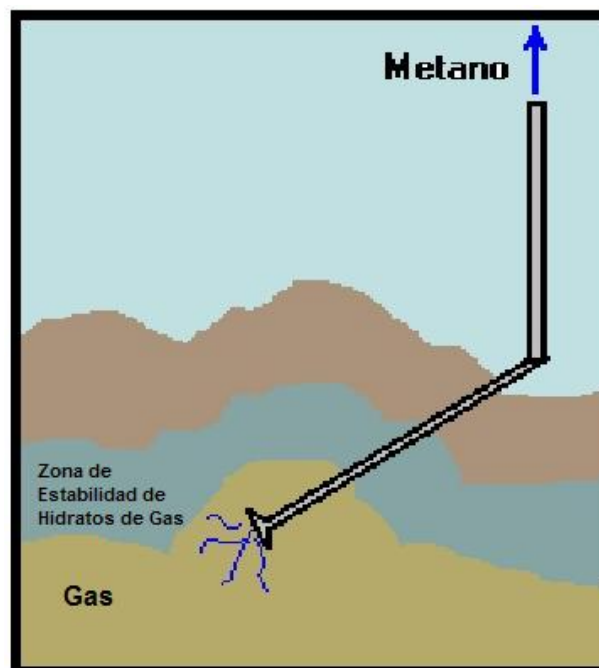


Imagen 4.38 Método de despresurización.

Inyección de inhibidores.

En el método de inyección de inhibidores (Imagen 4.39) se introduce un inhibidor químico (metanol o glicol) en la zona de hidratos. Estos inhibidores modifican el equilibrio de presión y temperatura provocando la inestabilidad de los hidratos, disociándose en la superficie de contacto con el inhibidor.

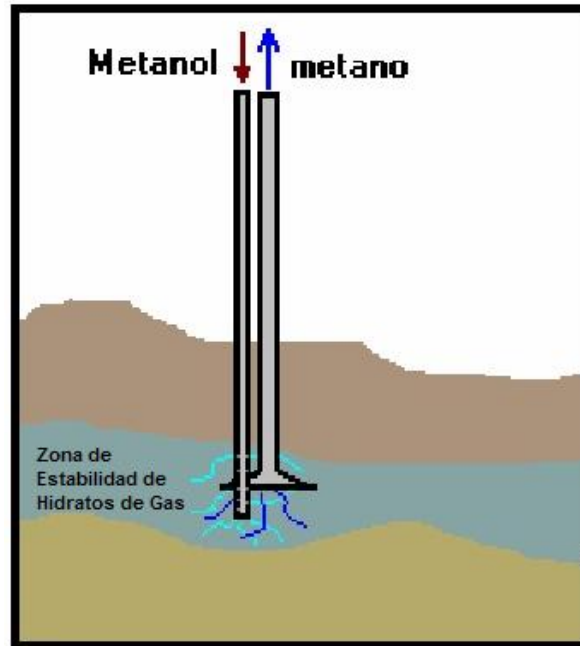


Imagen 4.39 Método de inyección de inhibidores.

De estas tres metodologías de producción del metano almacenado en los hidratos de gas, el método de despresurización, combinado con el método de estimulación térmica parece ser la práctica más recomendable o adecuada para la zona donde el GN libre, está atrapado por debajo de la capa hidratos.

Sin embargo, los hidratos se convertirán en un recurso potencial, únicamente cuando pueda demostrarse que la energía recuperada es mucho mayor que la energía invertida o necesaria para liberar el gas atrapado en los hidratos.

La extracción del GN de formaciones con hidratos mediante cualquiera de los métodos antes mencionados tendrá impacto sobre la formación misma y en sus

alrededores. En el caso de reservas de hidratos submarinos, la disociación y extracción deberá realizarse sin provocar inestabilidad en el lecho marino.

Es posible que exista una discontinuidad de la resistencia en la base de la columna de sedimento en una zona submarina con hidratos. Esto podría ser el resultado de la acción de los hidratos que inhiben la consolidación y compactación normal del sedimento en la región. Además, si el gas libre por debajo de la zona de hidratos está excesivamente comprimido, puede provocar un cambio abrupto de presión en el borde de la zona. Dicha discontinuidad constituye una situación de potencial inestabilidad del lecho marino, donde se localicen los hidratos.

Un ejemplo de este tipo de inestabilidad son los depósitos submarinos de hidratos en la costa de Carolina del Sur, Estados Unidos. Las fuertes reflexiones de los perfiles sísmicos son indicadores de una discontinuidad en la base de la zona de hidratos. En esta área, un talud de hasta 5° es indicador de un lecho marino generalmente estable. No obstante, existen muchas huellas de derrumbes en profundidades cercanas a las zonas estables de hidratos. En este caso, una huella particularmente grande que indica que hubo un derrumbe que llegó a los 66 km, (aproximadamente 41 millas). Las reflexiones más débiles de los perfiles sísmicos del área del derrumbe, sugieren que es posible que allí no exista tal discontinuidad. Esto indicaría que no hay hidratos en esa área en particular. Según las especulaciones de los científicos, es posible que un cambio de presión por el descenso del nivel del mar durante un período glacial haya causado la disociación de los hidratos de la zona. La liberación de gas resultante podría haber provocado el antiguo derrumbe.

En el futuro, los intentos de disociar y extraer gas natural de los depósitos de hidratos podrá implicar el riesgo de producir perturbaciones submarinas similares.

4.2.2 Transporte del gas metano.

Una vez que hemos recuperado el gas del fondo marino se plantea el problema de su transporte a la costa para su posterior distribución hasta los centros de consumo.

El transporte del metano desde el sitio de producción a la costa, podría tener como primera opción la utilización de gasoductos submarinos, similares a los terrestres. Sin embargo, además del problema del costo y su instalación puede provocar riesgos geológicos de avalanchas submarinas en el talud, haciendo que esta opción se torne difícil.

Ante la dificultad de esta opción se han considerado otras alternativas, como la licuefacción de gas a bordo de un barco (Imagen 4.40) o de una plataforma de producción, de manera que el gas licuado podrá ser transportado a puerto en depósitos convencionales. Para la licuefacción se han planteado distintos procedimientos como el procedimiento, concebido por Timothy Collett del U.S. Geological Survey, que involucra quemar parte del metano obteniendo hidrógeno y monóxido de carbono, los cuales pueden convertirse con ayuda de catalizadores a algún hidrocarburo líquido de mayor peso molecular, haciendo este un medio de transporte más sencillo, en este proceso se pierde 35% de la energía total.

Otro método, sugerido por Roger Sassen de la Texas A&M University, involucra la reacción de metano con agua del fondo marino para obtener hidratos libres de sedimento. Estos hidratos puros pueden almacenarse en tanques y ser remolcados a una infraestructura en aguas someras, donde pueden descomponerse de forma segura en gas y agua.

A pesar de estas ideas para el transporte del metano, esta cuestión sigue considerándose un problema sin resolver, por lo que se están invirtiendo grandes cantidades de dinero en investigaciones.



Imagen 4.40 Transporte de gas metano.

4.2.3 Riesgos de la explotación de hidratos de gas.

Deslizamientos.

Como consecuencia de la posible instalación de gasoductos submarinos también existen riesgos de deslizamientos intrínsecos a la existencia de hidratos, dado que la disociación de estos puede provocar la pérdida de resistencia mecánica de los sedimentos que existen por encima, generando sedimentos no consolidados que se deslizaran, provocando graves riesgos de deslizamientos en el talud.

Un reto para el mundo científico es establecer una clara relación causa-efecto en cuanto a los deslizamientos de los fondos marinos. Determinar si los deslizamientos provocan la liberación del gas metano almacenado en los hidratos o si el escape de este gas provoca los deslizamientos. Se ha comprobado que en zonas donde inició el movimiento de la mayoría de los grandes deslizamientos submarinos, coincide con zonas de estabilidad de los hidratos creando una intersección con el fondo marino. Estos deslizamientos son de dimensiones muy grandes, ejemplos de esto:

- 💧 **Deslizamiento en Cabo Fear con una anchura de 50 km.**
- 💧 **Deslizamiento en Storegga, en el Atlántico del norte, con una anchura de 250 km, que recorre 800 km afectando un espesor de 450 m.**
- 💧 **En el Golfo de Cadiz, se han descrito deslizamientos entre 200 y 300 km que afectan 50,000 km.**
- 💧 **El gran deslizamiento del norte de Svalbard**
- 💧 **Los deslizamientos submarinos del canal de Eivissa**

Tsunamis provocados por grandes deslizamientos submarinos.

Un terremoto de gran magnitud puede desencadenar grandes movimientos en masa que se desplacen hacia zonas profundas, donde pueden existir hidratos que podrían producir la alteración de la estabilidad de un talud. Los sedimentos situados sobre los hidratos patinan sobre estos, lo que provoca que grandes masas de sedimento se desplacen de forma muy brusca hacia el fondo oceánico, generando tsunamis.

Según algunos autores, los hidratos pueden resolver en parte el enigma de el triángulo de las Bermudas situado en el mar de los Sargazos, el cual posee una alta producción biogénica de metano por descomposición de algas en el fondo marino, condición muy adecuada para la producción de hidratos. La masiva liberación de este gas metano, junto a la baja densidad del agua del mar y del aire, podría provocar la repentina pérdida de flotabilidad de buques e incluso la sustentación de los aviones en el aire.

Calentamiento global de la Tierra.

La comunidad científica sospecha que repentinas y masivas disociaciones de hidratos provocadas por deslizamientos submarinos, puedan haber iniciado la emisión de grandes volúmenes de metano a la atmosfera, acelerando el efecto invernadero y con esto el calentamiento global de la Tierra. Un gran deslizamiento

submarino puede provocar la salida de cerca de 5 gigatonnes de metano o lo que equivale a 5×10^9 toneladas de metano desde el fondo submarino hasta la atmósfera, según estimaciones realizadas en el deslizamiento de Storegga, en Noruega.

Estos deslizamientos en varias partes de la Tierra pueden provocar un efecto aún mayor que el provocado por la emisión de CO_2 en todo el siglo XX. Es necesario investigar si la emisión de gas a la atmósfera, por disociación de los hidratos submarinos, puede ser una de las causas del calentamiento global de la Tierra.

Se sabe que el metano es un gas con efecto invernadero 20 veces superior al de CO_2 y dado que la cantidad de metano almacenado en los hidratos es enorme, es claro que se tiene un problema potencial para el planeta si no se explota el gas de forma racional y por lo tanto es algo que hay que tener en cuenta. Por ejemplo, si se produce un gran deslizamiento en una zona con grandes concentraciones de hidratos se podrían liberar a la atmósfera enormes cantidades de metano que producirían un incremento en el efecto invernadero, incluso mayor del producido por la emisión de CO_2 por la actividad industrial.

Como se sabe, existen importantes cantidades de hidratos en el continente Antártico, si se desestabilizaran los hidratos de esta zona podría provocarse un grave problema de calentamiento del planeta.

Actualmente constituye un reto científico conocer si las emisiones a la atmósfera de metano contenido en los hidratos, es la principal causa del calentamiento global de la Tierra.

4.3 Aportaciones tecnológicas de los hidratos de gas.

La falta de tecnologías adecuadas para la explotación del recurso energético almacenado dentro de los hidratos, ha sido el mayor impedimento para considerar la factibilidad de producir metano a partir de hidratos de gas.

Sin embargo en los últimos años ha habido grandes cambios en el mejoramiento en las tecnologías de exploración y producción de yacimientos en aguas profundas, como por ejemplo en el Golfo de México por parte de Estados Unidos, al igual que en Brasil, Angola, Nigeria e Indonesia, cuyas operaciones alcanzan profundidades que fluctúan entre los 500 y 4,000 metros de tirante de agua. Esta disponibilidad de barcos, equipos y medios de operación ha reducido notablemente los costos de operación en aguas profundas. Estos avances tecnológicos pueden ser aprovechados para el desarrollo de explotación del recurso energético almacenado en los hidratos marinos.

El empleo de nuevos dispositivos geofísicos de avanzada tecnología en la exploración de hidratos, como fue mencionado en el capítulo 2, la herramienta de resonancia magnética, serán de gran ayuda para determinar la concentración de gas metano en los yacimientos saturados con hidratos en los fondos marinos y verificar si este recurso puede ser explotado de manera comercial, a pesar de los elevados costos de explotación. La complejidad de explotación de los hidratos juegan un papel protagónico en el futuro por sus usos, ventajas y su menor impacto ambiental suponiendo una extracción sin inconvenientes ecológicos.

Por otro lado, además de usar los hidratos como fuente de energía combustible, la investigación sobre los hidratos también podría canalizarse en otros usos directos e indirectos tales como los mencionados a continuación.

Desalinización del agua de mar.

Las sales y los materiales biológicos pueden separarse del agua mediante el proceso de formación de hidratos de gas. Se persigue combinar el agua de mar con un agente formador de hidratos por ejemplo el metano colocado a las condiciones necesarias de presión y temperatura para formar hidratos.

Una vez formados los hidratos se podrán separar la sal del agua de mar, dando lugar a agua fresca y el gas como agente formador de hidratos que podrá ser reciclado en el sistema para continuar la formación de hidratos con agua de mar.

Almacenamiento de CO_2 .

El dióxido de carbono puede eliminarse de la atmósfera y del medio ambiente convirtiéndolo a hidratos de gas en condiciones medio ambientales de océano profundo, este puede almacenarse en forma de hidratos sólidos y ser transportado y almacenado en aguas profundas y permanecer allí. Este concepto esta sujeto a debate y especulación.

Separación de mezclas de gases.

El proceso de formación de hidratos se ha considerado para la separación de mezclas de gases ya que se ha demostrado que al usar las diferentes tendencias de los gases hacia la formación de hidratos, se pueden obtener buenos factores de separación. Por ejemplo, el nitrógeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrogeno pueden separarse del metano mediante la formación de hidratos.

Generación de electricidad.

Una posibilidad interesante de generación de electricidad ha sido concebida en la etapa de transporte de gas metano a través de gasoductos desde las fuentes profundas de hidratos hasta la costa. Un gasoducto de estas características poseerá un alto gradiente de presión, el cual puede aprovecharse convenientemente para impulsar turbinas generadoras de electricidad. Esto podría llevarse a cabo con un doble objetivo: primero, el reducir la velocidad de flujo del gas a través de la transferencia de energía cinética a energía eléctrica, y segundo, la producción de corriente eléctrica.

El gas metano es importante para la generación de electricidad ya que es empleado como combustible en las turbinas de gas o en generadores de vapor. Si bien su calor de combustión, de unos 802 kJ/mol, es el menor de todos los hidrocarburos, si se divide por su masa molecular 16 g/mol se encuentra que el gas metano, el más simple de los hidrocarburos, produce más cantidad de calor por unidad de masa que otros hidrocarburos más complejos.

En muchas ciudades incluidas el Distrito Federal y Monterrey, el gas metano se transporta en tuberías hasta los hogares para ser empleado como combustible para la calefacción y para cocinar. En la actualidad el GN es empleado como combustible alternativo por varios vehículos de transporte público como taxis y colectivos. Afganistán y Argentina son los países donde más vehículos usan GN como combustible.

Otros

El gas producido en los campos petroleros podría convertirse en hidratos sólidos y mezclarse con petróleo crudo refrigerado para transportarse como pasta aguada en tanques de transporte o a través de tuberías. De esta forma los hidratos

congelados, así como el GN líquido, pueden transportarse a través de grandes distancias cuando no se dispone de ductos.

Cuando sea necesario el almacenamiento de GN este podrá convertirse en hidratos y almacenarse.

4.4 Beneficio de la obtención del gas natural.

El GN será la fuente energética con mayor crecimiento en el consumo energético primario global. Al estudiar los mercados regionales, se estimó que el porcentaje interanual de crecimiento del consumo de GN global será de un 2.3%, lo cual comparado con la tasa que registra el crudo 1.9% y el carbón 2.0% le ayuda a mantener el liderato del crecimiento. En términos mas claros el aumento del consumo de GN será de un 70%, es decir, pasará de los actuales 92 BPC a unos 158 BPC en 2025 (Imagen 4.41), teniendo al mismo tiempo un incremento en su participación en el consumo energético primario total (medido en BTU) desde los actuales 23% a un 30% a finales de 2025.

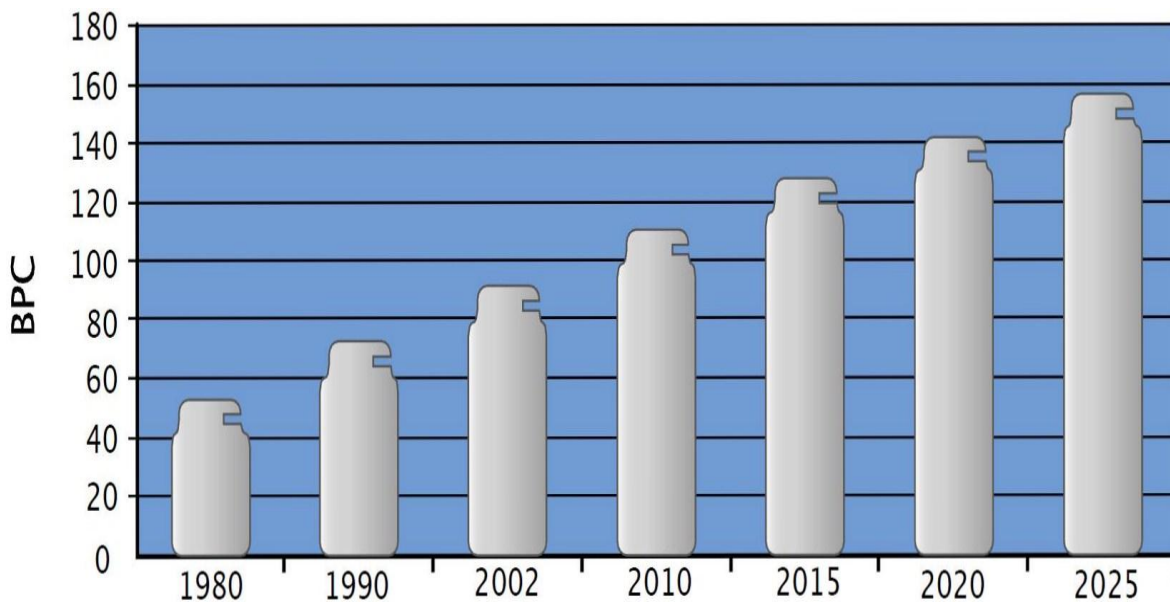


Imagen 4.41 Consumo de gas natural a nivel mundial. Fuente: Energy Information Administration. International Energy 2005.

El sector eléctrico tiene el mayor peso en el aumento del consumo de gas. El incremento más alto de este consumo se observará en las economías de Europa Oriental y la antigua Unión Soviética y las economías emergentes de Asia, que prácticamente triplicarán su consumo para el año 2025. En las economías desarrolladas, donde los mercados de gas están consolidados, el crecimiento interanual será más modesto y promediará para el mismo período un 1.6%, estando el mayor peso de este crecimiento en la región norteamericana.

El mayor problema que pueden presentar estos mercados regionales es que se incrementará la dependencia comercial de este recurso. En 2005, las economías desarrolladas contabilizaron cerca de un 40% de la producción de GN y 50% del consumo mundial total. En 2030, la producción en manos de estas economías cubrirá un 29% del total mundial y el consumo será de un 43%. Esto implicará un aumento del comercio interregional de gas y sobre todo el desarrollo del mercado del GNL (gas natural licuado) y GTL (Gas-To-Liquidtechnology, síntesis de gas) (AIE, 2005). Quién desarrolle plantas de GNL y GTL en este momento llevará el liderazgo en el mercado, y en eso tanto Qatar como Trinidad y Tobago llevan la delantera.

La mayoría de estas reservas se encuentra en Rusia, los países de Asia Central, Golfo Pérsico y África. Las principales inversiones en cuanto a exploración y desarrollo se encuentran en Qatar, Trinidad y Tobago, Arabia Saudita y se espera un cambio o modificación de la situación política para poder invertir con fuerza en Irán y Venezuela, así como una mayor apertura en Rusia. Solo en Rusia, Irán, Qatar y Venezuela están concentrados cerca de un 60% de las reservas probadas existentes. La existencia de estas fuentes de energía supone la determinación de una posible extensión de zonas de amplia comercialización. El eje VenezuelaTrinidad y Tobago como punto de suministro a Norteamérica. Bolivia y Perú para el cono sudamericano. Irán, Qatar y Rusia para Eurasia.

El U.S Geological Survey ha establecido que probablemente existen reservas probables cercanas a los 4,301 BPC de gas. La mayor parte se encuentran lejos de los desarrollos de conectividad existentes: en los países de la ex Unión Soviética, Medio Oriente, el norte de África y 25% en el continente americano.

Es por lo anterior y debido a la necesidad de cubrir la próxima e inevitable demanda del GN donde se centra el verdadero reto respecto a los hidratos de gas, consistiendo en obtener la extracción de suficiente cantidad de GN de forma rentable. Dependiendo del precio y de la disponibilidad de GN, ya que nadie va a pagar para desarrollar nuevos recursos hasta que los antiguos se hayan encarecido lo suficiente.

Los hidratos de gas son la fuente de energía sobre la que se está investigando la forma de extraer el gas de los fondos marinos sin provocar un impacto ambiental considerable, y poder explotar de manera segura el GN almacenado en su estructura para satisfacer la demanda de gas que el mundo requiere.

Las investigaciones de los hidratos aún se encuentran en etapa de pre-factibilidad técnica y económica. Además como el gas metano ya es utilizado como GN y tiene grandes ventajas ante otros hidrocarburos la meta es que estos métodos de extracción del gas metano permitan tener un precio competitivo.



Casos de estudio.

5.1 Tapones de hidratos de gas en operaciones de producción en aguas profundas.

Los reportes que hacen referencia a problemas con los hidratos de gas, difícilmente se publican de forma oficial debido a las implicaciones legales y al impacto comercial negativo que tienen, sobre la industria petrolera, no obstante lo escaso de estos reportes, aquellos publicados han incidido positivamente en la ingeniería petrolera permitiendo a la industria y personal involucrado, comprender y manejar mejor el tema además de generar el desarrollo de métodos y procedimientos de prevención, control y solución del problema con mayor eficacia y seguridad en un menor tiempo y costo.

Los casos que se analizan a continuación se detallan en la misma medida en que la fuente bibliografía lo permitió.

Caso I

Describe la formación de un tapón de hidratos de gas durante una prueba de producción, se tiene un tirante de agua de 181 metros (595 ft) localizado costa afuera en América del Sur, el pozo se encuentra sin capacidad para la inyección de inhibidores, la temperatura del lecho marino es de 5°C. El pozo se encuentra terminado con una tubería de revestimiento de 7" y fue disparado a profundidades de 2,648 y 2,662 metros, cuenta con un aparejo de producción con diámetro de 3½". En la Imagen 5.42 se muestra el estado mecánico diseño del pozo.

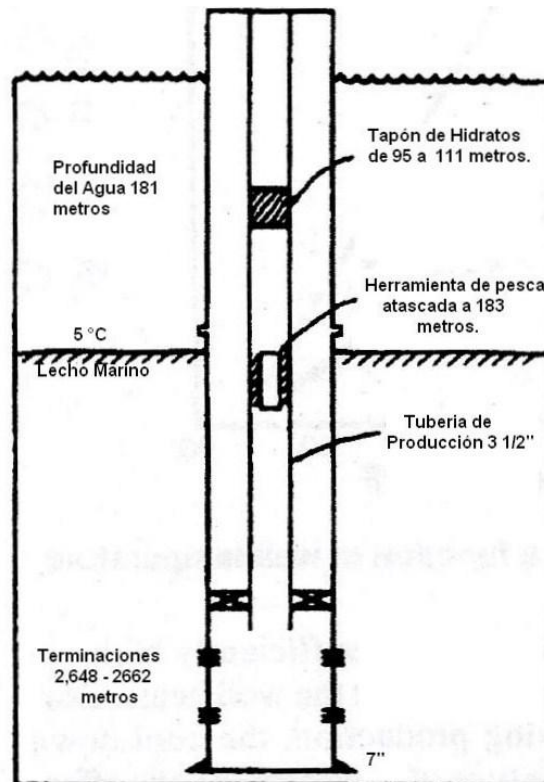


Imagen 5.42 Diseño del pozo.

Los implementos para inyectar productos inhibidores a través del pozo no estaban disponibles. Durante las primeras 15 horas de la prueba de producción, el pozo produjo varios cientos de barriles de condensados acompañados de un 6 por ciento de corte de agua. En el momento en que el pozo fue cerrado en la superficie durante 25 horas, la tubería de producción quedó expuesta a presión elevada y una temperatura baja de 5 °C, la cual corresponde a la temperatura del lecho marino. Al finalizar el periodo de cierre, cuando se hizo el intento de recuperar el cable de los instrumentos medidores de presión del fondo del pozo, este se reportó bloqueado por un tapón de hidratos ubicado en el interior de la sarta de producción que impedía su recuperación y en un intento por recuperar el cable se quebró al aplicar tensión, dejando la herramienta atrapada.

Los factores combinados de baja temperatura en el ambiente marino, la presencia de gas a alta presión, además del agua producida por la formación y el largo periodo de cierre del pozo condujo a la formación de hidratos de gas.

Para solucionar el problema se dosificaron varios galones de glicol en la parte superior de la tubería de producción con el fin de disociar el bloqueo por el tapón de hidratos detectado cerca de la superficie. Tras esta operación se instaló y se corrió una herramienta de pesca dentro de la tubería de producción para recuperar los instrumentos de medición de presión atrapados en el pozo, pero mientras la se extraía del pozo, esta también se atoró, probablemente debido a presencia de hidratos encima del preventor submarino (subseaBOP's).

Con la finalidad de disociar los tapones de hidratos de gas, se utilizó un método de calefacción en cual se circulo lodo caliente y agua de mar por el riser durante varios días. Sin embargo y debido a la gran disipación de calor entre el riser y el mar, el intento no fue exitoso.

Ya que el método de calefacción no tuvo éxito, se prosiguió a disociar el tapón de hidratos a través de un aumento en la presión en la tubería de producción, la cual alcanzo una presión de 7,000 psi, desde la superficie con la intención de romper el bloqueo por el tapón de hidratos y empujarlo hasta el fondo del pozo; sin embargo esta operación falló, ya que al incremento de presión sobre el tapón de hidratos hizo que este se hiciera más duro y estable.

Tras los intentos fallidos para la disociación del tapón de hidratos, se utilizó un método mecánico, donde una tubería flexible se corrió en la parte interna de la tubería de producción y por él se circulo glicol caliente a 79 °C, este resultado éxito ya quedisolvió y removió el tapón de hidratos.

Las operaciones de prueba de producción terminaron después de eliminar el bloqueo por hidratos pero, se perdieron más de 13 días a causa de este incidente.

Caso II

Este fue reportado en las líneas de flujo durante la producción, y en operaciones de taponamiento y abandono. El prospecto se encuentra en aguas profundas con una profundidad que fluctúa entre 446 y 681 metros., se desarrolló mediante un sistema flotante de producción, conectado a un pozo patrón y tres pozos satélites con terminaciones submarina.

En la Imagen 5.43 se muestra el diseño de los pozos, en este caso se tiene un tirante de agua de 681 metros, las tuberías de revestimiento que se tienen son: conductora con diámetro de 9 5/8" asentada a 2,454 metros, una intermedia de 7 5/8" asentada a 2,987 metros y un liner de 5 1/2" asentada a 3,582 metros donde fue disparado el pozo, así mismo el pozo cuenta con una línea de inyección de inhibidores.

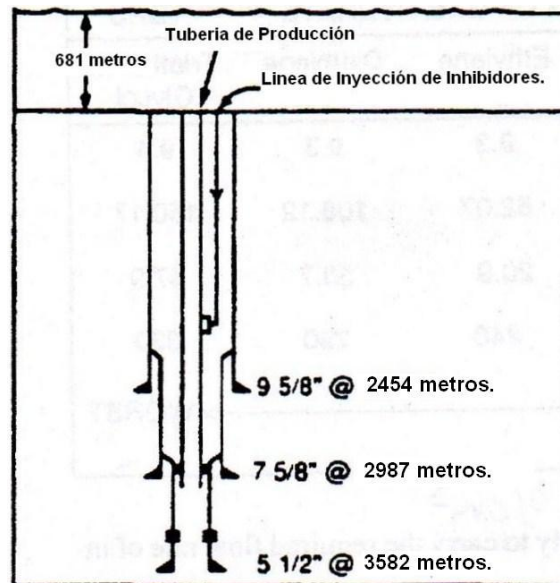


Imagen 5.43 Diseño del pozo.

Durante los primeros meses de operaciones de producción, se detectó la formación de hidratos de gas en la línea de producción. Este incidente provocó que el operador suspendiera y depresionara la línea con el fin de remover el tapón de hidratos, lo que originó una demora considerable retrasando la producción y costosa pérdida de tiempo.

Meses mas tarde, entre otros problemas, la producción de agua comenzó a incrementar. En uno de los pozos la tasa de producción de agua varió de 120 y 350 barriles de agua por día. Además, la tasa de producción de aceite comenzó a disminuir continuamente durante varios meses. En un principio el fluido producido tenía una viscosidad elevada y al menos durante una corrida de diablo con el fin de eliminar las restricciones al flujo en las líneas, el aceite recuperado en la superficie se obtuvo mezclado con pequeñas cantidades de aglomerados parafinicos.

Bajo estas condiciones, alta producción de agua y gas y en presencia de un ambiente frio en el fondo marino, resulta muy probable la formación de hidratos en el fluido. La formación de hidratos en un sistema de aceite crudo utiliza los hidrocarburos de bajo peso molecular, originando que el aceite remanente sea rico en hidrocarburos con peso molecular elevado, lo que ocasiona que el fluido se vuelva mas viscoso.

Por lo tanto la formación de hidratos de gas se posibilita una vez que se incrementan los factores que contribuyen el bloqueo en la línea de flujo o, a la reducción de las velocidades de producción por efecto de viscosidad.

Con la finalidad de disociar el tapón de hidratos se llevo a cabo el método de inyección de inhibidores, para este caso se inyectó metanol a través del árbol submarino y en el fondo del pozo a 2,000 metros por debajo del lecho marino durante el arranque de la producción, a una concentración que fluctuó en el intervalo de 0.3 a 0.5 lt de metanol/millón de m³ producidos. Después del arranque de producción el metanol continuo siendo dosificado a través del árbol submarino, y ya no a través de la línea de inyección una vez finalizado el arranque. Sin embargo meses después, la producción de agua comenzó a incrementar decidiendo no aumentar la dosis de metanol, ya que no existían condiciones de presión y temperatura para la formación de hidratos de gas. Sin embargo, cuando los pozos fueron cerrados temporalmente para llevar a cabo una corrida de diablo, las condiciones en las líneas de flujo y en los pozos se hicieron favorables para la

formación de hidratos, ya que los pozos se enfriaron rápidamente por transferencia de calor con el fondo marino.

A transcurrir varios meses después de presentarse este problema la perspectiva de recuperar el pozo se considero poco rentable, por lo que el operador tomo la decisión de cerrar y abandonar los 4 pozos. Después de detener la producción, las líneas de flujo y las tuberías del árbol se llenaron con agua de mar e inhibidores de corrosión desde la superficie hasta el lecho marino.

Cuando se trato de recuperar estos pozos, durante estas operaciones el operador reportó la formación de hidratos de gas en las tuberías del árbol y en el espacio anular del pozo, estos se originaron por la presencia de gas y agua libre permaneciendo bajo las condiciones ideales para su formación. Estos hidratos se disociaron tras el uso del método de calefacción donde se hizo circular una salmuera caliente de CaBr_2 (bromuro de calcio) a través de una tubería flexible que se extendió por dentro de la tubería de producción.





Recomendaciones y Conclusiones.

Recomendaciones.

- En el desarrollo de operaciones de exploración y producción en aguas profundas se deberá considerar el factor de riesgo al atravesar zonas de la formación que contengan hidratos de gas en la construcción de un pozo y la posibilidad de formación de tapones de hidratos de gas en el sistema integral de producción.
- Se deberán analizar a detalle las operaciones previas al encuentro con un problema por hidratos y detectar si hubo una falla mecánica o error humano que propiciara el evento.
- Es deseable desarrollar varios escenarios para solucionar el problema y ejecutar el que mejor se ajuste a las capacidades económicas, al tiempo y al equipo disponible.
- Se recomienda hacer uso de un simulador si se cuenta con este; el cual permitirá identificar ó predecir problemas antes de que estos se sucedan.
- Si se presenta un tapón de hidrato de gas en el sistema integral de producción el remediarlo rápidamente no es precisamente lo adecuado, sino remediarlo de manera efectiva, sin dañar el equipo y sin ocasionar accidentes para el personal.
- El vapor de agua debe ser removido de la corriente de gas en las líneas de exportación, para evitar que se condense al disminuir la temperatura durante su transporte, y favorezca la formación de hidratos de gas.
- En el caso de la producción de gas metano a través de la explotación de hidratos de gas se debe hacer un análisis técnico – económico para poder evaluar la factibilidad de llevar a cabo esta operación.
- Para asegurar el futuro energético, se requiere contemplar nuevas fuentes de energía que sustituyan los hidrocarburos, por lo que es necesario fomentar y desarrollar investigaciones sobre los hidratos de gas.
- Para garantizar el aprovechamiento energético y la seguridad ambiental al explotar el gas natural almacenado en los hidratos de gas, es necesario controlar fugas masivas del gas para no desestabilizar el suelo marino y evitar los riesgos que esto implica.

- Se recomienda aumentar los estudios que verifiquen la presencia de hidratos de gas en aguas profundas territoriales mexicanas y a través de estos estudios cuantificar el posible volumen de extracción de gas natural almacenado en los hidratos.

Conclusiones.

Los hidratos de gas son una fuente de energía que generan gran expectativa para los ingenieros y científicos y sobre todo en la economía mundial, debido a su alto potencial energético, que permitiría que el petróleo en algún momento ya no sea la mejor alternativa para mover al mundo.

Las reservas de gas metano en los hidratos duplican la sumatoria de reservas conocidas de petróleo, gas natural y carbón y aún si sólo un pequeño porcentaje de éste fuera recuperado constituiría una importantísima fuente de energía y su impacto económico sería considerable, lo que garantiza que es capaz de sostener por muchos años más la producción necesaria para satisfacer las necesidades de energía actuales.

Las enormes cantidades de hidratos que se encuentran de manera natural en zonas glaciares y en el fondo de los océanos han llevado a varios países a iniciar programas de investigación para comprender su comportamiento e identificar los lugares donde se acumulan dando lugar al desarrollo de métodos de exploración y explotación de este recurso.

Para condiciones de temperatura y presión estándar, el volumen de $1m^3$ de hidratos de gas saturado contendrá un volumen de $164 m^3$ de gas metano y $0.8 m^3$ de agua, esta es la gran capacidad de almacenamiento que representa una importante fuente de gas natural

Los métodos geofísicos de exploración y los registros geofísicos de pozos, son herramientas que nos permiten ubicar regiones con hidratos de gas dentro de la formación.

Los hidratos de gas representan un conflicto para la industria petrolera ya que ocasionan problemas al momento de realizar operaciones de perforación de pozos, al atravesar zonas donde existen de forma natural y también generan problemas en los sistemas integrales de producción al formarse dentro de estos

como tapones, bloqueando el flujo de los fluidos, por lo que representan un riesgo en operaciones de exploración y producción de pozos petroleros.

Se debe controlar la disociación de hidratos de gas alojados naturalmente en la formación durante las operaciones de perforación de pozos.

Los pozos perforados en aguas profundas necesitan una adecuada planeación en las operaciones, donde es obligado contemplar equipo de seguridad BOP's, un fluido de perforación adecuado, una cementación óptima y sobre todo contar con un especialista en hidratos de gas en el equipo de trabajo, quien establecerá un conjunto de soluciones en caso de presentarse una obstrucción de flujo por la aparición de un tapón de hidratos.

La mezcla de los fluidos producidos en un pozo y el tener las condiciones necesarias para la formación de hidratos de gas representa un problema para el aseguramiento de la producción y este tendrá que controlarse para evitar la formación de tapones de hidratos.

La formación de hidratos de gas, puede taponar los pozos en aguas profundas y obstruir las líneas de producción restringiendo la velocidad de flujo. En algunos casos, esto interrumpe o disminuye el flujo haciendo difícil la introducción de herramientas de medición y registro.

El desarrollo de pozos de gas y/o aceite en aguas profundas requiere de una adecuada planeación y diseño que considere la inhibición de la formación de hidratos.

La solución mas adecuada para el problema de los hidratos de gas es la aplicación simultánea de inhibidores químicos para evitar su formación y la utilización de aislantes térmicos.

Cuando se genera un tapón de hidratos en operaciones de producción se debe actuar de acuerdo a los métodos de remediación para conseguir la eliminación del mismo, por lo que es necesario realizar un continuo monitoreo del aseguramiento de flujo de los fluidos con el fin de evitar el cierre de pozos productores.

Un procedimiento de operación para prevenir, tratar y eliminar los tapones de hidratos de gas, es necesario con el fin de que el ingeniero de producción tenga a la mano una herramienta que le permita actuar de manera eficiente y segura.

El recurso energético almacenado en los hidratos de gas ubicados bajo el lecho marino, podrá ser considerado viable para explotación, hasta que los métodos de producción, transporte y almacenamiento del gas obtenido, sea técnica y económicamente viables.

Al explotar la fuente energética que almacena los hidratos de gas, se podrá generar una solución a la demanda de energéticos, aunque también implica el riesgo de que si no se controla su explotación, se pueden liberar grandes cantidades de gas metano a la atmósfera, aumentando en forma proporcional el calentamiento global.

Además de usar los hidratos como fuente de energía combustible, la investigación sobre estos también puede canalizarse en otros usos directos e indirectos tales como: desalinización de agua del mar, almacenamiento de CO₂, separación de mezclas de gases y la generación de electricidad.

No existe suficiente información ni proyectos relevantes sobre los hidratos de gas en el país, posiblemente debido a que se tiene interés en otras fuentes de energía, tal vez, por falta de información y tecnología que permita investigar la presencia y volumen de hidratos de gas y no se tiene en cuenta una posible explotación de estos a corto plazo.

Sin lugar a duda la UNAM y el IMP son las instituciones idóneas para llevar a cabo el desarrollo de investigaciones, por lo tanto, ahí se deben generar, proyectos que permitan encontrar nuevas fuentes de energía para el país, es recomendable, que se creen nuevos proyectos que ayuden a reforzar los conocimientos sobre hidratos de gas y a través de ellos profundizar en el estudio sobre el tema.

Referencias bibliográficas.

- VISIÓN ESTRATÉGICA DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO PARA AFRONTAR LOS RETOS TECNOLÓGICOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS. (2011). *XI Congreso Anual de la AMEE*. Acapulco: Instituto Mexicano del Petroleo.
- AIPM. (2012). Ingeniería Petrolera. *Órgano de Divulgación Técnica e Información de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México A.C.*
- Arnold, K., & Stewart, M. (1999). *Surface Production Operations*.EUA.
- Baltazar Montes, M. (2002). *Apuntes del tema hidratos de metano tema propuesto para la asignatura geología del petroleo, de la carrerade ingeniería geologica*.México.
- Barker, J. D. (2005). Hydrate Inhibition Design for Deepwater Completions. . *SPE Drilling & Completion* .
- Bellarby, J. (2009). *Well Completion Design*. The Netherlands: ELSEVIER.
- Calle Martinez, M. A. (s.f.). *es.escribd.com*. Recuperado el 02 de 03 de 2012, de <http://es.scribd.com/doc/57240789/6/Inhibicion-de-Hidratos>
- Carroll, J. (2003). *Natural Gas Hydrates a Guide for Engineers*. Gulf Professional Publishing.
- CECOPIERI GÓMEZ, D. (2010). *HIDRATOS DE GAS Y SU PREVENCIÓN EN LA PERFORACIÓN DE POZOS*. México: PROGRAMA DE EXPLOTACIÓN DE CAMPOS EN AGUAS PROFUNDAS.
- Cicilia, F. B. (2012). *SISTEMAS FLOTANTES PARA LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN AGUAS PROFUNDAS MEXICANAS*. Mexico: Academia de Ingeniería.
- Collet, T., Lewis, R., & Uchida, T. (2000). El Creciente Interes en los Hidratos de Gas. *Oilfield Review*.
- De la Cruz, L. (2003). Producción del Petróleo. En L. De la Cruz.
- De Turrís, A. (2005). Fundamento del Gas Natural.
- Desenchufados*. (s.f.). Recuperado el 29 de 01 de 2012, de <http://desenchufados.net>:
<http://desenchufados.net/hidratos-de-gas-un-sustituto-del-petroleo-parece-demasiado-caro/>
- Dufour, J. (s.f.). *miod Un lugar Para La Ciencia y La Tecnología*. Recuperado el 02 de 05 de 2012, de madrimasd.org:
<http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:http://www.madrimasd.org/bl ogs/energiasalternativas/2006/11/07/49960>

- Escobar Briones, D. (s.f.). *Retos en el Futuro Cercano: Recursos No Convencionales Hidratos de metano en México*. México: Instituto de Ciencias del Mar y Limnología, UNAM.
- F. Makagon, Y. (1997). *Hydrates Of Hydrocarbons*. PennWell Books.
- Fondo de Fomento al Desarrollo Científico y Tecnológico. (s.f.). Recuperado el 12 de 01 de 2012, de <http://www.fondef.cl>: <http://www.fondef.cl/content/view/234/387/>
- Franco M. , F. (s.f.). LOS DESLIZAMIENTOS SUBMARINOS PRODUCIDOS POR HIDRATOS GAS. *Rev. Int. de Desastres Naturales, Accidentes e Infraestructura Civil*. Vol. 6(1).
- González Pacheco, E. (s.f.). Hidratos de Gas. *Revista Marina Ciencia y Tecnología*. hidratospucv.blogspot.mx/. (s.f.). Recuperado el 24 de 04 de 2012, de Proyecto de hidratos de gas submarinos: <http://hidratospucv.blogspot.mx/>
- Iqbal Pallipurath, M. (s.f.). Gas Hydrates - Oil Pipeline of the Future. *TKM College of Engineering, Kollam, India*.
- Kumar Thakur, N., & Rajput, S. (2011). *Exploration of Gas Hydrates*. Springer.
- Lupi, L. (2010). Hidratos de Metano Una Posibilidad Energetica Una Amenaza Global. *Oceanografía Química*.
- Marinos Mercantes. (s.f.). Recuperado el 28 de 04 de 2012, de <http://www.webmar.com>: <http://www.webmar.com/web/misc/ngh.php>
- Max, M. D. (2000). *Natural gas hydrate : in oceanic and permafrost environments* . *New Zealand*. (s.f.). Recuperado el 27 de 04 de 2012, de <http://business.newzealand.com>: <http://business.newzealand.com/southamerica/es/invierta-en-nueva-zelandia/petr%C3%B3leo-y-minerales/estudios-de-caso/hidratos-de-metano/>
- Noticias de Geofísica. (s.f.). Recuperado el 17 de 02 de 2012, de <http://www.geofisica.cl/english/pics10/misc4.htm>
- Ortuño Arzate, S. (2009). *El Mundo del Petróleo*. Fondo de Cultura Economica.
- Padilla y Sánchez, D. (s.f.). *Retos Tecnológicos: Recursos Energéticos en Aguas Profundas Mexicanas y Chicontepec*. México: Facultad de Ingeniería; Encuentro Internacional Sobre Recursos Energéticos del Golfo de México.
- PEMEX. (2009). *PROTECCIÓN INTERIOR DE DUCTOS CON INHIBIDORES NRF-005-PEMEX-2009* . MEXICO: PEMEX.
- PEMEX. (2012). *Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2012*. México: PEMEX.

- PEMEX. (s.f.). *PEMEX Gas y Petroquímica Básica*. Recuperado el 29 de Enero de 2012, de <http://www.gas.pemex.com/portalpublico/>
- PEMEX. (s.f.). *TECNICAS ESPECIALES DE PERFORACIÓN*. MEXICO.
- PEMEX. (s.f.). *TERMINACIÓN Y MANTENIMIENTO DE POZOS*. MEXICO.
- Pérez, J. A., Pérez, C. S., Márquez, J. R., Barrera, G. G., & Valdés., O. H. (2005). ALTERNATIVAS TÉCNICAS PARA EL ESTUDIO DEL FONDO MARINO EN LA EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS. . *Geofísica Aplicada a la Exploración de Petróleo*.
- R. Vazquez, A. (s.f.). Introducción a la Geomecánica Petrolera. En A. R. Vazquez, *Introducción a la Geomecánica Petrolera*.
- Repsol. (s.f.). Recuperado el 01 de 03 de 2012, de <http://www.repsol.com>:
http://www.repsol.com/es_es/corporacion/conocer-repsol/canal-tecnologia/aplicamos-nuevas-tecnologias/gas/cadenas-alternativas-gas.aspx
- Review, O. (2010). *Desarrollos en Hidratos de Gas*. EUA.
- Ronda Uruguay II. (s.f.). Recuperado el 16 de 02 de 2012, de <http://www.rondauruguay.gub.uy>:
<http://www.rondauruguay.gub.uy/rondauruguay2/es/MenuVertical/OTROSRECURSOS/HIDRATOSDEGAS.aspx>
- Rosen, W. (1980). *Hydrate inhibition* .
- Schlumberger Excellence in Educational Development. (s.f.). Recuperado el 28 de Enero de 2012, de SEED: <http://www.planetseed.com/es/node/15779>
- Scribd Hidratos. (s.f.). Recuperado el 18 de 02 de 2012, de <http://es.scribd.com/doc/59477491/Capitulo-2-2-4-Hidratos>
- Scribd Sistemas de Lodos. (s.f.). Recuperado el 13 de 02 de 2012, de <http://es.scribd.com/doc/46718892/2/Sistemas-de-Lodo>
- SENER. (2008). *Prospectiva del Mercado del Gas Natural*. México: SENER.
- Sloan, D., Koh, C., & K.Sum, A. (s.f.). *Natural Gas Hydrates in Flow Assurance*. Gulf Professional Publishing.
- Sloan, E. D., & A. Koh, C. (s.f.). *Clathrate Hydrates Of Natural Gases*. CRC Press.
- Thomas, C. P. (2001). Methane Hydrates: Major Energy Source For The Future Or Wishful thinking? *INEEL*.
- Trends, I. a. (1998). Future Supply Potential of Natural Gas Hydrates. *Energy Information Administration Natural Gas*.