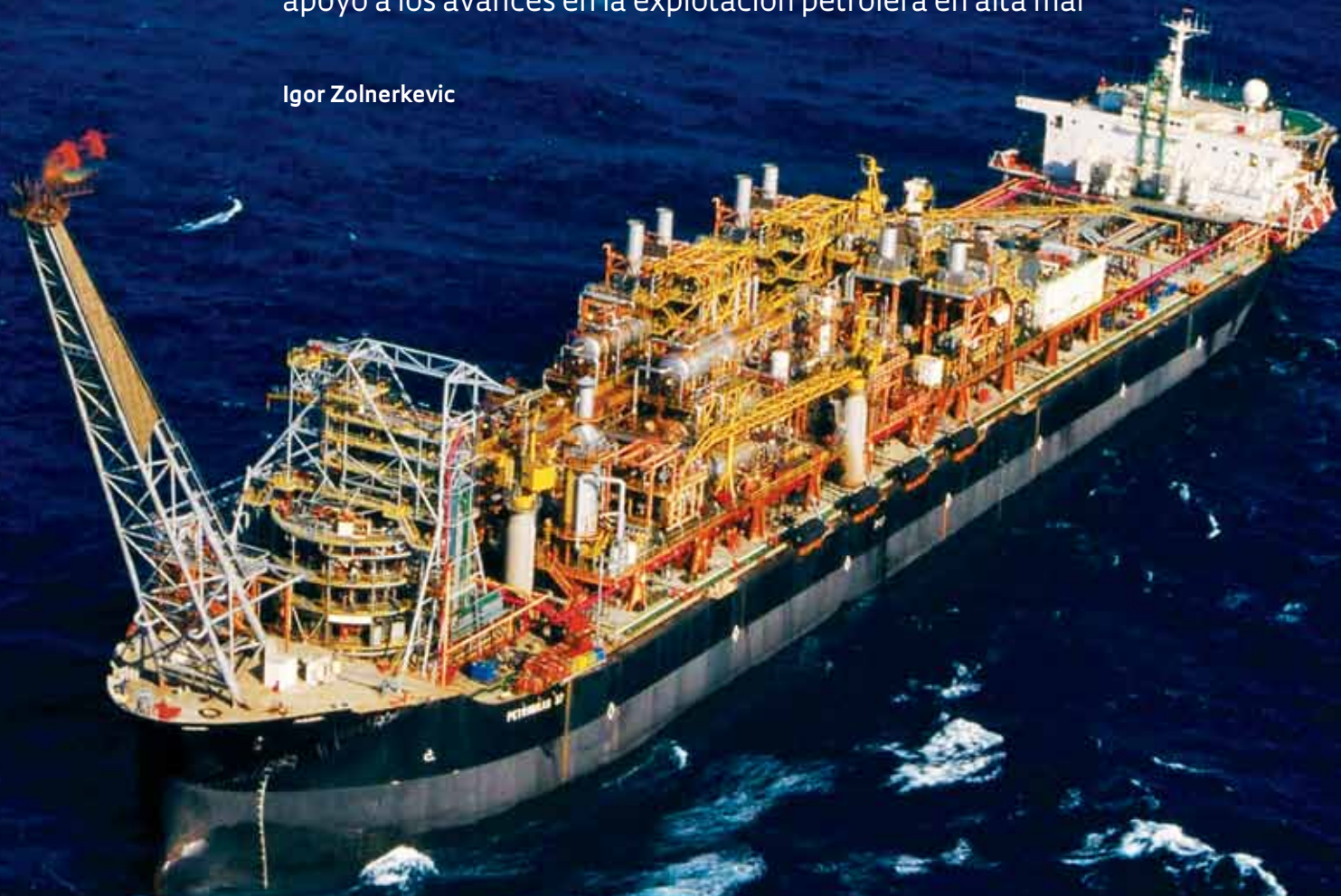



Los retos en aguas profundas

Estudios de la dinámica de las plataformas y tuberías sirven de apoyo a los avances en la explotación petrolera en alta mar

Igor Zolnerkevic



La plataforma P-37, en el campo Marlim Sul, cuenca de Campos: se trabaja en equipo para evitar el movimiento que provocan los vientos y las corrientes

An aerial photograph of an offshore oil platform in the ocean. The platform is a complex of structures, including a central tower and several smaller buildings, situated in the middle of a vast, dark blue sea. The water's surface is slightly textured with small waves. The overall scene is captured from a high angle, showing the isolation of the platform in the open ocean.

Desde hace más de tres décadas, ingenieros de diversas universidades e institutos de investigación de Brasil toman parte en un esfuerzo coordinado por el Centro de Investigaciones de Petrobras (Cenpes) para desarrollar las tecnologías que hacen posible que la empresa explote petróleo en aguas cada vez más profundas. Mientras que en la década de 1980 el desafío consistía en llegar a reservas ubicadas por debajo de los mil metros de lámina de agua en la cuenca de Campos, Petrobras actualmente logra explotar en forma segura los reservorios de la llamada capa presal en la cuenca de Santos, en profundidades de hasta 3 mil metros de lámina de agua. Ese avance llevó a que Brasil llegase a la autosuficiencia de petróleo en 2005. La producción actual llega casi a los 3 millones de barriles diarios, y más del 80% proviene de reservas marítimas, con la expectativa de superar los 6 millones barriles diarios en 2020.

Entre los problemas que la empresa debió resolver para llegar al liderazgo mundial en explotación marítima de petróleo, uno de los más instigadores consistió en hallar soluciones para que sus buques plataforma y plataformas semi-sumergibles no se desplazasen mientras extraían petróleo del fondo del mar, aun sujetos a fuertes vientos, olas y corrientes. Otro problema crítico consistió en optimizar la tecnología que impide que las largas y delgadas tuberías que llevan el crudo y el gas del pozo en el fondo del mar hasta la plataforma, los llamados *risers*, se rompan debido a las vibraciones provocadas por las corrientes submarinas.

Para contemplar estas demandas de Petrobras, a mediados de los años 1990, ingenieros de la Escuela Politécnica (Poli) de la Universidad de São Paulo (USP) se organizaron alrededor de dos Proyectos Temáticos apoyados por la FAPESP. Investigadores que antes trabajaban en forma independiente unieron fuerzas y fundaron laboratorios que en la actualidad son referencias internacionales en ingeniería *offshore*. “Los grupos implicados en esas investigaciones cuentan con el reconocimiento de la industria de petróleo y gas de todo el mundo y a menudo toman parte en investigaciones que generan innovaciones y patentes”, afirma Luiz

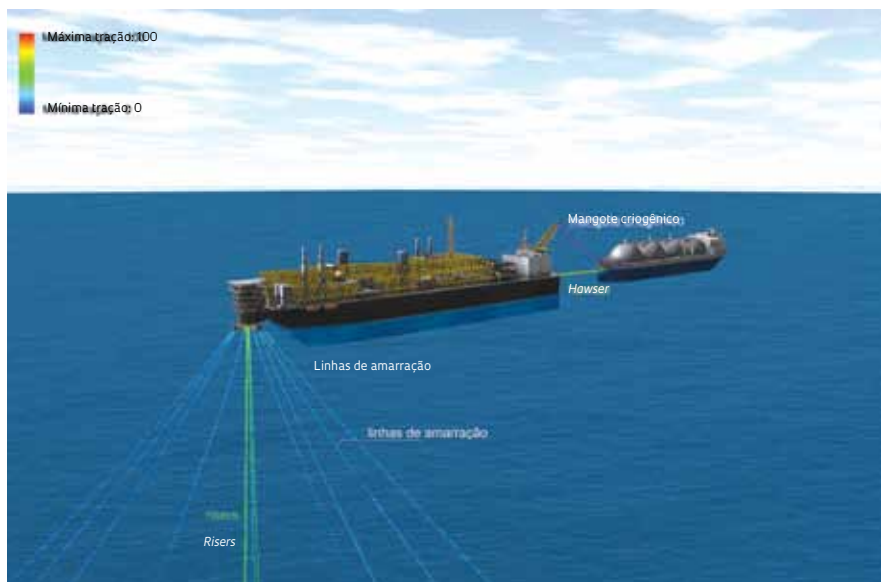
Levy, gerente de tecnología de optimización de operaciones y logística del Cenpes.

Coordinado por Hernani Brinati, del Departamento de Ingeniería Naval y Oceánica de la Poli, el proyecto intitulado “Métodos de dinámica no lineal aplicados al proyecto y al análisis de sistemas de anclaje” congregó entre 1998 y 2004 a una decena de investigadores de la Poli, del Instituto de Física y del Instituto de Matemática y Estadística de la USP, además del Instituto de Investigaciones Tecnológicas (IPT). Su objetivo consistió en investigar cómo podrían emplearse herramientas matemáticas avanzadas –los métodos de dinámica no lineal– para crear modelos que permitiesen simular el comportamiento de futuros proyectos de plataformas ancladas en alta mar, de manera tal de plantear mejoras en los proyectos de construcción. “Pretendíamos abordar problemas de ingeniería relevantes para el país, pero desde un punto de vista más conceptual”, recuerda Brinati.

En Brasil, el uso de plataformas fijas, de acero o de hormigón apoyadas sobre el lecho submarino, no es factible en la mayoría de los pozos petrolíferos, que se encuentran debajo de láminas de agua con profundidad superior a los mil metros. La alternativa es usar las estructuras flotantes que se conocen con la sigla FPSO (unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga, en inglés), mantenidas arriba del pozo mediante un sistema de cables y amarras sujetas al suelo submarino con anclas y estacas.

“De no estar bien posicionada la plataforma, puede ocurrir un desastre”, explica Celso Pesce, de la Poli, uno de los responsables del proyecto ligado a los experimentos en escala reducida que verificaron el comportamiento dinámico y la estabilidad de los sistemas de amarre, y que consolidaron el Laboratorio de Interacción Fluido-Estructura y Mecánica *Offshore* de la Poli. “Si se mueve debido a una falla en el sistema de amarre, los *risers* se rompen y se interrumpe la producción, con la consiguiente contaminación del medio ambiente.”

El sistema de amarras más tradicional es el de tipo torreta, que ya fue predominante en la cuenca de Campos y que hoy en día es más usado en FPSOs realizando test de prospección de larga duración. Con este sistema, las decenas de amarras se



Simulación en computadora de un sistema de amarre tipo torreta, realizada en el Tanque de Pruebas Numérico (TPN)

conectan en la torreta, un eje vertical único de 10 metros de diámetro que traspasa el buque, alrededor del cual puede girar la embarcación. Cuanto más cerca queda el eje de la sección media, más fácilmente se alinea el FPSO con la dirección de la corriente, sin que se produzcan movimientos inestables. Por otro lado, cuanto más lejos queda el eje de la popa, más movimiento le impone el buque al sistema de risers. Uno de los problemas que los

investigadores estudiaron fue cual sería la posición ideal de la torreta que aseguraría al mismo tiempo la estabilidad de la embarcación y la integridad de los risers.

La alternativa al sistema de torreta consiste en esparcir las amarras por toda la superficie de la embarcación. En los años 1990, investigadores de Petrobras desarrollaron un nuevo sistema de amarre disperso, el Dicas (sigla en inglés de sistema de anclaje de tensionado di-

ferenciado), en el cual se emplean cables de materiales de distinta rigidez (acero o poliéster, por ejemplo), distribuidos alrededor de la plataforma, de acuerdo con las direcciones de los vientos y de las corrientes de la región del pozo. “Nuestras investigaciones de ese período contribuyeron para la adopción del sistema Dicas, como así también al uso de cable de poliéster: esto empezó en Brasil pero actualmente se los emplea en todo el mundo”, recuerda Kazuo Nishimoto, el responsable del proyecto de implementación de modelos matemáticos en simulaciones computacionales.

Estas simulaciones pioneras dieron origen a un proyecto ambicioso, el Tanque de Pruebas Numérico (TPN), coordinado por Nishimoto y con la participación de investigadores de Petrobras, el IPT, la USP, la UFRJ y otras universidades brasileñas. Las simulaciones computacionales cada vez más sofisticadas que creó el grupo del TPN fueron esenciales para el proyecto de las plataformas brasileñas, desde la semisumergible P-18, inaugurada en 1994, hasta el FPSO recién construido P-73, toda vez que es imposible construir tanques de agua del tamaño necesario como para simular perfectamente las condiciones de aguas profundas.

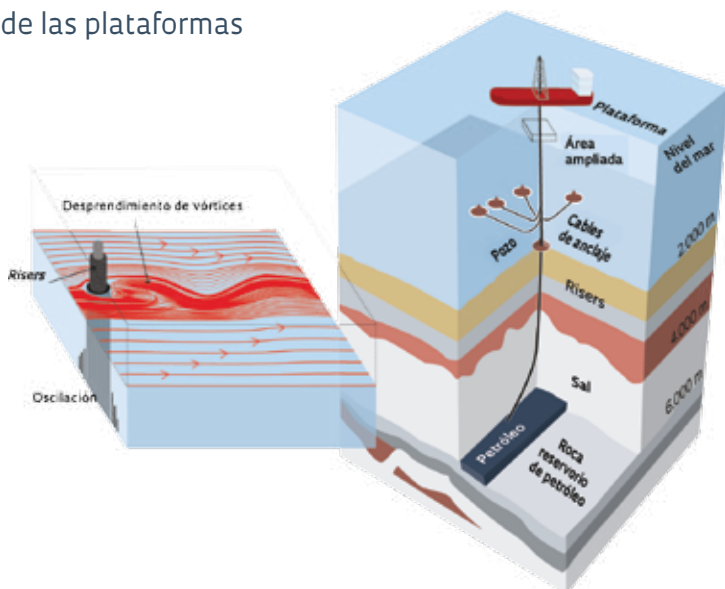
Albergado desde 2010 en un edificio en la Poli construido con fondos de la Finep y de Petrobras, el TPN desarrolla simulaciones de casi todas las operaciones petrolíferas *offshore* en un *cluster* de computadoras miles de veces más rápido que una única computadora convencional y que se visualizan en una sala de realidad virtual. Como no todas las condiciones marítimas pueden reproducirse mediante cálculos, el TPN cuenta también con un tanque de agua con generadores de ondas, vientos y corrientes, que ayudan a “calibrar” las simulaciones computacionales.

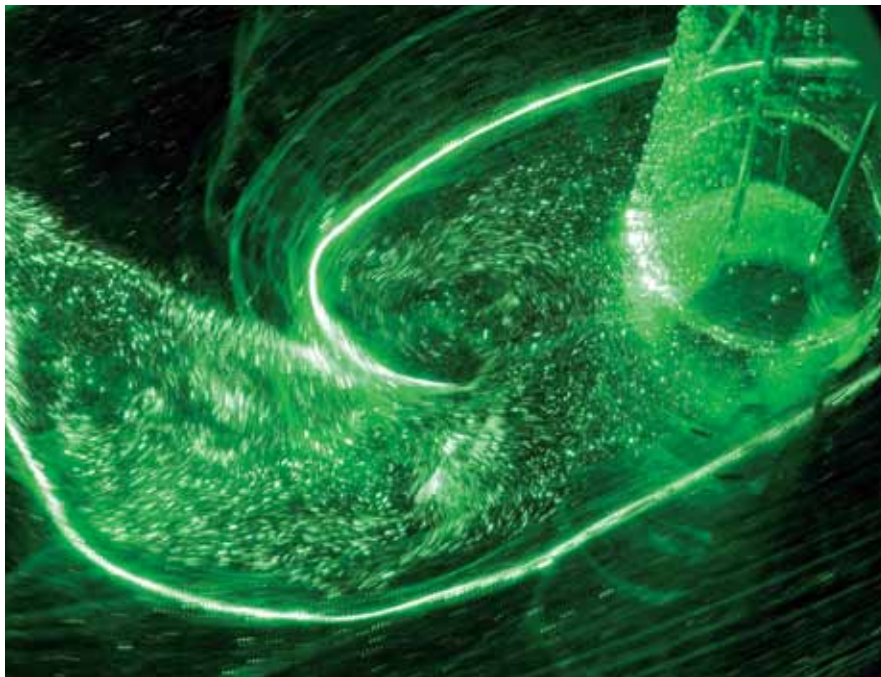
LA VIBRACIÓN CON VÓRTICES

Otro Proyecto Temático de la FAPESP, coordinado por José Aranha, del Departamento de Ingeniería Mecánica de la Poli, abordó un problema que sigue desafiando a ingenieros, físicos y matemáticos de todo el mundo, y cuyo impacto económico en la explotación del petróleo marítimo es incalculable: el fenómeno de la vibración inducida por vórtices (VIV).

Casi sin oscilar en alta mar

Los cables de anclaje reducen la vibración de las plataformas





Un experimento en el tanque de agua recirculante de la Poli-USP muestra mediante el empleo de luz láser el desprendimiento de vórtices en la corriente al pasar por un cilindro

Vigente de 1995 a 1999 y renovado entre 2002 y 2006, los proyectos apuntaron a estudiar el efecto de la VIV en las estructuras de las plataformas petrolíferas, especialmente en los *risers*, mediante el análisis de las ecuaciones de hidroelasticidad, simulaciones computacionales de soluciones de dichas ecuaciones y experimentos en escala reducida. Colaboraron investigadores de la USP, el IPT y Petrobras, como así también de la Universidad Cornell, en Estados Unidos, del Imperial College y de la Universidad de Southampton, Reino Unido, y del Centro Aeroespacial Alemán.

“La VIV es uno de los pocos fenómenos de dinámica de fluidos que aún no han sido totalmente comprendidos”, afirma Pesce, quien también colaboró con ese proyecto. Para visualizar lo que es la VIV, hay que imaginarse unos tubos verticales de 25 centímetros de diámetro y 2.500 metros de longitud, sumergidos en el agua, como lo son efectivamente los *risers* que penden de una plataforma situada en alta mar. Cuando una corriente pasa por el tubo, el flujo de agua a su alrededor forma una serie de vórtices tubulares, que se desprenden uno a cada lado del tubo en forma alternada.

Las diferencias de presión ocasionadas por la emisión de los vórtices producen complejas fuerzas oscilatorias que inducen vibraciones en el tubo, un movimiento caótico y turbulento, cuya

determinación no es para nada trivial. El problema real de la VIV en los *risers* es todavía más complicado, pues esas tuberías están sujetas a la acción de las corrientes marítimas superficiales y de fondo cruzadas, además de sufrir las oscilaciones de la plataforma. Tanto las simulaciones computacionales como los ensayos experimentales todavía no logran captar todos los aspectos del fenómeno.

Si la VIV no es suprimida, la fatiga mecánica provocada puede terminar por romper los *risers*. Para impedirlo, la solución comercial más común son los *strakes*, una especie de armadura que envuelve a cada *riser* con una serie de placas que forman una hélice a lo largo de la tubería. Aunque realmente atenúan la VIV, la instalación de los *strakes* por todas las tuberías es compleja y responde por la mitad del costo del sistema de *risers*, que puede llegar a 500 millones de dólares (casi tanto como la propia plataforma). Asimismo, los *strakes* aumentan la fuerza de arrastre de las aguas en los *risers*, lo que exige una estructura más robusta para sostenerlos. Por ende, el objetivo a largo plazo de los investigadores consiste en hallar soluciones que reduzcan cada vez más el uso de los *strakes* o los reemplacen completamente.

Los recursos del proyecto les permitieron a Aranha y a sus colegas equipar

al Núcleo de Dinámica de Fluidos (NDF) de la Poli con *clusters* de computadoras y construir un tanque de agua recirculante, idéntico a uno que hay en el Imperial College, donde se observan la VIV y otros fenómenos mediante haces de laser y cámaras de alta definición que capturan la dinámica de modelos reducidos de cables y tubos y su interacción con el agua en movimiento. “Nos ubicamos entre los diez grupos más activos del área en el mundo”, afirma Júlio Meneghini, experto en dinámica de fluidos computacional y experimental, además de coordinador del NDF.

Según Meneghini, las investigaciones del proyecto temático han generado mejoras en la descripción de la VIV, que se incorporaron en los *software* de análisis de *risers* de Petrobras. Las conclusiones también redundaron en alrededor de 50 artículos científicos publicados en revistas internacionales de alto impacto, aparte de tres pedidos de patentes de mecanismos de atenuación de VIV. ■

Los proyectos

1. Métodos de dinámica no lineal aplicados al proyecto y el análisis de sistemas de anclaje – nº 1996/ 12284-6 (1998-2003); **Modalidad** Proyecto temático; **Coordinadores** Hernani L. Brinati – USP; **Inversión** R\$ 250.128,69.
2. Vibración inducida mediante la emisión de vórtices en estructuras marítimas y oceánicas – nº 1994/ 03528-3 (1995-1999); **Modalidad** Proyecto temático; **Coordinadores** José A. P. Aranha – USP; **Inversión** R\$ 132.336,72.
3. Vibración inducida mediante vórtices (VIV) en estructuras marítimas y oceánicas – nº 2001/ 00054-6 (2002-2006); **Modalidad** Proyecto temático; **Coordinadores** José A. P. Aranha – USP; **Inversión** R\$ 1.753.819,04.

Artículo científico

MENEGHINI, J. R. et al. Numerical Simulation of Flow Interference between two Circular Cylinders in Tandem and Side-by-side arrangements. **Journal of Fluids and Structures**. v. 15, n. 2, p. 327-350, 2001.

De nuestro archivo

Más petróleo en alta mar, Edición nº 68 –septiembre de 200.