

Optimización de diseño de tubería intermedia a tubería intermedia-producción en aguas profundas

Noé Islas Sánchez

noe.islas@pemex.com

Alfonso Mora Ríos

alfonso.mora@pemex.com

Pemex

Javier Pino Abner

javierabner.pino@halliburton.com

Halliburton

Artículo recibido en mayo de 2017-aceptado en abril de 2018-autorizado julio de 2018

Resumen

En la actualidad el ahorro de tiempo y costo es fundamental en la construcción de pozos exploratorios, sin dejar de lado las necesidades operativas. Este trabajo presenta la innovación al diseño de la tubería de revestimiento (TR) intermedia como una tubería de doble función intermedia-producción. La práctica generalizada consistía en cubrir la TR intermedia 13 5/8" con un complemento o stub de producción 9 7/8" para realizar pruebas de producción (DST).

Al incrementar el tirante de agua en la búsqueda de yacimientos en aguas profundas surgió el requerimiento de profundizar la TR intermedia 13 5/8", llevándola al límite de sus capacidades requeridas, principalmente en la carga de diseño al colapso (evacuación total). La metodología usada para la evaluación y selección apropiada de la TR de 14" intermedia-producción siguió los lineamientos, consideraciones técnicas y prácticas recomendadas, capaz de ser útil durante el proceso de perforación sin modificar la continuidad de las operaciones y al final estar preparada para ser utilizada como TR de producción. Adicionalmente se describe cuándo es razonable aplicar este cambio. Esta modificación en el diseño permitió disminuir los tiempos de operación evitando: un viaje de ajuste del complemento, corrida final y cementación del complemento, más un viaje extra para moler los accesorios antes de continuar con la prueba DST. En conclusión, el ajuste propuesto en el diseño logra una reducción de tiempo importante de 7.77 días (entre el 10-15 % del proyecto), lo cual representa un ahorro considerable al tratarse de equipos de sexta generación en aguas profundas.

Palabras clave: Tuberías de revestimiento, carga de diseño, aguas profundas, evacuación total.

Design optimization from intermediate casing to intermediate-production casing in deepwater

Abstract

Nowadays the saving of time and cost is fundamental in the construction of exploratory wells, without neglecting the operative needs. This work presents the innovation to the design of the intermediate casing (TR) as a casing of double intermediate-production function. The generalized practice was to cover the intermediate TR 13 5/8" with a complement or production stub 9 7/8" for production tests (DST).

When increasing the water depth in the search for deep water fields, the requirement to deepen the intermediate TR 13 5/8" took place, taking it to the limit of its required capacities, mainly in the design load to collapse (full evacuation). The methodology used for the evaluation and appropriate selection of the casing 14" intermediate-production followed the guidelines, technical considerations and recommended practices, able to be useful during the drilling process without modifying the continuity of operations and in the end be prepared for be used as casing of production. Additionally, it is described when it is reasonable to apply this change. This modification in the design allowed reducing the operation times avoiding: a trip of adjustment of the complement, final run and cementing of the complement, plus an extra trip to grind the accessories before continuing with the DST test. In conclusion, the proposed adjustment in the design achieves a significant time reduction of 7.77 days (between 10-15% of the project), which represents a considerable saving when dealing with sixth generation equipment in deepwaters.

Keywords: Casing, desing load, deepwaters, full evacuation.

Introducción

En la exploración del Golfo de México ha sido un gran reto perforar localizaciones en tirantes de agua (TA) mayores a 500 m, alcanzar objetivos profundos y realizar pruebas de producción para evaluar el potencial de flujo y certificar reservas.

Con el incremento del tirante de agua en las localizaciones exploratorias en aguas profundas se ha tenido el requerimiento de profundizar el asentamiento de la TR

intermedia de 13 5/8", **Figura 1**. La principal función de la TR intermedia es aislar la zona de transición de presión normal a la zona de alta presión, o bien, aislar objetivos someros. La limitación principal de este esquema mecánico es la resistencia de este tubular a las cargas de colapso (6500 psi), con lo cual no es posible dispararla, ya que no soporta la carga de vacío total, generándose problemas en la realización de las pruebas DST al "disparar en doble tubería", poniendo en riesgo la integridad y producción del pozo, si no se evalúa correctamente su resistencia antes de hacer los disparos.

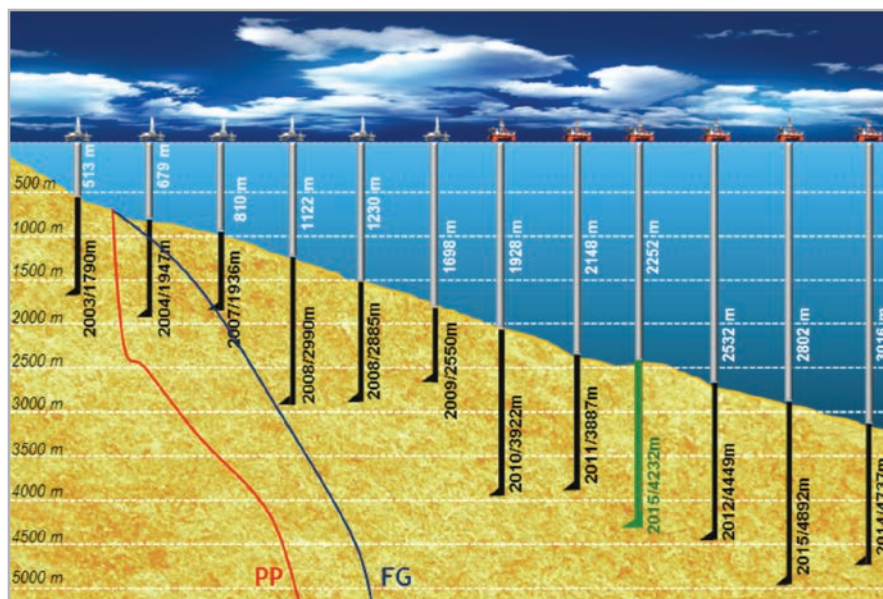


Figura 1. Profundidad alcanzada con tuberías de revestimiento de 13 5/8”.

Selección de la tubería intermedia - producción

Las TR's de 13 3/8" y 13 5/8" han sido diseñadas como intermedias ^[1 y 2], teniendo como cargas más críticas al colapso: evacuación parcial y pérdida de retorno con abatimiento de nivel. Para una TR de producción la consideración para cargas de colapso es el vacío total (asumiendo una inducción con N₂ o el pozo lleno con gas); por esta razón es necesario la corrida de un liner de menor diámetro y su complemento que soporte esta carga al colapso, así como las cargas de fuga en tubería, inyección debajo de la TR, así como la fuga arriba/abajo del empacador, mismas que completan la evaluación de la tubería de producción.

Seleccionando un tubular de 14"^[3] y manteniendo un diámetro interior (ID) similar al de 13 5/8", se tiene un mayor espesor de pared, resultando en una tubería de revestimiento con alta resistencia a la presión interna y al colapso (10400 psi); conserva un drift igual de 12.25", lo que permite el paso interior de herramientas con diámetros convencionales, iguales a los utilizados actualmente para la continuidad de las siguientes etapas.

Por todo lo anterior, la tubería de revestimiento de 14" se puede considerar como tubería de explotación en algunos casos, siempre y cuando el diseño lo permita dependiendo de la magnitud de las cargas de trabajo, evitando extender el liner de 9 7/8" ó 10 3/4", o bien dejando un menor traslape, generando un ahorro en costos, **Figura 2.**

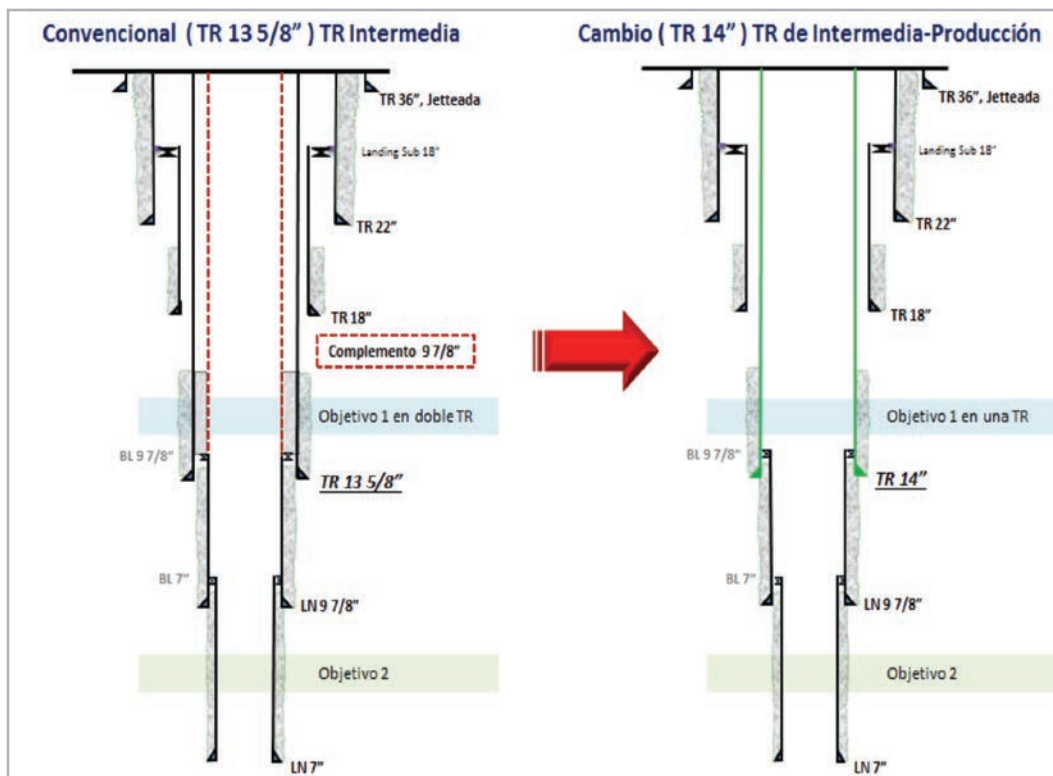


Figura 2. Modificación del diseño mecánico del pozo.

Este cambio aplica en pozos exploratorios cuando hay más de un objetivo por pozo y ambos son prospectivos para prueba. Aun cuando solo sea un objetivo por pozo, se aplica en delimitadores o de desarrollo de campo, principalmente como una buena práctica. Lo que se debe evaluar es el costo de la TR de 14" contra 13 5/8", 1.2 veces más cara: pero si

se realiza la prueba DST, este costo adicional es absorbido por el costo de los viajes de corrida y cementación del complemento de 9 7/8", logrando una optimización de tiempos importante, así como un pozo más esbelto y versátil para la terminación.

Otro punto importante a considerar es el alto peso de la tubería de 113 lb/pie, por lo que es necesario usar Landing String para asentar la TR en el cabezal submarino con un margen de jalón adecuado para trabajar en forma segura.

En la terminación se requerirá mayor volumen de fluidos de terminación para la prueba y empacadores de mayor diámetro, y por ende mayor volumen de control, así como volumen adicional de cemento para el taponamiento del pozo, los cuales son aceptables aún por este cambio.

Finalmente, al no considerarse la TR de 13 5/8" como TR de producción, no se contempla un grado resistente a

ambientes corrosivos, fue necesario agregar al análisis la TR de 14" en TRC, para aplicar cuando exista evidencia de la presencia de H₂S y/o CO₂ en el pozo en diseño.

Comparación de la tubería intermedia - producción

En la **Figura 3**, se muestra la comparación del requerimiento de resistencia al colapso de los proyectos en aguas profundas, siendo menor en casi el doble la resistencia al colapso de la TR de 13 5/8" comparada con la resistencia de la TR de 14".

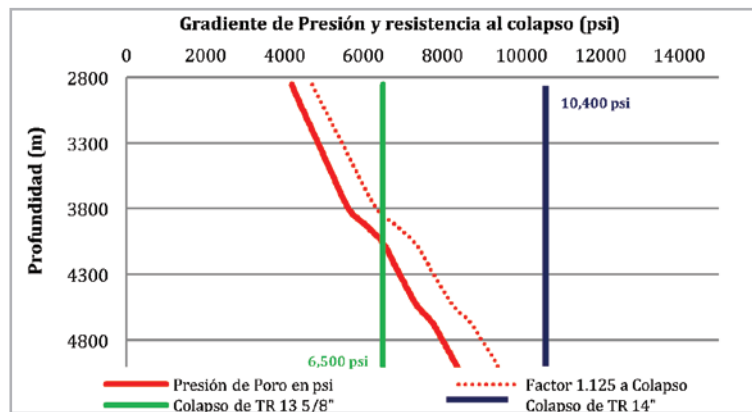


Figura 3. Colapso de la tuberías de revestimiento de 13 5/8" frente a TR de 14".

Con base en las máximas cargas y a las resistencias, se comparan los límites de diseño simulados en el software de selección de tuberías en donde para la carga de vacío

total para la TR de 13 5/8", los límites del área segura de la envolvente API-VonMises, son superados en la parte inferior, **Figura 4**, izquierda.

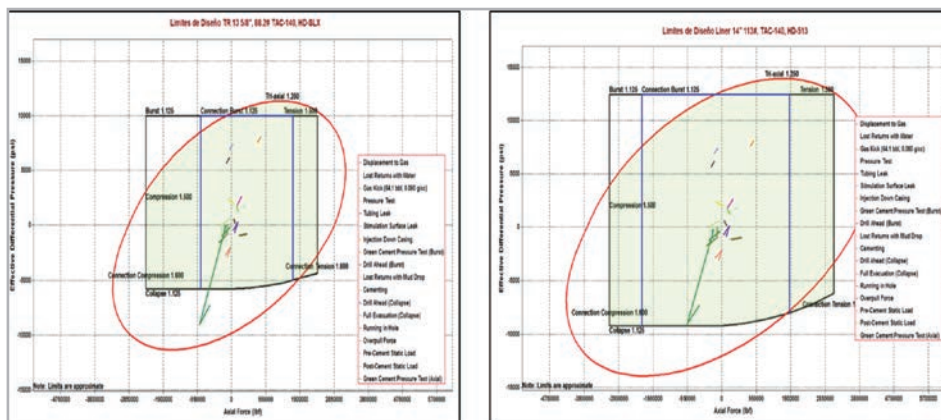


Figura 4. Límites de diseño de Tuberías de Revestimiento de 13 5/8" frente a 14".

En contraparte, el diseño de la TR de 14" muestra que todas las cargas están dentro de su envolvente segura de diseño, manteniendo los factores de diseño normalizados por encima de 1, **Figura 4**, derecha.

Consideraciones por el cambio de diámetro

Durante el diseño se propuso utilizar la tubería de revestimiento de 14", por lo que fue necesario desarrollar la justificación técnica para incluirla en la parte contractual, tanto como para su adquisición, como para los accesorios para su corrida en el pozo y cementación. En este periodo se realizaron revisiones y análisis de factibilidad; los puntos considerados fueron los siguientes:

- Para la corrida: colgador de cabezal submarino, centralizador, landing string, y el análisis de introducción y cementación de la TR de 14" en 16" ó 18".
- Para la etapa siguiente: barrenas y ampliadores, colgadores para anclar en TR de 14", y el análisis de introducción y cementación de liners de 9 7/8" ó 9 5/8" y 11 7/8" ó 11 3/4".
- Para remediaciones y limpieza: retenedores, escariadores, empacadores, herramientas de pesca, cucharas para ventanas, cepillos, magnetos y volumen de fluidos de terminación.

Dentro de estos cambios, los beneficios para la perforación, así como la terminación, se incluyen en la **Tabla 1**.

Perforación	Terminación (DST-Delimitadores/recuperables, desarrollo)
<ul style="list-style-type: none"> • Mantiene el mismo drift que 13 5/8" • No modifican las etapas subsecuentes • Ahorro en días del equipo para viaje de acondicionamiento de C-2, armar, correr y cementar complemento y probarlo, (siete a diez días) • Elimina el uso de la tubería de revestimiento para el complemento de producción, accesorios de cementación y cemento. • Manejo de hidráulica adecuado; al correr complemento de 9 7/8 las DEC se incrementan. • Mayor profundidad de asentamiento sin riesgo de colapso. • Manejo de altas presiones a nivel de cabezal • Posibilidad de mantener una TR de contingencia al profundizar la TR intermedia-producción, para aislar zona de alta presión. De lo contrario, a la TR 13 5/8" se limitaría su profundización y se programarían dos etapas adicionales en lugar de una con pozos con dos objetivos. Esto ahorraría 25 días de una etapa adicional. 	<ul style="list-style-type: none"> • Posibilidad de evaluar dos objetivos, uno en 14" y otro en 9 5/8", para disparar en una sola TR. • El drift del actual complemento es 8.5 in, la TR en cambio tiene un drift de 12.25 in. • A medida que se evalúan los pozos exploratorios, se empiezan a incrementar los diseños de pozos delimitadores y de desarrollo, y este diámetro junto con 10 3/4" permite: <ul style="list-style-type: none"> • Incrementar los diámetros de aparejos. • Manejo de válvulas de tormenta, (SCSSV). • Control de líneas e inyección de químicos para aseguramiento de flujo. • Diseño de levantamiento artificial.

Tabla 1. Beneficios del cambio de diámetro de TR intermedia-producción.

Resultado de aplicaciones

La planeación de este cambio fue de aproximadamente tres años desde los primeros análisis hasta la corrida de los pozos iniciales. Hasta ahora se ha utilizado con éxito en tres pozos de aguas profundas, en dos de ellos no fue necesaria una prueba DST por los resultados de la toma

de información, sin embargo, en un pozo delimitador E1DL se confirmarán los beneficios, mostrando la reducción de tiempos operativos y no presentó tiempos no productivos (NPT's) imputables al uso de la TR de 14". A continuación, se muestran los ejemplos de tiempos de pozos en los que fue necesario correr un complemento, por utilizar un tubular de 13 5/8" de resistencia menor al colapso.

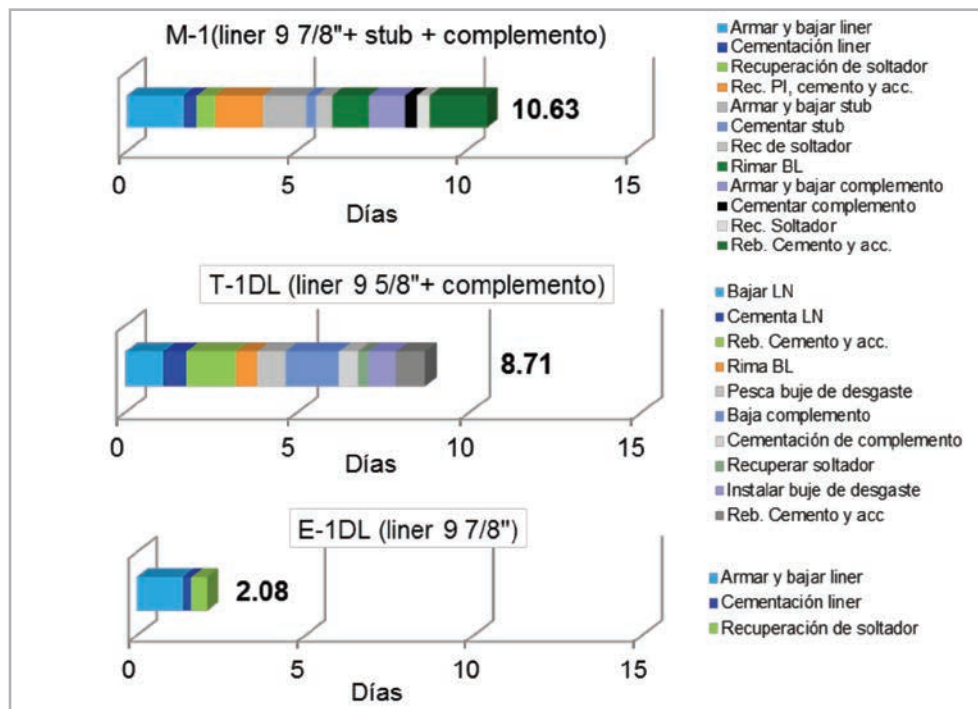


Figura 5. Tiempos reales de corrida de Liner + complementos 9 7/8" frente a liner 9 7/8".

El límite técnico de estas actividades es de 7.77 días, sin embargo, los tiempos reales incluyendo NPT's equivalen a hacerlo de manera convencional, tomando el pozo M-1 como ejemplo: liner 9 7/8" más complemento 9 7/8" tomó 10.63 días para su ejecución, menos lo realizado con la introducción de liner 9 7/8" en 2.08 días, resultaría en 8.5 días de optimización.

Al no ser necesaria la corrida del complemento, los riesgos de estas actividades adicionales se eliminaron en el pozo E1-DL, de 12 actividades enlistadas en la Figura 5 se reducen a 3 actividades. Esto representó un ahorro estimado de \$ 8.5 millones de dólares, cantidad equivalente a 144.5 millones de pesos aproximada, tomando todos los costos asociados. En términos de porcentaje de renta de equipo disminuye entre el 10 y 15 % por esta aplicación.

Los tiempos de planeación de los proyectos que involucren incluir esta TR deben ser suficientes para programar los insumos y periféricos descritos en este trabajo.

Conclusiones

La TR de 14" es una opción viable para pozos donde se requieran efectuar pruebas de potencial de flujo con aparejos DST, ya que resiste las cargas de una TR de producción, lo que permite optimizar la construcción del pozo, al disminuir los días equipo (renta de plataforma) y riesgos asociados de correr un complemento antes de iniciar la terminación.

En pozos con dos objetivos, esta TR tiene la ventaja de permitir disparar en el objetivo somero, sin la necesidad de

protegerla con un complemento de producción. Esto evita realizar un disparo en dos tuberías para comunicar el pozo con la formación.

No requiere extender el complemento de 9 7/8" hacia el objetivo profundo, evitando operaciones que se realizaban de manera recurrente en pozos exploratorios.

Durante la perforación, al usar la TR de 14" se genera un pozo robusto y durante la terminación es un pozo esbelto y versátil. La recomendación API RP 96 es que se puede aplicar para pozos en aguas profundas y alta presión – alta temperatura (HPHT) ^[3].

Nomenclatura

API:	American Petroleum Institute
BL:	Boca de liner
C-2:	Sección pulida del liner donde se enchufa el tieback del complemento
CO ₂ :	Bióxido de carbono
DEC:	Densidad equivalente de circulación
DL:	Delimitador
Drift:	Diámetro inferior mínimo confirmado por un calibrador
DST:	Drill Stem Test
H ₂ S:	Ácido sulfhídrico
ID:	Diámetro interior
LN:	Liner
Landing string:	Tubería de perforación de alto espesor para aterrizar las TR's
N ₂ :	Nitrógeno

NPT:	Tiempos no productivos
PI:	Profundidad interior
SCSSV:	Surface Controlled Subsurface Safety Valve
TA:	Tirante de agua
TR:	Tubería de revestimiento
TRC:	Grado de tubería resistente a la corrosión

Agradecimientos

La colaboración multidisciplinaria de diferentes especialistas de Pemex y compañías de servicio coadyuvó a obtener estos resultados. El trabajo en equipo y la convicción por optimizar tiempos y costos en la industria petrolera es posible; por lo cual se agradece a los participantes de este proyecto y en especial a los líderes que aprobaron este cambio conceptual en la ingeniería de pozos.

Referencias

1. *API RP 96, Deepwater Well Design and Construction*, first edition. 2013. Washington, DC: API.
2. *Guía de Diseño para Definir el Asentamiento de Tuberías de Revestimiento*, segunda edición. 2009. México: Pemex Exploración y Producción, Gerencia de Ingeniería UPMP.
3. *Procedimiento Operativo de Diseño para la Selección de Tuberías de Revestimiento PO-DP-DI-0001-2014*. 2014. Gerencia de Geología de Yacimientos.

Semblanza de los autores

Noé Islas Sánchez

Ingeniero Químico Petrolero egresado en el año 2005 de la ESQIE del Instituto Politécnico Nacional. En junio del año 2006, empezó su carrera profesional como ayudante de pruebas de producción, en Tetra Technologies en Veracruz y Reynosa. En 2007 inició como Ingeniero especialista de fluidos de perforación en la Subgerencia de Ingeniería y Diseño, División Marina por el IMP en Cd. del Carmen, Camp., posteriormente ingresó a Pemex en diciembre de 2008 a la fecha, actualmente labora comisionado en la Cd. de Poza Rica, Ver., asignado el Activo de Exploración de Aguas Profundas.

Dentro de sus principales actividades está la elaboración de programas de perforación como Ingeniero de Diseño de GDASPE y Seguimiento de pozos exploratorios marinos principalmente en ambientes HPHT, aguas profundas y ultraprofundas, la atención a requerimientos técnicos de las instancias reguladoras IGM, CNH y ASEA. Así como elaboración de análisis técnico-económico para justificaciones de nuevas tecnologías y el seguimiento para la inclusión de ésta a los contratos.

Socio activo de la AMGP, delegación Poza Rica y de la SPE, Sección México.

Alfonso Mora Ríos

Ingeniero Petrolero egresado de la Facultad de Ingeniería, de la UNAM, de 1983 al 1987, con Maestría en Ingeniería Petrolera de la misma casa de estudios, (1992-1993).

Cuenta con una destacada trayectoria en diversos puestos en Petróleos Mexicanos desde 1988 a la fecha, iniciando como Ingeniero de operaciones e Ingeniero de diseño en la Región Sur, Especialista Tec. "A" en la Gerencia de Ingeniería y Tecnología, escalando a Superintendente de Diseño de Pozos de la Unidad Operativa Aguas Profundas, División Marina y actualmente se desempeña como Coordinador de Optimización del Diseño e Integridad de Pozos de la GDASPE en la Dirección de Exploración en Villahermosa, Tabasco.

También resalta su experiencia en la docencia impartiendo cursos en temas selectos de perforación y terminación de pozos en diversas instituciones para la generación de nuevos valores, así como la elaboración de ocho ejemplares referentes a la industria de perforación, terminación y estimulación de pozos.

Ha publicado más de 30 artículos referentes a la industria en los principales foros de México e internacionales.

Javier Pino Abner

Ingeniero en Petróleo egresado en el año 2005 de la Universidad Nacional del Comahue. En marzo del año 2006, empezó su carrera profesional seleccionando pozos candidatos a reparación para recuperar producción en campos marginales de la compañía Pioneer Natural Resource, Argentina. En 2007 inició como ingeniero de campo para la compañía Petroquímica Comodoro Rivadavia. En 2008 Ingresó en Halliburton Argentina, en la línea de servicios Consulting & Project Management como ingeniero de diseño de perforación, trabajando en varios proyectos de consultoría para diferentes clientes en Argentina (Repsol YPF, Petrobras). En junio 2009 fue transferido a Halliburton México para trabajar como ingeniero de diseño en la línea de servicios de Consulting & Project Management, prestando servicios al Activo de exploración de aguas profundas norte, en la elaboración de programas de perforación en pozos de aguas profundas, ambientes HPHT. Desde junio de 2013 hasta la fecha, desempeña sus actividades dentro del equipo de ingeniería de la línea de servicios de Halliburton Sperry Drilling, como líder de ingeniería para el proyecto Tsimin-Xux, adicionalmente dando soporte de ingeniería a todos los trabajos de perforación en México.