

**ANÁLISIS DE PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN DE
FORMACIONES CON PRESENCIA DE HIDRATOS DE GAS EN POZOS
OFFSHORE**

**DIXON LEONARDO MENDOZA VARGAS
JUAN NICOLÁS HERNÁNDEZ NÚÑEZ**

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

2020

**ANÁLISIS DE PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN DE
FORMACIONES CON PRESENCIA DE HIDRATOS DE GAS EN POZOS
OFFSHORE**

**DIXON LEONARDO MENDOZA VARGAS
JUAN NICOLÁS HERNÁNDEZ NÚÑEZ**

Trabajo de Grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos

DIRECTOR:

**EMILIANO ARIZA LEÓN
PH.D. en Ingeniería Química**

CODIRECTOR:

**NESTOR FERNANDO SAAVEDRA TRUJILLO
MSc. en Ingeniería de Petróleos**

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

2020

DEDICATORIA

Le dedico este trabajo primeramente a Dios, por ser mi guía y estar siempre conmigo en cada paso que doy; a mi padre y madre, que son las personas que más admiro, que me educaron de la mejor manera y me enseñaron que todo lo que me proponga lo puedo lograr.

A mi hermana la Porrís, que me acompañó en gran parte de este proceso y siempre estuvo ahí para darme un consejo y alentarme en los momentos que me sentía cansado. A mi hermano el gordo, que sé que siempre me llevo en sus oraciones para que todo me saliera de la mejor manera.

A mi novia, amiga y confidente, Amore Mio, que en cada uno de mis logros y fracasos siempre estuvo conmigo, que siempre tenía una palabra para motivarme y levantarme, ayudándome a ser mejor.

A mi amigo y compañero de proyecto, Nicolás Hernández, con quien desde el inicio de nuestra carrera compartimos y luchamos por cumplir nuestro sueño de ser Ingenieros de Petróleos UIS. Negro, panita, usted sabe que esta amistad es para siempre.

A mi tía Shirley, que, aunque ya no está conmigo, siempre confió en mí y sé que allí donde estas te sientes muy orgullosa y podemos decir “lo logramos”. A mi tía Olga, mi monita hermosa, estuviste apoyándome cada día y cada instante, que siempre has estado pendiente de mí y me has dado todo lo que he necesitado. A mis abuelos, tíos y primos, que hicieron parte de este proceso y que gracias a ellos puedo culminar esta etapa.

Dixon Leonardo Mendoza Vargas

DEDICATORIA

A Dios porque gracias a Él pude levantarme cada día sano y a salvo. Toda la gloria sea para Él porque de su mano todo esto se hizo realidad, y gracias a Él mi familia y yo pudimos afrontar cada obstáculo y cada dificultad.

A mi Familia, porque fue mi más grande motivación para sacar mi carrera adelante. A mis padres quienes con su sudor, su trabajo y su amor incondicional lograron darme lo mejor; por sus consejos y educación que hicieron de mí lo que soy hoy en día. A mi hermana Camila por sus incontables regaños, por su cariño difícil de entender, pero siempre oportuno para sacarme una sonrisa. A mi Sobrina Sofía, mi más fiel seguidora, una versión de mí en el cuerpo de una niña, siempre sorprendiéndome y sacando una sonrisa de mi cara con sus locuras.

A mi compañero de proyecto y de carrera Leonardo Mendoza, quien desde el primer día de clase hasta el momento de sustentar este proyecto fue mi amigo y siempre compartió y luchó conmigo por este sueño de ser Ingenieros de Petróleos UIS. Espero esta amistad dure muchos años.

A Betty Santamaría, quien con su amor y locura hizo complemento a mi vida durante todo este proceso, por esas incontables veces que me enseñó a ser una mejor versión de mí, y sobre todo por su compañía durante todos estos años.

Mis amigos dentro y fuera de la Universidad, con quienes compartí este sueño y quienes siempre me brindaron su apoyo. A los Caletos: Carlín, Fuly, Sebas, Sergio, Pacho, Leonardo y Camilo, quienes de principio a fin fueron mi equipo no solo en la cancha sino también fuera, de las cosas más valiosas que me regaló la Universidad fue coincidir con amigos como ustedes.

Juan Nicolás Hernández Núñez

AGRADECIMIENTOS

Los autores del presente trabajo de grado por medio de estas líneas desean expresar sus más sinceros agradecimientos a:

Al PH.D. Emiliano Ariza León, director del proyecto, por aportarnos la idea para el proyecto y estar siempre pendiente de los avances, mediante sus aportes invaluable y sugerencias.

Al MS.c Néstor Fernando Saavedra, codirector del proyecto, por brindarnos información para el desarrollo del proyecto y por cada una de sus sugerencias.

A la UIS sede Barbosa, que nos recibió primeramente en este proceso de aprendizaje, donde conocimos grandes personas y profesionales que nos aportaron con su conocimiento y consejos para ser mejor cada día.

A todos los docentes UIS por su valioso tiempo dedicado a compartir su conocimiento con nosotros, ya que de cada uno aprendimos lo suficiente para salir y enfrentarnos a la vida profesional como Ingenieros.

A “CALETOS F.C.”, grupo de amigos y compañeros de estudio, que desde un inicio y hasta el final de esta etapa estuvimos juntos, y donde aprendimos algo de cada uno, esperamos en un futuro nos podamos reunir y hablar de todas esas anécdotas que tenemos para recordar. Sin olvidar a doña Irma, la mamá de este grupo de amigos, que siempre estuvo con nosotros en cada instante.

A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por habernos formado como profesionales integrales comprometidos con el desarrollo y evolución de nuestra carrera.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	19
1. HIDRATOS DE GAS	22
1.1 TERMODINÁMICA DE LOS HIDRATOS	23
1.2 HIDRATOS EN PERMAFROST	26
1.2.1 Problemas en el permafrost.	26
1.3 HIDRATOS EN OFFSHORE	29
1.3.1 Problemas en offshore.	30
1.4 IDENTIFICACIÓN DE LAS ZONAS DE HIDRATOS DE GAS	31
1.4.1 Reflector simulador de fondo (BSR).	32
1.5 FORMACIÓN DE HIDRATOS DURANTE LA PERFORACIÓN OFFSHORE	36
1.5.1 Descripción del problema.....	36
1.5.2 Solución al problema: Inhibición del fluido de perforación.	38
1.5.3 Casos de Estudio	43
2. PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN DE HIDRATOS	50
2.1 INESTABILIDAD DEL POZO	53
2.1.1 Descripción del problema.....	53
2.1.2 Indicadores de inestabilidad de pozo.	56
2.2 INFLUJOS DE GAS	57
2.2.1 Descripción del problema.....	57
2.2.2. Indicadores de Influjos de Gas.....	59
2.3 PROBLEMAS EN EL FLUIDO DE PERFORACIÓN	61
2.3.1 Gasificación del Lodo.....	62
2.3.2 Contaminación por agua.	63
2.4 CASOS DE ESTUDIO:	65

2.5 CONTROL DE RIESGOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE HIDRATOS	69
2.5.1 Optimización del fluido de perforación.	70
2.5.2 Medidas de Prevención ²⁵	74
2.5.3 Técnicas adecuadas para la perforación de hidratos.....	76
3. PLANTEAMIENTO DE LA PERFORACIÓN DE UN POZO OFFSHORE EN EL CARIBE COLOMBIANO ATRAVESANDO FORMACIONES DE HIDRATOS DE GAS – CUENCA SINÚ OFFSHORE.....	79
3.1 RESERVAS DE HIDRATOS EN COLOMBIA ⁸	79
3.2 ANTECEDENTES DE PERFORACIÓN EN LA CUENCA SINÚ OFFSHORE .	81
3.3 UBICACIÓN DEL PROSPECTO DEL POZO UIS-OFF	84
3.4 UNIDAD DE PERFORACIÓN ²⁹	89
3.5 ESTADO MECÁNICO DEL POZO.....	91
3.6 PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN	101
3.7 PROGRAMA DE PERFORACIÓN.....	105
3.8 SELECCIÓN DE BOP's	108
4. CONCLUSIONES	111
5. RECOMENDACIONES.....	113
BIBLIOGRAFÍA.....	114
ANEXOS.....	119

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Diagrama de un hidrato de gas natural.....	23
Figura 2. Regiones de formación y disociación de hidratos.....	25
Figura 3. Mapa del campo Yamburg, que representa la ubicación de grupos de pozos que han experimentado flujos de gas significativos durante la perforación.	28
Figura 4. Diagrama de problemas asociados a hidratos de gas en pozos offshore	31
Figura 5. Características de BSR identificadas en una sección sísmica al sur del Pacífico Colombiano.....	33
Figura 6. Zona de profundidad-temperatura en la que los hidratos de metano son estables tanto en la región del permafrost como en el entorno marino.....	35
Figura 7. Acumulación de hidratos en la parte exterior de una pila de BOP´s.....	37
Figura 8. Problemas de precipitación de hidratos presentes en el sistema de circulación y equipos submarinos.....	38
Figura 9. Efecto de los inhibidores termodinámicos en la formación de hidratos. .	40
Figura 10. Mecanismos de inhibición de hidratos	41
Figura 11. Probable ubicación del hidrato dentro del conector	44
Figura 12. Hidratos bajo el embudo de las BOP´s	44
Figura 13. Ubicación del pozo ESS-107, en la cuenca Espíritu Santo.....	46
Figura 14. Curva de avance de la perforación.	47
Figura 15. Acumulación de hidratos de gas en el lecho marino.....	51
Figura 16. Principales problemas en la perforación de zonas con presencia de hidratos de gas.	52
Figura 17. Problemas de estabilidad de pozo debido a hidratos de gas.....	55
Figura 18. Esquema de la estabilidad del pozo mientras se perforan hidratos.....	56

Figura 19. Diagrama de invasión de gas al pozo y reformación de hidrato en el anular.....	59
Figura 20. Cantidad de metano liberado a diferentes concentraciones de PVP. ...	71
Figura 21. Cantidad de metano liberado a diferentes concentraciones de Lecitina.	72
Figura 22. Cantidad de metano liberado con diferentes tipos de fluidos de perforación.....	73
Figura 23. Perforación con Casing.....	78
Figura 24. Polígonos para las áreas donde se interpretó el BSR.	80
Figura 25. Ubicación de los pozos perforados en la cuenca Sinú Offshore.	82
Figura 26. Mapa del BSR para la cuenca Sinú Offshore.	85
Figura 27. Mapa del límite de área de hidratos para la cuenca Sinú Offshore.	86
Figura 28. Mapa isópaco del área de hidratos para la cuenca Sinú Offshore.....	87
Figura 29. MODU exploratoria marina Bolette Dolphin.	90
Figura 30. Principales equipos de un buque de perforación exploratoria.	91
Figura 31. Desplazamiento de la ventana de lodos del pozo Purple Angel 1 al UIS-OFF.....	95
Figura 32. Ventana de lodos pozo UIS-OFF.....	96
Figura 33. Ventana de lodos pozo UIS-OFF con factor de seguridad 0,5 ppg.....	97
Figura 34. Procedimiento para selección de profundidades de asentamiento de revestimientos en el pozo UIS-OFF.....	98
Figura 35. Profundidades definidas para el asentamiento de revestimientos.	99
Figura 36. Estado mecánico del pozo UIS-OFF.....	100
Figura 37. Proceso de revestimiento y cementación del pozo.....	106
Figura 38. Proceso de instalación del BOP y riser.....	107
Figura 39. Diseño típico de un conjunto de BOP's 15M para la perforación de un pozo offshore.	110

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Indicadores directos e indirectos de la inestabilidad del pozo.....	57
Tabla 2. Formulación típica del lodo base agua para perforación offshore.....	72
Tabla 3. Influencia de la PVP y Lecitina en las propiedades del fluido de perforación.....	74
Tabla 4. Primeros pozos exploratorios perforados en la cuenca Sinú Offshore. ...	83
Tabla 5. Datos principales del pozo exploratorio UIS-OFF.	88
Tabla 6. Información de las secciones del pozo Gorgon 1.	92
Tabla 7. Información de las secciones del pozo Kronos 1.	92
Tabla 8. Información de las secciones del pozo Purple Angel 1.	92
Tabla 9. Densidades de lodo equivalentes de presión de formación y presión de fractura en el pozo Purple Angel 1.	93
Tabla 10. Información de las secciones del pozo UIS-OFF.	99
Tabla 11. Fluidos de perforación por intervalos del pozo UIS-OFF.	101
Tabla 12. Composición para 1 bbl de lodo base agua, disponible para controlar el pozo si es necesario.	102
Tabla 13. Composición para 1 bbl de lodo base agua, para la segunda sección.	103
Tabla 14. Composición para 1 bbl lodo de acolchonamiento usado para correr los revestimientos.....	103
Tabla 15. Composición para 1 bbl de lodo base sintética usado para perforar las secciones 3, 4 y 5.	104

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Perfil esquema de perforación pozo Gorgón A.....	119
Anexo B. Perfil esquema de perforación pozo Purple Angel C.....	120

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS DE PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN DE FORMACIONES CON PRESENCIA DE HIDRATOS DE GAS EN POZOS OFFSHORE*

AUTORES: DIXON LEONARDO MENDOZA VARGAS
JUAN NICOLÁS HERÁNDEZ NÚÑEZ**

PALABRAS CLAVE: Perforación offshore, hidratos de gas, problemas, inestabilidad, influjo de gas, lodo de perforación, Caribe Colombiano.

DESCRIPCIÓN:

Este proyecto está enfocado en analizar los problemas que se presentan durante la perforación offshore de formaciones con presencia de hidratos de gas. Los riesgos más significativos asociados a la disociación del hidrato en gas y agua son la inestabilidad del pozo, ingreso de gas en el sistema de circulación del pozo, problemas reológicos en el fluido de perforación y taponamientos por bloques de hidrato reformado en los equipos ubicados en el fondo oceánico. Se abordarán casos de estudio de ocurrencia de estos problemas en varios lugares del mundo para evidenciar que es un riesgo potencial en la perforación en aguas profundas y ultraprofundas.

La perforación costa fuera ha tomado gran relevancia en la exploración de hidrocarburos en Colombia los últimos años, esto debido a la ausencia de grandes descubrimientos dentro del territorio nacional. Es por ello que se hace el planteamiento de un prospecto de pozo exploratorio en el Caribe Colombiano en la cuenca Sinú Offshore, denominado UIS-OFF. Este pozo es ubicado de manera estratégica teniendo una alta probabilidad de encontrar sedimentos saturados con hidratos de gas. La finalidad de este planteamiento es diseñar el pozo buscando reducir la materialización de los riesgos asociados a la perforación de hidratos, mediante la utilización de lodos base agua con inhibidores y lodos base sintética.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: PhD. Emiliano Ariza León.

ABSTRACT

TITLE: PROBLEM ANALYSIS DURING DRILLING OF FORMATIONS WITH THE PRESENCE OF GAS HYDRATES IN OFFSHORE WELLS *

AUTHORS: DIXON LEONARDO MENDOZA VARGAS
JUAN NICOLÁS HERÁNDEZ NÚÑEZ**

KEY WORDS: Offshore Drilling, Gas Hydrates, Problems, Instability, Gas Inflow, Drilling Mud, Colombian Caribbean.

DESCRIPTION:

This project is focused on analyzing the problems that arise during offshore drilling of formations with the presence of gas hydrates. The most significant risks associated with the dissociation of the hydrate in gas and water are the instability of the well, the entry of gas into the circulation system of the well, rheological problems in the drilling fluid and blockages by refurbished hydrate blocks in the equipment located in The ocean floor. Cases of study the occurrence of these problems in many places in the world will be addressed to show that it is a potential risk in deep and ultra-deep water drilling.

Offshore drilling has taken great relevance in the exploration of hydrocarbons in Colombia in recent years, due to the absence of great discoveries within the National territory. That is why do the planeation of an exploratory well prospect in the Colombian Caribbean in the offshore Sinú basin, called UIS-OFF. This well is strategically located to have a high probability of finding sediments saturated with gas hydrates. The purpose of this approach is to design the well seeking to reduce the materialization of the risks associated with the drilling of hydrates, by using water based mud with inhibitors and synthetic base mud.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: PhD. Emiliano Ariza León.

INTRODUCCIÓN

Los hidratos de gas son estructuras cristalinas similares al hielo, que se forman ante la coexistencia de gas y agua en ambientes de alta presión y baja temperatura. El hidrato formado dentro de los poros de rocas sedimentarias, generalmente es producto de la migración de gas producido a altas profundidades, ya sea por mecanismos biogénicos o termogénicos; el gas en su migración se encuentra con sedimentos ricos en agua intersticial, y producto de las altas presiones y bajas temperaturas se forma hidrato de gas dentro de los poros. Mediante técnicas de identificación como el reflector simulador de fondo (BSR) se ha logrado clasificar los ambientes en los cuales la probabilidad de encontrar hidratos es muy alta; estos ambientes son el permafrost y el subsuelo oceánico a grandes profundidades.

La perforación de pozos en aguas profundas y ultraprofundas es compleja, pero se complica aún más cuando hay presencia de hidratos en los sedimentos. Los problemas asociados a hidratos de gas en la perforación de pozos en estos ambientes se pueden clasificar de dos maneras diferentes: la formación y precipitación de hidratos dentro del pozo, el sistema de circulación del pozo o dentro de los equipos ubicados en el lecho marino, y los problemas que se presentan cuando se perforan sedimentos con presencia de hidratos de gas. Cuando se perfora el pozo se produce una perturbación en la estabilidad termodinámica del hidrato, por lo que se disocia en agua y gas. Los cambios producidos en la roca causan pérdida de sus propiedades mecánicas y pueden causar la inestabilidad del pozo.

La entrada de gas y agua al pozo, producto de la disociación de los hidratos, generan diversos tipos de problemas como cambios en la reología del fluido de

perforación, taponamientos dentro del sistema de circulación por la reformación del hidrato y amagos de reventón por la entrada de gas a alta presión. Se enuncian algunos casos de estudio como evidencia de la ocurrencia de los problemas mencionados, donde la región oriental es la que presenta mayor experiencia debido a las grandes expediciones e investigaciones realizadas por comprender y desarrollar los hidratos de gas como fuente de recursos energéticos no convencionales.

El desarrollo de la industria de los hidrocarburos en Colombia se ha desplazado hacia ambientes de aguas profundas y ultraprofundas, en busca de nuevos recursos energéticos y aumentar las reservas. Colombia posee un gran territorio marino que cubre cerca de 900,000 km² en ambas costas, de los cuales solo se han explorado cerca del 5%¹. Es importante conocer e identificar los principales problemas a los que se enfrentan la exploración de hidrocarburos costa afuera, de forma que se puedan desarrollar las operaciones de manera exitosa.

En este trabajo se hace el planteamiento de un prospecto de pozo exploratorio en el Caribe colombiano que se ha denominado como UIS-OFF, el cual tiene como eje central atravesar sedimentos con hidratos de gas. Este pozo estaría ubicado estratégicamente en una zona del mar Caribe donde la probabilidad de encontrar hidratos de gas es alta, lo que se demuestra mediante mapas construidos en investigaciones a partir de la interpretación de corridas sísmicas y lectura de BSR en la zona. Se toma como foco la cuenca Sinú Offshore, debido a que se cuenta con información preoperacional de algunos pozos perforados en la zona en los últimos años. Pozos como Gorgón-1 y Purple Angel-1, que muestran lectura del BSR en el planteamiento de sus respectivos estados mecánicos, lo que permite usar la información de dichos pozos para realizar analogías. En el planteamiento de este pozo costa fuera, se tiene en cuenta factores como: tipo de unidad de

¹ REVISTA COLOMBIA ENERGIA. *Costa afuera, oportunidades en el mar profundo*. En: Colombia Energía 2016 pp. 56-57.

perforación a usar, un estado mecánico posible, proponer un programa de perforación y un programa de fluidos óptimo para mitigar los riesgos asociados en la perforación de sedimentos saturados con hidrato de gas.

1. HIDRATOS DE GAS

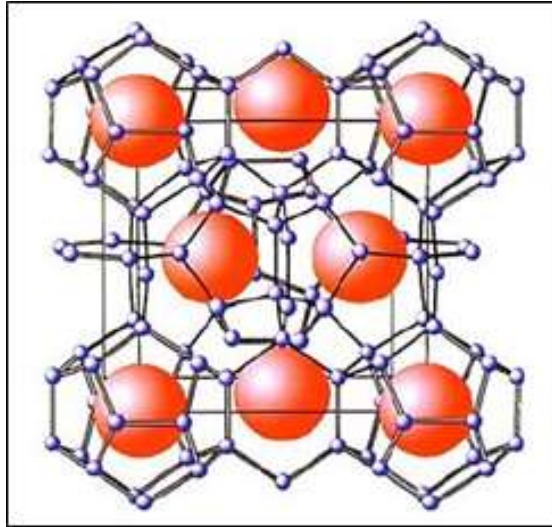
Los hidratos de gas natural son compuestos cristalinos formados por la combinación física de moléculas de agua y gases de bajo peso molecular, como el metano, etano, propano, nitrógeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno. Dichas sustancias se componen de aproximadamente 85% en moles de agua; por lo tanto, tienen muchas propiedades físicas similares a las del hielo. Por ejemplo, la apariencia y las propiedades mecánicas de los hidratos son comparables a las del hielo².

La figura 1 representa la estructura de un hidrato, donde las esferas de color naranja son moléculas de gas atrapadas en una red de moléculas de agua³.

² BAI, Y.; BAI, Q. Subsea Engineering Handbook. Burlington, MA: Gulf Professional Pub, 2010. pp.456-480.

³ MEZA ORTEGA, Jorge Ivan; TORRADO BAYONA, Jeferson. Estudio de la formación de hidratos y su incidencia en la producción de hidrocarburos en un campo offshore. Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander.2018.

Figura 1. Diagrama de un hidrato de gas natural.



Fuente: MEZA ORTEGA, Jorge Ivan; TORRADO BAYONA, Jeferson. Estudio de la formación de hidratos y su incidencia en la producción de hidrocarburos en un campo offshore. Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander.2018

A finales del siglo XX, los hidratos de gas tomaron gran protagonismo en el mundo, y se realizaron una gran variedad de investigaciones, con el objetivo de comprender la existencia, el comportamiento y el impacto de estos en la perforación. Desde entonces, países como Estados Unidos, India, China, Canadá y la República de Corea han establecido grandes programas de investigación y desarrollo de hidratos de gas.

1.1 TERMODINÁMICA DE LOS HIDRATOS

Para que los hidratos de gas se formen, se requieren las siguientes condiciones:⁴

1. La combinación correcta de temperatura y presión (baja temperatura y alta presión).

⁴ AMODU, Afolabi. Drilling through gas hydrate formations: possible problems and suggested solutions. master of science. Texas A&M University.2008.

2. Un formador de hidrato (gas de bajo peso molecular).
3. Cantidad de agua suficiente.

Los tres criterios anteriormente mencionados son imprescindibles. Si no se cumple uno de ellos, no se formará el hidrato. La temperatura y presión dependen de la composición del gas; sin embargo, los hidratos se forman a temperaturas superiores al punto de congelación del agua, 0°C (32°F).

Existen otros factores que favorecen la formación de hidratos, los cuales son³:

Turbulencia:

1. **Alta velocidad:** La formación de hidratos se favorece en regiones donde la velocidad del fluido es alta. Estas zonas experimentan una caída de presión significativa debido al efecto Joule-Thomson y a su vez alta velocidad.
2. **Agitación:** La acción de mezclar, ya sea en una tubería, en equipos de procesos, entre otros; mejoran la formación de hidratos. La mezcla puede no deberse a un mezclador real, sino a un flujo turbulento en la tubería.

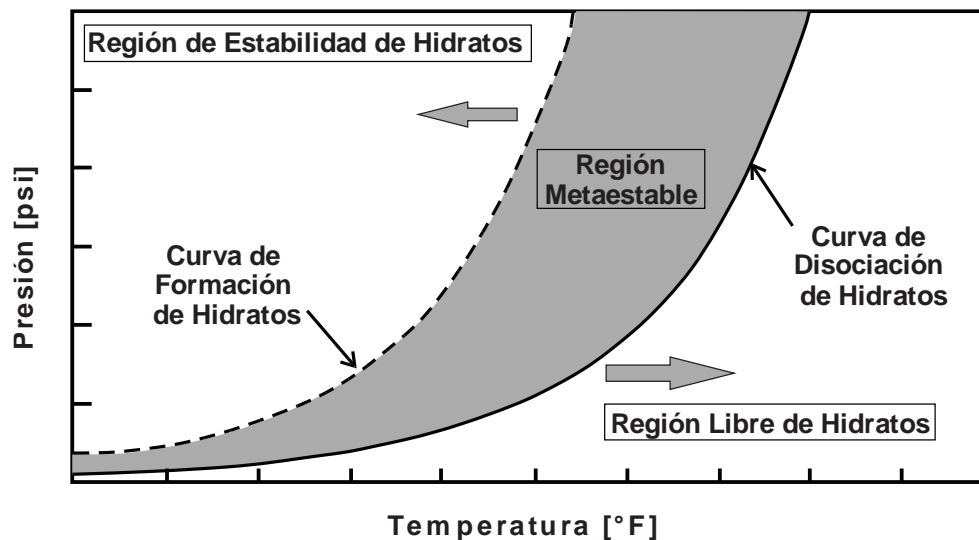
Sitios de Nucleación:

En términos generales, un sitio de nucleación es un punto donde se favorece la formación y el crecimiento de cristales a partir de una fase líquida. Los sitios favorables de nucleación para formación de hidratos pueden ser: una imperfección en la tubería, una mancha de soldadura o un accesorio de tubería (codo, T, válvula, etc.). Los subproductos de corrosión, limo, incrustaciones, suciedad y arena también son buenos sitios de nucleación.

Los hidratos de gas están delimitados por curvas que representan el comportamiento de formación y disociación de los mismos. Dichas curvas se utilizan para definir las relaciones de presión / temperatura en las que se forman y disocian los hidratos. Estas curvas pueden ser generadas por una serie de experimentos de laboratorio, o más comúnmente, se pronostican utilizando un software termodinámico como MultiFlash o PVTSIM basado en la composición del gas y la fase acuosa en el sistema².

La Figura 2 representa un ejemplo de estas curvas, donde se muestra la estabilidad de los hidratos de gas natural en función de la presión y la temperatura. A la derecha de la curva de disociación está la región en la que no se forman los hidratos; operar en esta región está a salvo de los bloqueos de hidratos. A la izquierda de la curva de formación de hidratos se encuentra la región donde los hidratos son termodinámicamente estables y tienen el potencial para formarse².

Figura 2. Regiones de formación y disociación de hidratos.



Fuente: BAI, Y.; BAI, Q. Subsea Engineering Handbook. Burlington, MA: Gulf Professional Pub, 2010. pp.456-480

Es importante identificar qué condiciones de presión y temperatura se pueden presentar, tanto en la cara de pozo, como en el sistema del fluido de perforación; determinando en que zona de la curva de hidratos se está operando y si existe la posibilidad de disociación de hidratos, o en caso contrario, formación de hidratos.

1.2 HIDRATOS EN PERMAFROST

Cuando se habla de permafrost, se hace referencia a las zonas del subsuelo que se encuentran permanentemente congeladas (no necesariamente cubiertas de hielo o nieve) en las regiones más frías del planeta. Los pozos perforados en el ártico tienen una característica en particular, presentan grandes espesores de permafrost, y en dichas zonas pueden existir hidratos de gas formados naturalmente, causando problemas en las operaciones de perforación. Abordar la información sobre los problemas encontrados en el permafrost debido a la perforación de hidratos, tiene como objetivo hacer analogías para comprender las situaciones de peligro que se pueden presentar en la perforación de estas zonas en el offshore.

1.2.1 Problemas en el permafrost. Cuando el lodo de perforación caliente altera el régimen de temperatura o presión del hidrato de gas dentro de los sedimentos de la formación o dentro de los recortes de perforación, se presenta la disociación del hidrato y se genera la liberación de agua y gas. Los métodos convencionales de control de pozo como el aumento de la densidad del lodo de perforación, pueden tener poco efecto debido al gas que se produce como resultado del desequilibrio térmico del hidrato. En el peor de los casos, la disociación del hidrato

de gas es tan fuerte que el lodo de perforación se desplaza, reduciendo la cabeza hidrostática y creando el potencial de un influjo de gas⁵.

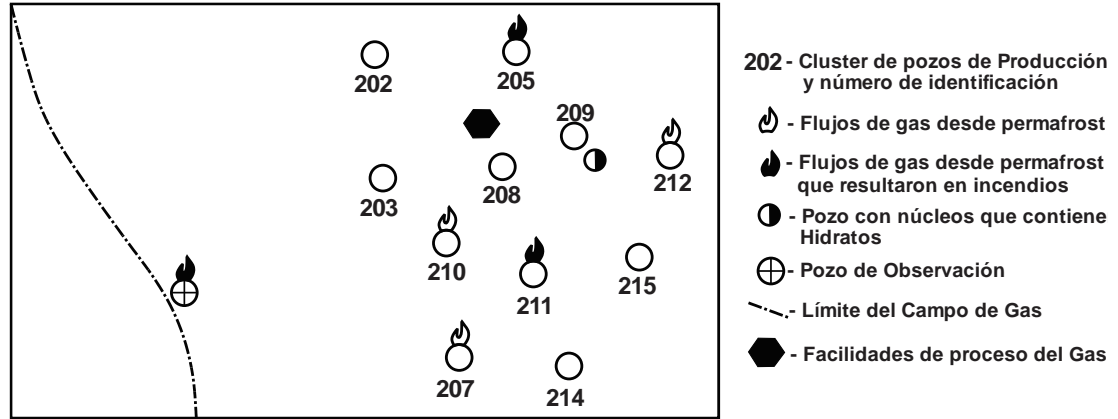
Investigadores rusos, canadienses y estadounidenses han descrito muchos problemas ocurridos en el Ártico, incluidos los influjos de gas durante la perforación, atascamiento de la tubería de perforación, explosiones, incendios, subsidencia de los pozos, flujos de gas que interrumpen las operaciones de cementación, fugas de gas a superficie, y colapso de los revestimientos.

Durante las actividades de perforación, cementación y producción en el campo de gas de Yamburg en Rusia, a menudo se encuentran fuertes flujos de gas en la secuencia de permafrost a poca profundidad. La Figura 3 muestra la ubicación de los pozos donde se han producido fuertes flujos de gas en el campo e incluso, en algunos de ellos se originaron incendios. En otros campos de gas de Siberia occidental se ha observado el mismo fenómeno, resultado de la disociación de hidratos⁶.

⁵ OHARA, T., et al. JAPEX/JNOC/GSC MALLIK 2L-38 gas hydrate research well, mackenzie delta, NWT: Overview of field operations. En *SPE/CERI Gas Technology Symposium*. Society of Petroleum Engineers, 2000.

⁶ YAKUSHEV, V. S., et al. Gas hydrates in Arctic regions: risk to drilling and production. En *The Second International Offshore and Polar Engineering Conference*. International Society of Offshore and Polar Engineers, 1992.

Figura 3. Mapa del campo Yamburg, que representa la ubicación de grupos de pozos que han experimentado flujos de gas significativos durante la perforación.



Fuente: YAKUSHEV, V. S., et al. Gas hydrates in Arctic regions: risk to drilling and production. En The Second International Offshore and Polar Engineering Conference. International Society of Offshore and Polar Engineers, 1992.

Otro suceso se presentó durante la perforación desde la plataforma de producción 1C en el campo petrolífero ubicado en el río Kuparuk (Alaska), donde se detectó gas "burbujeando" en la bodega de la plataforma, alrededor del revestimiento conductor y de superficie. Este problema de fuga se documentó en cuatro pozos perforados desde la misma plataforma, los operadores concluyeron que el gas provenía de una serie de unidades de hidratos que habían sido afectadas mecánicamente por las operaciones de perforación y completamiento. El gas proveniente del hidrato disociado migró a la superficie a lo largo de los canales descongelados dentro de la secuencia de permafrost, detrás del revestimiento.

En las islas del Ártico (Canadá) se documentó en los informes de perforación la ocurrencia de influjos de gas en un pozo parcialmente completado. Después de haber cementado el revestimiento de superficie (400 m) y el revestimiento intermedio (1800 m), se identificó un flujo significativo de gas entre los dos revestimientos durante la perforación de las secciones finales del pozo; en este

caso se produjo un incendio accidental. La presencia de gas fue el resultado de la disociación de hidratos, en la zona ya completada ⁶.

1.3 HIDRATOS EN OFFSHORE ⁷

El gradiente hidrotermal en los océanos difiere del gradiente geotérmico del permafrost, por lo tanto, la región de estabilidad del hidrato también difiere. En los océanos, a medida que aumenta la profundidad, la temperatura disminuye hasta llegar al fondo del océano, donde la temperatura comienza a aumentar nuevamente debido al gradiente geotérmico. Los hidratos se forman típicamente en las profundidades donde cambia el gradiente hidrotermal; a estas profundidades, la presión se vuelve lo suficientemente alta como para mantener la estabilidad del hidrato a las temperaturas de las formaciones más cercanas al lecho marino. La salinidad del agua del océano cambia la zona de estabilidad de los hidratos y, por lo tanto, da como resultado la formación de hidratos en condiciones diferentes a las del agua dulce. Los hidratos de gas metano debajo del fondo del océano en ambientes marinos se desarrollan de dos maneras:

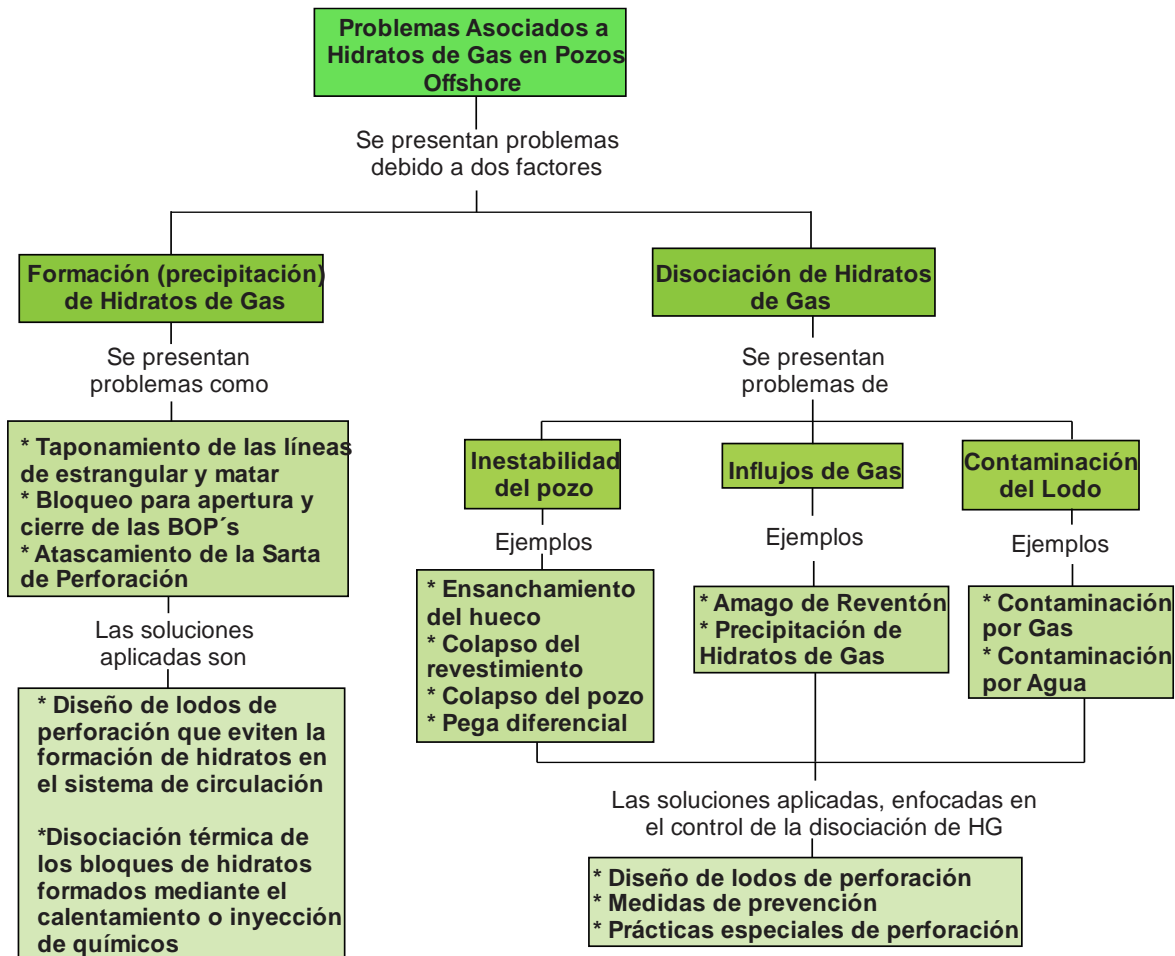
- **Con metano biogénico:** Esto se forma por la descomposición microbiana de biomasa, que consiste en organismos planctónicos muertos como las micro algas o el krill que se hunden a través de la columna de agua hasta el fondo marino y con el tiempo se acumula una estructura de sedimento espeso. Los hidratos de metano se desarrollan en las regiones debajo del fondo marino. Generalmente están cubiertos por una capa de sedimentos. La mayoría de las ocurrencias de hidrato de metano en todo el mundo se encuentran a profundidades de agua de entre 500 y 3000 m.

⁷ FAKHER, Sherif, et al. A Comprehensive Review on Gas Hydrate Reservoirs: Formation and Dissociation Thermodynamics and Rock and Fluid Properties. En International Petroleum Technology Conference. International Petroleum Technology Conference, 2019.

- **Con metano termogénico:** Esto se genera químicamente en una capa mucho más profunda de la corteza terrestre sin la actividad de microorganismos. A profundidades de varios kilómetros, bajo altas presiones y temperaturas superiores a 100 °C, los restos de biomasa de millones de años en rocas sedimentarias duras se transforman en metano. Esto se logra mediante procesos puramente químicos impulsados por el calor. El metano termogénico puede subir a través de fisuras en las rocas hasta las capas donde hay agua y las condiciones de presión y temperatura permiten la formación de hidratos.

1.3.1 Problemas en offshore. Los hidratos de gas pueden significar un problema durante la perforación offshore de dos maneras diferentes (Figura 4): La primera situación se presenta cuando se está perforando una formación que presenta hidratos de gas formados naturalmente y que, por diferentes condiciones, se genera la disociación de estos ocasionando múltiples consecuencias; estos problemas se profundizan en el Capítulo 2. La segunda situación, y en la que se enfoca la sección 1.5, se presenta cuando existen las condiciones favorables para la formación de hidratos en el sistema, formándose tapones de hidratos que afectan la funcionalidad de los equipos submarinos y otras consecuencias graves.

Figura 4. Diagrama de problemas asociados a hidratos de gas en pozos offshore.



1.4 IDENTIFICACIÓN DE LAS ZONAS DE HIDRATOS DE GAS

Las condiciones necesarias para la formación de hidratos pueden existir en alta mar, a poca profundidad debajo del fondo oceánico, y en el Ártico, debajo del permafrost. Actualmente, la mayoría de los hidratos en el fondo oceánico han sido descubiertos con la ayuda de modelos geofísicos, uno de ellos es el reflector de simulación de fondo (Bottom Simulating Reflector- BSR) que se usa a menudo

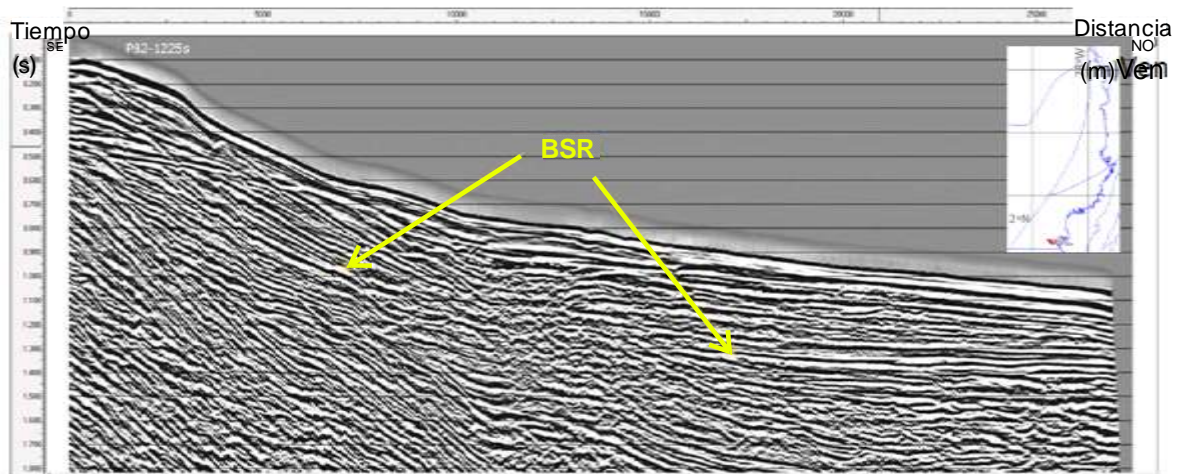
para determinar la ubicación de los yacimientos de hidratos en ambientes marinos⁴.

1.4.1 Reflector simulador de fondo (BSR). El primer indicador de la presencia de hidratos en los sedimentos marinos es el reflector de simulación de fondo (BSR) observado en las secciones de reflexión sísmica. Este reflector marca la base de la zona de estabilidad de hidrato de gas (Gas Hydrate Stability Zone – GHSZ), debajo del fondo marino.

El BSR se encuentra aproximadamente paralelo al fondo marino y se puede ver fácilmente en áreas con pendiente (gradiente) cortando los reflectores estratigráficos. Por lo general, tiene polaridad inversa a la del reflector del fondo marino (figura 5); sin embargo, si esto es paralelo a los estratos, entonces puede ser difícil de identificar. Algunos autores han observado que los hidratos de gas pueden estar presentes incluso cuando el BSR no se ha identificado en la reflexión sísmica⁸.

⁸ VARGAS, Carlos. Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de ciencias, Research Group in Geophysics. April 2012, pp.77-106.

Figura 5. Características de BSR identificadas en una sección sísmica al sur del Pacífico Colombiano.



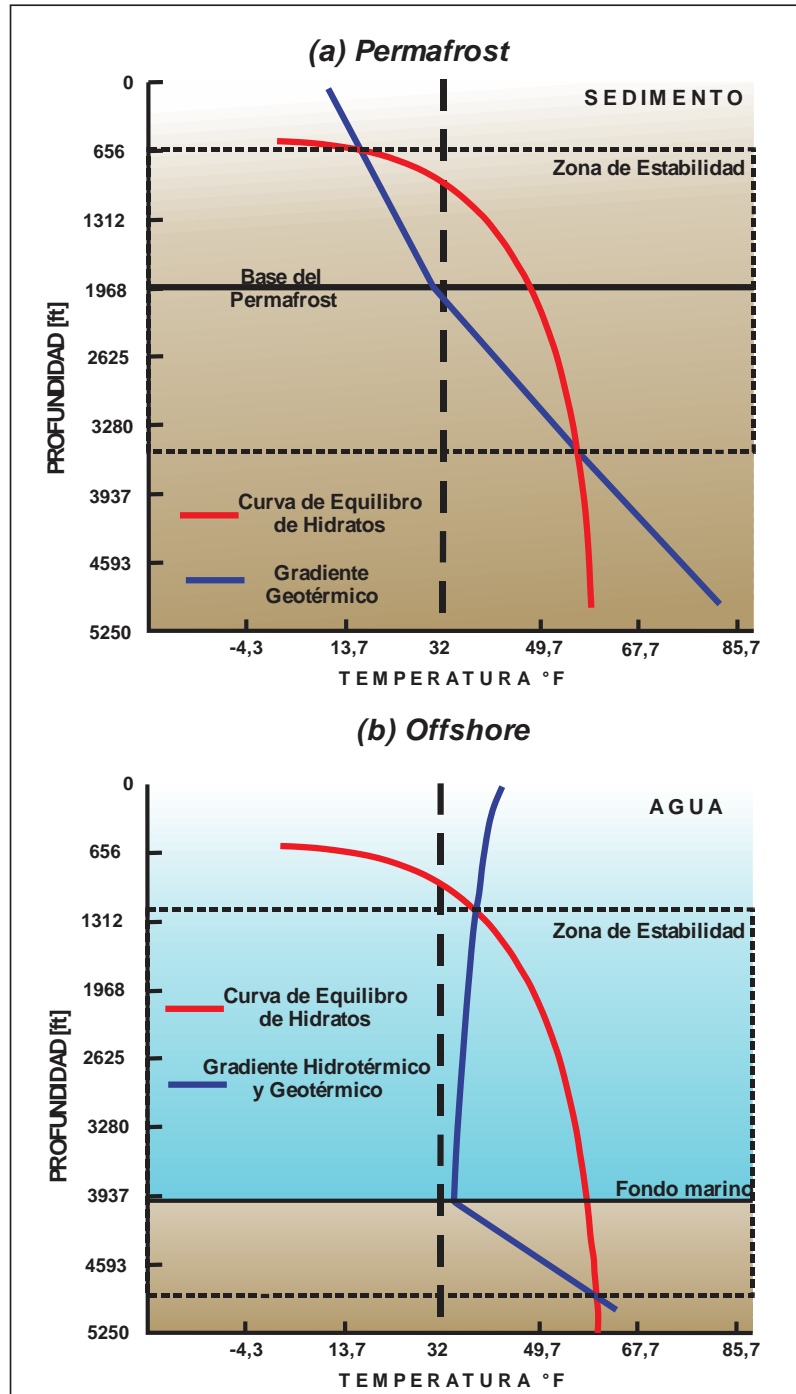
Fuente: VARGAS, Carlos. Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de ciencias, Research Group in Geophysics. April 2012.pp.77-106.

El BSR es una técnica basada principalmente en el contraste entre la velocidad del sonido en la zona de hidratos y las formaciones de gas libre de las zonas subyacentes. El BSR es un signo seguro de que existe gas atrapado debajo de la base de la zona de estabilidad de hidratos de gas, que normalmente viajaría hacia arriba, y se encuentran con las condiciones de alta presión y baja temperatura, formándose los hidratos.

En la Figura 6 se puede identificar las zonas donde es posible encontrar hidratos de gas en el permafrost y en zonas offshore. En las regiones del Ártico (permafrost) los hidratos de gas están presentes y son estables a profundidades que van desde 660 a 3600 ft (200-1100 m); mientras que, en las zonas costeras, las zonas de estabilidad de hidratos de gas generalmente se extienden desde 328 a 1640 ft (100-500 m) debajo del fondo del océano. Estos límites son valores comúnmente encontrados, pero pueden existir capas de hidrato de mayor espesor.

La región punteada de la gráfica nos indica la zona de estabilidad de hidratos de gas, de tal forma que, si coexistieran conjuntamente agua y gas, se formarían hidratos en dicha área. La curva roja, representa la curva típica de estabilidad de hidratos de gas de metano y la curva azul, representa la curva geotérmica y/o hidrotermal, dependiendo el caso. Para la zona del Ártico, la curva geotérmica tiene una pendiente mayor en la zona del permafrost, y cuando cruza dicha zona, su comportamiento cambia. En las zonas offshore, inicialmente la curva azul representa el gradiente hidrotermal (temperatura del agua), y una vez llega al fondo marino, se convierte en gradiente geotérmico (temperatura del sedimento).

Figura 6. Zona de profundidad-temperatura en la que los hidratos de metano son estables tanto en la región del permafrost como en el entorno marino.



Fuente: AMODU, Afolabi. Drilling through gas hydrate formations: possible problems and suggested solutions. master of science. Texas A&M University.2008

1.5 FORMACIÓN DE HIDRATOS DURANTE LA PERFORACIÓN OFFSHORE

1.5.1 Descripción del problema. Como ya se había abordado anteriormente, para que se formen hidratos de gas deben presentarse las condiciones de presión y temperatura adecuadas y coexistir gas y agua en cantidades suficientes. El agua puede estar presente en los fluidos de perforación base agua o entradas de agua de formación; el gas puede presentarse como gas disociado de las zonas de hidratos o cualquier influjo de gas. La condición de alta presión en el pozo se presenta debido a la columna de agua y a las grandes profundidades, quedando expuestos los equipos submarinos y el sistema de circulación.

En plataformas o buques de perforación en aguas profundas, el riser está parcialmente aislado, mientras que las BOP's, la línea de estrangulamiento y la línea de matar del pozo están expuestas al agua de mar. Como resultado de esto, es común que el hidrato de gas se forme en los elementos expuestos a las bajas temperaturas del agua en el fondo marino⁹. La Figura 7, muestra un ejemplo de la formación de hidratos en las BOP's.

⁹ YOUSIF, M. H., et al. Hydrate plug remediation: options and applications for deep water drilling operations. En *SPE/IADC drilling conference*. Society of Petroleum Engineers, 1997.

Figura 7. Acumulación de hidratos en la parte exterior de una pila de BOP's.



Fuente. SPE 124409 Formation and removals of hydrates inside wellhead connectors.

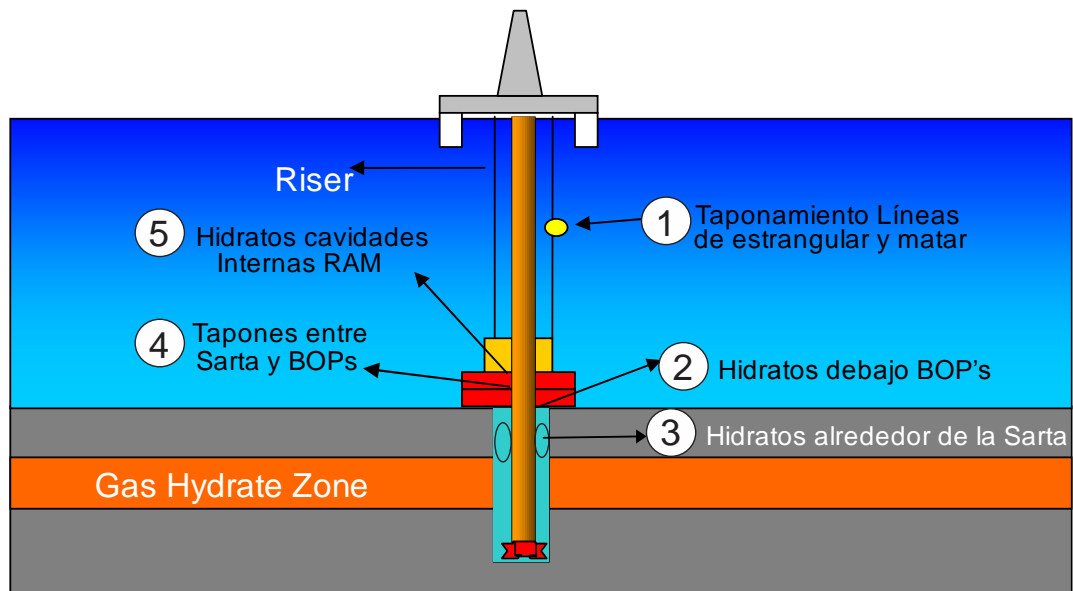
La formación de hidratos de gas durante operaciones de perforación offshore puede tener efectos adversos como¹⁰ (Ver Figura 8):

- 1.** Taponamiento de la línea de choque y línea de matar: Esto causa dificultad en el uso de las líneas durante la circulación del pozo.
- 2.** Formación de tapones dentro o debajo de las BOP's: Hace que el monitoreo de la presión de pozo por debajo de las BOP's sea difícil o imposible.
- 3.** Formación de tapones alrededor de la sarta de perforación en el riser, BOP's y revestimientos: Restringen o bloquean el movimiento de la sarta de perforación.
- 4.** Formación de tapones entre la sarta de perforación y las BOP's: Problemas en el cierre total de las BOP's cuando sea necesario.

¹⁰ BARKER, J. W., et al. Formation of hydrates during deepwater drilling operations. Journal of Petroleum Technology, 1989, vol. 41, no 03, p. 297-301.

5. Formación de tapones en la cavidad RAM de los BOP's: Causa dificultad para abrir completamente las BOP's.

Figura 8. Problemas de precipitación de hidratos presentes en el sistema de circulación y equipos submarinos.



Fuente: AMODU, Afolabi. Drilling through gas hydrate formations: possible problems and suggested solutions. master of science. Texas A&M University.2008

Si se forman tapones de hidratos de gas en el sistema, se dificulta el control del pozo cuando se presenten inlfujos de gas, generando grandes impactos económicos debido a los tiempos no productivos y, en el caso más extremo, se puede llegar a abandonar el pozo.

1.5.2 Solución al problema: Inhibición del fluido de perforación. El método más común para combatir la formación de hidratos de gas es diseñar fluidos que eviten las condiciones de presión y temperatura requeridas para la formación de hidratos. Esto se logra agregando aditivos (inhibidores de hidratos) especialmente diseñados a los fluidos de perforación con características conocidas⁴. A

continuación, se abordan los principales inhibidores de hidratos conocidos en la industria:

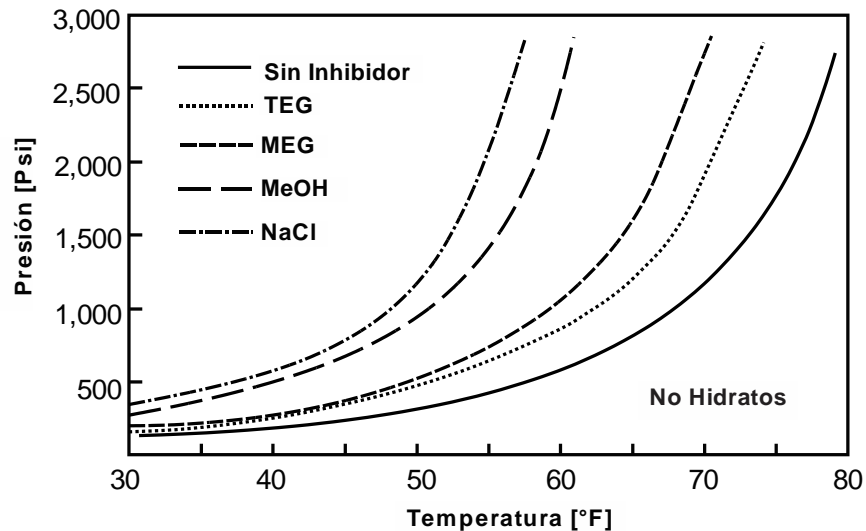
Inhibidores Termodinámicos:

Son aditivos que actúan alterando el potencial químico de la fase acuosa, de tal forma que la curva de formación de hidratos es desplazada a temperaturas más bajas y presiones más altas (Figura 9). Este efecto es el mismo que agregar anticongelante al agua para disminuir el punto de congelación².

Hay dos enfoques en la selección de aditivos termodinámicos para el control de hidratos de gas en lodos a base de agua: sales tales como cloruro de sodio, bromuro de sodio y cloruro de calcio o compuestos orgánicos solubles en agua. Los compuestos orgánicos como los alcoholes y los glicoles se han usado en aplicaciones de producción durante muchos años para controlar los hidratos de gas. Sin embargo, el uso de compuestos orgánicos en los fluidos de perforación a menudo se evita debido a propiedades físicas o indeseables condiciones ambientales y graves efectos en la salud¹¹.

¹¹ HALLIDAY, William, et al. New gas hydrate inhibitors for deepwater drilling fluids. En *IADC/SPE drilling conference*. Society of Petroleum Engineers, 1998.

Figura 9. Efecto de los inhibidores termodinámicos en la formación de hidratos.



Fuente: BAI, Y.; BAI, Q. Subsea Engineering Handbook. Burlington, MA: Gulf Professional Pub, 2010. pp.456-480.

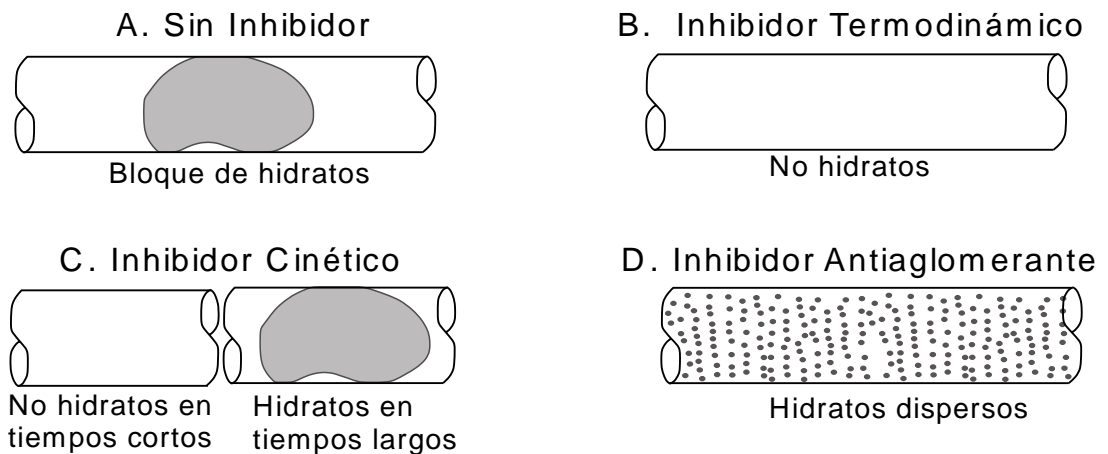
La Figura 9 muestra el efecto de los inhibidores termodinámicos típicos sobre la formación de hidratos, en concentraciones del 20% en peso. La sal, el metanol y los glicoles actúan como inhibidores termodinámicos que desplazan la curva de estabilidad de los hidratos hacia la izquierda. La sal tiene el impacto más drástico en la temperatura de estabilidad del hidrato².

Inhibidores de Baja Dosis (Low Dosage Hydrate Inhibitors – LDHIs)²

Son sustancias que se utilizan para evitar la formación de hidratos en concentraciones significativamente más bajas que los inhibidores termodinámicos (menos del 1% en peso). A diferencia de los inhibidores termodinámicos, los LDHI no cambian la temperatura de formación de hidratos, sino que retardan la formación y aglomeración de los cristales de hidratos. Estos se dividen en inhibidores cinéticos y antiaglomerantes:

- a) Inhibidores Cinéticos:** Los inhibidores cinéticos son polímeros o copolímeros de bajo peso molecular, solubles en agua, que retardan la nucleación y/o el crecimiento de cristales de hidrato; pero al final se formarán los hidratos (Figura 10). Ejemplos clásicos de inhibidores cinéticos son la polivinilpirrolidona y polivinilcaprolactama, ambos compuestos poliméricos.
- b) Inhibidores Antiaglomerantes:** Son surfactantes que permiten la formación de cristales de hidrato, pero, manteniendo las partículas pequeñas y dispersas en el fluido, logrando mantener una baja viscosidad y permitiendo a los pequeños cristales de hidrato ser transportados junto con el fluido (Figura 10). Algunos ejemplos de los inhibidores antiaglomerantes son los sulfonatos alquílicos aromáticos o los alquilfeniletóxilatos.

Figura 10. Mecanismos de inhibición de hidratos



Fuente: BAI, Y.; BAI, Q. Subsea Engineering Handbook. Burlington, MA: Gulf Professional Pub, 2010. pp.456-480.

En la Figura 10 se pueden observar las diferencias en el mecanismo de inhibición de hidratos entre inhibidores de baja dosis e inhibidores termodinámicos.

Al realizar una búsqueda en la literatura sobre los tipos de lodos más utilizados en los últimos años para la perforación offshore, se logró identificar que los fluidos de

perforación más comunes son: Lodos base agua con sales como inhibidores, lodos con inhibidores orgánicos de bajo peso molecular y lodos base sintética. Estos últimos fluidos, han tenido un impacto positivo en los últimos años, realizando grandes avances para su aplicación. Es por esto que se decide abordar las características y ventajas de los lodos base sintética, siendo los más recomendados para las operaciones offshore.

Lodos Base Sintética

Los fluidos de perforación de base sintética son una clase relativamente nueva de fluidos que se utilizan particularmente para pozos profundos y desviados, donde existe la posibilidad de perforar a través de lutitas hidratables o encontrar condiciones de presión y temperatura favorables para la formación de hidratos de gas. Los lodos de perforación base sintética (Synthetic Based Mud – SBM) se desarrollaron para combinar las ventajas técnicas de los fluidos de perforación a base aceite con la baja persistencia y baja toxicidad de los fluidos de perforación base agua. Es producido por una sal dispersa en una fase sintética para formar una emulsión. Los otros aditivos incluyen emulsionantes, barita, arcilla, lignito y cal.⁴

En los sistemas SBM la migración de gas es insignificante y una vez el gas se absorbe o se disuelve, efectivamente habrá poca o ninguna migración. Esto reduce el efecto de la migración de gas a las BOP o líneas de choque. Cuanto mayor sea la presión del lodo de perforación, más gas absorberá. Adicionalmente, la supresión de los hidratos se puede complementar mediante la adición de ciertas sales como el cloruro de calcio (CaCl_2) o el cloruro de sodio (NaCl).

Aunque la solubilidad del gas es una forma de combatir la formación de hidratos de gas, su efecto sobre la detección de amagos y el control del pozo deberían ser considerados para todos los pozos en aguas profundas. Además, los sistemas

sintéticos son costosos y no se recomiendan para zonas que tienen altas posibilidades de pérdida de circulación. Cabe reiterar que la selección apropiada y el diseño correcto del fluido de perforación dependen de la consideración de los factores más importantes para un proyecto determinado en aguas profundas, así como de las preocupaciones y preferencias del cliente (equipo de perforación, equipo de control de sólidos, prácticas de perforación)¹².

1.5.3 Casos de Estudio

Caso 1: África¹³

El incidente fue reportado en un pozo ubicado en la costa oeste de África a una profundidad aproximada de 1500 m (4921 ft) de columna de agua. Se utilizó una unidad semisumergible operada con posicionamiento dinámico. Después de correr y enganchar las BOP's y el riser sobre el revestimiento de 20", se observaron burbujas de gas que ascendían alrededor del cabezal del pozo. El gas observado no provenía del cabezal del pozo, sino del fondo oceánico alrededor del mismo.

Se abandonó temporalmente el pozo, y las operaciones posteriores se enfocaron en recuperar el riser y las BOP's. Un intento fallido de maniobrar el conector del cabezal del pozo confirmó que el sistema de liberación del conector no estaba funcionando completamente. Después, se realizó un intento de subir el riser y las BOP's, usando 250 Kips de overpull, donde se repitió varias veces la misma operación sin tener éxito. El conector del cabezal del pozo y las BOP's estuvieron bloqueados sobre el pozo durante 188 días.

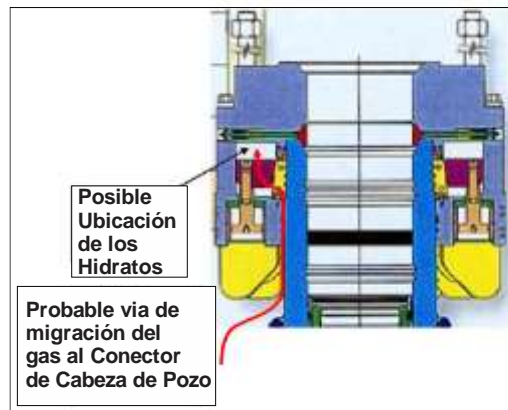
Desde el comienzo del incidente, se identificó que la fuente más probable del problema, en el funcionamiento del conector, fue la formación de hidratos dentro

¹² M-I Drilling Fluids Engineering Manual (2001). Capítulo 13. Rev. A-1.

¹³ AKERS, Thomas Jay, et al. Formation and Removal of Hydrates inside wellhead connectors. En *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers, 2009.

de sus mecanismos. El vehículo operado a distancia (ROV- por sus siglas en inglés- Remotely Operated vehicle) no identificó la presencia de hidratos debajo del conector; aun así, la principal razón del bloqueo fue la formación de hidratos dentro del conector del cabezal. La Figura 11 muestra la ubicación de la acumulación de hidrato dentro del conector.

Figura 11. Probable ubicación del hidrato dentro del conector.



Fuente: SPE 124409 Formation and removals of hydrates inside wellhead connectors.

Figura 12. Hidratos bajo el embudo de las BOP's.



Fuente: SPE 124409 Formation and removals of hydrates inside wellhead connectors.

Esfuerzos de liberación

Se implementaron dos alternativas para la liberación del cabezal del pozo: la primera fue la inyección de metanol y monoetilenglicol; pero no fue posible debido a que no se contaba con la configuración adecuada para la inyección de líquidos en la cavidad donde se alojaban los hidratos. La segunda opción fue el calentamiento de la cavidad del conector, bombeando agua de mar caliente por la tubería de perforación y la línea de choque, pero no fue exitoso debido a la gran pérdida de calor en la zona el riser ocasionada por la columna de agua. Las dos alternativas tenían como objetivo descomponer térmicamente el hidrato de gas.

Solución final

La baja probabilidad de volver a acceder al pozo, llevó a la empresa operadora a tomar la decisión de cortar el cabezal del pozo y recuperar el riser y el stack de BOP's con el cabezal del pozo aun conectado. Se colocó un tapón de cemento, se cortó el revestimiento de 20" y se recuperaron las BOP's a superficie. El ROV observó una gran acumulación de hidratos debajo del embudo (Figura 12).

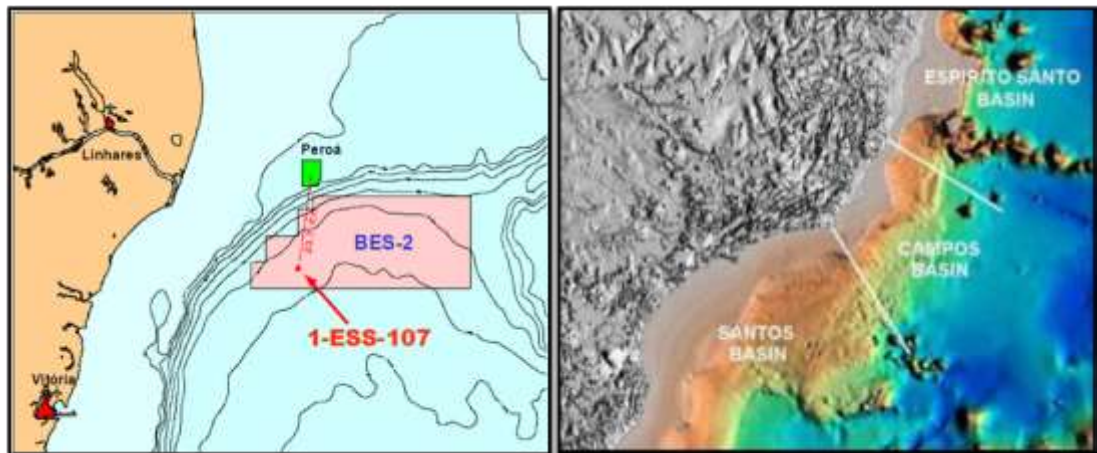
Caso 2: Brasil¹⁴

Este caso se presentó en la cuenca de Espírito Santo ubicada en la costa sureste de Brasil, mientras se perforaba el pozo exploratorio ESS107 el cual contaba con 1286 m (4219 ft) de columna de agua. Dicha cuenca sedimentaria limita al Sur con la cuenca Campos, que es la provincia petrolera más importante de Brasil (Figura 13).

¹⁴ LAGE, Antonio CVM, et al. Gas-Influx Events in a Deep Water Exploratory Well: A Field Case History. En *IADC/SPE Drilling Conference*. Society of Petroleum Engineers, 2002.

La perforación se ejecutó convencionalmente siguiendo los estándares normales de rendimiento hasta llegar al final de la tercera sección del pozo. El revestimiento de 9-5/8" se fijó a 3804 m (12480 ft) y se realizó una prueba de integridad a la formación (FIT- por sus siglas en inglés- Formation Integrity Test), con una densidad de lodo límite de 13,8 lbm/gal. Mientras se perforaba con la broca de 8-1/2" a 4719 m (15482 ft), se observó un influjo de gas, el cual fue controlado con el método del perforador y llevando el peso del lodo hasta 13,2 lbm/gal. Se reanudó la perforación, pero después de circular hasta el fondo y recibir retornos, se registraron picos de gas y ganancias en volumen de fluido en el pozo.

Figura 13. Ubicación del pozo ESS-107, en la cuenca Espirito Santo



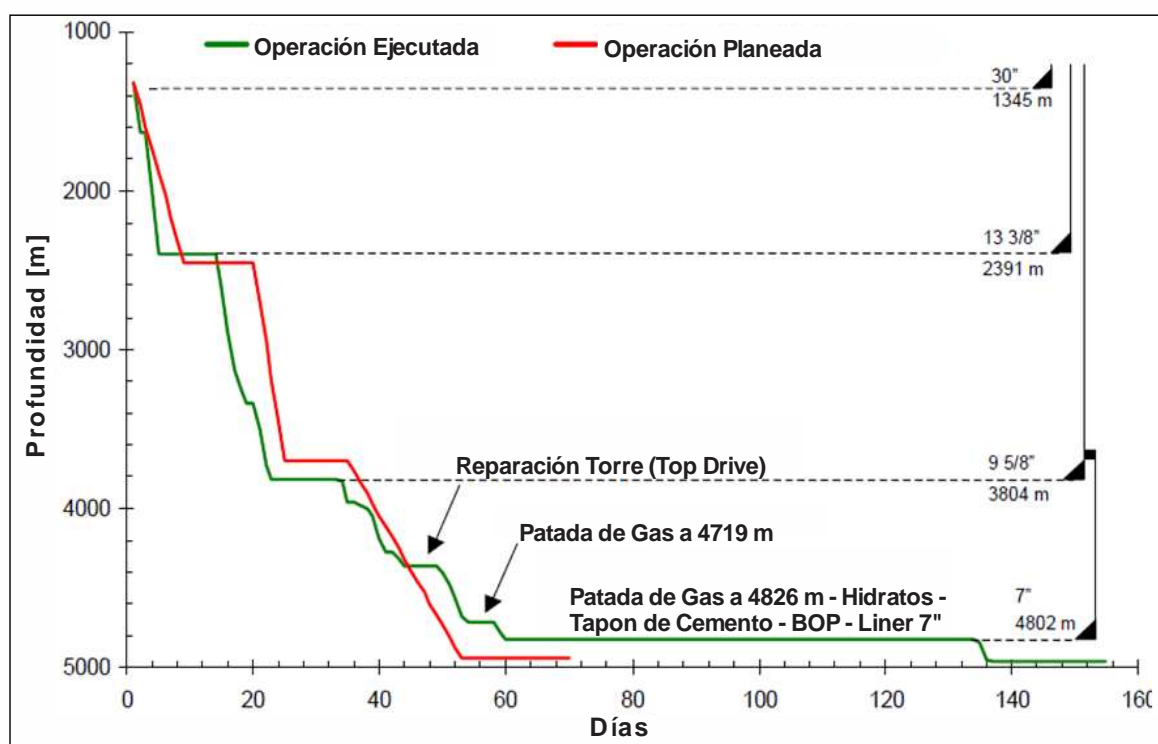
Fuente: SPE 74517 Gas Influx Events in a Deep Exploratory Well: A Field Case History

A pesar de los intentos de controlar el pozo subiendo la densidad del lodo hasta un punto máximo de 13,7 lbm/gal, la entrada de gas en el pozo no se pudo evitar.

Los esfuerzos de controlar el pozo continuaron durante varios días, hasta que notaron que el lodo base agua (WBM- por sus siglas en inglés- Water Based Mud), se mezcló con gas a través de las dos líneas (estrangulamiento y matar), formando hidratos y bloqueando completamente las líneas. Se abandonó

temporalmente el pozo con una serie de tapones de cemento. La perforación se reanudó con un lodo base sintética (SBM), sin embargo, fue necesario bajar un revestimiento adicional para alcanzar la TD (Total Depth) con éxito. Además del costo del nuevo revestimiento, en la Figura 14 se ilustra como el influjo de gas y la formación de hidratos generaron grandes pérdidas económicas, principalmente por el tiempo no productivo de la unidad de perforación.

Figura 14. Curva de avance de la perforación.



Fuente: SPE 74517 Gas Influx Events in a Deep Exploratory Well: A Field Case History

Pozo temporalmente abandonado

Debido a que fue imposible hacer circular el pozo una vez la línea de choque y la línea de matar se taponaron, durante los intentos por controlar el influjo de gas en el pozo, se planificó el siguiente programa operacional:

- Reemplazar el lodo base agua (WBM) en el riser por lodo base sintética (SBM)
- Recuperar las fuentes radioactivas de los registros (Logging While Drilling-LWD).
- Circular una lechada de cemento a lo largo de la sarta de perforación y poner un tapón de cemento de 1200 m dentro del revestimiento de 9-5/8”.
- Abandonar temporalmente el pozo para desconectar la línea de choque y la línea de matar.
- Se extrajeron las BOP’s y se realizó un programa de mantenimiento completo; se limpiaron (destaponaron) las líneas de choque y de matar, y las BOP’s se bajaron nuevamente para volver a ingresar al pozo.

Caso 3: E.E.U.U¹⁰

En este caso se describe la presencia de hidratos en un pozo con una columna de agua de 350 m (1148 ft), frente a la costa oeste de los EE. UU. Después de que el revestimiento de producción de 7” se corrió y cementó a 3544 m (11627 ft), el colgador del revestimiento se ajustó y se probó la presión. Mientras se perforaba el cemento en el zapato del revestimiento, se detectaron flujos de gas, que aumentaron esporádicamente. Los BOP’s se cerraron y la presión del revestimiento aumentó a 1300 psi. Un ruido a través de la sarta de perforación indicó la presencia de un influjo de gas desde una arena a 2362 m (7750 ft). El gas entró desde la formación, se canalizó a través de la columna de cemento y migró hacia superficie, por el anular del revestimiento intermedio. La empaquetadura del colgador del cabezal de pozo presentó fuga, permitiendo el ingreso del gas al lodo base agua.

Para detener la entrada de gas, se perforó el revestimiento justo por encima de la arena de gas y se bombeó lodo pesado hacia la formación. Al final de la operación, aproximadamente 7 días después de que se detectó el gas por primera vez, se encontraron tapadas tanto la línea de choque como la línea de matar. Las

operaciones posteriores fueron afectadas por la imposibilidad de usar cualquiera de las dos líneas.

Caso 4: Golfo de México¹⁰

Este caso aborda un ejemplo de formación de hidratos de gas durante la perforación de un pozo en el Golfo de México, con una columna de agua de 945 m (3100 ft) y una temperatura del fondo marino de 40 °F. Después de perforar a aproximadamente 2340 m (7677 ft), se identificó un influjo de gas, por lo que el pozo se cerró para determinar las presiones. Durante el procedimiento de control de pozo, se tuvieron muchos inconvenientes relacionados con la formación de hidratos en las líneas de choque y de matar, como también en el sistema de BOP's, retrasando las operaciones por más de una semana.

La formación de hidratos dificultó las operaciones de control del influjo de gas por la línea de choque, la circulación del lodo por la línea de matar y la apertura y cierre de las BOP's. Una vez controlado el pozo, se recuperaron los equipos de subsuelo y se evidenció la presencia de hidratos.

2. PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN DE HIDRATOS

A medida que la exploración y producción de hidrocarburos se mueve hacia aguas más profundas y ambientes árticos, se vuelve cada vez más importante cuantificar los riesgos de perforación que plantean los hidratos de gas. Recientemente, se han perforado varios pozos, ya sea en lugares en los que el hidrato existe teóricamente, o en las proximidades de lugares donde se han observado. Esta afirmación se realiza sobre la premisa de la presencia de un reflector de simulación de fondo (BSR) o muestreo directo de núcleos. Hasta ahora, la mayoría de los operadores han evitado el hidrato, o han perforado a través de depósitos "probables" de hidrato sin mayores incidentes. Como resultado, encontrar hidrato durante las operaciones en aguas profundas ha sido pasado por alto como un peligro potencial de perforación.

Los factores que contribuyen a la falta de reconocimiento del hidrato como peligro de perforación se complica por la dificultad de identificar con precisión el sedimento que contiene hidrato, utilizando herramientas de interpretación tradicionales. En ausencia de indicadores sísmicos directos, como el BSR, la presencia de hidrato en el sedimento marino no puede confirmarse de manera confiable antes de la perforación. La identificación del hidrato en el fondo oceánico es segura en los casos en que haya una confirmación visual por vehículos operados a distancia (ROV) o en núcleos recuperados¹⁵ (ver Figura 15).

¹⁵ NIMBLETT, J. N., et al. Gas hydrate as a drilling hazard: examples from global deepwater settings. En Offshore Technology Conference. Offshore Technology Conference, 2005.

Figura 15. Acumulación de hidratos de gas en el lecho marino.



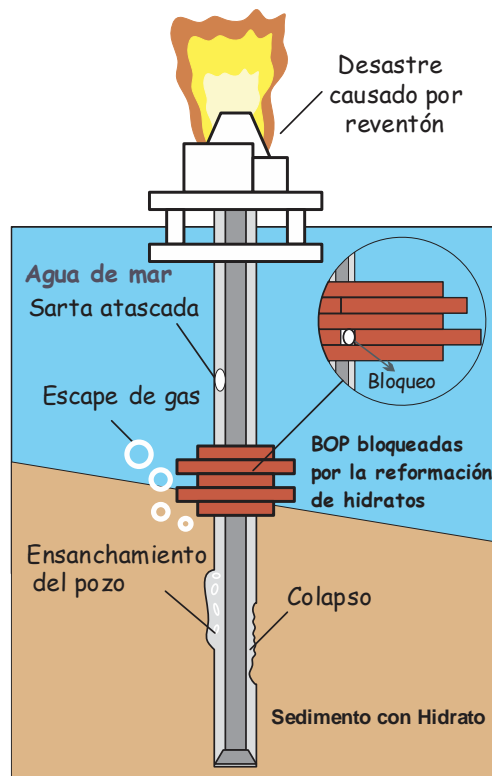
Fuente: SPE 92960 Managing wellbore instability risk in gas hydrate bearing sediments

Otro agravante se presenta incluso cuando el hidrato se ha detectado sísmicamente, la efectividad en la toma de registros y en la perforación no proporciona una caracterización precisa del hidrato para los pozos posteriores. Los pozos de aguas profundas generalmente se perforan sin riser desde el fondo marino hasta aproximadamente 600 m (2000 ft) con tamaños de hueco relativamente grandes (generalmente mayores de 20 pulgadas de diámetro). Esta práctica elimina el retorno de los recortes para su análisis (por ejemplo, muestreo de gases, inspección visual) y generalmente limita la extracción de núcleos en las zonas de hidratos. Además, los registros durante la perforación (Logging While Drilling – LWD) en la sección sin riser, se ven afectados negativamente por el gran tamaño del hueco y los cambios en el fluido de perforación (es decir, cambio del agua de mar por lodo pesado)¹⁵.

Los riesgos en la perforación en aguas profundas de sedimentos que contienen hidratos son más extensos y significativos que los riesgos asociados con la perforación convencional en tierra y la perforación en aguas profundas sin

presencia de hidratos. El mayor riesgo está asociado con la disociación de hidratos en los poros, lo que puede conducir a riesgos que lleven a realizar maniobras para controlar el pozo¹⁶. Si se ignora la presencia de hidrato en las operaciones de perforación, es posible encontrar problemas en el pozo, que van desde pequeños flujos de gas hasta la inestabilidad del mismo (Figura 16). Por lo tanto, abordar estos escenarios es de primordial importancia para la industria en operaciones offshore¹⁵.

Figura 16. Principales problemas en la perforación de zonas con presencia de hidratos de gas.



Fuente: GAO, Yonghai, *et al.* Risk analysis on the blowout in deepwater drilling when encountering hydrate-bearing reservoir. *Ocean Engineering*, Volume 170, 2018. Pg 1-5.

¹⁶ GAO, Yonghai, *et al.* Risk analysis on the blowout in deepwater drilling when encountering hydrate-bearing reservoir. *Ocean Engineering*, Volume 170, 2018. Pg 1-5.

2.1 INESTABILIDAD DEL POZO

2.1.1 Descripción del problema. La inestabilidad del pozo es uno de los principales problemas que los ingenieros encuentran durante la perforación. Las causas de la inestabilidad del pozo a menudo se clasifican en mecánicas (por ejemplo, falla de la roca alrededor del agujero debido a altos esfuerzos, baja resistencia de la roca o prácticas de perforación inapropiadas) o efectos químicos que surgen de la interacción dañina entre la roca, y el fluido de perforación. A menudo, las causas de inestabilidad en campo son el resultado de una combinación de ambos. Este problema causa graves complicaciones en el pozo y en algunos casos ocasiona costosos problemas operativos¹⁷. La estabilidad del pozo se pierde cuando los sedimentos que están presentes pierden sus propiedades mecánicas debido a la redistribución de los esfuerzos que mantienen en equilibrio la formación. Esta redistribución de esfuerzos es una consecuencia de la pérdida de fluidos hacia la formación o a la baja presión hidrostática que se genera externamente a la formación.

Al perforar en capas que contienen hidratos en aguas profundas, las condiciones iniciales de presión y temperatura del yacimiento se ven alteradas por la operación, los fluidos de perforación circulantes, la transferencia de calor producida por la fricción entre la broca y la roca, el calor de hidratación del cemento, entre otros. La disociación de los hidratos en los poros causa problemas importantes en ciertas condiciones, incluida la inestabilidad del sedimento, deslizamientos de tierra y colapso, lo que provoca pega de la tubería de perforación¹⁶. El cambio en las propiedades de la roca asociado con la disociación también incluye aumento de la permeabilidad, reducción en los esfuerzos y debilitamiento / pérdida de la cementación proporcionada por los hidratos de gas,

¹⁷ PAŠIĆ, Borivoje; GAURINA-MEĐIMUREC, Nediljka; MATANOVIĆ, Davorin. Wellbore Instability: Causes and Consequences. Mining-Geological-Petroleum Proceedings, Vol 19, Zagreb, Croatia. 2007. Pg 87-98.

es decir, reducción de la resistencia de los sedimentos que terminará en la inestabilidad del pozo.¹⁸

Existen tres problemas principales asociados con la disociación de hidratos de gas que pueden llevar a perder la estabilidad del pozo:

- a) La disociación del hidrato de gas en el pozo puede resultar en la gasificación del fluido de perforación, lo que conduce a la disminución de la densidad del lodo y cambia la reología del mismo, disminuyendo la presión hidrostática. Esto puede llevar a la ampliación del agujero y al colapso del pozo¹⁹(Ver Figura 17).

- b) La disociación en la zona de hidratos puede resultar en un cambio de las propiedades mecánicas y petrofísicas de los sedimentos, como el aumento de la permeabilidad y la reducción de la resistencia de los sedimentos¹⁹. Aunque la presión del fluido de perforación en el pozo compensa parte de la concentración de esfuerzos alrededor del pozo, no puede compensarlo todo. En ese momento, si la presión del fluido de perforación (densidad del fluido de perforación) es demasiado alta, el daño por tensión en el pozo provoca fracturas inducidas hidráulicamente, lo que termina en pérdidas de circulación. Por el contrario, una presión baja del fluido de perforación causará falla de corte y el colapso del pozo. Esta situación puede ser más grave para las zonas con presencia de hidratos.²⁰

- c) El colapso del revestimiento es otro problema peligroso en la perforación de formaciones que contienen hidrato de gas. La disociación del hidrato puede

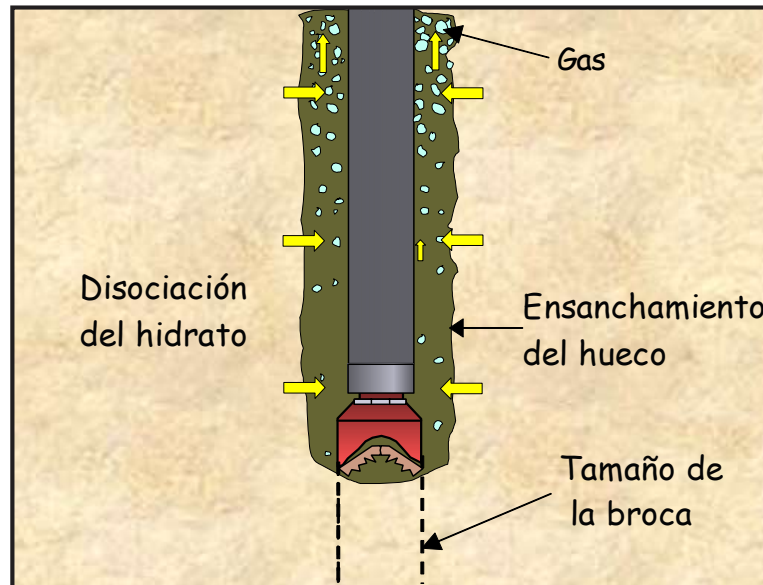
¹⁸ TAN, Chee Phuat, et al. Managing wellbore instability risk in gas hydrate-bearing sediments. En SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, SPE 92960, 2005.

¹⁹ KHABIBULLIN, Tagir, *et al.* Drilling through gas-hydrate sediments: managing wellbore-stability risks. SPE Drilling & Completion, 2011, vol. 26, no 02, p. 287-294.

²⁰ LI, Qingchao, et al. Determination of Safe Mud Temperature Window for Drilling Operation in Hydrate Deposits in Shenhu Area, Northern South China Sea. En The 29th International Ocean and Polar Engineering Conference. International Society of Offshore and Polar Engineers, 2019.

ocurrir detrás del revestimiento de superficie. El revestimiento colapsa si la presión en el hidrato excede la presión de colapso diferencial. Sin embargo, las cavernas creadas por la disociación del hidrato pueden llenarse con cemento, y esto puede reducir el riesgo de colapso del revestimiento¹⁹.

Figura 17. Problemas de estabilidad de pozo debido a hidratos de gas.

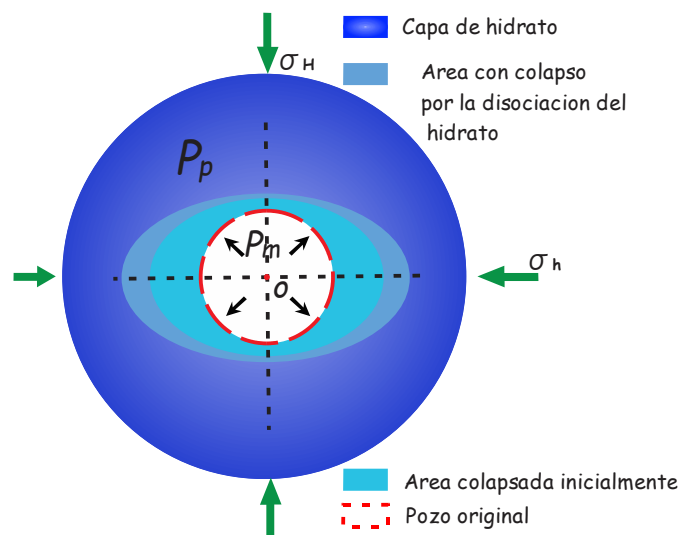


Fuente: SPE 92960 Managing wellbore instability risk in gas hydrate bearing sediments

La inestabilidad del pozo generalmente se manifiesta como falla de corte. El colapso del pozo casi siempre ocurre en la dirección del esfuerzo principal mínimo debido a la concentración de esfuerzo causada por la baja densidad del lodo de perforación. Los sedimentos que contienen hidratos suelen ser formaciones de arenisca con alta porosidad. La disociación de hidratos produce cambios tanto en la presión de poro como en los esfuerzos efectivos; por lo tanto, si se presenta este efecto en la región cercana al pozo, durante la perforación, se afectará la estabilidad.

El colapso del pozo en este tipo de formaciones depende de las condiciones iniciales y del lodo de perforación dentro del pozo. El diagrama esquemático de la inestabilidad del pozo durante la perforación en sedimentos de hidratos se muestra en la Figura 18. Por lo tanto, la determinación del área de colapso durante la operación de perforación en este tipo de formaciones necesita considerar el efecto de la disociación de hidratos causada por la invasión del lodo²¹.

Figura 18. Esquema de la estabilidad del pozo mientras se perforan hidratos.



Fuente: LI, Qingchao, et al. Investigation method of borehole collapse with the multi-field coupled model during drilling in clayey silt hydrate reservoirs. Frattura ed Integrità Strutturale, 2018, vol. 12, no 45, p. 86-99

2.1.2 Indicadores de inestabilidad de pozo. En la Tabla 1 se muestra una lista de los indicadores de la inestabilidad del pozo que son causados principalmente por el colapso del pozo durante la perforación. Los síntomas directos de inestabilidad incluyen observaciones del hueco, si está por encima o por debajo del calibre de la broca, como se observa fácilmente en los registros Caliper. Los desprendimientos (cavings) desde la pared del pozo, que circulan a superficie y el

²¹ LI, Qingchao, et al. Investigation method of borehole collapse with the multi-field coupled model during drilling in clayey silt hydrate reservoirs. Frattura ed Integrità Strutturale, 2018, vol. 12, no 45, p. 86-99.

llenado del pozo después de sacar la sarta, confirman que se están produciendo procesos de desprendimientos en el pozo. Grandes volúmenes de cortes y / o cavings, que exceden el volumen de roca perforado también son indicaciones de la ampliación del pozo. Si no se excedió el gradiente de fractura y no se encontraron formaciones naturalmente fracturadas, el requerimiento de un exceso de cemento en la cementación del revestimiento es también una indicación directa de que se ha producido una ampliación del pozo¹⁷.

Tabla 1. Indicadores directos e indirectos de la inestabilidad del pozo.

Indicadores directos	Indicadores indirectos
Agujero de gran tamaño.	Alto torque y arrastre (fricción).
Agujero por debajo del calibre de la broca.	Aumento de las presiones de circulación.
Excesivo volumen de cortes de perforación.	Pega de tubería.
Hueco lleno después de sacar la sarta.	Excesivas vibraciones de la sarta de perforación.
Cavings en superficie.	Fallo en la sarta de perforación.
Volumen excesivo de desprendimientos (cavings).	Problemas en el control de la desviación del pozo.
Se requiere un exceso de volumen de cemento.	Incapacidad para correr registros.
	Respuesta pobre de los registros.
	Fuga de gas en el anular debido a un trabajo de cementación mal hecho.
	Doglegs excesivos.

Fuente: Wellbore instability: Causes and Consequences (2007).

2.2 INFLUJOS DE GAS

2.2.1 Descripción del problema. Cuando se penetran los sedimentos que contienen hidratos de gas, el cambio de presión y temperatura en los sedimentos hace que los hidratos se disocien en gas y agua. Los hidratos de gas adyacentes

a la pared del pozo continuarán disociándose y liberando gas hacia el pozo, siempre y cuando la presión del fluido de perforación y el calor inducido a la formación por las operaciones alteren la estabilidad térmica de los hidratos. Se produce un ciclo vicioso con la entrada de gas hacia el pozo, ya que conduce a una presión hidrostática más baja, aumentando la tasa de disociación de hidratos y la generación de más gas.¹⁸

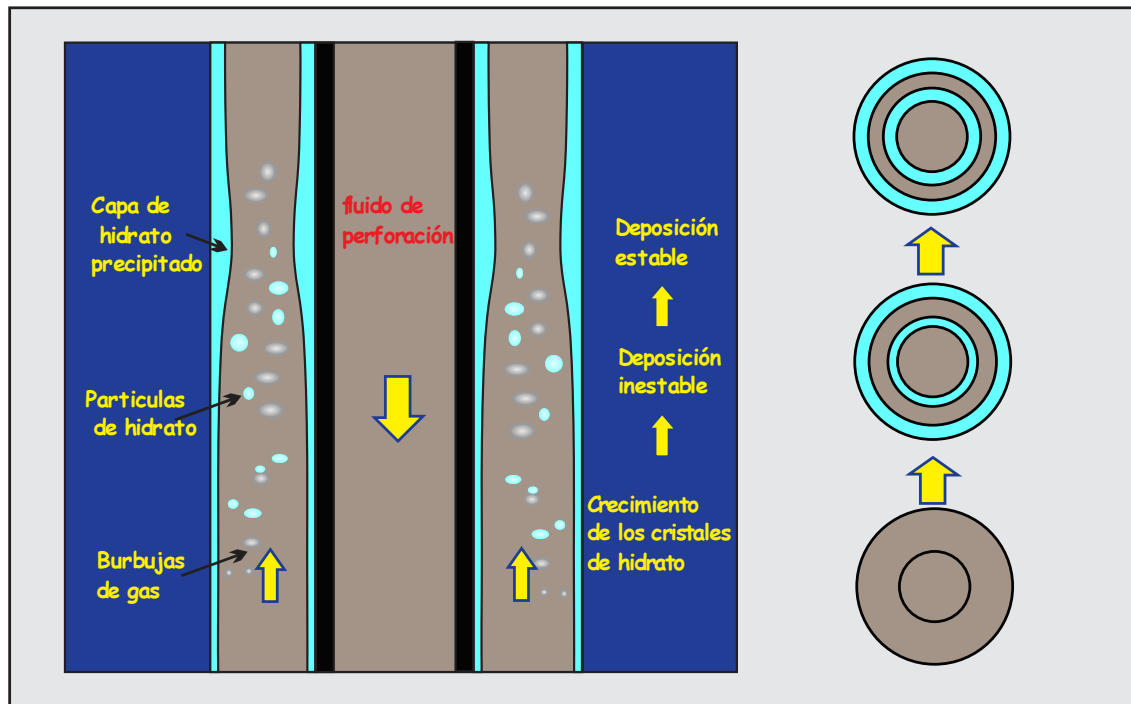
En comparación con las operaciones tradicionales de perforación en aguas profundas, las diversas características y dificultades asociadas con la perforación y cementación de sedimentos que contienen hidratos se resumen de la siguiente manera: Primero, el sedimento que contiene hidrato generalmente es poco profundo y el tiempo de reacción es corto cuando ocurren accidentes repentinos. En segundo lugar, las capas que contienen hidrato se descomponen parcialmente durante el proceso de perforación debido a las perturbaciones de presión y temperatura. Los productos de la disociación del hidrato, especialmente el escape de gas, se infiltran en el pozo y conducen a una invasión de gas, provocando amagos de reventón o reventones¹⁶.

La invasión de gas producida, conduce a un flujo mixto de dos fases gas-líquido en el anular del pozo. A medida que el gas y el líquido suben a lo largo del anular, los cristales de hidrato que salen de la formación se continúan formando y depositando bajo las condiciones apropiadas de temperatura y presión como ya se discutió en la sección 1.5.

El diagrama esquemático del flujo de gas y formación de hidratos en el anular se muestra en la Figura 19. Por lo tanto, para evaluar el riesgo de precipitación de hidratos en el pozo, es importante calcular la distribución del campo de

temperatura y obtener la región de formación de hidrato en la sarta de perforación²².

Figura 19. Diagrama de invasión de gas al pozo y reformación de hidrato en el anular.



Fuente: LIU, Wenyuan, et al. Research on evaluation and prevention of hydrate formation and blockage risk in wellbore during deepwater gas wells drilling. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019

2.2.2. Indicadores de Influjos de Gas²³. A continuación, se detallan algunas señales tempranas de advertencia e indicaciones positivas de influjo durante la perforación.

²² LIU, Wenyuan, et al. Research on evaluation and prevention of hydrate formation and blockage risk in wellbore during deepwater gas wells drilling. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019.

²³ Bharat PetroResources Limited, Well control Manual, Gujrat-India, block: cb-onn-2010/8, pp 9-14

a) Señales tempranas de advertencia

Las primeras señales de advertencia son indicaciones de una mayor presión de formación, lo que significa que el pozo queda desequilibrado si no se toman las medidas adecuadas. Estos se resumen a continuación:

3. Un aumento gradual en la ROP es una indicación de ingreso a formaciones de presión anormal. Del mismo modo, el peso en la broca también cambia, detectándose mediante una observación cuidadosa.
4. Los recortes de perforación a presión normal son de menor tamaño con bordes redondeados y generalmente son planos. Los recortes perforados en la formación de presión anormal a menudo se vuelven largos y astillados con bordes angulares. Se observa un cambio en la forma de corte junto con un aumento en la cantidad de recortes recuperados en superficie, indicando que la presión de formación en el pozo está aumentando.
5. El fluido de perforación que es desplazado por el influjo reducirá la flotabilidad del fluido de perforación, lo que resulta en un aumento de la carga en el gancho.
6. Cuando la presión en la formación aumenta más rápido que la presión hidrostática del lodo, los cortes de perforación y cavings se disociarán en el lodo, lo que aumentará la viscosidad del lodo y disminuirá la densidad del mismo.
7. La primera indicación de que se ha producido un influjo es el lodo cortado con gas en el anular del pozo. Sin embargo, esto puede no ser concluyente ya que el gas también puede provenir de los recortes de perforación.

b) Señales positivas de influjo

Los indicadores positivos de influjo indican que el gas ya ha entrado en el pozo. Cualquiera de ellos requiere de la aplicación de controles regulares de flujo.

8. Aumento del flujo de retorno (bombas encendidas): Después de las primeras señales de advertencia, la primera señal positiva de influjo es el aumento del caudal en la línea de flujo con las bombas encendidas. El aumento en la velocidad de flujo indica la entrada de cualquier fluido en el pozo.
9. Flujo del pozo (bombas apagadas): La verificación de flujo es un método confiable para verificar la patada de un pozo deteniendo las bombas. Si el pozo no fluye cuando las bombas se apagan y permanece estático durante dos o tres minutos, entonces no se produce un influjo.
10. Incremento en el volumen del tanque de lodo: Un aumento en el volumen de los tanques de lodo es una indicación positiva y obvia del flujo hacia el pozo.
11. Disminución de la presión de la bomba y aumento en los strokes de la bomba: En caso de influjo, existe una condición equilibrada entre el fluido en la tubería de perforación y la columna mixta de lodo e influjo en el anular. Para equipos que trabajan con corriente continua, la presión de circulación disminuye gradualmente con el choque de la bomba, y la velocidad de la bomba aumenta lentamente; mientras que, en los equipos que trabajan con corriente alterna las bombas no se aceleran, solo se observa la caída de presión de circulación en el sistema.

2.3 PROBLEMAS EN EL FLUIDO DE PERFORACIÓN

El fluido de perforación se encuentra circulando en todo el sistema y debido a la disociación y formación de hidratos, se genera gasificación y deterioro del fluido. Esto conduce a un bajo rendimiento del lodo de perforación, ya que, la invasión de gas en el lodo altera negativamente la densidad y sus propiedades reológicas, reduciendo así la eficiencia de limpieza del pozo. Cuando se disocian los hidratos de gas, no solo se presentan ingresos de gas al lodo, sino también agua, la cual debido a su alto contenido de cloruros puede afectar significativamente el fluido de perforación y su filtrado.

La información relacionada al impacto en el fluido de perforación cuando se disocian los hidratos es muy escasa, por lo tanto, se realiza una analogía de contaminación por gas y agua durante una perforación convencional, abordando la literatura que estudia dichos temas de manera independiente.

2.3.1 Gasificación del Lodo. Durante la perforación de formaciones con presencia de hidratos de gas, se presenta la gasificación del lodo como resultado de la disociación de los hidratos, reduciendo la columna de presión hidrostática. Pero puede que el hidrato no se disocie en su totalidad, sino que las partículas sólidas de hidrato se transporten en el fluido de perforación, aumentando las propiedades reológicas y generando altos valores de Densidad Equivalente de Circulación (Equivalent Circulation Density - ECD) y problemas de limpieza del pozo.

A medida que las partículas circulan hacia la superficie, la presión hidrostática disminuye, presentando la disociación de las partículas de hidratos y expansión del gas. Cuando ocurre la expansión del gas en el lodo, la densidad del lodo disminuye; por lo tanto, la densidad del lodo es más baja en superficie y se observa el fenómeno llamado “corte por gas”. Este fenómeno da la impresión de que el pozo está recibiendo un influjo, cuando en realidad no lo está¹².

En general, el corte por gas afecta muy poco la presión hidrostática de la columna total de lodo en el pozo, ya que la reducción de la densidad del lodo sólo ocurre en la superficie. Por eso es importante identificar cuando se presenta corte por gas o cuando se presenta influjo. Si el volumen del tanque no aumentó antes de que el gas apareciera en la línea de flujo, no se ha producido ningún influjo; el gas se está expandiendo en la superficie, pero debe ser manipulado con cuidado¹². A continuación, se presentan unos indicadores y tratamientos para cuando se presente corte por gas:

Indicadores²⁴:

12. Aspecto de lodo cortado.
13. El pozo no fluye después de parar la bomba.
14. Reducción del peso del lodo en la línea de flujo.

Tratamientos²⁴:

15. Aumentar el peso del lodo.
16. Desgasificar el lodo con equipos apropiados.

2.3.2 Contaminación por agua. El agua que ingresa al lodo de perforación, resultado de la disociación de hidratos, puede que no sea una gran cantidad, pero se presentan problemas dependiendo de la cantidad de sal que contenga el agua y del tipo de fluido de perforación que se esté utilizando.

a) Lodos Base Agua.

Cuando el fluido de perforación es lodo base agua, el principal problema radica en la gran cantidad de cloruros que pueda tener el agua contaminante. Para ello, se tienen unos indicadores y unos tratamientos cuando se contamina el lodo por agua salada:

Indicadores²⁴:

17. Aumento en la concentración de cloruros.
18. Cambio en la densidad del lodo.
19. Reducción en la alcalinidad.
20. Aumento del filtrado.
21. Revoque del filtrado más grueso/esponjoso.
22. Cambios de las propiedades reológicas.

²⁴ BAROID A HALLIBURTON COMPANY. Manual de Fluidos Baroid y Hojas con Datos de Productos de Baroid. Houston, Texas. 1998. pp. 479-489.

Tratamientos²⁴:

23. Aumentar la densidad del lodo.

24. Acondicionar el fluido con desfloculantes y soda cáustica.

b) Lodos Base Sintética

Cuando el fluido de perforación es lodo base sintética, este se ve alterado por cualquier tipo de agua que ingrese en el sistema. Es importante estar monitoreando continuamente los siguientes indicadores, para determinar cuándo se tiene contaminación por agua:

Indicadores²⁴:

25. Reducción del peso del lodo.

26. Lodo con aspecto opaco/granular.

27. Cambio en la relación Sintético/ Agua.

28. Agua en el filtrado.

29. Aumento en la viscosidad de embudo y plástica.

30. Reducción en la estabilidad eléctrica.

31. Sobresaturación con cloruro de calcio.

32. Agregado de sólidos.

Tratamientos²⁴:

33. Agregar fluido base.

34. Agregar emulsificante primario/segundario.

35. Agregar densificante.

36. Diluir el lodo con lodo nuevo.

37. Remover los sólidos Agregados.

2.4 CASOS DE ESTUDIO:

Caso 1 (Inestabilidad): Sudeste de Asia¹⁵

Este pozo se perforó en aguas profundas del sudeste asiático a 1109 m (3640 ft) de columna de agua. En esta región se confirmó la presencia de hidratos de gas mediante la observación de BSR durante un crucero oceanográfico académico y la extracción de núcleos que contenían muestras de hidratos.

Se presentaron algunos problemas menores durante la perforación, evidenciando un flujo de gas leve pero persistente, a través del cabezal del pozo en el revestimiento de superficie, mientras se perforaba el primer intervalo con riser. Además, tiempo después de la perforación, se observó grietas en el fondo marino cerca del pozo. Dichas grietas son consistentes con la liberación de gas debido a la disociación del hidrato, dando como resultado la inestabilidad del fondo marino.

Caso 2 (Influjo de gas): Norte de África¹⁵

Los siguientes dos ejemplos están ubicados a 45 km de distancia uno del otro en aguas ultraprofundas del Norte de África. Los pozos A y B están ubicados en columnas de agua de 2443 m (8015 ft) y 2448 m (8032 ft), respectivamente, en una zona donde se identificó la presencia hidrato de gas a partir del BSR.

Los registros de resistividad en los dos lugares indicaron la presencia de hidratos entre 2570 m (8432 ft) y 2645 m (8678 ft) en el pozo A, y entre 2570 m a 2606 m (8550 ft) en el pozo B. Se encontraron dificultades operativas menores como consecuencia de la disociación de los hidratos. Los problemas operativos fueron dos: el primer problema fue un ligero flujo de gas que sale en las conexiones de la tubería de perforación, al perforar la zona de hidratos de gas. El segundo problema fue un leve, pero continuo flujo de gas que salió entre el cabezal del

pozo y el revestimiento de superficie, mientras se perforaba el intervalo debajo de la zona de hidratos, igual que en el caso anterior.

Caso 3: India²⁵

La Expedición 02 del Programa Nacional de Hidratos de Gas (NGHP-02) se llevó a cabo del 3 de marzo al 28 de julio de 2015 frente a la costa oriental de la India. La meta principal de esta expedición fue explorar zonas de hidratos de gas altamente saturados en yacimientos de arena que se convertirían en objetivos para futuras pruebas de producción. Pero también se aprovechó para resaltar los desafíos enfrentados durante la perforación para las operaciones de corazonamiento / registro de pozo / operaciones con Probador Modular Dinámico de Formación (Modular Formation Dynamic Tester- MDT) y el riesgo potencial asociado con la perforación de hidratos de gas en la cuenca Krishna Godavari (KG) en alta mar de la India.

Los problemas operativos relacionados con problemas de inestabilidad en el pozo e influjo de gas, durante la perforación de hidratos de gas en la expedición NGHP-02 son:

38. Tubería de perforación atrapada en una gruesa capa de arena debido a la inestabilidad del pozo.
39. La herramienta MDT no pudo ingresar completamente en la formación debido a que las paredes del pozo se desprendieron o a una formación no consolidada.
40. Se observó una pequeña afluencia de gas sobre la cámara del Vehículo Operado Remoto (ROV) durante la perforación de la zona de hidratos, debajo del fondo marino.

²⁵ MOTGHARE, Prashant D., et al. Unconventional Hydrocarbons: Gas Hydrates-Drilling Challenges and Suitable Technology. En SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2017.

41. La herramienta de registro Wireline se atascó dentro de la tubería de perforación al extraer la herramienta de registro. (se observó el pozo fluyendo en la cámara ROV debido a la disociación de hidratos).

Las experiencias operacionales en NGHP-02 asociadas a la disociación de hidratos inducida por la perforación, se analizan a continuación. Debido a la confidencialidad, se omiten los nombres y ubicaciones reales de los pozos.

Pozo 1 (Inestabilidad)

Este ejemplo es de un pozo perforado en aguas profundas con una columna de agua de 2220 m (7283 ft). Mientras se perforaba la sección de 8 ½ " con agua de mar, a una profundidad de 2515 m (8250 ft), durante la inspección de las conexiones de la tubería de perforación, se observó el área de arenisca que contiene hidrato. Se encontró la base de la zona de hidratos de gas a una profundidad de 297 m bajo el suelo oceánico. Según el plan de perforación, fue necesario perforar otros 100 metros (329 ft) para obtener el punto de medición en todas las herramientas de registro ajustadas en el Ensamble de Fondo de Pozo (Bottom Hole Assembly – BHA). Pero cuando se alcanzó una profundidad de 2518.5 m, la sarta de perforación se "empacó" severamente después de perforar a través de una gruesa capa de arena y tomó más de cinco horas liberar el BHA del fondo del pozo. Se decidió abandonar el pozo debido al daño aparente del LWD - BHA y las condiciones inestables del pozo.

Pozo 2 (Inestabilidad)

Este ejemplo ilustra las dificultades enfrentadas durante la operación MDT. Los objetivos de la prueba son medir la presión de formación antes de la disociación de los hidratos de gas, la identificación del fluido de fondo del pozo, el muestreo de fluidos y proporcionar datos de flujo dinámico. Mientras se hacía la primera

prueba de MDT en aguas profundas, la herramienta alcanzó la sección de los sedimentos con hidratos, pero no pudo entrar completamente en la formación, debido al empaquetamiento del hueco o a una formación no consolidada.

En la segunda prueba de MDT tampoco fue posible colocar el “straddle pack” de la herramienta sobre el área de hidratos a 2465 m (8087 ft) (217 m bajo el suelo oceánico). Por lo tanto, se decidió llevar a cabo una prueba del straddle pack en la zona superior. Pero la bomba de la herramienta MDT falló al intentar inflar el empaque, debido a desprendimientos en el hueco o al colapso del pozo. Esto indicó que la condición del pozo empeoró debido a la formación no consolidada justo por encima de la zona de estabilidad del hidrato de gas, así lo confirmó el registro caliper del pozo.

Pozo 3 (Influjo de gas)

El pozo evaluado se perforó con una columna de agua de 1553 m (5094 ft) en aguas ultraprofundas de la cuenca Krishna Godavari con un espesor perforado de 239 m (784 ft) por debajo del fondo marino. Mientras se perforaba la sección de 8½ ", el registro durante la perforación (LWD) del pozo mostró valores de alto torque y empaquetamiento a dicha profundidad. Se bombeó lodo de matar y se sacó la sarta de perforación al fondo marino, la imagen del ROV mostró burbujas de gas saliendo desde el pozo. Se observó como la inestabilidad del pozo causada por la disociación del hidrato de gas produjo zonas de menor resistencia al cizallamiento donde el sedimento no está consolidado, lo que resulta en el empaquetamiento y la acumulación de gas cerca de la zona de estabilidad de los hidratos. Un fenómeno similar se observó en otros pozos que tenían una columna de agua más profunda de 2557m (8390 ft) y durante la operación de LWD mientras penetraban en la zona de estabilidad de hidrato, alrededor de 300 m (985 ft) bajo suelo oceánico. Cuando el hidrato se disocia, hay una reducción en la presión del fondo del pozo debido a cambios en la densidad del lodo a medida que

el gas disuelto se mezcla con el lodo y esto conduce al ensanchamiento o al colapso del pozo.

Pozo 4 (Influjo de gas)

Mientras se registró la imagen del micro escáner de formación (FMS) con Wireline, la herramienta se atascó dentro de un tubo de perforación de 5" a 1770 m (5804 ft). Con la cámara del ROV se observó que el pozo estaba fluyendo con poco gas. Se trató de establecer la circulación mediante el top drive, pero la presión se disparó; así que se intentó liberar el Wireline de la sarta de perforación, pero no fue posible.

Después de varios intentos fallidos, se decidió realizar la operación de pesca de corte y roscado inverso sobre el Wireline. Se observó que se formaron hidratos dentro de la zapata guía del Wireline debido al gas disociado, baja temperatura del mar cerca del lecho marino (3-5 °C), alta presión hidrostática y disponibilidad de agua que son condiciones favorables para la formación del tapón de hidrato de gas dentro de la sarta de perforación.

2.5 CONTROL DE RIESGOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE HIDRATOS

La principal causa de los problemas abordados anteriormente, se centra en la disociación de los hidratos de gas presentes en los sedimentos marinos. La mitigación de estos riesgos se puede lograr mediante la optimización de los fluidos de perforación, medidas de precaución y técnicas adecuadas para la perforación.

2.5.1 Optimización del fluido de perforación²⁶. El fluido de perforación está en contacto directo con los hidratos, y comprender el efecto inhibitor sobre la disociación de los mismos es importante para mitigar los riesgos durante las operaciones de perforación.

A continuación, se aborda un estudio de laboratorio realizado para comprender el efecto de algunos compuestos sobre la disociación de hidratos. Se seleccionó un inhibidor de disociación de hidratos idealizado basado en los resultados experimentales, considerando tanto el efecto inhibitor como la compatibilidad con el fluido de perforación. Se utilizó fluido base agua para observar la compatibilidad de los inhibidores.

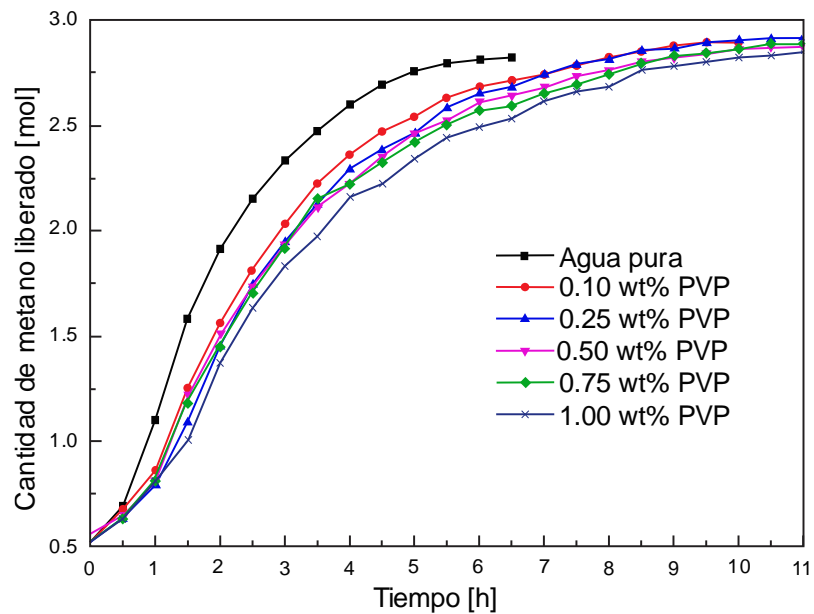
Los compuestos estudiados fueron inhibidores termodinámicos (Sales) e inhibidores cinéticos (Polivinilpirrolidona - PVP; Lecitina). Estos últimos se utilizaron en concentraciones bajas (0,1-1% en peso). Las sales inorgánicas promueven la disociación del hidrato porque la adición de sales desplaza la curva de equilibrio del hidrato hacia temperaturas más bajas y presiones más altas; por lo tanto, la fuerza impulsora para la disociación de hidratos aumenta. Esto se pudo comprobar con los resultados del experimento.

Los inhibidores cinéticos son polímeros que retardan la disociación de los hidratos debido a que se agrupan en la superficie del hidrato para formar una película que dificulta la transferencia de moléculas de agua y gas desde el volumen de hidratos a la fase líquida, lo que hace más lenta la disociación. Los resultados del experimento se pueden observar en la Figura 20 y Figura 21. La PVP redujo la velocidad de disociación de hidratos de 0,379 a 0,214 mol/h y aumento el tiempo total de disociación de 6,1 a 10,9 h, en la máxima concentración. La Lecitina, en

²⁶ ZHAO, Xin, et al. Inhibitory effect of water-based drilling fluid on methane hydrate dissociation. *Chemical Engineering Science*, 2019, vol. 199, p. 113-122.

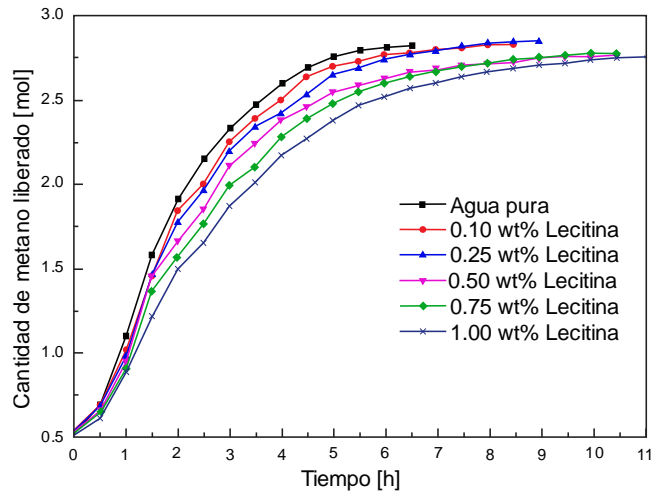
su máxima concentración, redujo la velocidad de disociación de hidratos de 0,379 a 0,216 mol/h y aumento el tiempo total de disociación de 6,1 a 10,4 h.

Figura 20. Cantidad de metano liberado a diferentes concentraciones de PVP.



Fuente: ZHAO, Xin, et al. Inhibitory effect of water-based drilling fluid on methane hydrate dissociation. Chemical Engineering Science, 2019, vol. 199, p. 113-122

Figura 21. Cantidad de metano liberado a diferentes concentraciones de Lecitina.



Fuente: ZHAO, Xin, et al. Inhibitory effect of water-based drilling fluid on methane hydrate dissociation. Chemical Engineering Science, 2019, vol. 199, p. 113-122

Una vez observada la eficiencia de los inhibidores cinéticos en la disociación de los hidratos, se evaluó la compatibilidad con los fluidos de perforación; el fluido de perforación debe mantener propiedades reológicas y de filtración estables, por lo que se analizó el efecto sobre las propiedades reológicas. La composición del fluido de perforación utilizado se encuentra en la Tabla 2.

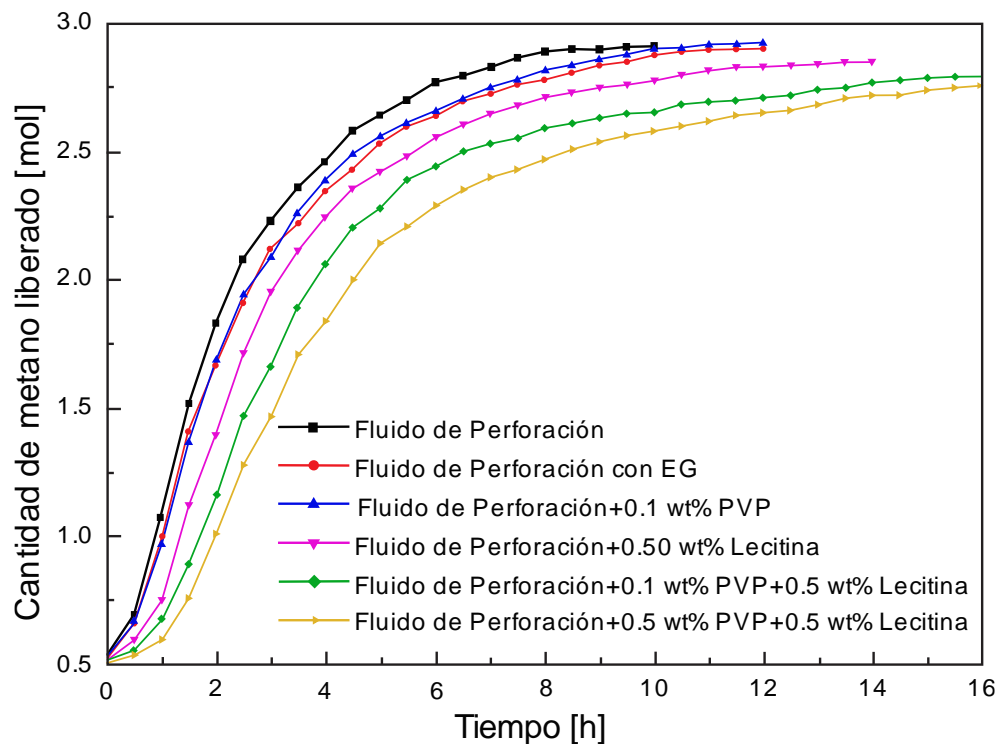
Tabla 2. Formulación típica del lodo base agua para perforación offshore.

Componente	Concentración [wt%]	Función
Bentonita	2.0	Viscosificante y Control de Filtrado
FA - 367	0.25	Viscosificante y encapsulador
PAC - LV	0.5	Control de Filtrado
SMP	2.0	Control de Filtrado
KCl	5.0	Inhibidor de Shale
NaCl	10.0	Inhibidor de Hidratos

Fuente: ZHAO, Xin, et al. Inhibitory effect of water-based drilling fluid on methane hydrate dissociation. Chemical Engineering Science, 2019, vol. 199, p. 113-122

El efecto de la PVP y la Lecitina en conjunto con el fluido de perforación sobre la disociación de hidratos se puede observar en la Figura 22. Los cambios en la reología causados por los inhibidores se observan en la tabla 3. Se puede observar como la adición de PVP afecta significativamente las propiedades reológicas, aumentando hasta 3 veces los valores, en su mayor concentración, y no es recomendable favorecer una alta reología. Por el contrario, la Lecitina no afecta significativamente la reología, por lo que se puede utilizar sin problema.

Figura 22. Cantidad de metano liberado con diferentes tipos de fluidos de perforación.



Fuente: ZHAO, Xin, et al. Inhibitory effect of water-based drilling fluid on methane hydrate dissociation. Chemical Engineering Science, 2019, vol. 199, p. 113-122

Tabla 3. Influencia de la PVP y Lecitina en las propiedades del fluido de perforación.

Concen. [wt%]	AV [mPa.s]		PV [mPa.s]		YP [Pa]		Gel [Pa]		FL _{API} [mL]	
	PVP	Lec.	PVP	Lec.	PVP	Lec.	PVP	Lec.	PVP	Lec.
0	23		15		8		1.5/2.5		6.2	
0.10	32	23.5	22	15	10	8.5	3/5	2/3.5	5.8	5.6
0.25	41.5	26	28	18	13.5	8	4/6.5	2/3.5	5.1	5.7
0.50	58	27.5	36	19	22	5.5	5/7.5	2/4	4.9	5.7
0.75	61	28.5	37	20	24	8.5	5/7.5	2/3.5	4.6	5.4
1.00	72	31	46	22	26	9	5.5/8.5	2.5/4	4.1	5.2

Fuente: ZHAO, Xin, et al. Inhibitory effect of water-based drilling fluid on methane hydrate dissociation. Chemical Engineering Science, 2019, vol. 199, p. 113-122

Con base en los resultados experimentales, al perforar a través de sedimentos que contienen hidratos, el uso de una combinación de 0,1% en peso de PVP y 0,5% en peso de Lecitina inhibe efectivamente la disociación de hidratos y no afecta significativamente las propiedades básicas del fluido de perforación. Las concentraciones de PVP y Lecitina pueden aumentarse para cumplir con los requisitos y lograr una mayor inhibición de la disociación de hidratos, pero deben considerarse las compatibilidades.

La Lecitina es un compuesto natural y no presenta ningún riesgo ambiental, teniendo una amplia variedad de aplicaciones en medicina, farmacia, cosmética y producción industrial. Por lo tanto, se puede aplicar en fluidos de perforación sin llegar a afectar los ecosistemas marinos.

2.5.2 Medidas de Prevención²⁵

1. Identificación exacta de la profundidad de la zona de hidrato en pozos perforados para el ajuste adecuado del revestimiento o para el diseño de otros pozos.

2. Para evitar la disociación de los hidratos y el colapso del pozo durante la perforación, se debe mantener una ventana de lodo adecuada evitando el colapso, pérdidas de circulación y fracturas en el pozo.
3. El uso de aditivos en los fluidos de perforación puede mitigar la disociación del hidrato que está presente en los poros de la formación. Inhibidores cinéticos como la Polivinilpirrolidona (PVP) y la Lecitina son usados como aditivos con el propósito de retardar la disociación del hidrato y la liberación de gas hacia el pozo, como se abordó anteriormente.
4. Se pueden tomar las siguientes prácticas de perforación seguras para reducir la disociación de los hidratos de gas durante la perforación:
 - a) Mantener parámetros de perforación óptimos para evitar la disociación de los hidratos de gas. La tasa de penetración (ROP), el peso sobre la broca (WOB) y la tasa de circulación del lodo son algunos parámetros que deben optimizarse para evitar la disociación. Los siguientes valores son óptimos durante la perforación en la sección que contiene hidratos; ROP: 15-20 metros por hora, caudal mínimo: 400 a 450 galones por minuto (GPM), Rotación por minuto: 80-90, WOB: 5000-10000 libras.
 - b) Mantener la tasa de circulación (GPM óptima para levantar los cortes de perforación y el gas) lo más bajo posible para reducir la temperatura y evitar la erosión de formaciones no consolidadas como las arcillas.
 - c) Mientras se circula el influjo de gas, usar un inhibidor termodinámico antes de que el influjo ingrese al estrangulador de tal manera que se evite la reformación de hidratos.
 - d) Perforar con un sistema de lodo refrigerado para mantener la temperatura del fondo del pozo por debajo de la temperatura de disociación de los hidratos y así evitar influjos de gas.

2.5.3 Técnicas adecuadas para la perforación de hidratos

Perforación a presión controlada (Managed Pressure Drilling - MPD)

MPD es un proceso de perforación adaptativo utilizado para controlar con precisión el perfil de la presión anular en todo el pozo. Los objetivos son determinar los límites del entorno de presión de fondo de pozo y controlar el perfil de presión hidráulica en el anular²⁷.

La presión efectiva del fondo del pozo siempre se mantiene igual a la presión del yacimiento. Debido a esto, pueden evitarse situaciones de influjo o pérdida de circulación, lo que reduce aún más el problema de inestabilidad del pozo debido a la disociación del hidrato y ayuda a responder rápidamente a los problemas del fondo del pozo si llegan a presentarse. Algunas ventajas de MPD para las formaciones con presencia de hidratos de gas son:

- Monitoreo y control preciso de la presión del pozo: El objetivo es monitorear los límites del entorno de presión de fondo de pozo y ajustar el perfil de presión anular de manera apropiada²⁵.
- La entrada de gas en el lodo está contenida: MPD generalmente evitará el flujo hacia el pozo, de manera similar a la perforación sobrebalanceada convencional. Cualquier entrada inesperada que ocurra durante el proceso de perforación será contenida de manera segura, utilizando un mecanismo cerrado adecuado evitando una mayor entrada de gas, al manipular la contrapresión a través del anular²⁵.
- Los influjos de gas, la pérdida de circulación y la pega diferencial son raras: Las diferentes herramientas y técnicas de MPD que existen fueron desarrolladas para limitar los influjos en los pozos, la pérdida de circulación y

²⁷ HANNEGAN, Don, et al. MPD-uniquely applicable to methane hydrate drilling. En SPE/IADC Underbalanced Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2004.

la pega diferencial, por lo que se necesitaría menos tubería de revestimiento para alcanzar la profundidad total del pozo²⁵.

Perforación con Casing (Casing While Drilling - CWD)²⁵

La perforación con revestimiento implica la perforación y la corrida del revestimiento de un pozo simultáneamente. El revestimiento se gira desde la superficie con un accionamiento superior mientras el fluido de perforación circula por el interior del revestimiento y sube por el anular, tal como el proceso utilizado para la perforación convencional. La formación de hidratos es bastante frágil y el pozo debe ser revestido lo más rápido posible. Un sistema de perforación de un solo viaje, que lleva el revestimiento con él y la posibilidad de cementación rápida, es una de las respuestas. En lugar de la tubería de perforación, se usa el revestimiento y se cementa en su lugar tan pronto como se perfora la parte superior de la sección de hidratos (Figura 23).

Durante la perforación con revestimiento, se observa el efecto de enyesado (plastering effect) que fortalece el pozo, evita la pérdida de circulación y mitiga el daño de la formación. El efecto de enyesado aumenta la contención de presión del pozo, ya que el poco espacio anular existente tritura los cortes de perforación en partículas más pequeñas que se adhieren a la cara de la formación, por lo tanto, sella los espacios de los poros. Este proceso continuo crea una torta de filtro de baja porosidad y baja permeabilidad en la pared del pozo, reduciendo o evitando pérdidas en la formación y ampliando efectivamente la ventana de peso operativo del lodo, que es crucial en el diseño de un pozo para la perforación de hidratos.

Figura 23. Perforación con casing.



Fuente: OTC 24617 Drilling with casing system continues successful drilling of permafrost sections in arctic circle of Western Siberia.

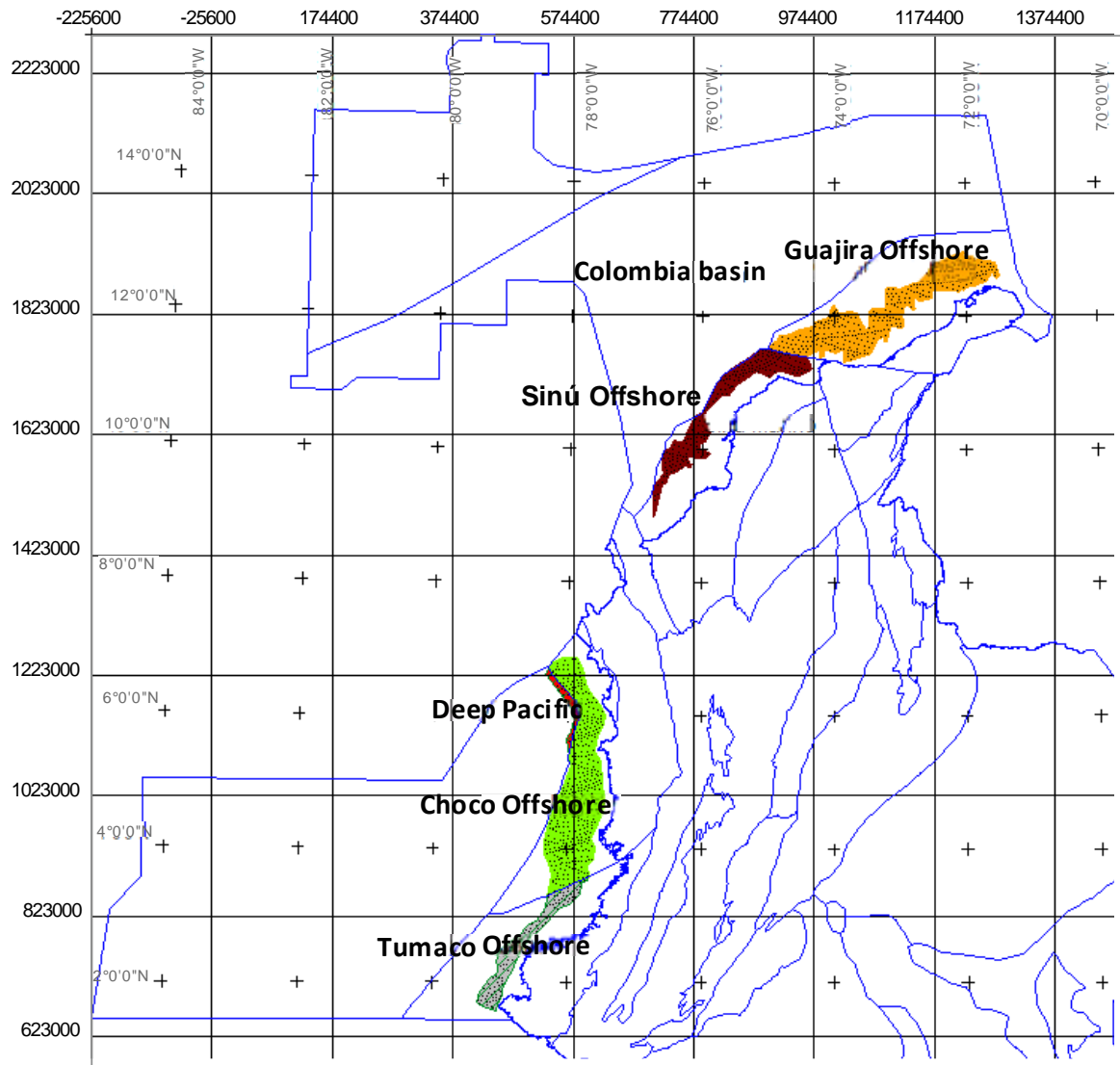
3. PLANTEAMIENTO DE LA PERFORACIÓN DE UN POZO OFFSHORE EN EL CARIBE COLOMBIANO ATRAVESANDO FORMACIONES DE HIDRATOS DE GAS – CUENCA SINÚ OFFSHORE.

3.1 RESERVAS DE HIDRATOS EN COLOMBIA⁸

Un estudio de consultoría para la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), dirigido por el profesor asociado Carlos Alberto Vargas de la Universidad Nacional de Colombia, tuvo como objetivo estimar todos los recursos hidrocarburíferos del país. El trabajo adopta un enfoque probabilístico, demostrando la posibilidad de encontrar hidratos de gas en las formaciones del offshore colombiano. Se utilizó información de líneas sísmicas de la ANH y cruceros científicos internacionales; y se interpretó el BSR en todo el offshore colombiano.

Una vez realizada la interpretación de las líneas sísmicas y del BSR, se demuestra que la existencia de hidratos de gas en las formaciones del offshore colombiano es real. Se realizó un mapa de las posibles áreas con presencia de hidratos (Figura 24), identificados en 6 cuencas del Caribe y Pacífico colombiano: Guajira Offshore, Sinú Offshore, Cuenca Colombia, Chocó Offshore, Tumaco Offshore y Pacífico Profundo. El potencial de gas metano asociado a hidratos de gas en Colombia, sin contar las áreas restringidas debido a la presencia de reservas ambientales, se encuentra en un rango de 4,89 – 75,63 Tpc (Terapias cúbicas de gas); estos resultados se subestimaron debido a que no se tiene una cobertura sísmica adecuada que permita una estimación más precisa del potencial de los hidratos de metano.

Figura 24. Polígonos para las áreas donde se interpretó el BSR.



Fuente: VARGAS, Carlos. Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de ciencias, Research Group in Geophysics. April 2012. pp.77-106

3.2 ANTECEDENTES DE PERFORACIÓN EN LA CUENCA SINÚ OFFSHORE

La Cuenca Sinú Offshore está localizada en la cuenca marginal Colombo - Caribe, al noroccidente del país. Limita al noreste con la Falla de Oca, al noroeste con el Cinturón Deformado del Caribe Sur, al sureste con la actual Costa Atlántica colombiana y al suroeste con el Sistema fallas de Uramita²⁸.

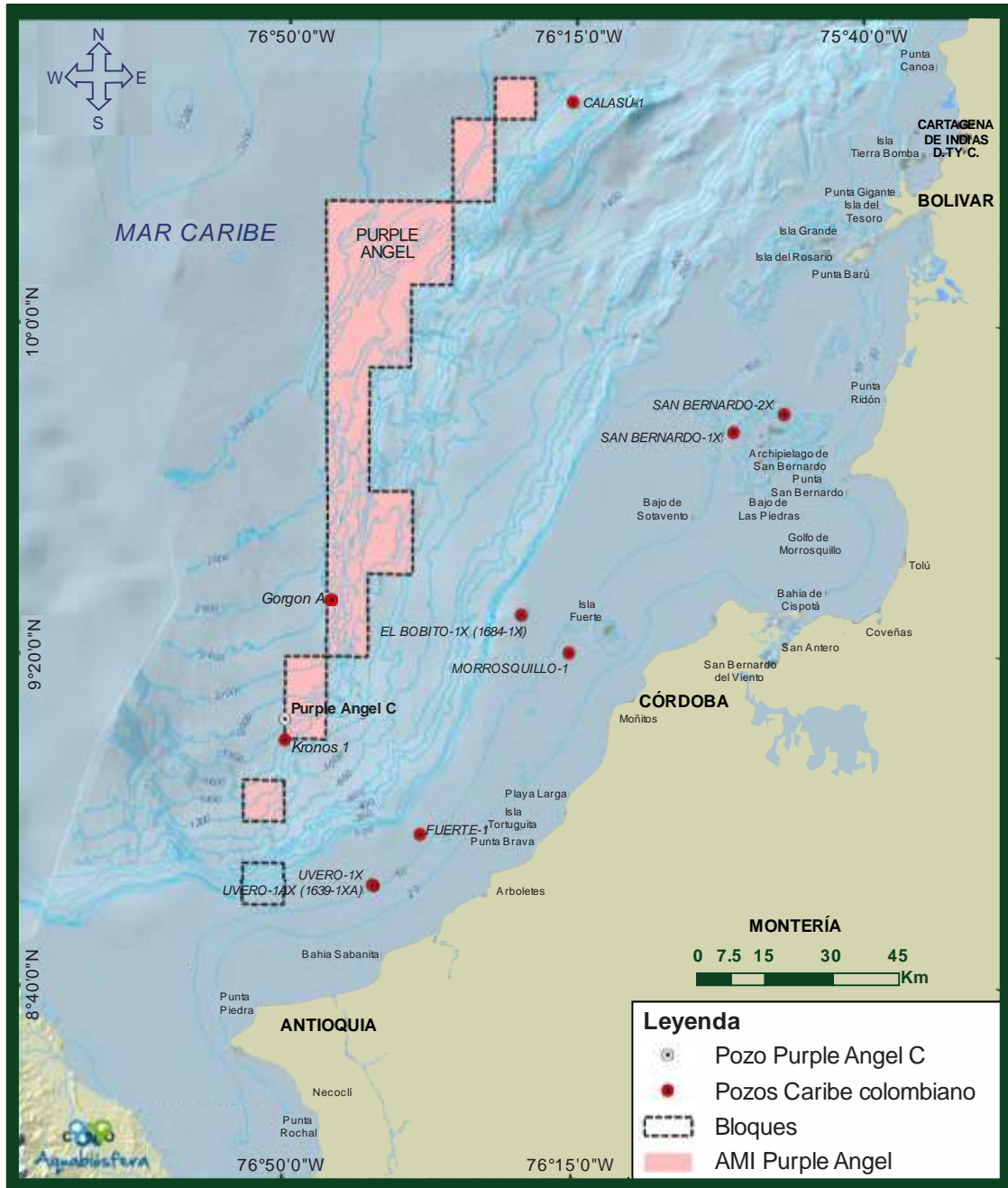
La estructuración de la cuenca consiste en una serie de pliegues relacionados con fallas contractivas de borde noroeste y diapiros de lodo asociados. El sistema petrolífero está constituido como roca generadora por las formaciones Cansona y Cienaga de Oro (acumulaciones de gas), roca reservorio por paquetes de areniscas de las formaciones San Cayetano, Arroyo seco y Toluviejo; y roca sello por arcillolitas de las formaciones Tubará y Corpa²⁸.

La perforación exploratoria en el Caribe colombiano inició a finales de los años 60, pero con el transcurrir de los años fue perdiendo protagonismo y el interés en este tipo de yacimientos disminuyó en gran medida por el descubrimiento de grandes reservas en el territorio nacional. En las décadas de los 60 y 70, se perforaron siete (7) pozos exploratorios de hidrocarburos en la cuenca Sinú Offshore, todos en aguas someras y cuyas características principales se incluyen en la Tabla 4. En la última década se han perforado cinco (5) pozos en esta misma área, con uno de ellos en aguas someras y los demás en aguas ultraprofundas. En la Figura 25, se muestra la ubicación geográfica de los pozos perforados en la cuenca Sinú Offshore²⁹.

²⁸ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Evaluación de las cuencas y estructuración de escenarios de oferta de hidrocarburos convencionales y no convencionales. Unión temporal prospección upme 2018. V.4. pp. 312-340.

²⁹ ANADARKO y AQUABIOSFERA. 2016. Plan de Manejo Ambiental específico para el pozo exploratorio Purple Angel C, Caribe colombiano. Elaborado por Aquabiósfera S.A.S. para Anadarko Colombia Company y Anadarko Petroleum Company. Bogotá, D.C. Paginación variada. Once capítulos + anexos

Figura 25. Ubicación de los pozos perforados en la cuenca Sinú Offshore.



Fuente: ANADARKO y AQUABIOSFERA.. Plan de manejo ambiental específico para el pozo Kronos 1, Área de Perforación Exploratoria Marina Fuerte Sur (Caribe Colombiano). AQUABIÓSFERA S.A.S para Anadarko colombia company sucursal colombia y anadarko petroleum company. Bogotá, D.C. Paginación variada. Nueve capítulos. 2014

Tabla 4. Primeros pozos exploratorios perforados en la cuenca Sinú Offshore.

Nombre del pozo	Fuerte 1	Morros -quillo 1	San Bernardo 2X	San Bernardo 1X	Uvero 1X	Uvero 1AX	El Bobito 1X
Año	1979	1978	1971	1971	1969	1969	1969
Clasificación según Lahee	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3
Tipo de Pozo	Vertical	Vertical	Vertical	Vertical	Vertical	Vertical	Vertical
Longitud	-76,558	-76,258	-75,825	-75,928	-76,653	-76,651	-76,355
Latitud	8,976	9,344	9,825	9,788	8,875	8,873	9,418
Estado del Pozo	Todos los pozos están abandonados						

Fuente: ANADARKO y AQUABIOSFERA.. Plan de manejo ambiental específico para el pozo Kronos 1, Área de Perforación Exploratoria Marina Fuerte Sur (Caribe Colombiano). AQUABIÓSFERA S.A.S para Anadarko colombia company sucursal colombia y anadarko petroleum company. Bogotá, D.C. Paginación variada. Nueve capítulos. 2014

Los pozos perforados en los últimos años son:

Mapalé 1: Perforado con una profundidad de columna de agua de 40 m, en el año 2012 por la empresa Equión Energy en asociación con Ecopetrol y Petrobras.

Calasú 1: Pozo exploratorio perforado a una profundidad de 2.254 m de columna de agua, en el año 2015 por la empresa Anadarko Colombia Company en asociación con Ecopetrol.

Kronos 1: Se perforó con una profundidad de columna de agua de 1.584 m, en el año 2015 por la empresa Anadarko Colombia Company en asociación con Ecopetrol.

Gorgon 1: Se perforó con una profundidad de columna de agua de 2.316 m, en el año 2017 por la empresa Anadarko Colombia Company en asociación con Ecopetrol.

Purple Angel 1: Se perforó con una profundidad de columna de agua de 1.835 m, en el año 2017 por la empresa Anadarko Colombia Company en asociación con Ecopetrol.

3.3 UBICACIÓN DEL PROSPECTO DEL POZO UIS-OFF

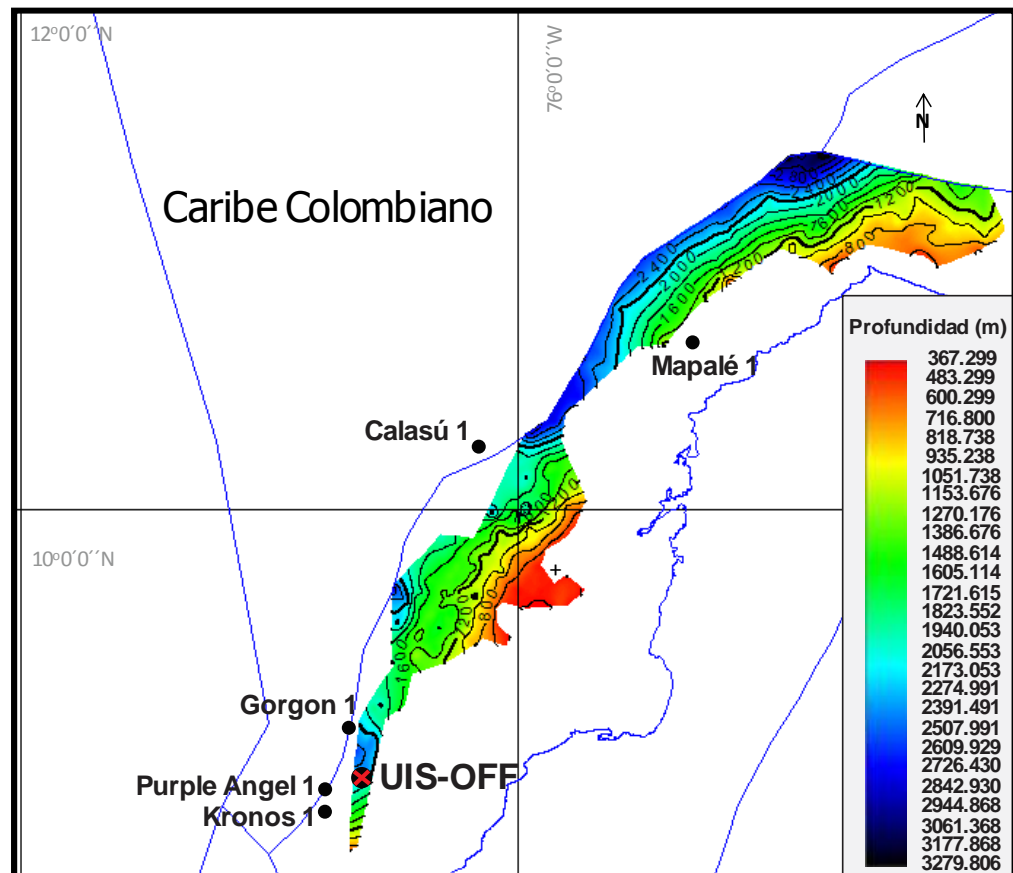
Debido a la limitada información que se conoce de la exploración offshore Colombiana, se presenta un caso hipotético, en donde se asumen algunas características y situaciones, analizando la información preoperativa de los pozos perforados en los últimos años²⁹, y finalmente se hace un planteamiento de condiciones que permitan el mejor desempeño de la perforación de un pozo offshore que atravieze sedimentos con hidratos de gas. Este pozo hipotético estará ubicado en la provincia gasífera del Caribe colombiano, debido a que la mayor parte de la información asequible del Caribe colombiano es de dicha área.

Para la ubicación del pozo UIS-OFF, se utilizan los mapas del estudio realizado por el profesor Carlos Vargas⁸, de la cuenca Sinú Offshore, en donde se demostró la existencia de hidratos en Colombia; además, se ubicaron los pozos perforados en los últimos años en esta cuenca (Figura 26, Figura 27, Figura 28). La ubicación de todos los pozos en los mapas se logró con la ayuda del software especializado Magna Pro 4.2 del Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC).

Los criterios de selección para la ubicación del pozo UIS-OFF son los siguientes:

- Ubicar el pozo dentro del área de la lectura del BSR, lo cual aumenta las probabilidades de encontrar hidratos durante la perforación. Además, se ubica cerca a los pozos Gorgon 1, Kronos 1 y Purple Angel 1 (Provincia gasífera).
- Garantizar una columna de agua similar a la de los pozos perforados, ya que esto permite hacer analogías de las condiciones que se pueden presentar.
- Identificar un espesor considerable de hidrato, siendo esta una de las condiciones críticas para que se presente los problemas durante la perforación de este tipo de formación.

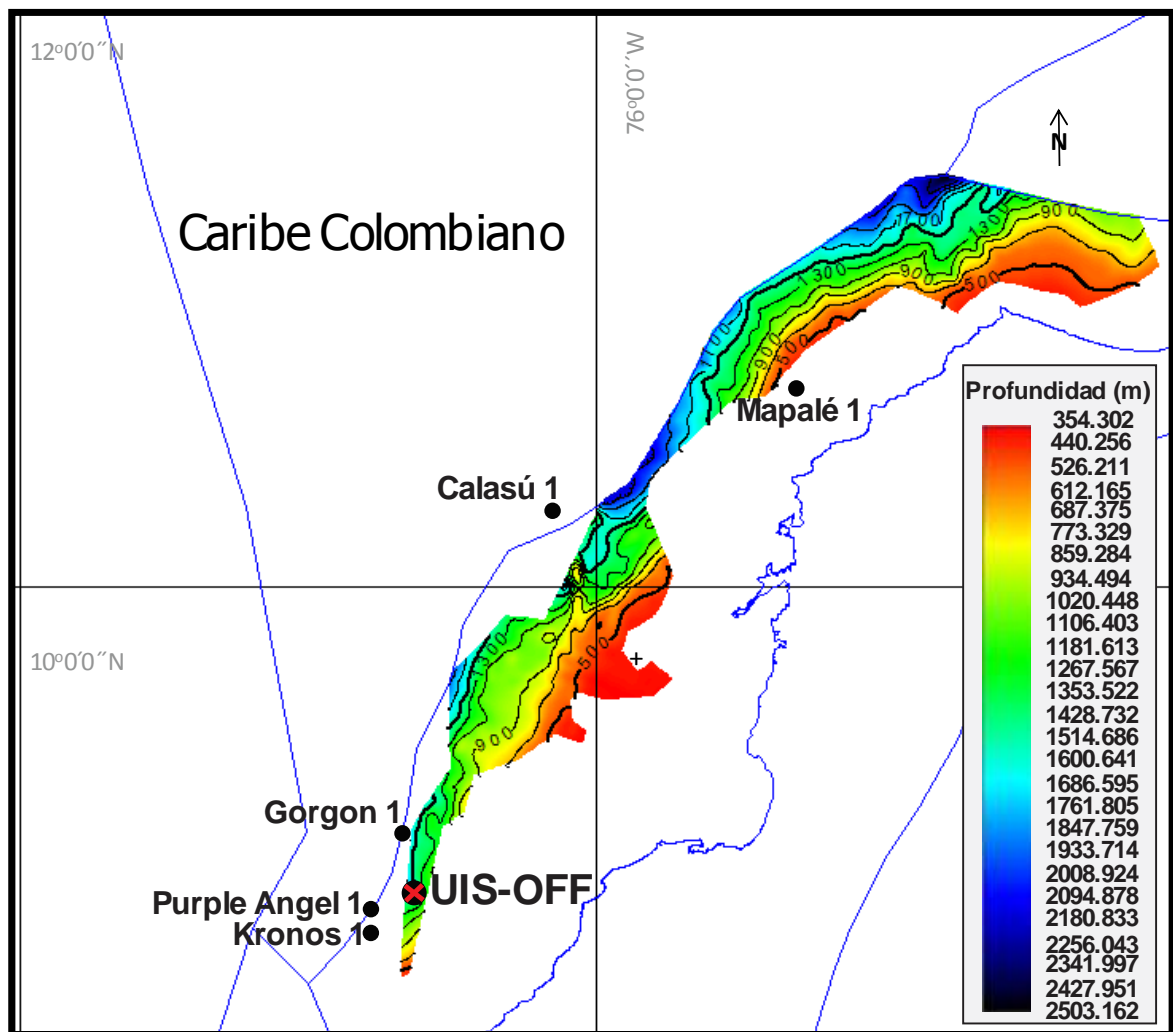
Figura 26. Mapa del BSR para la cuenca Sinú Offshore.



Fuente: VARGAS, Carlos. Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de ciencias, Research Group in Geophysics. April 2012. pp.77-106

La Figura 26 es el mapa de la indicación del BSR, el cual representa la base o límite inferior de la zona de hidratos de gas. En esta cuenca, el BSR proporcionó profundidades que variaron desde 0,4 km (color rojo de la escala) en el área más cercana a la costa hasta aproximadamente 3 km al norte (color azul oscuro) (1312-9842 ft). Para el pozo UIS-OFF se puede interpretar que la base de hidratos estará aproximadamente a 2400 m.

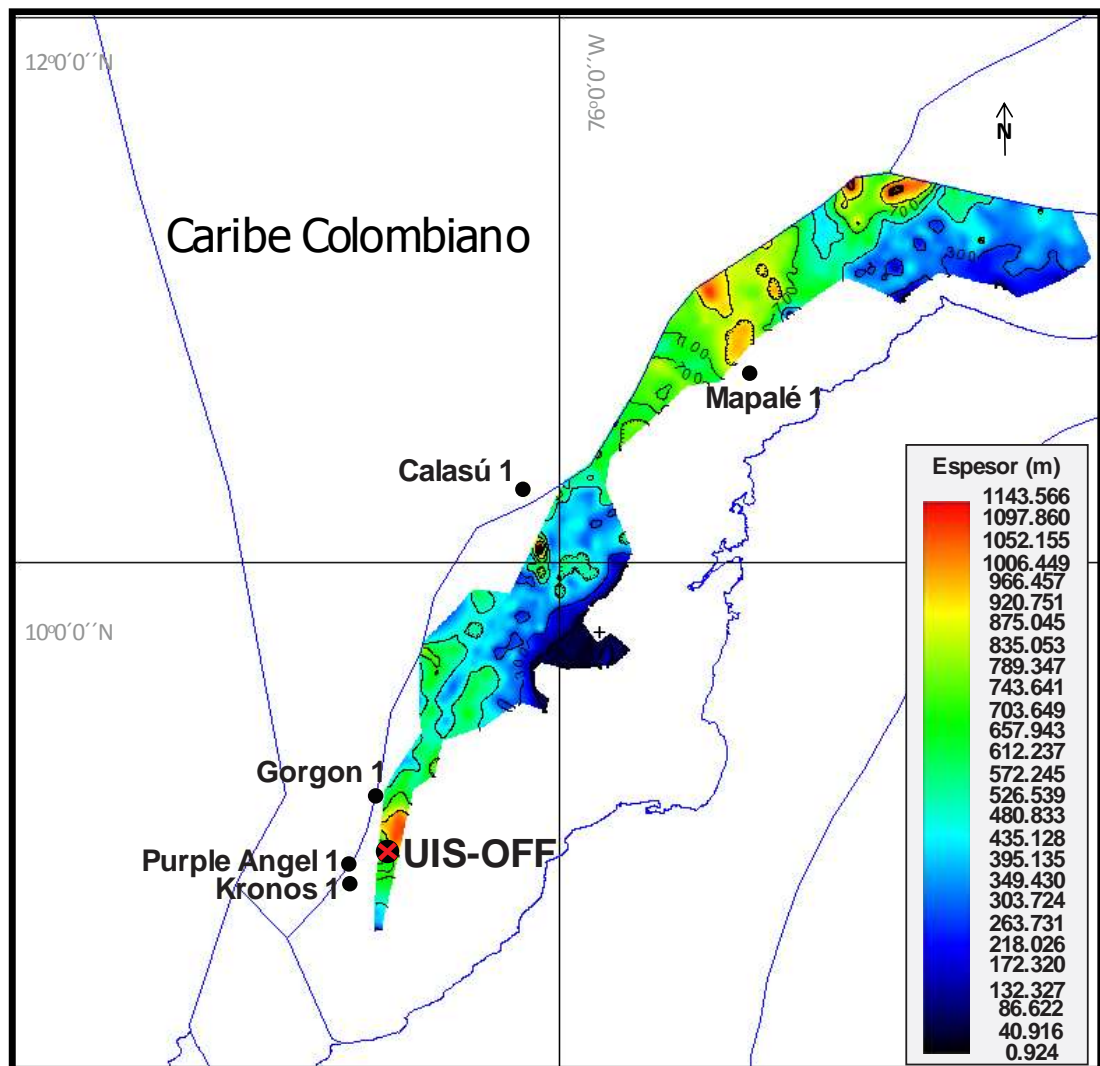
Figura 27. Mapa del límite de área de hidratos para la cuenca Sinú Offshore.



Fuente: VARGAS, Carlos. Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de ciencias, Research Group in Geophysics. April 2012. pp.77-106

La Figura 27 representa el límite superior de la zona de hidratos, siendo este la profundidad del fondo oceánico. Este mapa tiene la misma tendencia que el BSR, con profundidades que variaban de 0,3 km (color rojo de la escala) hasta cerca de 2,5 km (color azul oscuro) (984-8202 ft). Para el pozo UIS-OFF la lectura del fondo oceánico se encuentra aproximadamente a 1700 m.

Figura 28. Mapa isópaco del área de hidratos para la cuenca Sinú Offshore.



Fuente: VARGAS, Carlos. Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de ciencias, Research Group in Geophysics. April 2012. pp.77-106

La Figura 28 representa el espesor de la zona de hidratos, el cual oscila entre unos pocos metros en el área más cercana a la costa (color azul oscuro) y alrededor de 1.000 m (color rojo) (3280 ft). Para el pozo UIS-OFF tenemos un espesor de hidratos aproximado de 700 m. Con esta información se puede estimar que en este punto, la zona de hidratos se encuentra entre 1700 y 2400 m.

Aunque los pozos Gorgon 1 y Purple Angel 1 se encuentran fuera de la zona de hidratos interpretada por el BSR, en el estado mecánico mostrado en la planeación para la perforación de estos pozos, se observa la identificación de hidratos (ver Anexo A y Anexo B). A continuación se presentan los datos básicos del pozo UIS-OFF, cabe resaltar que los datos no son exactos, ya que es un caso hipotético (Tabla 5).

Tabla 5. Datos principales del pozo exploratorio UIS-OFF.

Pozo	UIS-OFF (vertical)
Clasificación Lahee	Exploratorio
Bloque	Purple Angel (AMI-PA)
Lugar de perforación	Mar Caribe Colombiano
Longitud	W = 76°42'35"
Latitud	N = 9°15'10"
Lámina de agua (m)	1700
Mesa rotatoria (m)	25
Profundidad objetivo TVD (m)	4600
Taladro	Drill Ship

Para el Pozo UIS-OFF se plantea la perforación de un pozo vertical con una profundidad aproximada de 4600 m, tomando como base los boletines de prensa publicados por Ecopetrol S.A. en donde se evidencia que las zonas productoras

en la provincia gasífera se encuentran a menores profundidades (3600 a 4400 m)³⁰. En la planteamiento se tendrán en cuenta los siguientes ítems:

- Unidad de perforación.
- Estado Mecánico.
- Programa de fluidos de perforación.
- Programa de perforación.
- Diseño de BOP's.

3.4 UNIDAD DE PERFORACIÓN²⁹

Para la perforación del pozo UIS-OFF se utilizará una Unidad Móvil de Perforación Offshore (Mobile Offshore Drilling Unit- MODU) similar a la mostrada en la figura 29, con la cual se perforaron los pozos de la provincia gasífera. Esta unidad es un buque perforador (Drilling ship) de sexta generación. Cuenta con doble torre de perforación y está diseñado para operaciones en aguas profundas y ultraprofundas lejanas de la costa, ideal para operaciones con una columna de agua de hasta 3650 m (12.000 ft) y una profundidad objetivo de 12.000 m (40.000 ft). Opera mediante un sistema de posicionamiento dinámico compuesto por propulsores de azimut de orientación fija y variable, que funcionan basados en el procesamiento computacional de información de localización, proporcionada por satélite (tipo GPS).

³⁰ ECOPETROL S.A. Éxito exploratorio en Gorgon confirma nueva provincia gasífera en aguas profundas del Caribe colombiano. [En línea]. Publicado 3 de mayo 2017. (Recuperado 20 de Octubre 2019). Disponible en: <https://cutt.ly/ce8vOMU>.

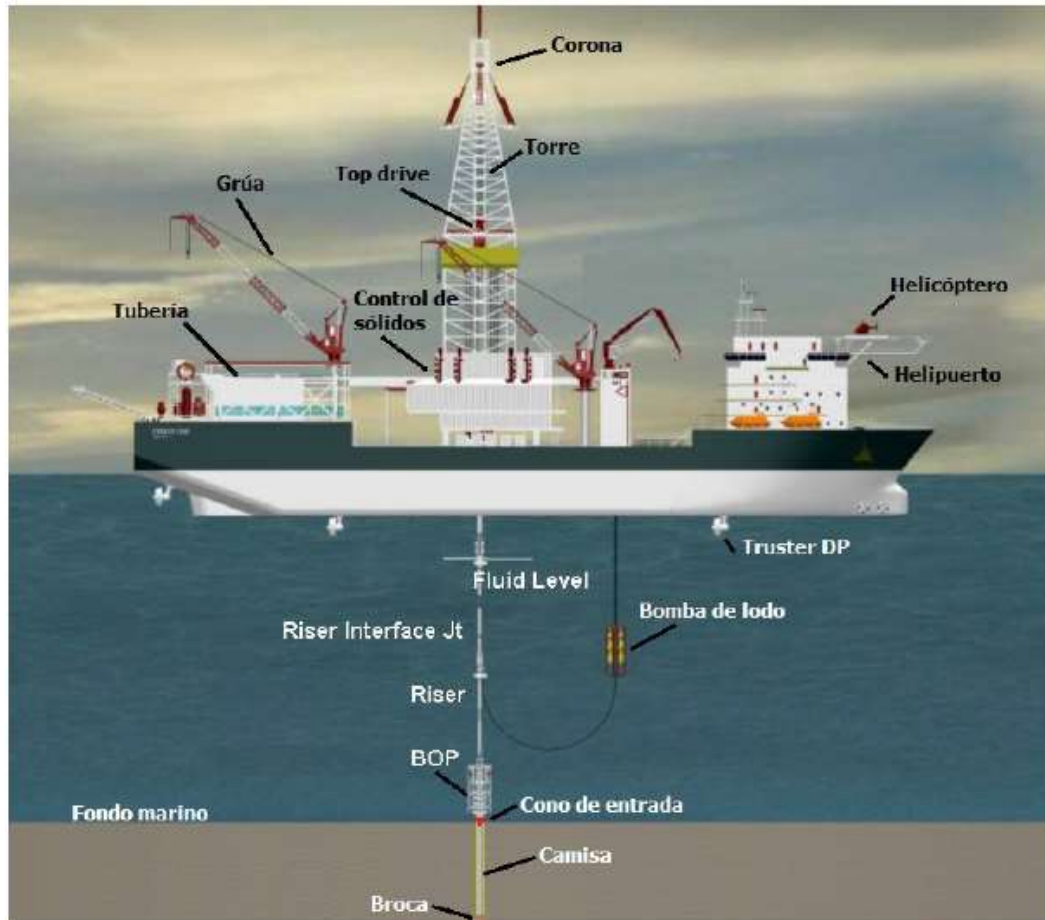
Figura 29. MODU exploratoria marina Bolette Dolphin.



Fuente: ANADARKO y AQUABIOSFERA.. Plan de manejo ambiental específico para el pozo Kronos 1, Área de Perforación Exploratoria Marina Fuerte Sur (Caribe Colombiano). AQUABIÓSFERA S.A.S para Anadarko colombia company sucursal colombia y anadarko petroleum company. Bogotá, D.C. Paginación variada. Nueve capítulos. 2014

La unidad de perforación está diseñada de tal manera que durante la operación, el desplazamiento del buque con respecto al punto de perforación será mantenido dentro de los límites operacionales para asegurar la integridad de la perforación. De manera general, una unidad de perforación marítima está compuesta por un taladro y una serie de equipos e instalaciones de apoyo que permiten desarrollar las operaciones de perforación de la mejor manera, como lo son: equipo de agua potable, tanques de almacenamiento, sistema de tratamiento de lodos, sistema de control de sólidos, equipos de emergencia, helipuerto, bodega y talleres, alojamiento y servicios complementarios, entre otros (Figura 30).

Figura 30. Principales equipos de un buque de perforación exploratoria.



Fuente: ANADARKO y AQUABIOSFERA. Plan de Manejo Ambiental específico para el pozo exploratorio Purple Angel C, Caribe colombiano. Elaborado por Aquabiósfera S.A.S. para Anadarko Colombia Company y Anadarko Petroleum Company. Bogotá, D.C. Paginación variada. Once capítulos + anexos 2016.

3.5 ESTADO MECÁNICO DEL POZO

Para el planteamiento del estado mecánico del pozo UIS-OFF, se analizó la información de los estados mecánicos de los pozos Gorgon 1, Kronos 1 y Purple Angel 1. En la tabla 6, tabla 7, se presentan los datos más relevantes de cada pozo.

Tabla 6. Información de las secciones del pozo Gorgon 1.

Gorgon 1							
Sección	Profundidad Zapato [m]	Espesor [m]	Lectura BSR [m]	Hueco	Casing	Liner	
				Diámetro		Diámetro	Colgador [m]
Columna agua	-----	2344	-----	-----	-----	-----	-----
1	2406	62	-----	42"	36"	-----	-----
2	2876	470	2926	26"	22"	-----	-----
3	3276	400		22"	-----	18"	2675
4	3650	374	-----	16-1/2"	13-5/8"	-----	-----
5	4076	426	-----	12-1/4"	-----	9-5/8"	3600
6	4576	500	-----	8-1/2"	-----	7"	4000

Fuente: ANADARKO y AQUABIOSFERA. Plan de Manejo Ambiental específico para el pozo exploratorio Purple Angel C, Caribe colombiano. Elaborado por Aquabiósfera S.A.S. para Anadarko Colombia Company y Anadarko Petroleum Company. Bogotá, D.C. Paginación variada. Once capítulos + anexos 2016.

Tabla 7. Información de las secciones del pozo Kronos 1.

Kronos 1							
Sección	Profundidad Zapato [m]	Espesor [m]	Lectura BSR [m]	Hueco	Casing	Liner	
				Diámetro		Diámetro	Colgador [m]
Columna agua	-----	1610	-----	-----	-----	-----	-----
1	1667	57	-----	42"	36"	-----	-----
2	2025	358	-----	32"	28"	-----	-----
3	2330	305	-----	26"	22"	-----	-----
4	3105	775	-----	20"	-----	16"	2007
5	3785	680	-----	17-1/2"	13-5/8"	-----	-----
6	4575	790	-----	14-3/4"	-----	11-3/4"	3685
7	5150	575	-----	12-1/4"	-----	9-5/8"	3635
8	5875	725	-----	8-1/2"	-----	7"	5050

Fuente: ANADARKO y AQUABIOSFERA. Plan de Manejo Ambiental específico para el pozo exploratorio Purple Angel C, Caribe colombiano. Elaborado por Aquabiósfera S.A.S. para Anadarko Colombia Company y Anadarko Petroleum Company. Bogotá, D.C. Paginación variada. Once capítulos + anexos 2016.

Tabla 8. Información de las secciones del pozo Purple Angel 1.

<i>Purple Angel 1</i>							
Sección	Profundidad Zapato [m]	Espesor [m]	Lectura BSR [m]	Hueco	Casing	Liner	
				Diámetro		Diámetro	Colgador [m]
Columna agua	-----	1850	-----	-----	-----	-----	-----
1	1912	62	-----	42"	36"	-----	-----
2	2450	538	2660	26"	22"	-----	-----
3	2850	400		22"	-----	18"	1960
4	3925	1075	-----	16-1/2"	14"	-----	-----
5	4600	675	-----	12-1/4"	-----	9-7/8"	3825

Fuente: ANADARKO y AQUABIOSFERA. Plan de Manejo Ambiental específico para el pozo exploratorio Purple Angel C, Caribe colombiano. Elaborado por Aquabiósfera S.A.S. para Anadarko Colombia Company y Anadarko Petroleum Company. Bogotá, D.C. Paginación variada. Once capítulos + anexos 2016.

Para el planteamiento del pozo UIS-OFF se tomó como referencia Purple Angel 1 donde la lectura de BSR es de 2660 m y una columna de agua de 1850 m. El diseño del estado mecánico del pozo UIS-OFF se plantea partiendo de la información presentada en la Tabla 9, la cual sirve como base para realizar la ventana de lodos para el pozo Purple Angel 1 y de manera análoga la ventana de lodos para el pozo UIS-OFF.

Tabla 9. Densidades de lodo equivalentes de presión de formación y presión de fractura en el pozo Purple Angel 1.

<i>Purple Angel-1</i>				
Sección	Intervalo (m)	Tipo de lodo	Densidad equivalente de formación (ppg)	LOT (ppg)
Columna agua	0-1850			
1	1850-1912	Agua de mar	8,6	
2	1912-2450	WBM	9	11
3	2450-2850	NADF	10,2	12,1

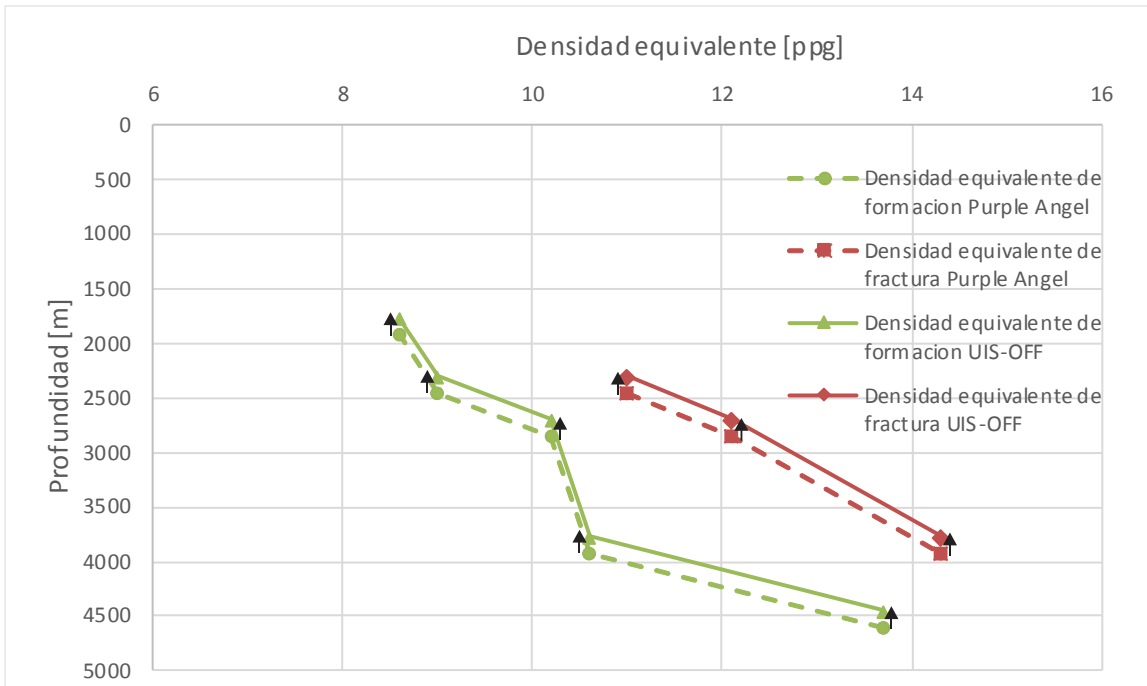
Purple Angel-1				
Sección	Intervalo (m)	Tipo de lodo	Densidad equivalente de formación (ppg)	LOT (ppg)
4	2850-3925	NADF	10,6	14,3
5	3925-4600	NADF	13,7	

Fuente: ANADARKO y AQUABIOSFERA. Plan de Manejo Ambiental específico para el pozo exploratorio Purple Angel C, Caribe colombiano. Elaborado por Aquabiósfera S.A.S. para Anadarko Colombia Company y Anadarko Petroleum Company. Bogotá, D.C. Paginación variada. Once capítulos + anexos 2016.

La ventana de lodos para el pozo UIS-OFF se plantea de la siguiente manera:

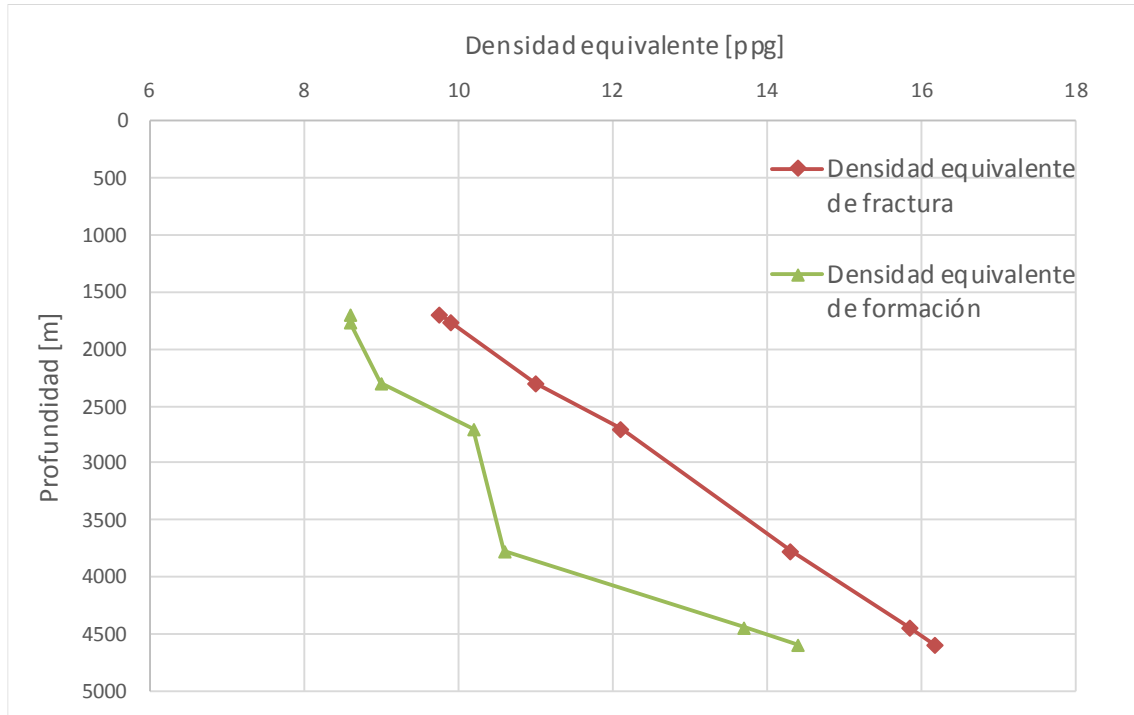
1. Se construye la ventana de lodos para el pozo Purple Angel 1, asumiendo que el peso de lodo usado en cada intervalo, corresponde a la densidad de lodo equivalente de formación; y el valor de LOT como valor equivalente de fractura.
2. Debido a que la profundidad del lecho marino del pozo UIS-OFF es diferente a la de Purple Angel 1, se trasladan las curvas de formación y fractura como se muestra en la Figura 31, asumiendo que las condiciones de presión para el pozo UIS-OFF son similares.

Figura 31. Desplazamiento de la ventana de lodos del pozo Purple Angel 1 al UIS-OFF.



3. Las curvas para las densidades equivalentes de formación y fractura no están completas, debido a que los datos en la Tabla 9 no son suficientes. Para completar las curvas se hacen extrapolaciones lineales, y de esta manera se termina de construir la ventana de lodos para el pozo UIS-OFF (ver Figura 32).

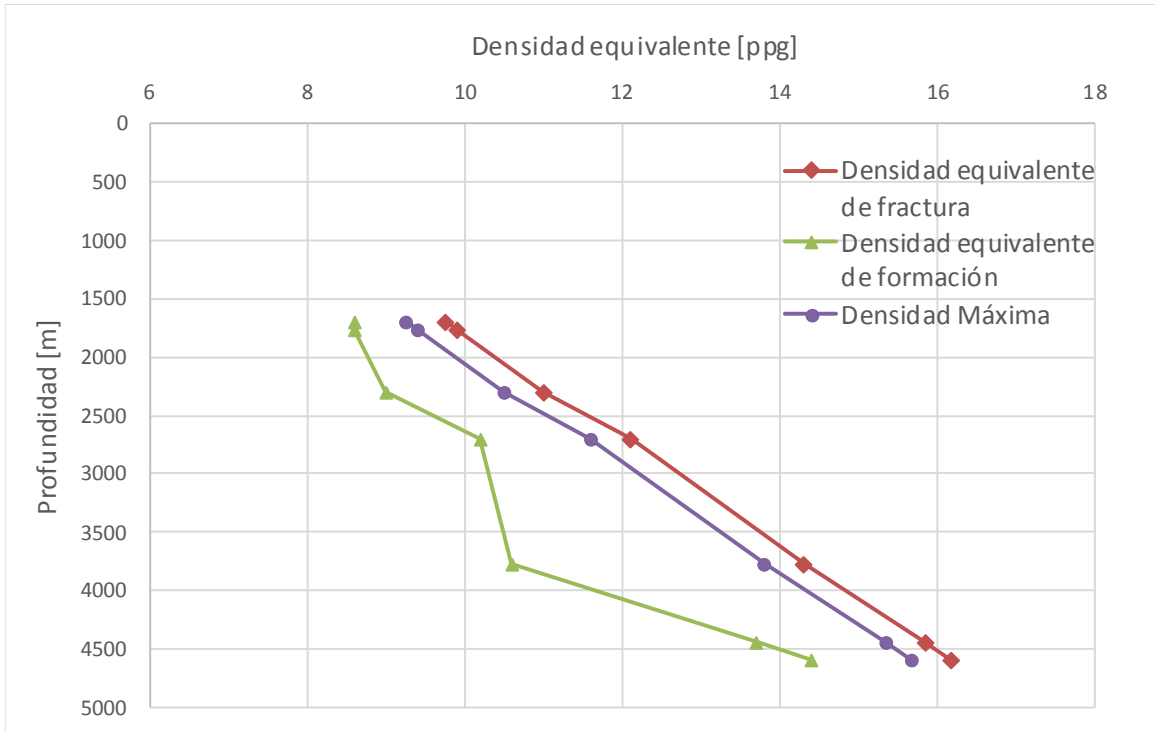
Figura 32. Ventana de lodos pozo UIS-OFF.



Diseño de profundidad de asentamiento de revestimientos

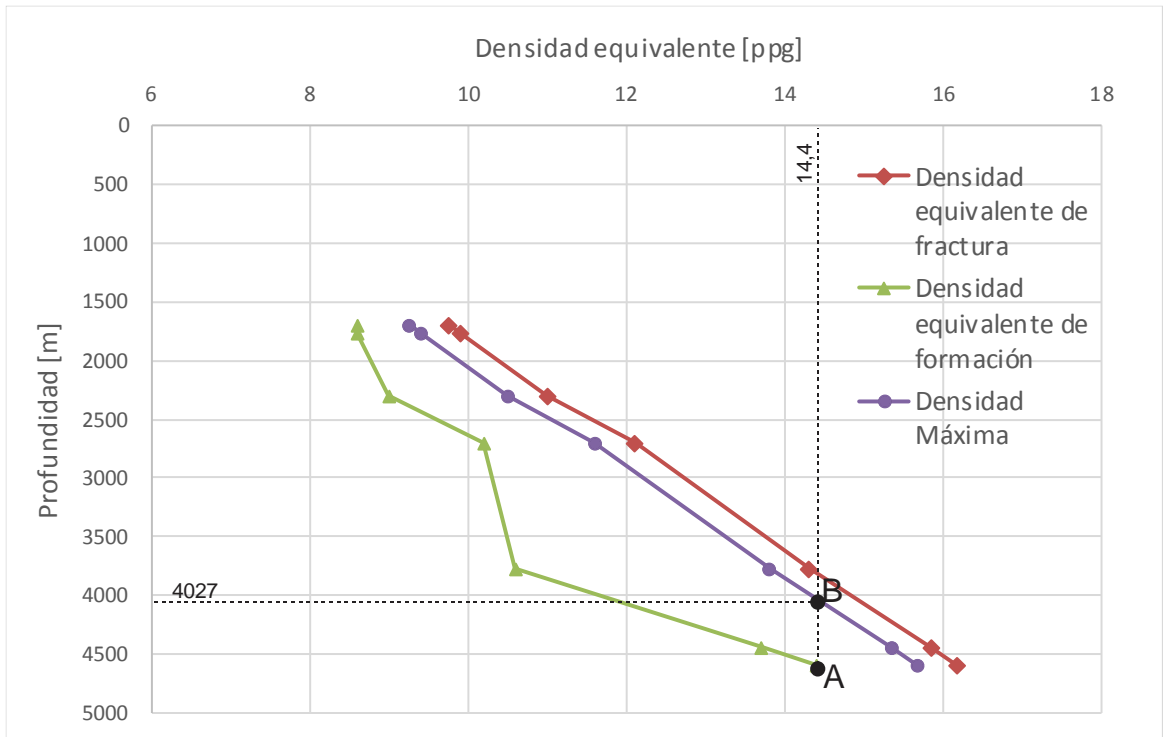
En la Figura 32, la línea verde y la línea roja no tienen el factor de seguridad; por lo tanto, el primer paso para el diseño del asentamiento del revestimiento, es aplicar un margen de seguridad. Al gradiente de formación (curva verde) no se le aplica factor de seguridad, ya que estos valores de peso equivalente de lodo fueron los planeados para la perforación del pozo Purple Angel 1, por lo que ya cuentan con un factor de seguridad; al gradiente de fractura se le restó un valor de 0,5 ppg (curva violeta). (Figura 33)

Figura 33. Ventana de lodos pozo UIS-OFF con factor de seguridad 0,5 ppg.



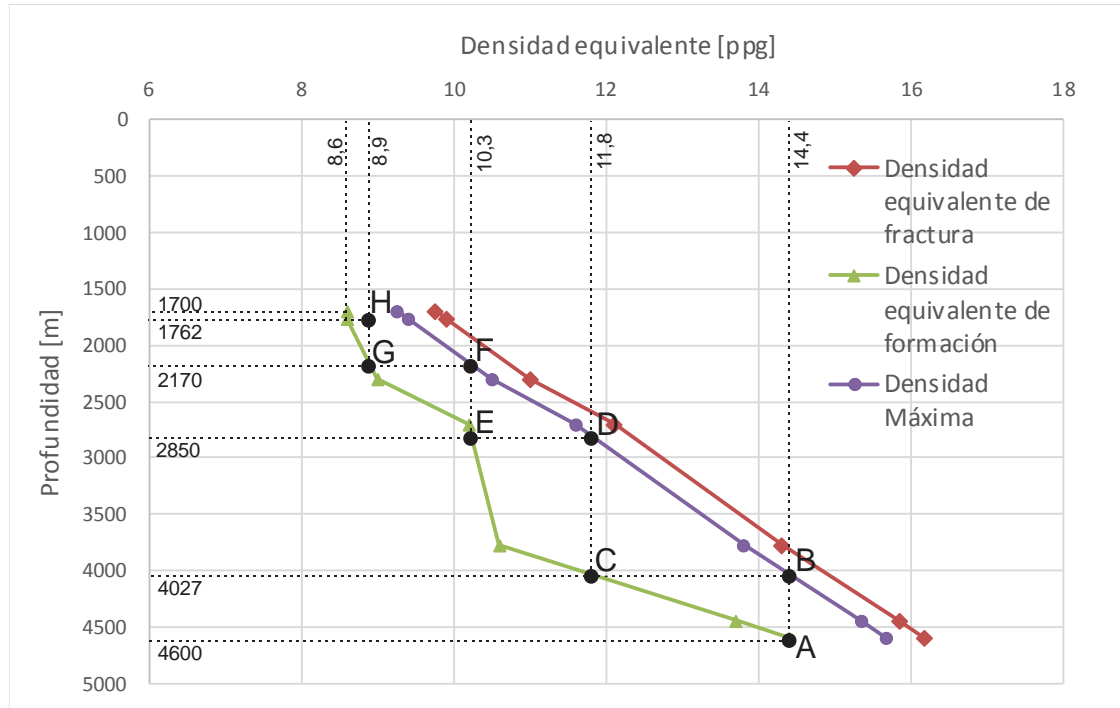
Para definir las profundidades de los revestimientos en el pozo UIS-OFF se comenzará desde el fondo del pozo hasta la superficie y las profundidades de configuración están diseñadas dentro de los límites del factor de seguridad (línea verde y línea violeta). Comenzando en la parte inferior (línea verde o densidad equivalente de formación - Punto A), se dibujó una línea vertical hacia arriba hasta la línea violeta o densidad máxima (Punto B) (Figura 34). La sección a perforar se establece entre 4027 m y 4600 m TVD con un peso de lodo de 14,4 ppg sin riesgo de fracturar la formación; esta misma metodología se aplica para las otras secciones.

Figura 34. Procedimiento para selección de profundidades de asentamiento de revestimientos en el pozo UIS-OFF.



La siguiente sección se determinó dibujando una línea horizontal desde el Punto B para intersecar la línea verde en el Punto C, en donde se lee la densidad del lodo para dicha sección. Luego, se dibujó una línea vertical desde el Punto C hasta la línea Violeta en el Punto D, determinando la profundidad inicial de la sección; Por lo tanto, para el pozo UIS-OFF el intervalo a perforar se encuentra entre 2850 m y 4027 m, con una densidad de lodo de 11,8 ppg. Con la misma idea, el siguiente revestimiento se determina dibujando una línea horizontal desde el Punto D al Punto E y una línea vertical desde el Punto E al Punto F y así sucesivamente hasta terminar (Figura 35). Para el tubo conductor se selecciona una longitud de 62 m, debido a que es la longitud promedio que tienen los tres pozos perforados en el área.

Figura 35. Profundidades definidas para el asentamiento de revestimientos.



Una vez definidas las profundidades de asentamiento de los revestimientos, se ajustan los datos del pozo Purple Angel 1 y se plantea el estado mecánico para el pozo UIS-OFF, representado en la Tabla 10 y en la Figura 36.

Tabla 10. Información de las secciones del pozo UIS-OFF.

UIS-OFF							
Sección	Profundidad Zapato [m]	Espesor [m]	Lectura BSR [m]	Hueco	Casing	Liner	
				Diámetro		Diámetro	Colgador [m]
Columna agua	1700	1700	----	----	----	----	----
1	1762	62	2400	42"	36"	----	----
2	2170	408		32"	28"	----	----
3	2850	679		22"	----	18-5/8"	1933
4	4027	1178	----	16-1/2"	13-5/8"	----	----
5	4600	573	----	12-1/4"	----	9-5/8"	3885

Figura 36. Estado mecánico del pozo UIS-OFF.



3.6 PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Para el planteamiento del programa de fluidos de perforación, la primera fase se diseña con fluidos de perforación que disminuyan la disociación de hidratos durante la perforación (Sección 2.5.1). Para la segunda fase, se formuló un fluido de perforación para mitigar la precipitación de hidratos en el sistema de circulación y BOP's. En la Tabla 11, se muestra un resumen de los tipos de fluidos a utilizar.

Tabla 11. Fluidos de perforación por intervalos del pozo UIS-OFF.

Fase	Sección	Intervalo [m]	Tipo de Fluido	Densidad [ppg]
1	1	1700-1762	Agua de Mar	8,6
	2	1762-2170	Lodo Base Agua+ Inhibidores Cinéticos	8,9
			PAD MUD	11
2	3	2170-2850	Lodo Base Sintética	10,3
	4	2850-4027	Lodo Base Sintética	11,8
	5	4027-4600	Lodo Base Sintética	14,4

A continuación se resume la composición típica de los lodos por intervalo de perforación para el pozo UIS-OFF, las cuales estan basadas en el programa de fluidos del pozo Kronos 1³¹:

Sección 1: Se perfora esta sección con agua de mar y como contingencia se tiene fluido base agua de 16 ppg para control de pozo, preparado con agua de mar, el cual tiene la siguiente formulación (Tabla 12):

Abreviaciones	Unidad	Abreviaciones	Unidad
ppb	libras por barril	ppg	libras por galón
bbf	Barriles	%wt	Porcentaje en peso

³¹ ANADARKO y AQUABIOSFERA. 2014. Plan de manejo ambiental específico para el pozo Kronos 1, Área de Perforación Exploratoria Marina Fuerte Sur (Caribe Colombiano). AQUABIÓSFERA S.A.S para ANADARKO COLOMBIA COMPANY SUCURSAL COLOMBIA Y ANADARKO PETROLEUM COMPANY. Bogotá, D.C. Paginación variada. Nueve capítulos.

Tabla 12. Composición para 1 bbl de lodo base agua, disponible para controlar el pozo si es necesario.

Producto	Función	Concentración
Agua	Fluido Base	0,76 o 76%
Soda Caustica	Fuente de alcalinidad	Si es necesario
Cloruro de Sodio	Fuente de salinidad / Estabilizador de lutitas	10,0 ppb
Agente densificante	Dar peso al lodo	353 ppb
Viscosificante	Dar reología al lodo	2,0 ppb
Bactericida	Inhibidor de Bacterias	0,1 ppb
Lecitina	Inhibidor Cinético	0,5 %wt

Fuente: ANADARKO y AQUABIOSFERA.. Plan de manejo ambiental específico para el pozo Kronos 1, Área de Perforación Exploratoria Marina Fuerte Sur (Caribe Colombiano). AQUABIÓSFERA S.A.S para Anadarko colombia company sucursal colombia y anadarko petroleum company. Bogotá, D.C. Paginación variada. Nueve capítulos. 2014

Sección 2: Se perforará usando lodo base agua con inhibidor cinético (Lecitina), con el objetivo de retardar la disociación de los hidratos de gas (tabla 13).

Para mantener una buena limpieza del hueco se bombearán 100 bbl de píldora viscosa (con viscosidad de embudo >100 seg) cada 15 m perforados o cuando se vea necesario. Cuando se alcance la profundidad de la sección, se llenará el hueco con 200 bbl de píldora viscosa en dos intervalos de volumen, posteriormente será bombeado lodo de acolchonamiento de 11 ppg preparando el hueco para la corrida del revestimiento de 28”(Tabla 14).

Tabla 13. Composición para 1 bbl de lodo base agua, para la segunda sección.

Producto	Función	Concentración
Lodo 16 ppg, %	Agente densificante /Fuente regulador	Varia con la profundidad
Agua de Mar	Dilución	Cantidad necesaria, %
Carbonato de Sodio	Tratamiento de contaminación por calcio	Si es necesario, ppb
Viscosificante	Dar reología al lodo	La necesaria, ppb

Fuente: ANADARKO y AQUABIOSFERA.. Plan de manejo ambiental específico para el pozo Kronos 1, Área de Perforación Exploratoria Marina Fuerte Sur (Caribe Colombiano). AQUABIÓSFERA S.A.S para Anadarko colombia company sucursal colombia y anadarko petroleum company. Bogotá, D.C. Paginación variada. Nueve capítulos. 2014

Tabla 14. Composición para 1 bbl lodo de acolchonamiento usado para correr los revestimientos.

Producto	Función	Concentración
Lodo de 16 ppg, %	Agente densificante/Fuente de salinidad	33%
Agua	Dilución	67%
Soda Caustica	Fuente de alcalinidad	0,1 (si es necesario) ppb
Carbonato de sodio	Tratamiento de contaminación por calcio	0,2 (si es necesario) ppb
Control de Filtrado	Control de Filtrado (primario)	1,0 – 2,0 (Si es necesario)ppb
**Viscosificante	Dar reología al lodo	1,0 - 2,0 ppb
Bactericida	Inhibidor de Bacterias	0,1 ppb

***se usará para mantener la reología al final de la sección si es necesario*

Fuente: ANADARKO y AQUABIOSFERA.. Plan de manejo ambiental específico para el pozo Kronos 1, Área de Perforación Exploratoria Marina Fuerte Sur (Caribe Colombiano). AQUABIÓSFERA S.A.S para Anadarko colombia company sucursal colombia y anadarko petroleum company. Bogotá, D.C. Paginación variada. Nueve capítulos. 2014

Secciones 3, 4 y 5: Se realizará un desplazamiento de lodo base agua de las secciones anteriores y se reemplazara por el Sistema ENCORE (lodo base sintética) que se usara en los intervalos del 3, 4 y 5 (Tabla 15):

Tabla 15. Composición para 1 bbl de lodo sintética usado para perforar las secciones 3, 4 y 5.

Producto	Función	Concentracion por Sección		
		3	4	5
ENCORE bbl/bbl	Fluido Base	63%	67%	63%
Agua	Liquido extenso	27%	21%	16%
Emulsificante	Mantener la emulsión	9,0 – 10,0 ppb	9,0 – 10,0 ppb	9,0 – 10,0 ppb
Controlador de Filtrado	Control del filtrado	2,0 – 3,0 ppb	2,0 – 3,0 ppb	2,0 – 3,0 ppb
Cal hidratada	Fuente de alcalinidad	2,0 – 3,0 ppb	2,0 – 3,0 ppb	2,0 – 3,0 ppb
Cloruro de calcio	Fuente de salinidad	21 -32 ppb	16 -27 ppb	18 - 18 ppb
Agente de suspensión	Agente de suspensión	2,0 – 3,0 ppb	2,0 – 3,0 ppb	2,0 – 3,0 ppb
Viscosificante	Dar reología al lodo	3,0 – 4,0 ppb	3,0 – 4,0 ppb	3,0 – 4,0 ppb
Viscosificante de baja reología	Viscosificante de baja reología	3,0 – 4,0 ppb	3,0 – 4,0 ppb	3,0 – 4,0 ppb
Carbonato de Calcio	Agente de puenteo	10 – 20 ppb	10 – 20 ppb	30 – 40 ppb
Controlador de pérdidas	Material de control de perdidas	5 – 10 ppb	5 – 10 ppb	5 – 10 ppb
Barita	Agente densificante	110 - 125 ppb	129 - 144 ppb	232 – 301 ppb
Lecitina	Inhibidor cinético	0,5 % wt	No aplica	No aplica

Fuente: Modificado de: ANADARKO y AQUABIOSFERA.. Plan de manejo ambiental específico para el pozo Kronos 1, Área de Perforación Exploratoria Marina Fuerte Sur (Caribe Colombiano). AQUABIÓSFERA S.A.S para Anadarko colombia company sucursal colombia y anadarko petroleum company. Bogotá, D.C. Paginación variada. Nueve capítulos. 2014

3.7 PROGRAMA DE PERFORACIÓN

El programa de perforación se desarrolla en 2 fases: La Fase 1 comprende las secciones 1 y 2, las cuales se perforan sin riser, de tal forma que los fluidos de perforación y recortes quedarán depositados en el lecho marino. Los fluidos utilizados para esta sección son agua de mar y lodos base agua, sin generar grandes impactos en el ecosistema marino.

La Fase 2 la componen las secciones 3, 4 y 5, y se perforarán haciendo uso del riser. Los fluidos de perforación se llevan a superficie donde serían tratados y acondicionados para reutilizarlos, para finalmente disponerlos de manera segura sin afectar el ambiente. Para estas secciones el fluido de perforación es un Lodo Base Sintética (SBM) el cual tiene un muy buen desempeño y es apropiado para tratar los problemas de precipitación de hidratos.

A continuación, se hará una descripción de la perforación por secciones y los equipos utilizados en cada una³²:

- **Sección 1 (42")**

Esta sección se perfora con broca de 36" y se ensancha hasta 42". Se utiliza agua de mar y una vez finalizada la perforación a una profundidad estimada de 1762 m, se baja y cementa el revestimiento de 36" (tubo conductor) (Figura 37).

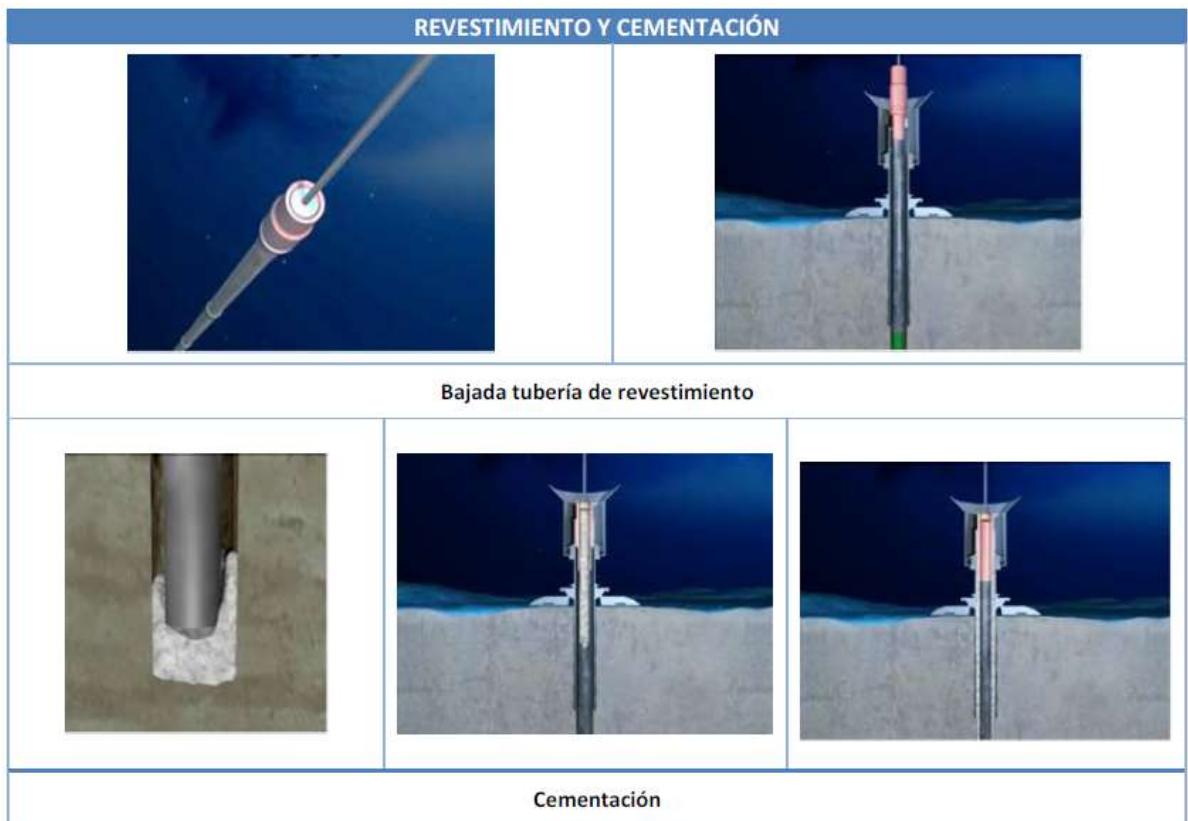
³² PETROBRAS, Y AUDITORIA AMBIENTAL S.A.S. Plan de Manejo Ambiental Pozo Exploratorio Orca-01 - Área de Mayor Interés (AMI) Jarara; Área de Interés de Perforación Exploratoria (AIPE) Costa Afuera Jarara – Bloque Tayrona, Caribe Colombiano. AUDITORIA AMBIENTAL S.A.S para PETROBRAS COMPANY.

- **Sección 2 (32")**

Esta segunda sección se perfora con broca de 26" y se ensancha hasta 32". Se utiliza lodo base agua con inhibidores cinéticos para controlar la disociación de hidratos de los sedimentos.

Una vez finalizada, el lodo se cambia por lodo de acolchonamiento para evitar presiones de surgencia en el pozo, y así lograr bajar y cementar el revestimiento de 28" a una profundidad cercana a los 2170 m (revestimiento de superficie).

Figura 37. Proceso de revestimiento y cementación del pozo.

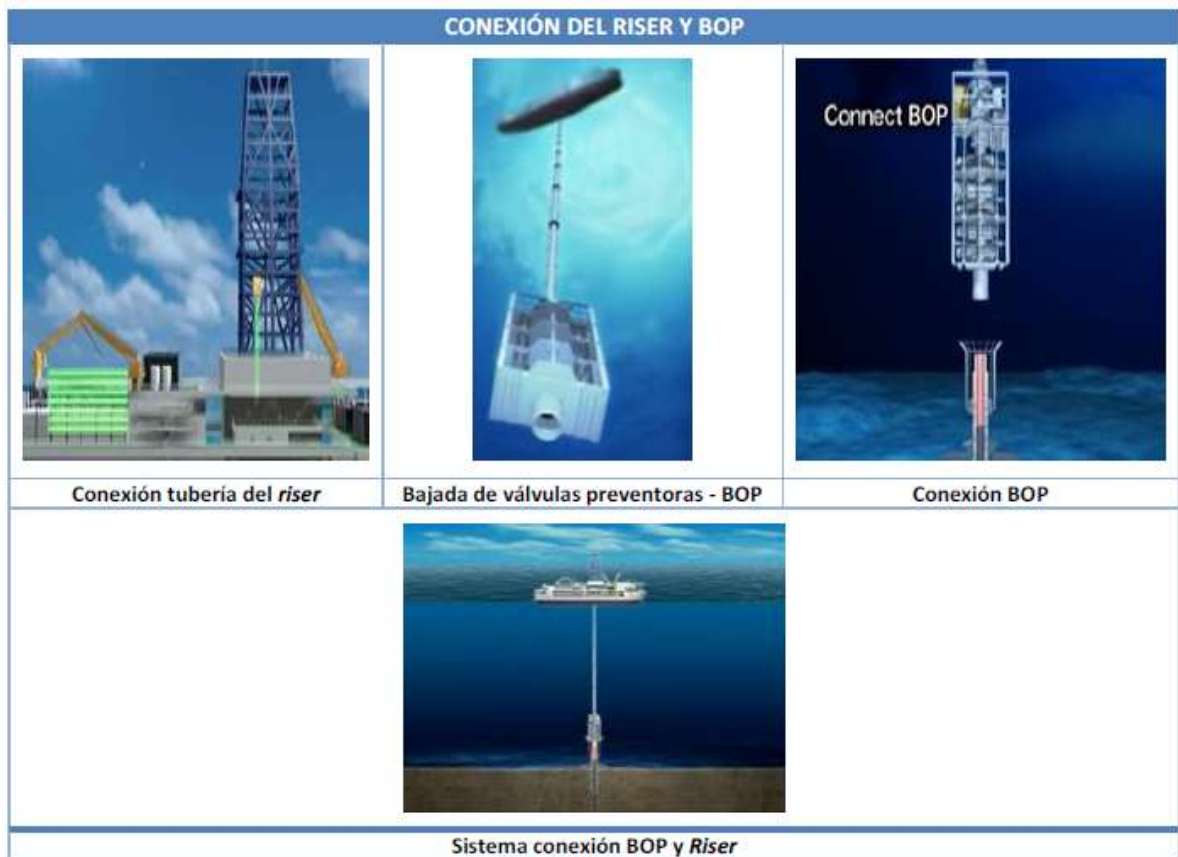


Fuente: Overview on Deep Water Drilling. <https://www.youtube.com/watch->

Luego de haber perforado la primera fase, la operación continua con la instalación del stack de BOP (Blow out preventer) sobre el cabezal del pozo. Para la Fase 2,

es necesario comunicar las BOP con la unidad de perforación; esto se logra mediante el riser, que es una tubería de gran diámetro que permite el paso de la sarta de perforación por su interior (Figura 38).

Figura 38. Proceso de instalación del BOP y riser.



Fuente: Overview on Deep Water Drilling. <https://www.youtube.com/watch->

- **Sección 3 (22")**

Para esta fase se planea utilizar una broca de 17-1/2" y se ensancha hasta 22". El lodo a utilizar es un lodo de alto rendimiento base sintética (SBM) con inhibidores cinéticos para controlar la disociación de hidratos de los sedimentos; al finalizar la sección se baja y cementa un liner de 18-5/8" a una profundidad estimada de 2850 m (liner de superficie).

En caso de presentarse problemas de estabilidad del pozo, como resultado de la disociación de los hidratos, que no permita llegar a la profundidad programada para la sección, se tiene como contingencia ensanchar hasta 26" y bajar un liner de 22" a una profundidad de asentamiento aproximada de 2400 m.

Luego de bajar el liner de 22" se perfora con broca de 17-1/2" y se ensancha hasta 20". Al finalizar la sección se baja y cementa un revestimiento de 18 1/4" a una profundidad cercana de 2850 m.

- **Sección 4 (16-1/2")**

Esta sección se perfora con broca de 16-1/2" y motor de fondo. Se utiliza un lodo base sintética de mayor peso que el de la sección anterior; al finalizar la sección se baja y cementa el revestimiento de 13-5/8" a 4027 m (revestimiento Intermedio).

- **Sección 5 (12-1/4")**

Esta última sección se perfora con broca de 12-1/4" y motor de fondo, se utilizará el mismo tipo de lodo de la sección anterior y una vez finalizada, será bajado y cementado el liner de 9-5/8" a una profundidad cercana a los 4600 m (liner de producción).

3.8 SELECCIÓN DE BOP's

La selección de la capacidad de las BOP's está determinada por la contención de presión en el peor de los casos, que ocurre cuando se evacua todo el fluido de

perforación del anular y solo queda fluido de formación de baja densidad³³. Esta presión esperada lleva como nombre **presión máxima anticipada en superficie** (PMAS).

Este método se usa cuando se espera la máxima presión de formación en el pozo cuando se alcanza la TD (Total Depth).³⁴

1. El primer paso es calcular la máxima presión de formación (P_{fmax})

$$P_{fmax} = \left[\begin{array}{c} \text{maximo peso de lodo a ser} \\ \text{usado (ppg)} \end{array} + SF \text{ (ppg)} \right] * 0,052 * (TD \text{ (ft)})$$

Para el pozo UIS-OFF, la TD es 4600 m (15092 ft) y el peso de lodo más alto manejado es de 14,4 ppg. Se toma un factor de seguridad de 1 ppg.

$$P_{fmax} = [14,4 \text{ ppg} + 1 \text{ ppg}] * 0,052 * (15092 \text{ ft}) = \mathbf{12086 \text{ psi}}$$

2. Para el segundo paso se asume que el 100% del lodo es sacado del pozo por el fluido de formación. Entonces se procede a calcular la presión hidrostática ejercida por el gas, el gradiente de presión de un gas normalmente tiene valor aproximado de 0,12 psi/ ft,

$$P_{Hg} = \left[\begin{array}{c} \text{Gradiente de presión} \\ \text{del gas (psi/ft)} \end{array} \right] * TD \text{ (ft)}$$

$$P_{Hg} = [0,12 \text{ psi/ft}] * 15092 \text{ (ft)} = \mathbf{1811 \text{ psi}}$$

³³ BYBEE, Karen, et al. Revised BOP standards and well-control policies. Journal of petroleum technology, 2003, vol. 55, no 01, p. 49-50.

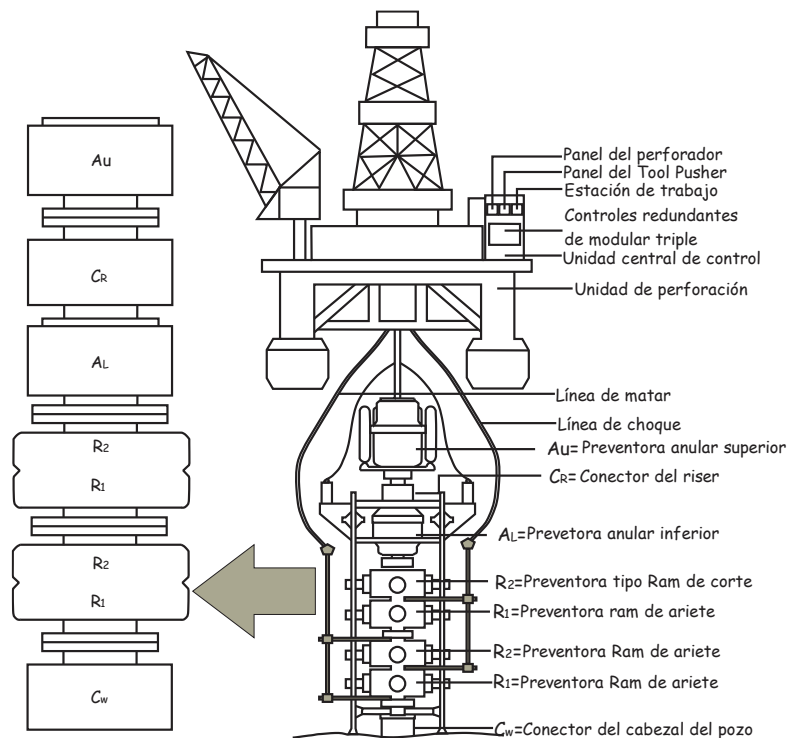
³⁴ LAPEYROUSE, Norton J. Formulas and calculations for drilling, production and workover. Gulf professional publishing, 2002. pp 116-117

3. Como último paso se determina la Presión máxima anticipada (PMAS) de la siguiente manera:

$$P_{MAS} = P_{fmax} - P_{Hg} = 12086 - 1811 = 10275 \text{ psi}$$

La presión máxima esperada a ser controlada es de 10275 psi, por lo que es necesario usar un equipo de mayor capacidad. El equipo a usar es una BOP 15M que soporta una presión de trabajo máxima de 15000 psi. En la Figura 39 se muestra un sistema típico offshore de BOP's 15M³⁵.

Figura 39. Diseño típico de un conjunto de BOP's 15M para la perforación de un pozo offshore.



Fuente: Modificado de Performance evaluation of subsea blowout preventer systems with common-cause failures. Journal of Petroleum Science and Engineering (B. Cai, 2012) y del API RP-53.

³⁵ CAI, Baoping, et al. Performance evaluation of subsea blowout preventer systems with common-cause failures. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2012, vol. 90, p. 18-25.

4. CONCLUSIONES

42. Se propone perforar un pozo denominado UIS-OFF en el Caribe colombiano en la cuenca Sinú Offshore hasta una profundidad de 4600 m; se espera encontrar formaciones de hidratos de gas acorde a estudios preliminares y pozos perforados en el área.
43. Para minimizar los problemas de estabilidad de pozos e influjos de gas al perforar el pozo UIS-OFF se plantea utilizar fluidos de perforación base agua con Lecitina y lodos base sintética, igualmente utilizar preventoras de una capacidad 15M.
44. En casos de estudio a nivel mundial, los hidratos de gas han generado grandes problemas durante la perforación offshore en aguas profundas y ultraprofundas, poniendo en riesgo el éxito de las operaciones y generando costos adicionales en tiempos no productivos.
45. Para identificar zonas problemáticas de hidratos de gas se han utilizado métodos sísmicos como el Reflector de Simulación de Fondo (BSR), siendo el primer indicador a tener en cuenta durante la planeación y ejecución de las operaciones de perforación.
46. La perforación de las formaciones con presencia de hidratos de gas causa una perturbación en las condiciones de estabilidad de los mismos, generando la disociación del hidrato; como consecuencia se presentan problemas de estabilidad de pozo, influjos de gas, contaminación del lodo y precipitación de hidratos. Se han evidenciado casos donde se han presentado dichos

problemas en varios lugares del mundo como Estados Unidos, México, Brasil, India, África y Asia.

47. La principal medida de prevención para evitar los problemas de precipitación y disociación de hidratos es la optimización del fluido de perforación. Los problemas de precipitación son controlados mediante la utilización de lodos base sintética y, la disociación de los hidratos, es reducida mediante lodos con inhibidores cinéticos de hidratos como la Lecitina.

48. Estudios realizados para la Agencia Nacional de Hidrocarburos demuestran la existencia de hidratos de gas en el offshore colombiano y como evidencia de esto, se observa la lectura de BSR en los estados mecánicos planeados para la perforación de los pozos Purple Angel-1 Y Gorgon-1; por lo cual, es necesario evaluar y mitigar los riesgos que se pueden presentar durante la perforación de hidratos de gas.

5. RECOMENDACIONES

1. Realizar un estudio que incluya un análisis del comportamiento termodinámico de los hidratos en los sedimentos y el pozo durante la perforación, identificando los factores más críticos que generan cambios en las condiciones de presión y temperatura que pueden llevar a la disociación y precipitación de hidratos; con el objetivo de alcanzar el mejor desempeño de las operaciones de perforación.
2. Plantear un modelo numérico para predecir el área de hidrato disociado alrededor del pozo como consecuencia de los cambios termodinámicos producidos por la perforación y conocer el cambio en las propiedades geomecánicas cuando se produce la disociación del hidrato.
3. Hacer un análisis mediante modelos geomecánicos, para evaluar posibles problemas de estabilidad del pozo generada por la disociación de los hidratos, identificando las principales fallas que se pueden presentar durante la perforación.
4. Realizar pruebas de laboratorio para buscar nuevos aditivos que ayuden a controlar la disociación y precipitación de hidratos de gas, además evaluar la compatibilidad con los fluidos de perforación, que sean biodegradables, de bajo costo, y que mejoren el desempeño de la perforación en aguas profundas y ultraprofundas.

BIBLIOGRAFÍA

AKERS, Thomas Jay, et al. Formation and Removal of Hydrates inside wellhead connectors. En SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2009.

AMODU, Afolabi. Drilling through gas hydrate formations: possible problems and suggested solutions. master of science. Texas A&M University.2008.

ANADARKO y AQUABIOSFERA. 2014. Plan de manejo ambiental específico para el pozo Kronos 1, Área de Perforación Exploratoria Marina Fuerte Sur (Caribe Colombiano). AQUABIÓSFERA S.A.S para ANADARKO COLOMBIA COMPANY SUCURSAL COLOMBIA Y ANADARKO PETROLEUM COMPANY. Bogotá, D.C. Paginación variada. Nueve capítulos.

ANADARKO y AQUABIOSFERA. 2016. Plan de Manejo Ambiental específico para el pozo exploratorio Purple Angel C, Caribe colombiano. Elaborado por Aquabiósfera S.A.S. para Anadarko Colombia Company y Anadarko Petroleum Company. Bogotá, D.C. Paginación variada. Once capítulos + anexos

BAI, Y.; BAI, Q. Subsea Engineering Handbook. Burlington, MA: Gulf Professional Pub, 2010. pp.456-480.

BARKER, J. W., et al. Formation of hydrates during deepwater drilling operations. Journal of Petroleum Technology, 1989, vol. 41, no 03, p. 297-301.

BAROID A HALLIBURTON COMPANY. Manual de Fluidos Baroid y Hojas con Datos de Productos de Baroid. Houston, Texas. 1998. pp. 479-489.

Bharat PetroResources Limited, Well control Manual, Gujrat-India, block: cb-onn-2010/8, pp 9-14

BYBEE, Karen, et al. Revised BOP standards and well-control policies. Journal of petroleum technology, 2003, vol. 55, no 01, p. 49-50.

CAI, Baoping, et al. Performance evaluation of subsea blowout preventer systems with common-cause failures. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2012, vol. 90, p. 18-25.

ECOPETROL S.A. Éxito exploratorio en Gorgon confirma nueva provincia gasífera en aguas profundas del Caribe colombiano. [En línea]. Publicado 3 de mayo 2017. (Recuperado 20 de Octubre 2019). Disponible en: <https://cutt.ly/ce8vOMU>.

FAKHER, Sherif, et al. A Comprehensive Review on Gas Hydrate Reservoirs: Formation and Dissociation Thermodynamics and Rock and Fluid Properties. En International Petroleum Technology Conference. International Petroleum Technology Conference, 2019.

GAO, Yonghai, et al. Risk analysis on the blowout in deepwater drilling when encountering hydrate-bearing reservoir. Ocean Engineering, Volume 170, 2018. Pg 1-5.

HANNEGAN, Don, et al. MPD-uniquely applicable to methane hydrate drilling. En SPE/IADC Underbalanced Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2004.

HALLIDAY, William, et al. New gas hydrate inhibitors for deepwater drilling fluids. En IADC/SPE drilling conference. Society of Petroleum Engineers, 1998.

KHABIBULLIN, Tagir, *et al.* Drilling through gas-hydrate sediments: managing wellbore-stability risks. *SPE Drilling & Completion*, 2011, vol. 26, no 02, p. 287-294.

LAGE, Antonio CVM, *et al.* Gas-Influx Events in a Deep Water Exploratory Well: A Field Case History. En *IADC/SPE Drilling Conference*. Society of Petroleum Engineers, 2002.

LAPEYROUSE, Norton J. *Formulas and calculations for drilling, production and workover*. Gulf professional publishing, 2002. pp 116-117

LI, Qingchao, *et al.* Determination of Safe Mud Temperature Window for Drilling Operation in Hydrate Deposits in Shenhu Area, Northern South China Sea. En *The 29th International Ocean and Polar Engineering Conference*. International Society of Offshore and Polar Engineers, 2019.

LI, Qingchao, *et al.* Investigation method of borehole collapse with the multi-field coupled model during drilling in clayey silt hydrate reservoirs. *Frattura ed Integrità Strutturale*, 2018, vol. 12, no 45, p. 86-99.

LIU, Wenyuan, *et al.* Research on evaluation and prevention of hydrate formation and blockage risk in wellbore during deepwater gas wells drilling. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019.

MEZA ORTEGA, Jorge Ivan; TORRADO BAYONA, Jeferson. Estudio de la formación de hidratos y su incidencia en la producción de hidrocarburos en un campo offshore. *Ingeniero de Petróleos*. Universidad Industrial de Santander.2018.

M-I Drilling Fluids Engineering Manual (2001). Capítulo 13. Rev. A-1.

MOTGHARE, Prashant D., et al. Unconventional Hydrocarbons: Gas Hydrates-Drilling Challenges and Suitable Technology. En SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2017.

NIMBLETT, J. N., et al. Gas hydrate as a drilling hazard: examples from global deepwater settings. En Offshore Technology Conference. Offshore Technology Conference, 2005.

OHARA, T., et al. JAPEX/JNOC/GSC MALLIK 2L-38 gas hydrate research well, mackenzie delta, NWT: Overview of field operations. En *SPE/CERI Gas Technology Symposium*. Society of Petroleum Engineers, 2000.

PAŠIĆ, Borivoje; GAURINA-MEĐIMUREC, Nediljka; MATANOVIĆ, Davorin. Wellbore Instability: Causes and Consequences. Mining-Geological-Petroleum Proceedings, Vol 19, Zagreb, Croatia. 2007. Pg 87-98.

PETROBRAS, Y AUDITORIA AMBIENTAL S.A.S. Plan de Manejo Ambiental Pozo Exploratorio Orca-01 - Área de Mayor Interés (AMI) Jarara; Área de Interés de Perforación Exploratoria (AIPE) Costa Afuera Jarara – Bloque Tayrona, Caribe Colombiano. AUDITORIA AMBIENTAL S.A.S para PETROBRAS COMPANY.

REVISTA COLOMBIA ENERGIA. *Costa afuera, oportunidades en el mar profundo*. En: Colombia Energía 2016 pp. 56-57.

TAN, Chee Phuat, et al. Managing wellbore instability risk in gas hydrate-bearing sediments. En SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, SPE 92960, 2005.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Evaluación de las cuencas y estructuración de escenarios de oferta de hidrocarburos convencionales y no convencionales. Unión temporal prospección upme 2018. V.4. pp. 312-340.

VARGAS, Carlos. Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de ciencias, Research Group in Geophysics. April 2012. pp.77-106.

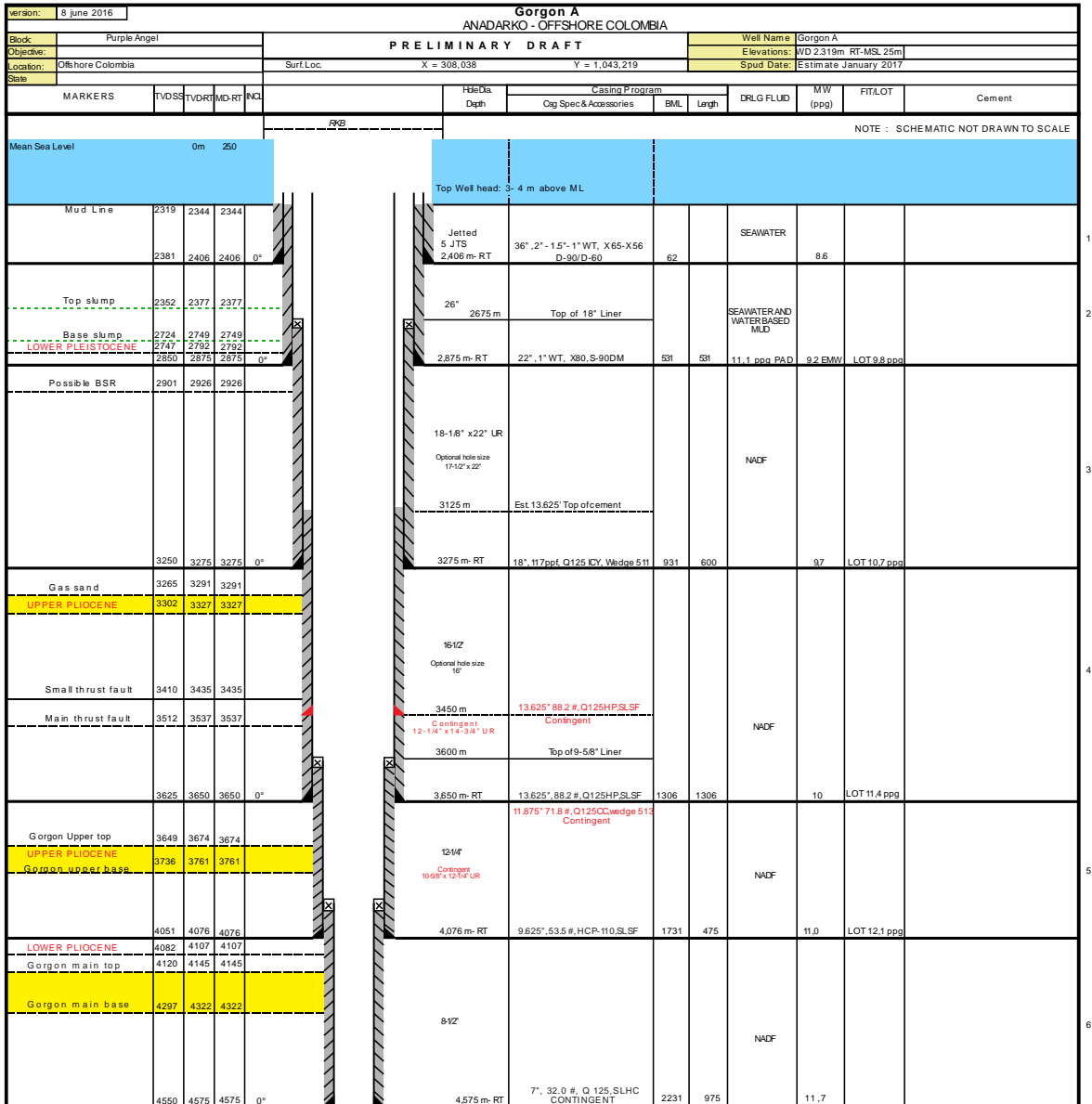
YAKUSHEV, V. S., et al. Gas hydrates in Arctic regions: risk to drilling and production. En The Second International Offshore and Polar Engineering Conference. International Society of Offshore and Polar Engineers, 1992.

YOUSIF, M. H., et al. Hydrate plug remediation: options and applications for deep water drilling operations. En SPE/IADC drilling conference. Society of Petroleum Engineers, 1997.

ZHAO, Xin, et al. Inhibitory effect of water-based drilling fluid on methane hydrate dissociation. Chemical Engineering Science, 2019, vol. 199, p. 113-122.

ANEXOS

Anexo A. Perfil esquema de perforación pozo Gorgón A.



Fuente: Anadarko – Colombia Company, 2016

