Más allá de las profundidades: Los desafíos de la región de aguas ultra-profundas

No hace muchos años atrás, la industria de E&P se vio obligada a desarrollar tecnologías y métodos radicalmente nuevos para la prospección en las regiones de aguas profundas más allá de la plataforma continental. Ahora, la industria está teniendo acceso a las aguas ultra-profundas y está perforando pozos a profundidades mucho mayores, lo que requiere la evolución constante de la tecnología y de los flujos de trabajo de los proyectos.

Rob Cummings
Chris García
Andrew Hawthorn
Robert Holicek
Houston, Texas, EUA

John R. Dribus
Nueva Orleáns, Luisiana, EUA

Loïc Haslin
París, Francia

Traducción del artículo publicado en *Oilfield Review* Invierno de 2014/2015: 26, no. 4.
Copyright © 2015 Schlumberger.

Por su colaboración en la preparación de este artículo, se agradece a Juan Ramón López Morales, Cota, Colombia; Aciel Olivares, PEMEX, Ciudad del Carmen, Campeche, México; Octavio Saavedra, PEMEX, Poza Rica de Hidalgo, Veracruz, México; Manuel Torres, Ciudad de México; y Víctor Vallejo, PEMEX, Villahermosa, Tabasco, México.

arcVision, DrillMAP, GeoMarket, PowerDrive vorteX, Seismic Guided Drilling, seismicVISION y TeleScope son marcas de Schlumberger.

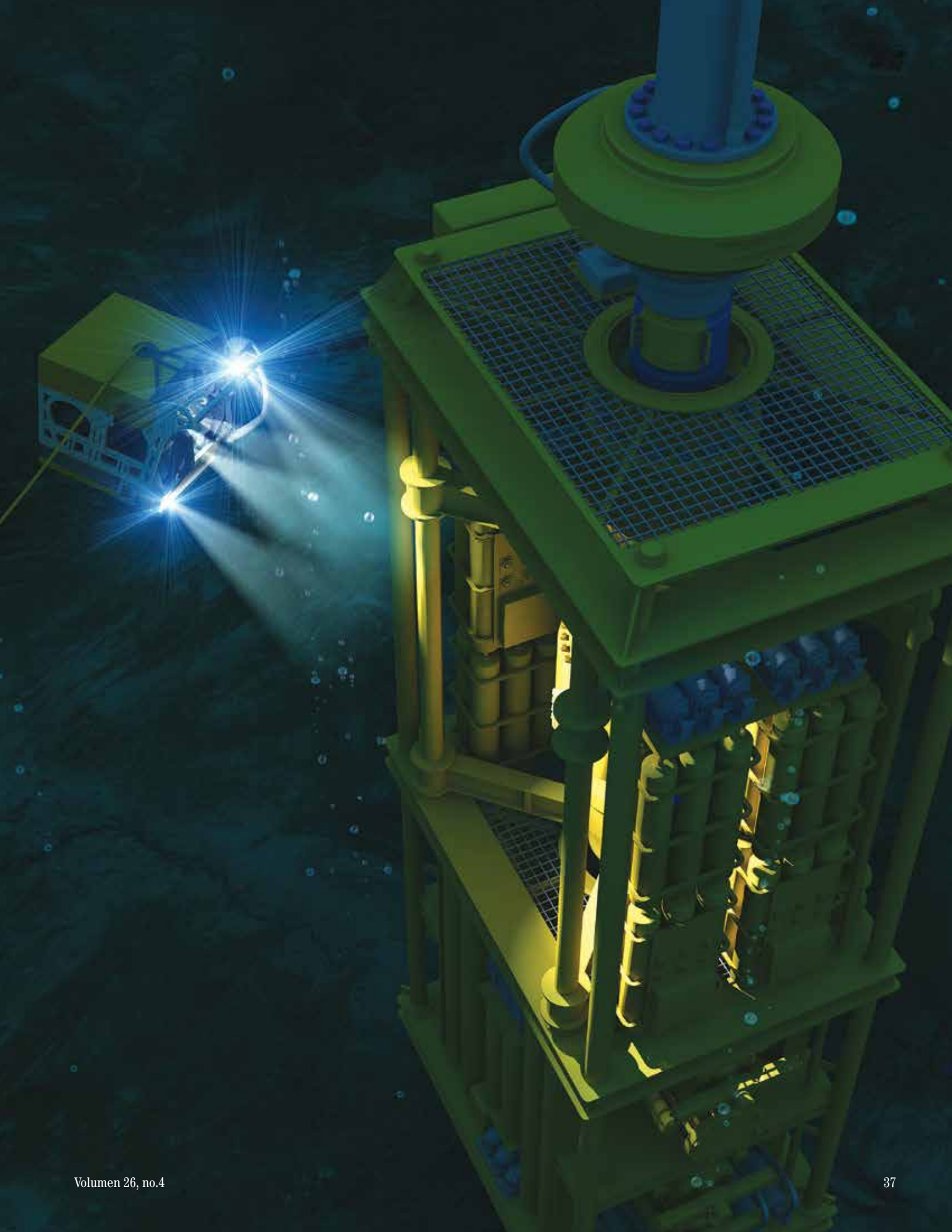
MeshRite es una marca de Absolute Completion Technologies.

Cuando la industria de E&P accede a territorios no probados, los costos pueden ser significativos y es preciso que los ingenieros de perforación y terminación de pozos manejen dichos costos y erogaciones mediante la reducción del tiempo no productivo (NPT). Para ámbitos nuevos y desafiantes como los de aguas profundas, en los que los costos marginales superan el USD millón por día, la reducción del tiempo no productivo constituye una estrategia lógica. Pero el énfasis en la reducción de los costos hoy es acompañado, por no decir que está siendo reemplazado, por otras consideraciones en las mentes de los operadores de aguas ultra-profundas.

Muchos operadores se han dado cuenta de que el valor obtenido a través de la reducción del tiempo no productivo en general no es suficiente para amortizar económicamente los costosos proyectos de aguas ultra-profundas si los pozos no son posicionados de manera óptima en el yacimiento y no se construyen con equipos capaces de durar a lo largo de toda la vida productiva del pozo. Además, algunos eventos recientes han hecho que los operadores sean plenamente conscientes de que el manejo de los riesgos y el cumplimiento estricto de las normativas revisten una importancia primordial a la hora de trabajar en un ambiente en el que los errores pueden traducirse en catástrofes humanas, ambientales y financieras.

Los problemas asociados con la seguridad y el medio ambiente no se limitan al ámbito de las aguas profundas con tirantes de agua (profundidades del lecho marino) considerados generalmente de más de 500 m [1 600 pies] o a la región de aguas ultra-profundas, cuya profundidad excede los 1 500 m [5 000 pies]. Sin embargo, las inversiones son sustancialmente más elevadas en estos tirantes de agua que en aguas someras o en tierra firme, y las consecuencias de los pasos en falso resultan proporcionalmente más costosas. Para navegar en este mundo desafiante, las compañías de servicios y los operadores de aguas ultra-profundas están redescubriendo las virtudes de la colaboración estrecha a través de todas las disciplinas que hacen realidad los proyectos.

El motor fundamental de este nuevo llamado a la implementación de un enfoque integrado para la exploración en aguas ultra-profundas es quizás la incapacidad de las herramientas y los flujos de trabajo actuales para modelar correctamente el subsuelo. La incertidumbre arraigada en los datos del subsuelo, adquiridos mediante tecnologías tales como los levantamientos sísmicos o la adquisición de registros de fondo de pozo, requiere que los expertos interpreten sus conjuntos de datos utilizando estimaciones probabilísticas y planes de contingencias. Los geofísicos, que utilizan dichos datos para confeccionar modelos mecánicos del subsuelo (MEM), incluyen suposiciones acerca de los tipos de rocas, la presión registrada a lo largo de la vida productiva de un campo y el efecto de los cambios de presión en la permeabilidad y en la porosidad efectiva. Basados en los MEM y otros modelos, los ingenieros de perforación formulan suposiciones clave relacionadas con el diseño de los pozos para determinar parámetros tales como densidades del lodo, tipos de barrenas, profundidades de entubación y ángu-

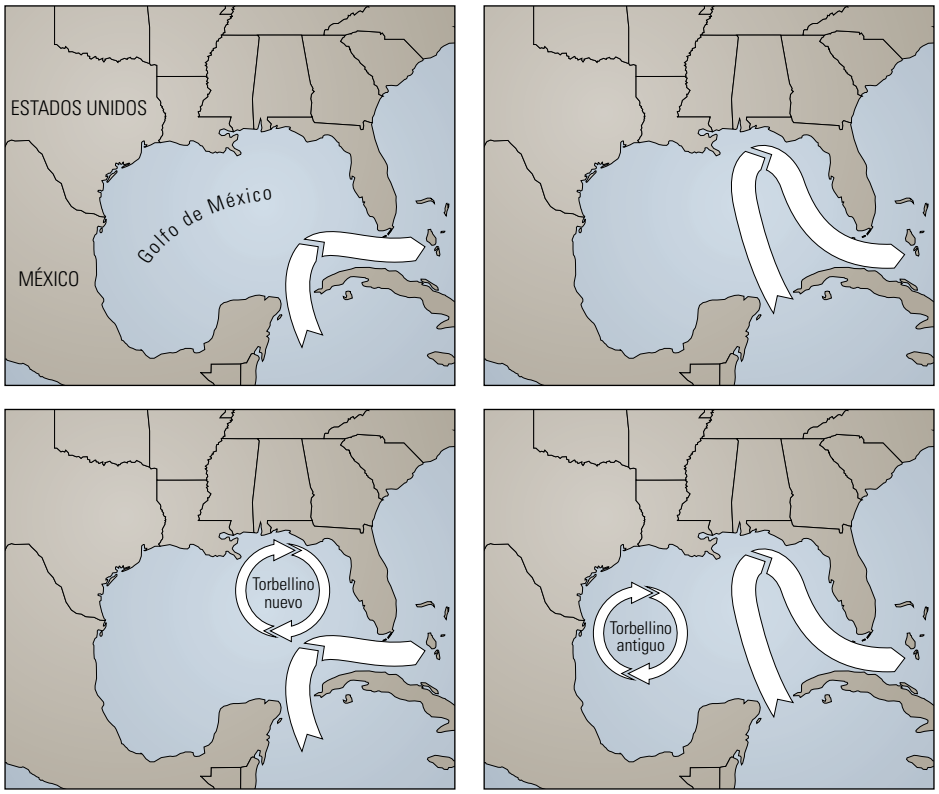


los de pozos a fin de confeccionar el programa de perforación. Sin embargo, la incertidumbre asociada con el modelo del subsuelo puede generar incertidumbre en el diseño del pozo, lo que a su vez puede hacer que los ingenieros construyan pozos demasiado conservadores e innecesariamente costosos.

La práctica de confiar en los aportes de otros se implementa hasta en los diseños de las instalaciones, las terminaciones y la producción porque cada disciplina debe trabajar con decisiones que se basan, al menos en parte, en las suposiciones de otras y en las limitaciones asociadas con los datos que cada disciplina tiene que abordar durante la exploración. Para minimizar las ineficiencias inherentes a tales procesos secuenciales, todos los miembros de un equipo de proyectos de aguas ultra-profundas deben comprender las incertidumbres enraizadas en los datos que reciben y comunicarlas a todo el equipo de trabajo, a lo largo de todo el proceso de diseño de campo.

Las fuentes de incertidumbre son reconocidas y abordadas en cada uno de los pasos de un proyecto de exploración y desarrollo en aguas ultra-profundas. Antes de escoger la localización de entrada de la barrena en el lecho marino, los operadores consideran los riesgos geológicos someros y del fondo marino con los que podrían enfrentarse. Para continuar la perforación se requiere el conocimiento de las presiones de poro esperadas, pero los modelos de presión de poro son confeccionados a partir de los cálculos de la velocidad sísmica y se modifican en base a la experiencia de los perforadores en ambientes similares. Las predicciones acerca de los gradientes de presión y temperatura, la geología compleja, las propiedades geomecánicas, la química de los fluidos de formación y otros factores presentes delante de la barrena en todos los casos incorporan el manejo efectivo de riesgos que ha permitido a la industria perforar sus pozos con éxito en el ambiente incierto de aguas ultra-profundas.

Este artículo describe la definición, perforación, terminación y explotación de los yacimientos de aguas ultra-profundas a través de un flujo de trabajo integrado. Además, explica el rol prominente asumido por los organismos reguladores desde el incidente del campo Macondo acaecido en el Golfo de México en el año 2010 (véase "Regulaciones para las áreas marinas en un mundo post-Macondo"," *página 40*). Un caso real de México ilustra cómo los equipos interdisciplinarios desempeñaron un rol clave para el éxito de la perforación y la evaluación de un pozo complejo en la región de aguas ultra-profundas del Golfo de México. Otro caso real del norte de América del Sur demuestra cómo un enfoque integrado permite asegurar el éxito en áreas de operación remotas.



^ Corriente del Lazo del este del Golfo de México. La Corriente del Lazo del Golfo de México puede formar un lazo corto (*extremo superior izquierdo*) o volverse alargada (*extremo superior derecho*). Cuando el lazo es largo, a menudo pellizca un cuerpo de agua que forma un remolino y que se conoce como torbellino (*extremo inferior izquierdo*). Estos torbellinos se deslizan hacia el oeste a lo largo de varias semanas (*extremo inferior derecho*) y finalmente pierden energía en el sector oeste del Golfo. El ciclo de corrientes de lazo y torbellino se repite varias veces al año.

Incógnitas conocidas

Los desafíos con los que se enfrentan los operadores a la hora de perforar y terminar los pozos de aguas ultra-profundas son los mismos, aunque más pronunciados, que encontró la industria en las operaciones de aguas profundas previas. Por ejemplo, en el Golfo de México, la Corriente del Lazo —flujos de agua cálida que circulan por debajo de la superficie oceánica y se desplazan desde el Mar Caribe hasta el Golfo y luego regresan al mar— puede ocasionar considerables problemas operacionales en las unidades de perforación de aguas profundas (izquierda). La Corriente del Lazo causa verdaderos estragos en el mantenimiento de la posición de los equipos de perforación y la bajada y la recuperación de los tubos ascendentes, y puede producir la fatiga de dichos tubos debido a las vibraciones inducidas por los torbellinos.[1]

Por mantenimiento de la posición se entiende el hecho de mantener la embarcación contra el viento y las corrientes dentro de un círculo especificado, o círculo de vigilancia, en torno a la línea central del tubo ascendente. La extensión del círculo de vigilancia depende del tirante de agua, la geometría del tubo ascendente, la distribución de la tensión del tubo y los límites de los ángulos de las uniones flexibles para una operación en particular.

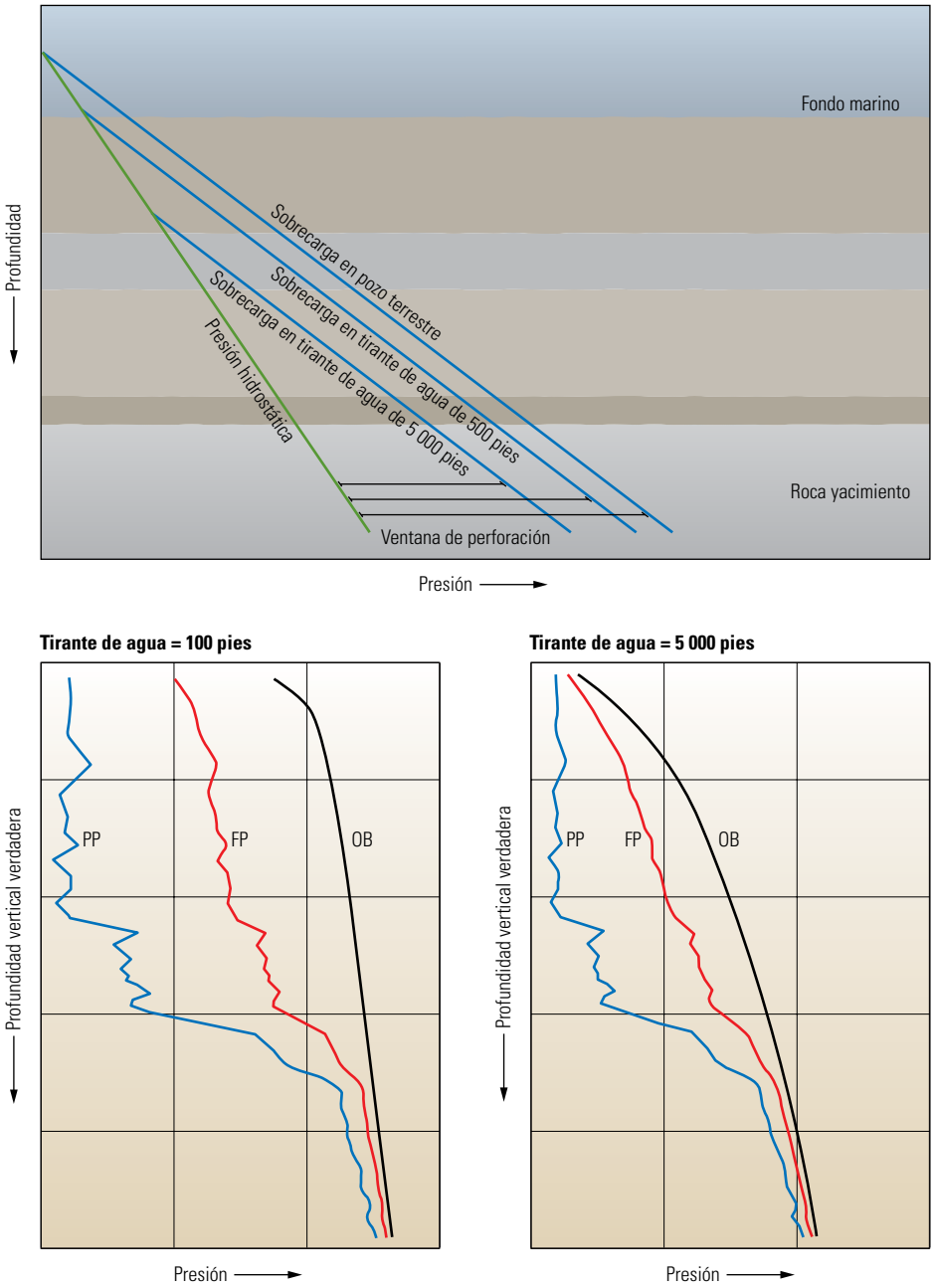
Las unidades de perforación de aguas profundas logran mantener la posición en casi todos los estados del mar a través de técnicas de posicionamiento dinámico, que utilizan múltiples propulsores subterráneos controlados por computadora. Los propulsores pueden rotar 360° y de ese modo ejercer fuerza sobre el casco de la embarcación en cualquier dirección requerida para contrarrestar las fuerzas marinas. Además, son monitoreados continuamente por computadora y se ajustan en respuesta a las condiciones cambiantes de los mares y las corrientes. Pero este proceso puede requerir que el equipo de perforación utilice cantidades significativas de combustible y, por consiguiente, agrega costos que inciden en la rentabilidad global del proyecto.

La Corriente del Lazo y las corrientes en línea recta empujan los tubos ascendentes lateralmente, lo que dificulta su asentamiento en los preventores de reventón submarinos. La industria de perforación en aguas profundas ha desarrollado equipos especiales para guiar los tubos ascendentes, pero estos equipos son muy costosos y, por ende, algunas unidades de perforación móviles no están preparadas para ofrecer una buena respuesta en las operaciones de perforación en áreas marinas con corrientes fuertes.

Además, cuando las corrientes fluyen alrededor de un tubo ascendente emplazado en su lugar, aguas abajo del tubo se forman torbellinos. Las vibraciones inducidas por los torbellinos —la oscilación transversal de un tubo posicionado en una corriente fuerte— son causadas por el desprendimiento de los vórtices alrededor del tubo ascendente y pueden dañar el tubo por fatiga. Para combatir este fenómeno, se colocan aletas helicoidales denominadas redanes o carenados a lo largo del tubo ascendente a medida que se baja cada sección desde el piso de perforación. Estos dispositivos cortan la corriente y suprimen la formación de torbellinos, pero dado que se instalan en las uniones de los tubos ascendentes individuales en el equipo de perforación a medida que se preparan para el despliegue, los redanes agregan un considerable tiempo y, por ende, costos a las operaciones de bajada de los tubos ascendentes.[2]

Otro obstáculo que deben enfrentar los operadores de aguas profundas es la ventana de perforación restringida, que constituye una función de la diferencia decreciente entre la presión de poro de la formación y la presión de iniciación de la fractura de la formación a medida que se incrementa el tirante de agua. La presión de iniciación de la fractura de la formación se reduce respecto de la presión en tierra firme o en aguas someras porque la sobrecarga terrestre es reemplazada por agua de mar, lo que se traduce en un menor esfuerzo vertical. La presión de iniciación de la fractura puede ser reducida aún más por los sedimentos no compactados y no consolidados, estructuralmente débiles, que son típicos de las secciones someras de los pozos de aguas profundas. Dado que la presión de poro generalmente se incrementa con la profundidad, la ventana de perforación se estrecha cada vez más a medida que aumenta el tirante de agua (derecha).[3]

(continúa en la página 42)



^ Presión de poro y presión de iniciación de la fractura. En los ambientes de aguas profundas, la sobrecarga de rocas de la Tierra es reemplazada por agua de mar y el esfuerzo vertical impuesto sobre el subsuelo, o sobrecarga (OB), se reduce (*extremo superior*). A medida que se incrementa la profundidad por debajo del fondo marino, la presión de poro (PP) y la presión de iniciación de la fractura (FP) se mueven hacia la igualdad (*extremo inferior izquierdo*). En consecuencia, la ventana de perforación se contrae. La reducción tanto de la FP como de la OB es más pronunciada en los ambientes de aguas profundas (*extremo inferior derecho*).

1. Koch SP, Barker JW y Vermersch JA: "The Gulf of Mexico Loop Current and Deepwater Drilling," *Journal of Petroleum Technology* 43, no. 9 (Septiembre de 1991): 1046–1119.
2. Koch et al, referencia 1.
3. Rocha LAS, Falcão JL, Gonçalves CJC, Toledo C, Lobato K, Leal S y Lobato H: "Fracture Pressure Gradient in Deepwater," artículo IADC/SPE 88011, presentado en la Conferencia y Exhibición de Tecnología de Perforación de la Región del Pacífico Asiático de las IADC/SPE, Kuala Lumpur, 13 al 15 de septiembre de 2004.

La ventana de perforación es la diferencia, a una profundidad dada, entre la presión de poro y la presión de iniciación de la fractura. Para una perforación segura, el fluido de perforación del pozo debe estar a una presión dentro de la ventana de perforación.

Regulaciones para las áreas marinas en un mundo post-Macondo

Desde hace mucho tiempo, las consideraciones relacionadas con la seguridad y el medio ambiente constituyen una prioridad para los operadores de áreas marinas. Sin embargo, inmediatamente después del incidente del pozo Macondo, acaecido en el Golfo de México en el año 2010, los operadores de EUA, que históricamente se habían auto-supervisado, debieron comenzar a cumplir con nuevas regulaciones en materia de medio ambiente y seguridad marina. El cumplimiento de estas regulaciones es supervisado por la oficina de EUA que asegura el cumplimiento de las normas de seguridad y medio ambiente (BSEE), organismo que requiere que los operadores empleen un Sistema de Gestión de Seguridad y Medio Ambiente (SEMS) específico para ser autorizados a operar en el sector del Golfo de México correspondiente a EUA. Entre otras tareas, el organismo examina las solicitudes de permisos de perforación y lleva a cabo inspecciones de los equipos de perforación y las plataformas de producción.

La herramienta SEMS fue creada en el año 1990 cuando la Comisión Marina del Consejo Nacional de Investigación de EUA observó que si bien la industria trabajaba para cumplir con los organismos reguladores, los operadores no incentivaban la generación de un ambiente de identificación de riesgos o de desarrollo de procedimientos de mitigación de accidentes. En respuesta a este proceder, el BSEE, en colaboración con el Instituto Americano del Petróleo (API), desarrolló la norma (RP) 75: *Práctica Recomendada para el Desarrollo de un Programa de Gestión de Seguridad y Medio Ambiente (SEMP) para Operaciones e Instalaciones Marinas*. El API elaboró además la norma RP 14J, *Práctica Recomendada para el Diseño y el Análisis de Peligros para las Instalaciones de Producción Marinas*, destinada a identificar los riesgos de seguridad presentes en las instalaciones de producción marinas.[1]

Luego del incidente del pozo Macondo, acaecido en abril de 2010, el BSEE comenzó a requerir que todos los operadores de aguas estadounidenses contaran con un programa SEMS bien documentado para el 15 de noviembre de 2013. En ese momento, 12 de los 84 operadores sujetos a dicho plazo no habían satisfecho la norma y fueron citados por el BSEE por falta de cumplimiento. Finalmente, 5 de esos 12 recibieron notificaciones de suspensión de sus operaciones.

Inicialmente, el BSEE permitía que las compañías llevaran a cabo auditorías internas. Hoy en día, en virtud del denominado programa SEMS II, se requiere que los operadores contraten un tercero independiente calificado como auditor del programa SEMS o que realicen una auditoría interna del programa SEMS de la compañía. Además de la suspensión forzada de las operaciones, el incumplimiento del programa SEMS puede traducirse en sanciones administrativas.

También conocido como la regla de seguridad en el lugar de trabajo, el SEMS es un sistema de gestión que incluye los 13 elementos siguientes:

- disposiciones generales para la implementación, la planeación y la revisión del programa a cargo del personal directivo
- información sobre seguridad y medio ambiente
- análisis de peligros
- gestión del cambio
- procedimientos de operación
- prácticas de trabajo seguro
- capacitación
- calidad e integridad mecánica de equipos críticos
- revisión previa a la puesta en marcha
- atención y control de emergencias
- investigación de incidentes
- auditoria de elementos de seguridad y gestión ambiental
- documentación y mantenimiento de registros.

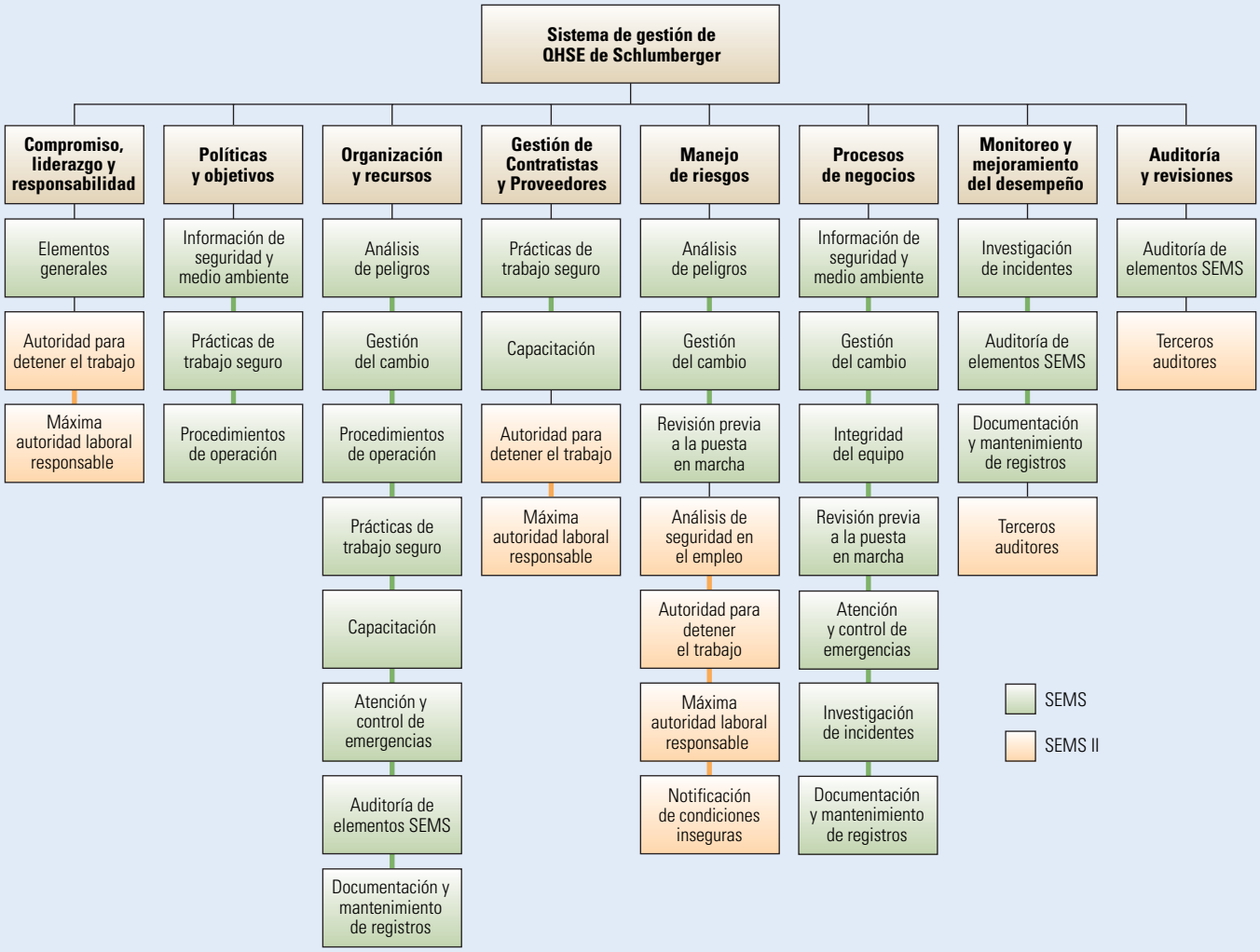
Los mandatos del BSEE están dirigidos a los operadores. No obstante, la incidencia de los informes de incumplimiento emitidos después del incidente del pozo Macondo pone de manifiesto el hecho de que el BSEE, que es un organismo del Departamento del Interior de EUA, también intenta responsabilizar a las compañías de servicios y contratistas por el cumplimiento de las normativas de seguridad y medio ambiente.

El SEMS II, cuyo plazo de autoría vence el 4 de junio de 2015, contiene requisitos no incluidos en la primera versión; estos nuevos requisitos apuntan a facultar al personal de campo para la toma de decisiones de gestión de seguridad en virtud de políticas que confieren la autoridad para interrumpir el trabajo y la autoridad para tomar decisiones definitivas en relación con el mismo. Para implementar la intención del SEMS II, los operadores deben establecer procedimientos que autoricen a todo el personal de una instalación marina a asumir la autoridad para interrumpir el trabajo. Además, los operadores deben definir con claridad el individuo o individuos que representan la máxima autoridad laboral responsable en la instalación para la toma de decisiones operacionales y de seguridad en cualquier momento dado y deben desarrollar un plan de participación del personal para la implementación del SEMS y las directrices para la notificación de condiciones de trabajo inseguras.

Si bien las compañías de servicios no son técnicamente responsables por el cumplimiento de los requisitos del SEMS, los operadores son responsables de todo el personal de sus instalaciones. Por consiguiente, el operador de la instalación debe asegurar que todas las compañías contratistas y su personal cumplan con los requisitos del SEMS; los operadores ya han negado el acceso de ciertos trabajadores a las instalaciones marinas por razones de incumplimiento. De un modo similar, las compañías de servicios deben garantizar que sus subcontratistas adhieran al programa SEMS para cumplir con su responsabilidad con respecto al operador.

Para algunas compañías operadoras y de servicios, las implicaciones de este enfoque conllevan cambios significativos en los programas de seguridad y la capacitación para

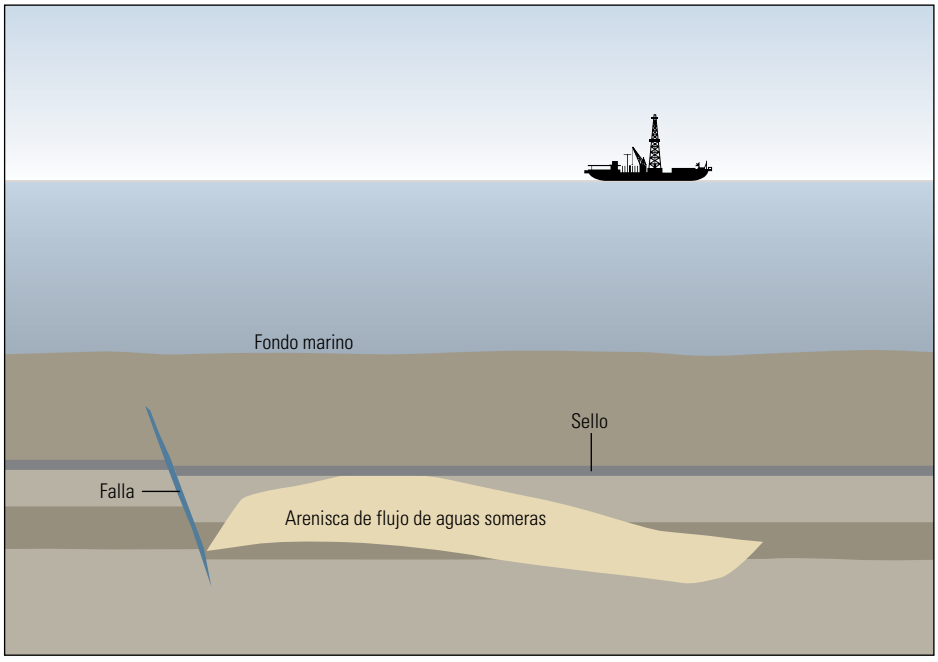
1. Gordillo G y López-Videla L: "Managing SEMS Audits: Past, Present and Future," *Journal of Petroleum Technology* 66, no. 2 (Febrero de 2014): 72–75.



^ Schlumberger y el programa SEMS. Las prácticas de calidad, salud, seguridad y medio ambiente (QHSE) de Schlumberger coinciden con las recomendaciones de los programas SEMS y SEMS II de la norma API RP 75. Schlumberger necesita pocos ajustes para aprobar una auditoría SEMS II.

garantizar que los empleados estén preparados para asumir la responsabilidad de reconocer, suspender y notificar las prácticas inseguras. No obstante, en Schlumberger, para satisfacer la intención del programa SEMS II serán necesarios pocos cambios ya que esta compañía cuenta con una política de larga data, estrechamente alineada con los objetivos de la RP 75 (arriba). El personal de áreas marinas de Schlumberger debe tener archivada una descripción actualizada de sus cargos y debe haber terminado un plan de capacitación basado en las denominaciones de esos cargos; la compañía debe asegurarse de que todos los empleados relacionados con la ejecución de funciones en áreas marinas hayan terminado los cursos de capacitación del GeoMarket para la Costa Norte del Golfo y los cursos requeridos por el cliente, que cuenten con la verificación de sus idoneidades y sus conocimientos y que hayan aprobado una prueba válida de drogas y alcohol.

Dado que muchos operadores y compañías de servicios que operan en las regiones marinas de EUA son compañías globales, es probable que lleven consigo sus prácticas de seguridad y medio ambiente basadas en el programa SEMS a los diversos mercados a los que acceden. Las políticas corporativas diseñadas para cumplir con el programa SEMS deberían ser cada vez más aceptadas a nivel global conforme las compañías no radicadas en EUA buscan trabajar en las áreas marinas de ese país. Además, dado que el resultado final que arrojan los hábitos de trabajo seguros y eficientes es la reducción del tiempo de inactividad y de los errores costosos, podría argumentarse que si bien la implementación de la política SEMS implica ciertos gastos, el impacto financiero general en los proyectos de desarrollo de aguas profundas es sin dudas positivo.



^ Formación de riesgos de flujo de aguas someras en aguas profundas. A medida que se depositan los sedimentos, las velocidades de escape de los fluidos pueden mantener el ritmo de la tasa de compactación o no. Si los fluidos no pueden escapar con una velocidad que permite el equilibrio con la presión hidrostática, las areniscas se vuelven sobrepresionadas. La penetración de las areniscas sobrepresionadas permite la expulsión, a menudo súbita, del agua entrampada. Los sedimentos limosos ricos en minerales de arcilla, que tarde o temprano se convierten en lutitas, en general no se encuentran sobrepresionados.

En las condiciones que caracterizan a las regiones de aguas ultra-profundas, la presión hidrostática de la columna de fluido de perforación por encima de la barrena puede exceder la presión de iniciación de la fractura de la formación que se está perforando. Si el pozo alcanza una profundidad en la que la ventana entre la presión de fracturamiento y la presión de poro se cierra, el lodo de perforación se perderá en la formación y el operador no tendrá otra alternativa que proceder a la entubación del pozo. Con cada sarta de revestimiento, el operador debe reducir el tamaño de la barrena del intervalo siguiente. Este proceso puede dar como resultado un tamaño final de pozo que impida la capacidad para adquirir datos de evaluación de formaciones o traducirse en un tamaño de tubería de revestimiento de producción demasiado pequeño para admitir volúmenes de producción rentable. Además, estos diámetros más reducidos pueden ser demasiado pequeños para dar cabida a la arquitectura de terminación requerida, tal como los sistemas de control de la producción de arena, de control del flujo de fluidos y de levantamiento artificial. Las sartas de revestimiento agregadas pueden amenazar la rentabilidad del proyecto por los costos de los materiales y los días adicionales de equipo de perforación.

Para abordar la ventana de perforación restringida se han desarrollado numerosas soluciones. Se han utilizado fluidos de perforación con reologías planas que se mantienen constantes con las variaciones de temperatura y cementos de baja densidad, que a veces se infusionan con nitrógeno, para reducir la presión hidrostática de las columnas de fluidos en el pozo. En ciertos casos, cuando la tubería de revestimiento debe ser colocada por encima de la profundidad prevista para el asiento de la zapata, el perforador puede evitar una reducción del tamaño de la tubería de revestimiento siguiente mediante una operación de rectificación —repasando y ensanchando el pozo por debajo del asiento de la zapata— y la colocación posterior de una tubería de revestimiento que pueda ser expandida al tamaño de la tubería de revestimiento previa.

Alternativamente, algunas unidades de perforación de aguas profundas están equipadas con sistemas de perforación de gradiente dual o con manejo de la presión. En los primeros, las bombas se colocan en el fondo marino para llevar el fluido a la superficie. El efecto que se genera es la reducción de la presión hidrostática sobre la formación mediante la bajada del tope de la columna de fluido hasta el fondo marino. Esto extiende la profundidad hasta la cual se puede perforar el pozo antes de que la presión hidrostática de la columna de fluido exceda la presión de iniciación de la fractura de la formación. En esta última aplicación, la formación se hace fluir de manera controlada, lo que permite que el perforador controle el pozo utilizando un lodo de menor densidad, a la vez que se reduce la presión hidrostática ejercida sobre la formación.[4]

Los peligros someros de las profundidades

Los operadores comienzan la perforación en aguas profundas seleccionando los objetivos y las localizaciones de perforación. En los primeros tiempos de la perforación en aguas profundas, los operadores se sorprendían al observar fenómenos en la superficie y en el subsuelo que no habían observado en las áreas más someras o en tierra firme; tales fenómenos representan amenazas para el fondo oceánico y la estabilidad de los pozos. Algunas áreas del fondo marino contienen —además de obstáculos creados por el hombre, tales como cables, líneas de conducción, cabezales de pozos e incluso elementos de artillería sin explotar— peligros naturales para la perforación, tales como hoyos producidos por el escape de fluidos activos, los volcanes de lodo y las escarpas de fallas, que pueden desestabilizar el sustrato e imposibilitar el anclaje de los equipos de perforación y la iniciación de la perforación de los pozos. En aguas profundas, el fondo del océano también puede caracterizarse por la presencia de pendientes inestables, derrumbes, deslizamientos y hundimientos.

Inmediatamente por debajo del fondo marino, las amenazas para las operaciones de perforación provienen de los flujos de gas y aguas someras, la presencia de derrames (*splays*) y canales acuíferos y gasíferos sepultados, las fallas activas, las nubes de gas, las chimeneas y plumas convectivas, los hidratos de gas disociado y los efectos de la transferencia de presión lateral que pueden hacer que las presiones más elevadas lleguen a las profundidades más someras. Si no se reconocen antes de comenzar la perforación, estos riesgos geológicos pueden obligar a los perforadores a abandonar

4. Para obtener más información sobre el manejo de la presión durante la perforación, consulte: Elliott D, Montilva J, Francis P, Reitsma D, Shelton J y Roes V: "El manejo de la presión durante las operaciones de perforación," *Oilfield Review* 23, no. 1 (Septiembre de 2011): 16–25.

Cuvillier G, Edwards S, Johnson G, Plumb D, Sayers C, Denyer G, Mendonça JE, Theuveny B y Vise C: "Soluciones para los problemas de la construcción de pozos en aguas profundas," *Oilfield Review* 12, no. 1 (Verano de 2000): 2–19.

5. Dutta NC, Utech RW y Shelander D: "Role of 3D Seismic for Quantitative Shallow Hazard Assessment in Deepwater Sediments," *The Leading Edge* 29, no. 8 (Agosto de 2010): 930–942.

6. Eaton LF: "Drilling Through Deepwater Shallow Water Flow Zones at Ursa," artículo SPE/IADC 52780, presentado en la Conferencia de Perforación de las SPE/IADC, Ámsterdam, 9 al 11 de marzo de 1999.

7. Dutta et al, referencia 5.

sus localizaciones originales o al menos suspender las operaciones hasta que pueda confeccionarse un plan para sortear el problema perforando a través o alrededor del mismo. En la plataforma continental más somera, especialmente en áreas deltaicas, el principal peligro del fondo submarino es la presencia de agua somera o bolsones de gas que generan riesgos de explosiones o de desestabilización del fondo marino durante y después de las operaciones de perforación. En el área de aguas profundas más allá de la plataforma y en aguas ultra-profundas, el flujo de aguas someras (SWF), el peligro geológico más común, constituye un riesgo significativo para las operaciones de perforación.

El flujo de aguas someras prevalece en las cuencas con altas tasas de depositación y tiene origen en el sepultamiento rápido de depósitos de arena y limo seguido por fenómenos de compactación diferencial y deshidratación. Estos fenómenos se producen en tirantes de agua de más de 500 m y usualmente se observan en formaciones de areniscas a aproximadamente 250 - 1 000 m [800 - 3 300 pies] por debajo de la línea de lodo (página anterior).[5] Si se perfora a través de estas areniscas entrampadas, el agua y los sedimentos pueden fluir hacia el interior, hacia la superficie y a veces alrededor del pozo, y pueden amenazar la viabilidad de la localización del pozo. En el Golfo de México, por ejemplo, un operador se vio obligado a desplazar una plataforma de cables tensados porque 10 de las 21 bocas de perforación se desestabilizaron cuando la tubería de revestimiento se curvó después de que un SWF produjera el desmoronamiento del sedimento que las sustentaba.[6]

Cuando es posible, los ingenieros evitan perforar a través de riesgos geológicos porque su mitigación puede ser dificultosa y puede incurrirse en un significativo NPT. Cuando el peligro es inevitable, el plan de perforación debe incluir programas de lodo y entubación para contingencias diseñados para contener las presiones anormales. En aguas profundas, el control de pozos a través del incremento de la densidad del lodo, que es el método utilizado normalmente por los ingenieros de perforación para combatir la presión anormal, a menudo es problemático debido a la estrechez de la ventana de perforación.

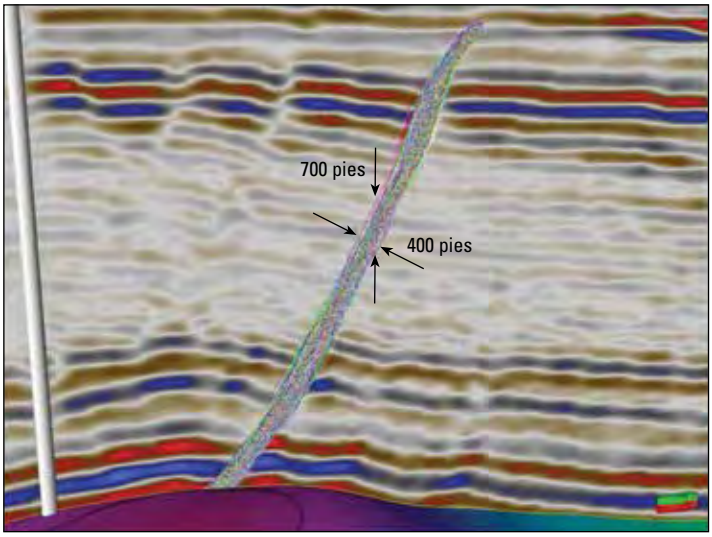
Los operadores protegen sus pozos de los riesgos someros a través de la identificación y la selección y planeación adecuadas del sitio. No obstante, en aguas profundas, los datos de pozos vecinos a menudo son escasos o inexistentes durante las fases de exploración de los proyectos, y los operadores identifican los peligros someros a través de levantamientos sísmicos de exploración e hidrográficos o levantamientos del sitio, la perforación de pozos piloto o el modelado estratigráfico. Además, los datos sísmicos modernos de alta calidad han mejorado significativamente la capacidad de la industria para detectar estos riesgos geológicos someros. Pero todas estas técnicas de identificación de peligros presentan tanto ventajas como desventajas (abajo).

Además de identificar la existencia de un SWF, los geofísicos deben cuantificar el riesgo potencial del fenómeno. Por ejemplo, las arenas SWF de gran espesor que se extienden a través de grandes áreas son capaces de fluir por un largo período de tiempo, durante parte del cual las tasas de flujo generalmente se incrementan. El echado de formación asociado con un SWF también puede contribuir al nivel de riesgo porque un echado significativo permite que la presión de poro más alta proveniente de las porciones más profundas de la arena se mueva echado arriba, lo que incrementa los efectos de la sobrepresión.[7]

Debido a la falta de datos de pozos vecinos de alta calidad, la evaluación del potencial para la presencia de riesgos geológicos en aguas profundas también puede ser dificultosa. Los datos de riesgos geológicos recolectados utilizando métodos sísmicos tradicionales no pueden ser utilizados para cuantificar el riesgo porque esos datos son adquiridos con un cable sísmico marino corto que carece de distancia suficiente entre fuente y receptor para extraer las propiedades físicas a través de análisis cuantitativos tales como la inversión sísmica.

	Levantamientos de sitios	Levantamientos hidrográficos	Levantamientos sísmicos de exploración	Perforación de pozos piloto	Modelado estratigráfico
Descripción	Mediciones sísmicas independientes adquiridas en una localización de perforación propuesta Enfoque de alta frecuencia (fuente de alta frecuencia, remolque somero y desplazamiento ultra-corto)	Un rango de mediciones que incluyen mediciones batimétricas, de sonares de barrido lateral, de sondas multihaz y fotografías del fondo marino	Reprocesamiento de alta resolución de las mediciones sísmicas de exploración	Pozos piloto someros perforados para registrar cerca de la superficie	Interpretación de las mediciones de sísmica de reflexión disponibles
Penetración	Limitada (1-2 s por debajo del fondo marino)	Fondo marino solamente	Ultra-profunda (10 s)	Limitada por los costos de perforación	Dependiente de las mediciones
Resolución	Media (200-300 Hz)	Alta (500-1 000 Hz)	Baja (100-150 Hz)	No corresponde	Equivalente a los datos sísmicos de entrada
Valor	Identifica anomalías geológicas del fondo marino y artificiales Identifica fallas someras Puede identificar riesgos someros mediante la interpretación estratigráfica	Medición de alta resolución del fondo marino	Estimación indirecta de las propiedades de las rocas, que permite identificar riesgos someros Cobertura espacial amplia Potencial para la técnica de lapsos de tiempo	Medición directa de las propiedades de las rocas	
Deficiencias	No adecuada para los flujos de trabajo asociados con la física de las rocas Cobertura espacial limitada	Penetración limitada por debajo del fondo marino No adecuada para los flujos de trabajo asociados con la física de las rocas	Resolución limitada en el fondo marino	Costo	Se basa en la interpretación geológica que utiliza la información de los pozos piloto para la calibración

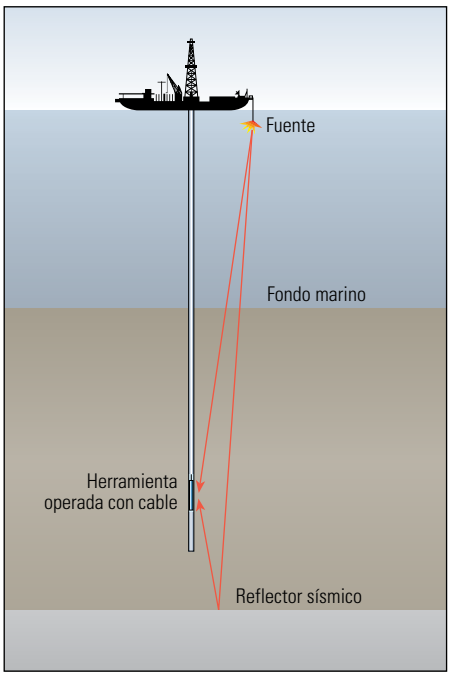
^ Identificación de riesgos someros. Existen numerosos métodos de identificación de riesgos someros, cada uno de los cuales posee ventajas y desventajas.

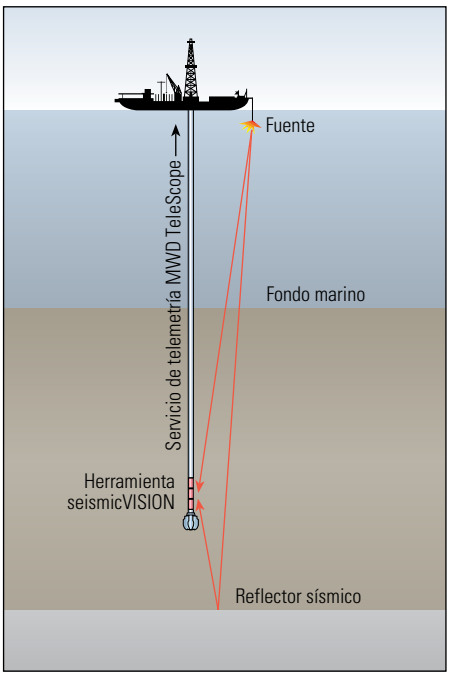


^ Incertidumbre asociada con la localización de fallas. Durante el procesamiento de los levantamientos sísmicos, la migración basada en el mapa convierte las superficies en escala de tiempo en superficies en escala de profundidad. Una superposición de 500 realizaciones de una falla, migradas en base a un mapa, revela que la incertidumbre a través de este plano de falla es de aproximadamente 120 m [400 pies]. Para un pozo vertical, esto se traduce en más de 200 m [700 pies] de incertidumbre para precisar el lugar en el que el pozo debería cruzar la falla. (Adaptado de Esmersoy et al, referencia 11.)

Para contrarrestar esta deficiencia, los geofísicos han comenzado recientemente a reprocesar los datos sísmicos convencionales 3D de gran distancia entre fuente y receptor para cuantificar los riesgos someros. Luego, desarrollan mediciones cuantitativas de los riesgos someros utilizando atributos tales como la relación entre la velocidad de las ondas compresionales y la velocidad de las ondas de corte (cizalla) (V_p/V_s), el esfuerzo efectivo y la densidad.[8] Las arenas de un SWF son altamente no consolidadas y presentan una V_p que se aproxima a la del agua y una V_s que se aproxima a cero. Por consiguiente, los SWFs pueden ser identificados por una alta relación V_p/V_s comparada con la de los sedimentos adyacentes.

Debido al proceso de sepultamiento y compactación que formó las arenas del SWF, éstas exhiben un contacto pobre entre granos y, por consiguiente, un bajo esfuerzo efectivo y una alta porosidad. Como resultado, la remediación a través del bombeo de cemento o de píldoras de alta densidad — que son soluciones para otras circunstancias de pérdidas de circulación— es casi imposible y el enfoque más confiable para los SWFs consiste sencillamente en evitarlos. El mapeo de la batimetría de superficie en las áreas deltaicas permite generar un mapa de probabilidades de riesgos que indica dónde los datos sísmicos deben ser cuidadosamente examinados por la presencia de rasgos lobulados o canales sepultados que podrían alojar SWFs para evitarlos.



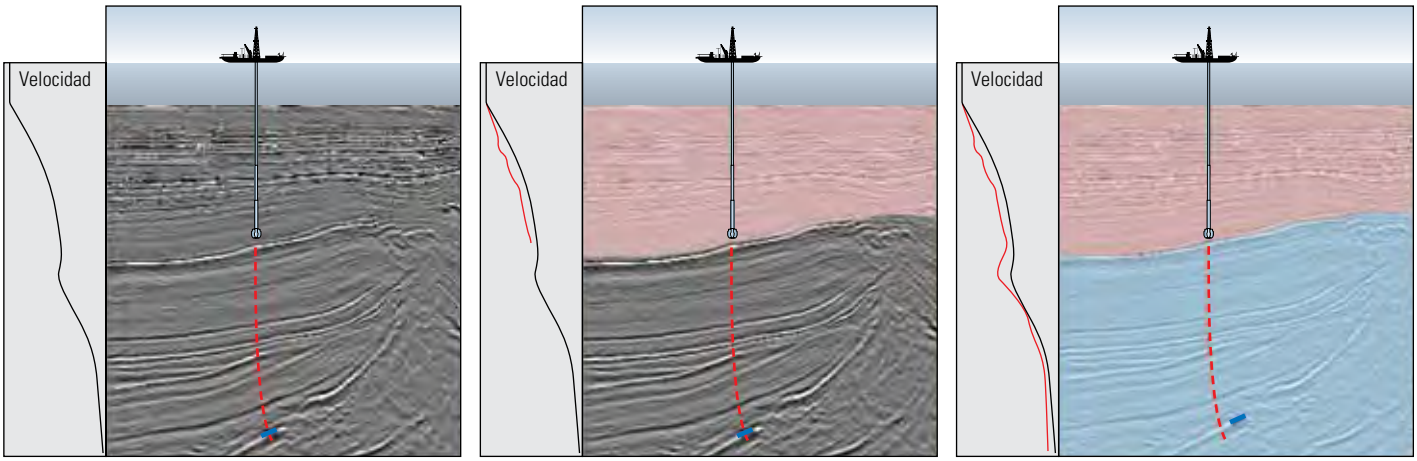


^ Técnicas de tiros de pruebas de velocidad. Los tiros de pruebas de velocidad con herramientas operadas con cable (*izquierda*) requieren que el perforador detenga la perforación y monte y corra una herramienta sísmica operada con cable. La herramienta seismicVISION (*derecha*) forma parte del conjunto de fondo. La adquisición de datos se efectúa durante las conexiones de las tuberías, por lo que no requiere tiempo de equipo de perforación extra. Las formas de ondas obtenidas con la herramienta SeismicVISION son transmitidas hacia la superficie desde la herramienta LWD utilizando el servicio de telemetría durante la perforación de alta velocidad TeleScope. (Adaptado de Chandrasekhar et al, referencia 13.)

Mapeo de terrenos inexplorados

Dadas las numerosas soluciones técnicas desarrolladas para las operaciones iniciales en aguas profundas y debido a que los costos, riesgos y recompensas son tan altos, los operadores de aguas ultra-profundas tienden a enfocarse más en la maximización del retorno de sus inversiones que en la reducción del NPT. Si bien la eficiencia de las prácticas operativas continúa siendo una prioridad, la preocupación principal para los operadores de aguas ultra-profundas es el posicionamiento óptimo de los pozos dentro del yacimiento, ya que esto augura un incremento de las tasa de producción y recuperación final. En consecuencia, la geología y la geofísica han asumido roles más importantes a través de todo el flujo de trabajo de E&P en aguas ultra-profundas que en los ámbitos más tradicionales de exploración y desarrollo.

Normalmente, en aguas ultra-profundas, se dispone de poco control de pozos o mediciones directas de las propiedades de los yacimientos para calibrar las interpretaciones sísmicas y el modelado del subsuelo. Por consiguiente, los operadores se basan en modelos para comprender los riesgos financieros y técnicos asociados con el desarrollo de sus activos. El proceso de modelado de los yacimientos de aguas ultra-profundas incluye el modelado geológico y geofísico, la caracterización de yacimientos, el modelado del flujo de fluidos de yacimiento, el diseño de las instalaciones, el aseguramiento del flujo y los análisis de incerti-



^ Método de perforación guiada por la sísmica. La imagen sísmica previa a la perforación (*izquierda*) basada en la velocidad de formación estimada (curva negra) incluye la trayectoria del pozo (línea roja de guiones) y el objetivo (azul oscuro). Mediante la utilización de la técnica de perforación guiada por la sísmica, los ingenieros miden las velocidades de la formación hasta la profundidad de la barrena (*centro*, curva roja) y utilizan estos datos para actualizar el modelo en la sección perforada del pozo (sombreado rosa). Luego, los datos se utilizan para volver a construir el modelo del subsuelo y la imagen estructural (*derecha*, sombreado azul). El modelo reconstruido puede revelar un cambio en la localización del objetivo, que requiere la modificación en la trayectoria del pozo.

dumbres y riesgos. El desarrollo de cada uno de estos componentes se complica debido a la falta de disponibilidad de datos rigurosos, tales como registros de pozos, pruebas y datos de núcleos.

El modelado geológico y geofísico utiliza habitualmente datos sísmicos, calibrados en función de los pocos registros que pueden haberse corrido en el área, para mapear los rasgos más importantes, tales como fallas y posibles barreras estratigráficas para el flujo de fluidos. La caracterización de yacimientos depende significativamente de los datos sísmicos, y para reducir la incertidumbre inherente a estos datos, los geofísicos e ingenieros utilizan métodos geoestadísticos a fin de describir los yacimientos a través de las tendencias, la variabilidad de las propiedades y las interpretaciones subjetivas.[9] Estos modelos permiten a los científicos predecir los efectos producidos por los rasgos geológicos en el movimiento de los fluidos a través de todo el campo.[10]

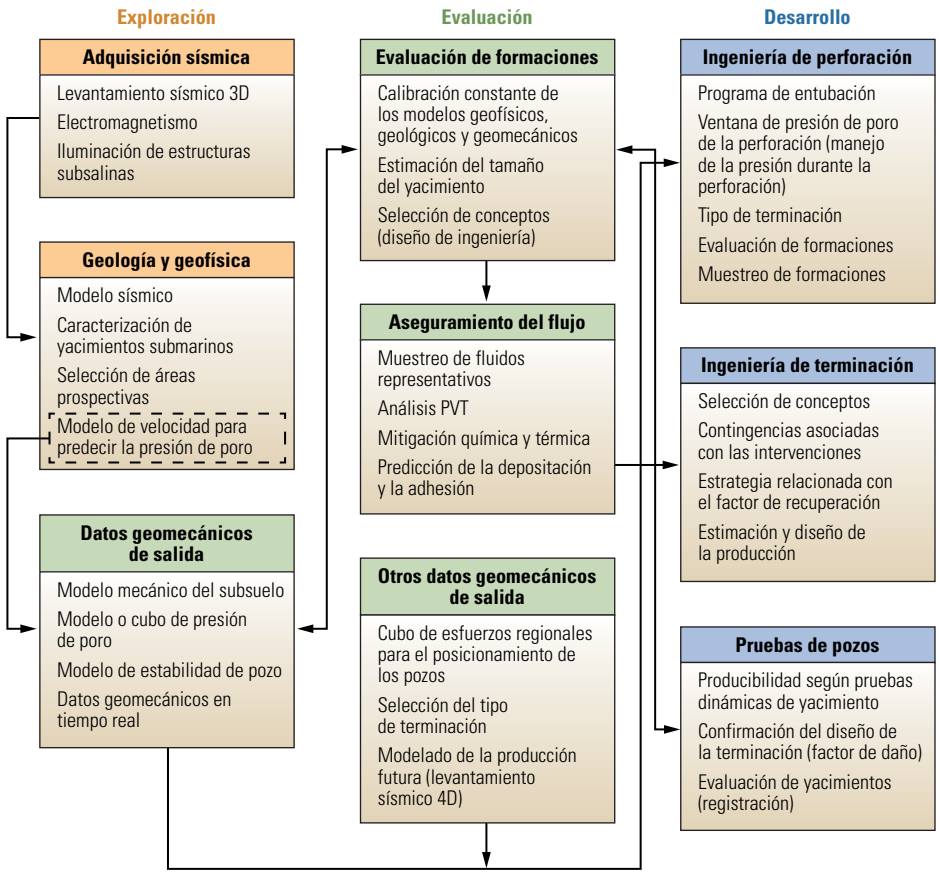
En situaciones en las que la información de pozos vecinos es limitada, los ingenieros planifican los programas de perforación basados en la generación de imágenes sísmicas en profundidad y en las propiedades estimadas para mapear las estructuras y los objetivos geológicos e identificar las características de las formaciones, tales como el gradiente de presión de poro, el gradiente de presión de fracturamiento y las propiedades geomecánicas. Dado que los datos son limitados, las incertidumbres son significativas y el modelo geológico resultante es interpretativo y no único; cada modelo tiene múltiples opciones que se ajustan a los mismos datos sísmicos de superficie (página anterior, arriba).[11]

Para direccionar el pozo a través de intervalos inciertos, los ingenieros y geofísicos utilizan levantamientos de tiros de pruebas de velocidad en tiempo real.[12] Esta técnica, que emplea el método de transmisión de pulsos a través del lodo y no perturba las operaciones de perforación, permite a los perforadores adquirir un levantamiento de tiros de pruebas de velocidad, o levantamiento sísmico de referencia, en cada conexión y recibir los datos en la superficie en tiempo real (página anterior, abajo). Los geofísicos utilizan estos datos para refinar el modelo de velocidad previo a la perforación, que luego se utiliza para actualizar las profundidades de los objetivos de perforación y el modelo geológico.[13] Además, los métodos de adquisición de mediciones sísmicas durante la perforación (SWD) en tiempo real, tales como el servicio seismicVISION de Schlumberger, confirman la posición de la barrena en la imagen sísmica.

Los investigadores de Schlumberger perfeccionaron el enfoque SWD mediante el desarrollo de un método para integrar los datos obtenidos durante la perforación con los datos sísmicos de superficie y de pozos vecinos. Con estos datos, los equipos de trabajo revisan y, si es necesario, generan un nuevo modelo 3D, que incluye una nueva imagen sísmica, y recalculan la predicción de la presión de poro y el gradiente de fracturamiento, lo que reduce la incertidumbre presente delante de la barrena.[14] Durante las operaciones de perforación, la integración del flujo de trabajo de mediciones sísmicas de superficie y de fondo de pozo del método de perforación guiada por la sísmica mide las velocidades de la formación hasta la barrena (arriba). Con una cobertura habitual de 100 km^2 [40 mi^2] alrededor de una localización de pozo propuesta, los estudios basados en el método de perforación guiada por la sís-

8. Para obtener más información sobre la relación V_p/V_s, consulte: Alsos T, Eide A, Astratti D, Pickering S, Benabentos M, Dutta N, Mallick S, Schultz G, den Boer L, Livingstone M, Nickel M, Sønneland L, Schlaf J, Schoepfer P, Sigismondi M, Soldo JC y Strønen LK: "Aplicaciones sísmicas a lo largo de la vida productiva del yacimiento," *Oilfield Review* 14, no. 2 (Otoño de 2002): 54–71.
9. Ezekwe JN y Filler SL: "Modeling Deepwater Reservoirs," artículo SPE 95066, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Dallas, 9 al 12 de octubre de 2005.

   Mediante el empleo de modelos geoestadísticos, los geólogos utilizan información estadística para indicar la distribución probable de los rasgos a través de un yacimiento, si bien no conocen la localización precisa de esos rasgos.
10. Rossi D, Malinverno A y Carnegie A: "Trends in Geostatistics," *Middle East Well Evaluation Review* 14 (Noviembre de 1993): 45–53.
11. Esmersoy C, Ramírez A, Hannan A, Lu L, Teebenny S, Yang Y, Sayers CM, Parekh C, Woodward M, Osypov K, Yang S, Liu Y, Shih C, Hawthorn A, Cunnell C, Shady E, Zarkhidze A, Shabrawi A y Nessim M: "Guiding Drilling by Look Ahead Using Seismic and LWD Data," artículo SPE 164786, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica de África Septentrional, El Cairo, 15 al 17 de abril de 2013.
12. Un levantamiento de tiros de pruebas de velocidad es un tipo de levantamiento sísmico de pozo diseñado para medir el tiempo de viaje de la señal desde la superficie hasta una profundidad conocida.
13. Chandrasekhar S, Dotiwala F, Kim TK, Khaitan ML y Kumar R: "Reducing Target Uncertainties and Guiding Drilling Using Seismic While Drilling Technology, A Novel Approach in Andaman Sea Deepwater," artículo SPE 165834, presentado en la Conferencia y Exhibición de Petróleo y Gas de la Región del Pacífico Asiático de la SPE, Yakarta, 22 al 24 de octubre de 2013.
14. Peng C, Dai J y Yang S: "Seismic Guided Drilling: Near Real Time 3D Updating of Subsurface Images and Pore Pressure Model," artículo IPTC 16575, presentado en la Conferencia Internacional de Tecnología del Petróleo, Beijing, 26 al 28 de marzo de 2013.



^ Interdependencias en las operaciones en aguas profundas. En los proyectos de aguas profundas, la exploración, la evaluación y los desarrollos dependen directamente unos de otros. Dentro de cada una de estas amplias categorías, las disciplinas también son interdependientes y atraviesan las categorías; todas las disciplinas son al menos indirectamente dependientes entre sí.

mica utilizan un modelo de referencia del subsuelo construido a partir de imágenes sísmicas y datos de inversión sísmica y de pozos vecinos. Luego, los creadores de los modelos del subsuelo producen una imagen de un volumen pequeño alrededor de la localización del pozo, que permite a los geofísicos confeccionar un modelo de velocidad de la geología de la región vecina al pozo.

Luego, los geofísicos analizan el pozo propuesto utilizando la imagen sísmica y las propiedades estimadas de las rocas, tales como la presión de poro, el gradiente de fracturamiento y otras propiedades geomecánicas. Los ingenieros de perforación diseñan el pozo y toman las decisiones previas a la perforación respecto de la trayectoria, las profundidades de entubación, los tamaños de las tuberías de revestimiento, y los tipos y densidades del lodo.

Durante o inmediatamente después de la perforación de un intervalo, el personal de campo mide las propiedades del subsuelo utilizando herramientas LWD y herramientas operadas con cable, además de datos derivados de los registros de lodo y otros datos de perforación. A una profundidad predeterminada, o si los datos de perforación en tiempo real indican la presencia de errores significativos en el modelo inicial, los geofísicos ejecutan un flujo de trabajo basado en el método de perforación guiada por la sísmica. Estos profesionales reprocesan los datos sísmicos de superficie cercanos al pozo y utilizan técnicas de inversión tomográfica restringida por datos de tiros de pruebas de velocidad para obtener nuevas velocidades, efectuar una migración en profundidad completa y desarrollar un modelo actualizado de lo que está delante de la barrena, que incluye un nuevo perfil de velocidad.

Los geocientíficos utilizan los registros de pozos para actualizar el modelo local del subsuelo utilizado para la predicción de la presión de poro y la presión de fracturamiento. Esto se aplica luego al nuevo modelo de velocidad para predecir las presiones de poro delante de la barrena. De este modo, los datos del pozo que se está perforando se incorporan en su totalidad en el modelo predictivo recién generado. En ciertas localizaciones o en la fase inicial de la perforación exploratoria, éstos pueden ser los únicos datos de pozos adecuados disponibles. Dado que todo el flujo de trabajo se ejecuta en tiempo casi real, los ingenieros pueden modificar el programa de perforación y ajustar los elementos clave de la planeación, tales como la trayectoria del pozo, las densidades del lodo, los diseños de las tuberías de revestimiento y las localizaciones de los objetivos.

Alcance de la profundidad total en las aguas ultra-profundas del Golfo de México

En la práctica, muchos de los representantes de las diversas disciplinas de E&P involucrados en la mayoría de los proyectos de perforación, terminación y producción de pozos llevan a cabo sus tareas en aislamiento, a pesar de los reclamos permanentes de la industria respecto de las virtudes de la integración (izquierda). No obstante, Petróleos Mexicanos (PEMEX), la compañía petrolera nacional de México, que opera en el Golfo de México, está utilizando un flujo de trabajo integrado para dirigir algunos de sus proyectos de exploración en aguas profundas y ultra-profundas. La técnica —visualice, conceptualice, defina, dé seguimiento y evalúe, conocida por su sigla en idioma español VCDSE— es definida por las cinco etapas siguientes:

- visualización: identificación de opciones y validación del proyecto del pozo
- conceptualización: análisis y selección de las mejores opciones
- definición: ejecución de la ingeniería de detalle
- seguimiento: ejecución de la construcción del pozo
- evaluación: documentación y evaluación de las lecciones aprendidas durante la ejecución del pozo.

A lo largo de todo el proceso, un líder de proyecto coordina las disciplinas dentro del equipo VCDSE de exploración, los equipos operacionales y las compañías de servicios. Las disciplinas involucradas son: geofísica, geología, petrofísica, geomecánica, e ingeniería de yacimientos, perforación, terminación y evaluación de riesgos. Estos equipos de trabajo cuentan con el apoyo de especialistas y compañías de servicios internacionales.[15]

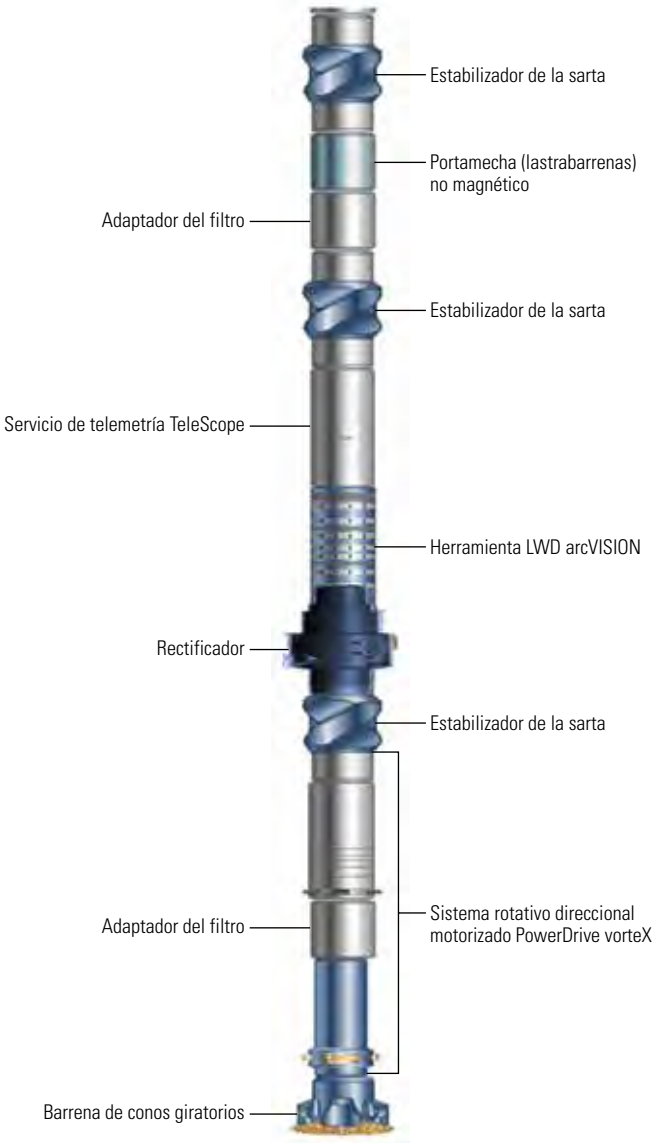
Los ingenieros de PEMEX y Schlumberger identificaron distintas opciones y validaron un diseño de pozo para tres pozos ultra-profundos, los pozos Supremus-1, Maximino-1 y Trion-1, ubicados en el cinturón plegado Perdido en la región Tamaulipas Norte del Golfo de México. El equipo de trabajo empleó una metodología denominada Perforación sin Sorpresas (NDS) para integrar el diseño y la ejecución del proyecto.[16] El flujo de trabajo de la metodología NDS incorpora información de la etapa de diseño para definir los

pasos para la identificación y la mitigación de los riesgos de perforación potenciales e incluye medidas de contingencias producidas con el software de planeación y manejo de la ingeniería de perforación DrillMAP.

Si bien éstos fueron los primeros tres pozos perforados en las aguas ultra-profundas del lado mexicano del cinturón plegado Perdido, PEMEX ha perforado pozos en la región cercana de aguas profundas desde el año 2004. Sobre la base del análisis de datos de esos primeros pozos y de pronósticos de estabilidad de pozos, el software DrillMAP generó una herramienta de perforación visual que mostró el diseño de los pozos, incluidos los tamaños de las tuberías de revestimiento y las profundidades de entubación, las ventanas de densidad del lodo de perforación y las localizaciones de los riesgos de perforación potenciales. Además, el software DrillMAP proporcionó a los ingenieros los riesgos por sección de pozo, el índice de severidad, el método utilizado para detectar los riesgos y el plan de mitigación desarrollado por el equipo del proyecto en la fase previa a la perforación.

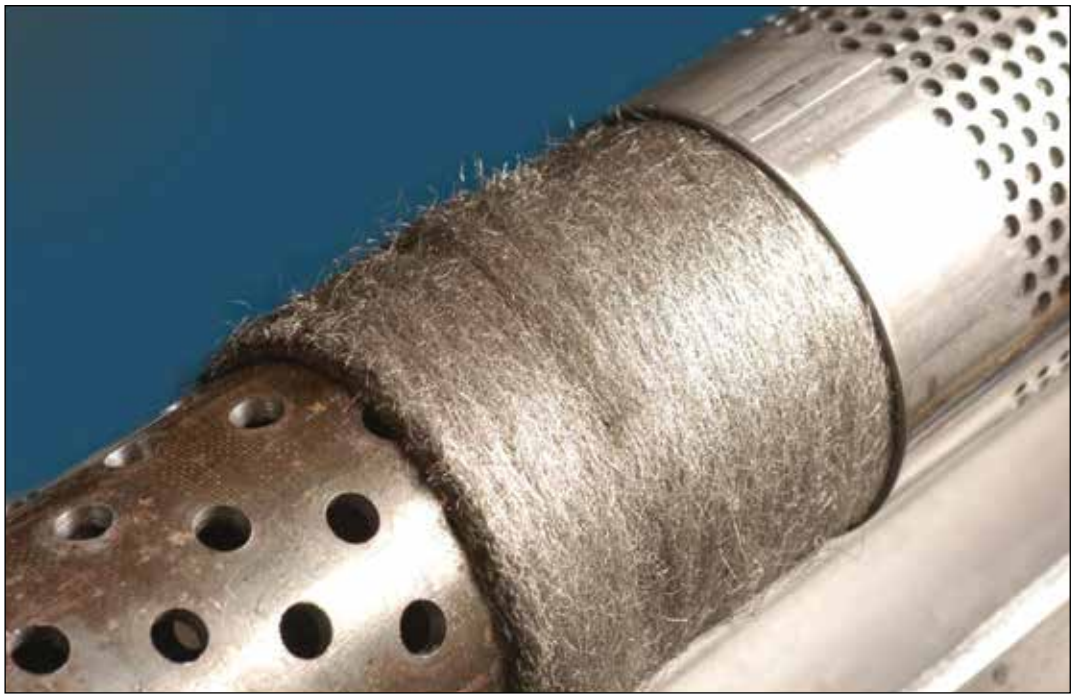
Durante la perforación de los tres pozos de aguas ultra-profundas, los ingenieros de Schlumberger y PEMEX monitorearon el avance utilizando el servicio de monitoreo geomecánico en tiempo real y la comparación continua con la planeación del software DrillMAP. En un centro de visualización de las operaciones de perforación, situado en Poza Rica de Hidalgo, en Veracruz, México, un grupo de petrofísicos, ingenieros geomecánicos e ingenieros especialistas en optimización de la perforación monitorearon y analizaron los datos LWD provenientes del equipo de perforación. El equipo de trabajo multidisciplinario utilizó los modelos geológicos, geomecánicos y de presión de poro validados y actualizados, previos a la perforación, que ayudaron a reducir la incertidumbre en el intervalo de perforación siguiente.[17]

Después de perforar el pozo Supremus-1, los ingenieros examinaron cómo la tubería guía de superficie fue colocada en su lugar y lograron optimizar la velocidad de penetración (ROP) para asegurar que la tubería de revestimiento alcanzara la profundidad pretendida. Además, dado que los perforadores habían experimentado dificultades para mantener la verticalidad durante la perforación de la sección de superficie del pozo de aguas profundas CAZA-1 utilizando una cubierta acodada vertical y un motor de perforación convencional, el equipo de planeación rediseñó el conjunto de fondo (BHA). El nuevo conjunto incluyó un sistema rotativo direccional motorizado PowerDrive vorteX, una barrena de conos giratorios de 26 pulgadas y un abridor de pozo para ensanchar el pozo hasta alcanzar 33 pulgadas (abajo).[18]



^ Mantenimiento de la verticalidad del pozo. Para un pozo perforado en el cinturón plegado Perdido del área marina de México, los ingenieros utilizaron un BHA que incluía un rectificador posicionado por encima de un motor de perforación PowerDrive vorteX. Primero, perforaron una sección de pozo piloto de 26 pulgadas para admitir las herramientas de adquisición de registros LWD arcVISION, que adquirieron mediciones de resistividad, rayos gamma, inclinación y presión anular durante la perforación. Luego, el rectificador se abrió y los ingenieros ensancharon el diámetro del pozo hasta 33 pulgadas. A lo largo de todo el intervalo de perforación, lograron mantener una trayectoria de pozo vertical de menos de 1° de inclinación, como se requería para el programa de entubación.

15. Vallejo VG, Olivares A, Saavedra O, López JR y Torres ME: "Drilling Evolution of the Ultra Deepwater Drilling Campaign in Mexico, Perdido Fold Belt," artículo OTC 25030, presentado en la Conferencia de Tecnología Marina, Asia, Kuala Lumpur, 25 al 28 de marzo de 2014.
16. Para obtener más información sobre el proceso "Perforación sin Sorpresas," consulte: Bratton T, Edwards S, Fuller J, Murphy L, Goraya S, Harrold T, Holt J, Lechner J, Nicholson H, Standifird W y Wright B: "Prevención de problemas durante la perforación," *Oilfield Review* 13, no. 2 (Otoño de 2001): 32–51.
17. Vallejo et al, referencia 15.
18. Para obtener más información sobre la perforación rotativa direccional, consulte: Copercini P, Soliman F, El Gamal M, Longstreet W, Rodd J, Sarssam M, McCourt I, Persad B y Williams M: "Mayor potencia para continuar la perforación," *Oilfield Review* 16, no. 4 (Primavera de 2005): 4–9.
Downton G, Hendricks A, Klausen TS y Pafitis D: "Nuevos rumbos en la perforación direccional," *Oilfield Review* 12, no. 1 (Verano de 2000): 20–31.



^ Opción de control de la producción de arena. Para evitar que la arena fluya hacia el interior del pozo y a la vez se cree un abatimiento de presión suficiente para efectuar pruebas de pozos en el pozo Maximino-1 de PEMEX, situado en aguas ultra-profundas, el operador optó por escoger los cedazos (filtros) autónomos MeshRite y desplegarlos a lo largo del doble de la longitud del intervalo a evaluar. Esta longitud adicional del cedazo redujo la caída de presión a través del área del cedazo y esta distribución del área de flujo permitió al sistema evitar el flujo excesivo en cualquier punto específico. La presencia de dichos puntos genera puntos candentes. El filtro del cedazo se forma envolviendo camadas de lana de acero inoxidable comprimido sobre el tubo de base perforado, que luego se cubre con un recubrimiento externo perforado. Esa configuración genera un área de flujo abierta del 40% y una permeabilidad al aire de más de 3 000 D.

En las secciones someras del pozo, los perforadores debieron emplear una trayectoria de pozo direccional única para evitar los riesgos someros e intersectar los objetivos someros del yacimiento. Además, el equipo de trabajo perforó un pozo de 12¼ pulgadas para poder adquirir con éxito registros con herramientas operadas con cable, núcleos laterales (testigos laterales, muestras de pared) y datos modulares de muestreo de fluidos y presión. El diseño del BHA permitió a los ingenieros perforar el pozo piloto de 12¼ pulgadas y desplegar las herramientas LWD y los abridores de pozo en la misma carrera.

Los ingenieros optaron por adquirir los datos petrofísicos y de propiedades de las rocas a través de las mediciones LWD para permitir la evaluación preliminar del yacimiento potencial y la actualización del modelo geomecánico. Si no se encontraba zona de interés alguna, la sección de pozo de 12¼ pulgadas se perforaba y se registraba hasta la profundidad total al mismo tiempo que el rectificador ensanchaba el pozo, ahorrando así el tiempo que implicaría una carrera subsiguiente con el abridor de pozo.

Si la zona demostraba ser de interés, los ingenieros podrían perforar el pozo de 12¼ pulgadas a través del yacimiento y recolectar los datos LWD antes de reconfigurar el BHA sin el rectificador para perforar el pozo piloto hasta la profundidad total (TD). El tamaño del pozo de 12¼ pulgadas permitió a los ingenieros correr un conjunto completo de herramientas de adquisición de registros con cable para adquirir los datos esenciales para la caracterización de las rocas y los fluidos de yacimiento. Esta estrategia se tradujo en una operación exitosa y en una buena calidad de pozo y permitió satisfacer los objetivos de diseño de la perforación a la vez que redujo los riesgos de perforacion.[19]

Para computar con exactitud las reservas para el área Perdido, los ingenieros de PEMEX diseñaron y corrieron una prueba de formación a través de la columna de perforación (DST) en el pozo Maximino-1. La prueba DST estableció un récord mundial de profundidad de agua para este

19. Vallejo et al, referencia 15.

20. Para obtener más información sobre el alcance de la extensión productiva Jubilee a través del Atlántico Sur, consulte: Bryant I, Herbst N, Dailly P, Dribus JR, Fainstein R, Harvey N, McCoss A, Montaron B, Quirk D y Tapponnier P: "De cuenca a cuenca: La tectónica de placas en exploración," *Oilfield Review* 24, no. 3 (Marzo de 2013): 38–58.

tipo de prueba. El equipo de trabajo utilizó las lecciones aprendidas y los datos de evaluación de formaciones adquiridos durante la perforación de los tres pozos previos del área, Trion-1, Supremus-1 y PEP-1, para diseñar la prueba DST y definir sus objetivos.

Con el propósito de prevenir la producción de arena, los planificadores de pruebas de pozos necesitaban optimizar la presión diferencial. Para ello, utilizaron un estudio de manejo de la producción de arena llevado a cabo por los especialistas en geomecánica de Schlumberger. Basado en los resultados de ese estudio, el equipo de trabajo escogió los cedazos (filtros) autónomos MeshRite (página anterior). A fin de abordar los problemas que podrían surgir cuando se hicieran fluir los fluidos de formación a la superficie a través de un tubo ascendente largo sumergido en una columna de agua de mar, se llevó a cabo un estudio de aseguramiento del flujo para predecir y mitigar la formación potencial de hidratos. Los datos recolectados a partir de la prueba de formación efectuada a través de la columna de perforación fueron prioritarios para el reconocimiento de las reservas y el potencial de producción, pero también resultaron importantes para todos los ingenieros geomecánicos, ingenieros de yacimientos, el personal de pruebas y operaciones con cable, y los ingenieros de PEMEX.

Los equipos de trabajo de terminaciones de pozos y de pruebas de pozos diseñaron la sarta de fondo de pozo y el grupo de operaciones estuvo a cargo de la coordinación entre ambos equipos. La prueba DST exitosa proporcionó a PEMEX datos suficientes para registrar las reservas. Incentivada por el éxito de estas operaciones interdisciplinarias en circunstancias altamente desafiantes, ahora PEMEX está evaluando el resto de los activos que posee en el cinturón plegado Perdido.

El futuro de las operaciones en aguas ultra-profundas: Remotas, desafiantes e integradas

Los riesgos, complejidades y costos de trabajar en tirantes de agua de más de 1 500 m exigen esfuerzos coordinados y una comunicación fluida entre las diversas disciplinas técnicas que identifican las áreas prospectivas y diseñan y perforan los pozos para confirmar las acumulaciones de hidrocarburos. Además de la necesidad de cuantificar las incertidumbres asociadas con los riesgos geológicos someros, los datos de los levantamientos sísmicos y la geología para cada uno de los pasos de la operación, desde la perforación hasta la producción, los operadores que exploran en aguas ultra-profundas se enfrentan al desafío adicional que plantea la naturaleza remota de estas áreas. Los materiales y el personal no pueden ser transportados rápidamente hasta los equipos de perforación que se encuentran a cientos de kilómetros de la costa; por consiguiente, para garantizar el éxito tanto técnico como económico, las operaciones no deben ser demoradas por problemas de comunicación.

Cuando Tullow Oil plc propuso perforar un pozo de exploración a 150 km [93 mi] de la costa de la Guyana Francesa, debió abordar una verdadera frontera petrolera en todo el sentido del término, ya que el país no contaba con la presencia de una industria petrolera establecida y la base de soporte se encontraba en la República de Trinidad y Tobago con cierto apoyo de Surinam. El operador estaba explorando en un área remota con tirantes de agua de 2 048 m [6 719 pies] para determinar si su gigante extensión productiva Jubilee, frente a la costa de África Occidental, podía rastrearse a través del Atlántico hasta la costa este de América del Sur.[20]

La complejidad del proyecto era aún mayor por el hecho de que no se disponía de datos de pozos vecinos ni de una cadena de suministro establecida, y el equipo de trabajo utilizaría un equipo de perforación recién fabricado y aún sin probar. Después de finalizar un diseño de pozo conceptual, la compañía escogió el modelo de negocios y operaciones del segmento Integrated Services (IS) de Schlumberger, que incluyó un gerente de proyectos de servicios integrados (ISPM). Los servicios integrados consistieron en servicios de perforación direccional, MWD y LWD, adquisición de registros con cable, adquisición de registros de lodo, barrenas de perforación, lodo de perforación y terminación de pozos. El proyecto IS apalancó la presencia global de Schlumberger para obtener el equipo y el personal necesarios y los permisos de importación, transporte y almacenamiento requeridos para los suministros petroleros.

El ISPM desempeñó sus funciones en la oficina de operaciones de Tullow como soporte directo del superintendente de perforación de Tullow y trabajó en estrecha colaboración con el gerente de perforación de Ensco plc en Cayena, Guayana Francesa. El ISPM coordinó la planeación previa a la operación, los procesos de manejo de riesgos y los plazos de entrega de equipos y personal. El proceso Project Readiness Assessment, consistente en un plan de personal y equipos y un registro de evaluación de riesgos para identificar los problemas o los desafíos que requerirían acciones de remediación, redujo la probabilidad de ocurrencia de incidentes imprevistos y el NPT asociado. Los expertos de un centro de soporte de operaciones compartieron los datos en tiempo real con el equipo de trabajo en la localización y el personal de Tullow a través de Internet. Durante los momentos más desafiantes, el personal del centro incluyó expertos en barrenas, perforación, BHAs y fluidos. El proyecto alcanzó la profundidad objetivo del operador y encontró 72 m [236 pies] de zona productiva neta de petróleo en dos abanicos de areniscas turbidíticas, lo que demostró que el análogo de la extensión productiva Jubilee a través del Atlántico era apropiado.

Muchos proyectos de aguas ultra-profundas, como el llevado a cabo por Tullow Oil en la Guyana Francesa, se encuentran en fronteras remotas y se caracterizan habitualmente por la escasa disponibilidad de datos de pozos vecinos y la dificultad de los aspectos logísticos. Estos dos factores exacerban la complejidad y el riesgo potencial de los emprendimientos que son en sí complejos. Para manejarlos, los operadores y las compañías de servicios no tienen otra opción que aceptar con agrado el trabajo de los equipos interdisciplinarios y esforzarse para lograr una comunicación fluida. —RvF