

CMP2023_455

Planeación operativa para administrar y mitigar riesgos en intervenciones a pozos HPHT

Autor

Christian Josué García Gómez (Opex Perforadora)

Coautores

Miguel Lugo Ruiz y Alex Méndez Barragán (Opex)

Resumen

La situación económica de la industria petrolera en los últimos años ha vivido momentos volátiles, la demanda y los retos tecnológicos, han llevado a las empresas a enfocarse en mejorar sus prácticas para disminuir sus tiempos no productivos y evitar a toda costa incidentes. Esto ha provocado que las empresas pongan gran atención en mejorar sus procedimientos e instructivos de trabajo para concientizar al personal en minimizar los tiempos de operación, y lograr así un mayor rendimiento económico en las intervenciones a pozos. En ocasiones cuando se habla de reducción de tiempos, el personal operativo tiene temor de tener problemas, incidentes o no cumplir con los objetivos del proyecto en el tiempo establecido, más tratándose de proyectos con condiciones HPHT, subsalinos, alcance extendido y condiciones de flujo cruzado.

Con la administración de riesgos podemos identificar, analizar y evaluar los riesgos con el fin de definir objetivos y priorizar las acciones en materia de control de los peligros dentro de las operaciones. Con este proceso, se pueden establecer programas operativos más efectivos que permiten trazar una ruta segura para que el personal operativo logre: conocer los riesgos, tener presente las salvaguardas, establecer estrategias de supervisión y monitoreo efectivo, evaluar los resultados y fomentar la mejora continua.

Con el sistema Last Planner se logra establecer una estrategia de planeación de un proyecto ágil y predictivo con el personal a bordo, logrando establecer una ruta segura donde se plasman los riesgos con sus estrategias de administración, de manera clara y disponible (POA) para todos los involucrados en la intervención. Logrando así, establecer una base en la planeación efectiva en las intervenciones a pozos HPHT y cumplir los objetivos con tiempos optimizados, minimizando costos de operación y logrando una retroalimentación con las lecciones aprendidas.

Introducción

Al inicio de mi carrera como ingeniero supervisor de operaciones de perforación, observe que las compañías con las que tenían interacción hablaban de la importancia de evitar incidentes, fallas y problemas operativos. Los resultados no eran los esperados, pues al parecer mientras los grandes directivos intentaban arraigar estos conceptos a todo el personal involucrado en las operaciones con riesgo, parecía que un ente maligno entorpecía los objetivos con incidentes de toda índole. La actitud del personal y ejecutivos mostraba impotencia, una gran preocupación por este esfuerzo por desintegrar todo incidente, lo que me llevo a acercarme con los especialistas en esta materia y fue que, en este andar maravilloso de la busca de nuevos conocimientos, encontré una materia llamada **“Administración de Riesgos”**.

En 1998, *Roao Kulluru, Steven Bartel, Robim Poblado, Scott Strcoff*, definen que “riesgo es la posibilidad de que algo indeseable ocurra en un momento determinado”, p.2-3. Y en 1999, la *Australia and Standards New Zealand* definen que *“Administración de riesgo: es una decisión informada de aceptar las consecuencias y probabilidad de un riesgo en particular”*.

Con la administración de riesgos podemos identificar, analizar y evaluar los riesgos con el fin de definir objetivos y priorizar las acciones en materia de control de los peligros dentro de las operaciones. Con este proceso, se pueden establecer programas operativos más efectivos que permiten trazar una ruta segura, para que el personal operativo logre: conocer los riesgos, tener presente las salvaguardas, establecer estrategias de supervisión y monitoreo efectivo, evaluar los resultados y fomentar la mejora continua.

Contar con una estrategia de planeación que permita administrar todos los riesgos inmersos en las intervenciones a pozos, se pueden alcanzar los nuevos retos que afrontamos como industria. Actualmente la industria petrolera vive uno de los retos más difíciles, pues la demanda del petróleo, así como la declinación de los principales yacimientos petroleros a nivel internacional, han orillado a las grandes empresas aventurarse en profundidades nunca antes previstas con condiciones hostiles de presión y temperatura con tal de saciar la demanda del famoso *“oro negro”*, para explorar nuevas reservas de hidrocarburos en pozos HPHT¹ (*por sus siglas en ingles High Pressure and High Temperature*),

1. *“Se denominan pozos HPHT cuya temperatura de fondo (BHT) alcanza 177 °C [350 °F] o su presión de fondo (BHP) asciende a 103.43 Mpa [15000 psi]”, API (2012, p.4).*

Hasta el año 2009 los pozos HPHT representaban un porcentaje de tan solo el 1% de los yacimientos productores en el mundo (DeBruijn et al 2009, p.54), donde incluso México no era parte de esta lista. Para el 2012 este dato se incrementó al 1.5% y se pronosticaba que para

2020 esta cifra se triplique (Chris Avant et al 2012, p.6-7), esto sin contemplar los pozos geotérmicos que por su naturalidad caen en este rubro.

Hoy en día el invertir en proyectos HPHT son de vital importancia para cubrir la demanda de petróleo a nivel mundial, por lo que las empresas petroleras no pueden seguir evitando este tipo de proyectos en sus planes de desarrollo de campos.

Antecedentes

Geográficamente el campo P se localiza en aguas territoriales del Golfo de México, frente a las costas del estado de Tabasco donde se encuentran los principales proyectos HPHT de México, con la peculiaridad de que este proyecto en su estructura geológica tiene condiciones complejas con riesgos asociados como:

1. Pozo subsalino: al tener programada la perforación de un cuerpo de sal de aproximadamente 1500 md, así como el aislamiento de la sección de alta presión (Eoceno) en una sola etapa.
2. La perforación objetivo principal al Jurásico Superior Kimeridiano implica a travesar zonas de gradiente cruzado (JST), lo cual implicaba el perforar con el sistema MPD (Managed Pressure Drilling) en la última etapa.
3. Cuenta con un plan direccional con un desplazamiento de 1200 m, inclinaciones de 50° y severidades de hasta 3 [°/30m].
4. Así como, tener el reto de establecer el performance de la compañía llave en mano con la curva de aprendizaje en pozos con objetivos en mesozoico, donde se han logrado tiempos récord para perforar pozos en aguas someras.

El desarrollo de los campos M, T y O y MK (Mesozoico) por parte de la compañía Opex (Figura 1), marcaron la pauta para buscar retos ambiciosos para el proyecto, ya que el buen performance en pozos de aguas someras generó la confianza de Pemex para el desarrollo del campo en conjunto. Con la curva de aprendizaje obtenida por Pemex en el campo P, se pretendía capitalizar las lecciones aprendidas y establecer una base del desarrollo del campo con tiempos y costos bajos, y así incorporar reservas de hidrocarburos con un mayor beneficio económico.

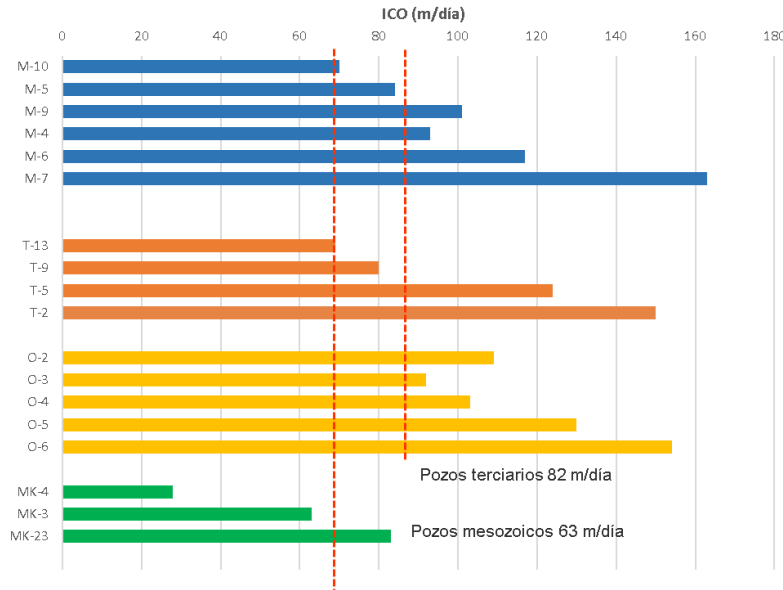


Figura 1. Desempeño de índice de construcción (ICO) de Opex (2019-2021)

Como se puede observar en la figura No. 2, el campo P ya contaba con lecciones aprendidas importantes en la mitigación de riesgos y optimización de tiempos, por lo que para el proyecto P-37 se tenía que capitalizar este aprendizaje.

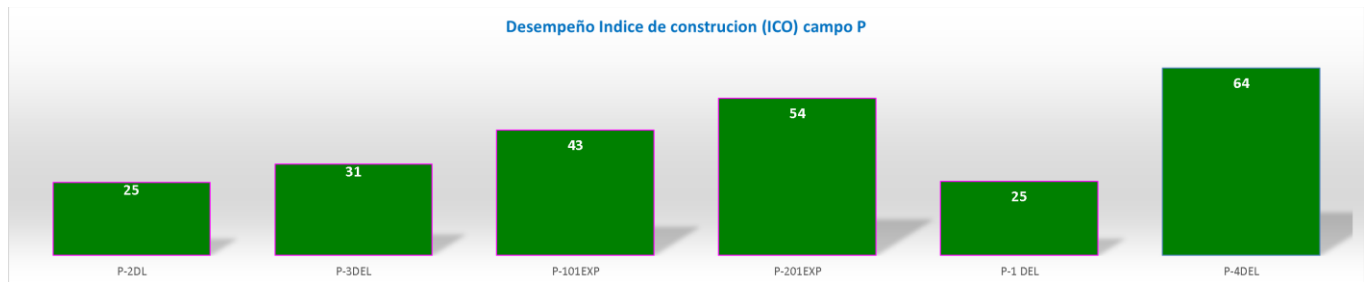


Figura 2. Desempeño de índice de construcción (ICO) de campo P

El reto de perforación del pozo P-37 era el primer con condiciones tan hostiles en el que participaban en conjunto Pemex y Opex. Por lo que, se fijó un objetivo interno para lograr resultados aceptables, el cual consistía en perforar la profundidad total con tiempos menores a los 120 días (línea azul punteada de Figura 3), esto basado en los mejores tiempos del campo con la perforación del pozo P-4DL (línea roja de figura No.3)

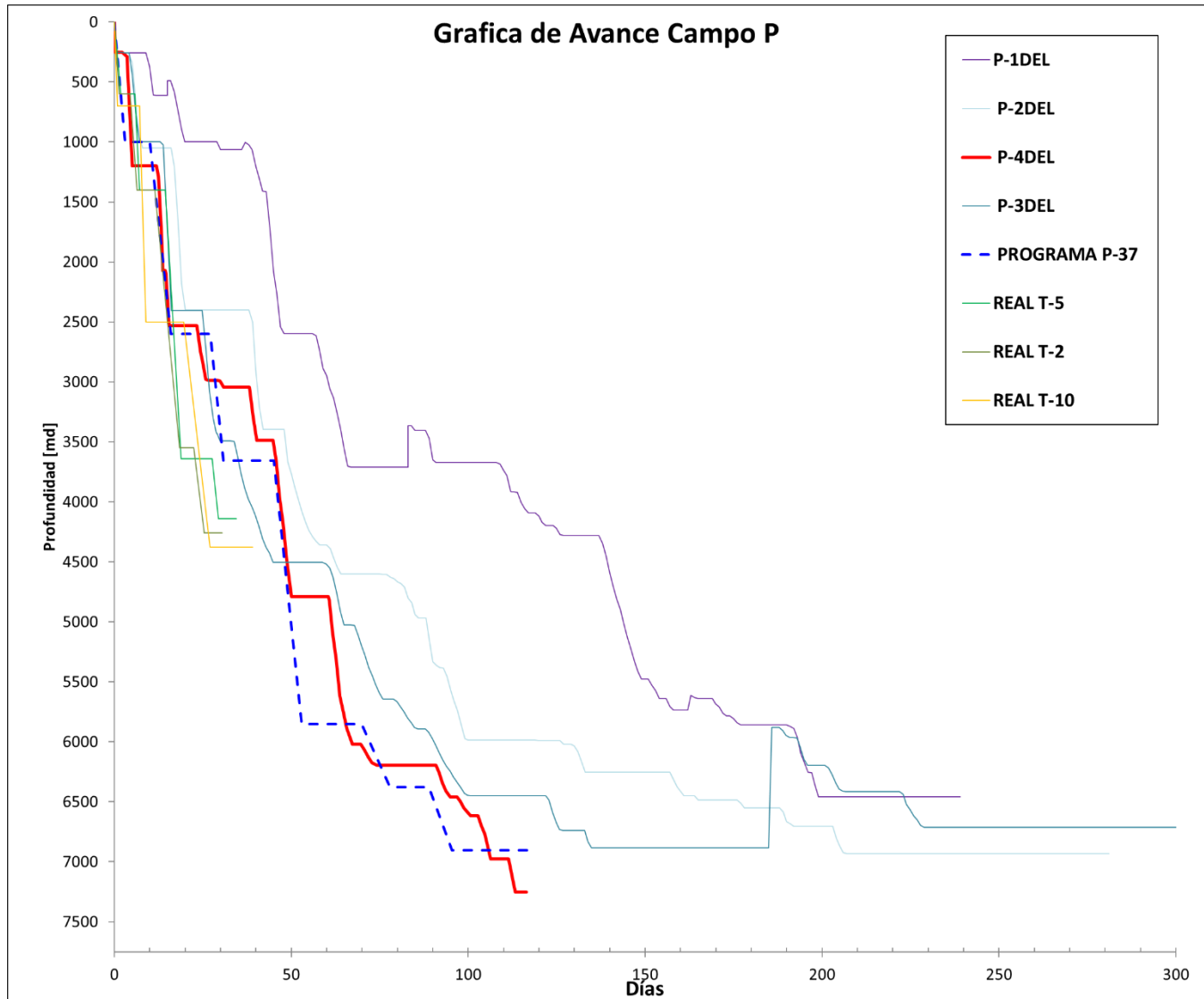


Figura 3. Reto en tiempos operativos para el pozo P-37.

En ocasiones cuando se fijan este tipo de retos al personal operativo a bordo, se tiene el temor de que el ambiente operativo (por los riesgos de este tipo de proyectos) generen: problemas operativos, accidentes y no se logren los objetivos en el tiempo establecido. Sin embargo, las características geológicas de los pozos del campo T - donde ya había operado la compañía Opex con ICO's de hasta 150 m/día – eran similares al campo P hasta la cima de la sal, lo cual marco la pauta para seleccionar el mismo equipo de perforación y su personal para cumplir con el reto fijado. Por lo que, era necesario establecer una planeación efectiva, para que el personal conociera los riesgos del proyecto y pudiera establecer una administración adecuada de los mismos en las zonas difíciles; domo salino, zona HPHT y trabajo con equipo MPD.

Metodología

Los trabajos más simples y pequeños, el diseño y la perforación requieren de una planificación y control realizado por diferentes personas, en diferentes lugares dentro de la organización, y en diferentes momentos durante la vida de un proyecto. La planificación en lo alto de la organización tiende a centrarse en los objetivos y limitaciones globales que rigen todo el proyecto. Estos objetivos deben impulsar procesos de planificación de nivel inferior que especifican los medios para lograr esos fines. En última instancia, alguien (individuo o grupo) deciden qué trabajo físico específico será hecho en el futuro, a ese tipo de planes se les ha llamado "asignaciones" y son únicas porque impulsan el trabajo directo en el lugar de ejecución. Al responsable de dar estas asignaciones se le denomina "last planner" (Ballard y Howell 1994). Las "asignaciones" enfatizan la comunicación de estrategias del "last planner" para diseñar un equipo de trabajo efectivo, creando estrategias de planificación en sitio que generen compromisos con el resto de la organización. Dicen lo que se hará, y son el resultado de un proceso de planificación de asignaciones que mejor combina entre el "VOY A HACER" con el "HICE" dentro de las limitaciones del "PUEDO HACERLO", ver figura 4.



Figura 4. Proceso del sistema last planner

7 - 10 de junio, 2023 · Campeche, Camp.

El Last Planner System (LPS) probablemente sea una de las técnicas de mayor aceptación por las empresas constructoras que comienzan a adoptar la filosofía Lean Construction, esta nos dice que la planificación de las obras se debe realizar conjuntamente con todos los involucrados en ella; es decir, con el maestro, con los principales proveedores, con los subcontratistas, con los responsables de cuadrilla y los propios obreros que ejecutan la última asignación, son todos ellos a quienes se les denomina los last planners. En las reuniones de last planner muchos de los involucrados (a todo nivel), no llegan a visualizar adecuadamente los elementos de una estructura sino hasta que está construida, por ello los medios que se usan para la comunicación durante estas coordinaciones deben lograr una transmisión precisa, sencilla, clara y amigable (Orihuela, 2015).

Lookahead

En el formato lookahead se puede observar cómo se establece el sistema last planner, en una primera pestaña donde se enlistan las actividades con tiempos optimizados con la aplicación de las lecciones aprendidas que nos permiten realizar actividades sin TNPI. Se introduce el tiempo planeado y el tiempo real, conforme se va avanzando en el proyecto. Se verifica con semaforización si la actividad requirió mayor tiempo o fue optimizada y se coloca una nota de cuál fue la razón por la que nos llevó al resultado obtenido. Con esto se logra tener una visualización del cumplimiento de los objetivos trazados y continuar con la retroalimentación de las lecciones aprendidas para la mejora continua, ver figura 5.

Stage	Start Time	Operation Description	Ajusted Time	Actual Time	Actual hrs	Dif	OP1	Cumulativ Days	Remarks
20"	01:30 jue 22 sep	MU BHA 26"	4.00	0.00	0.00	4.00	▲	0.00	
20"	05:30 jue 22 sep	Drill +160 m	3.00	2.00	0.08	1.00	▲	0.08	
20"	07:30 jue 22 sep	POOH 26" BHA to surface.	2.00	2.00	0.08	0.00	▲	0.17	
20"	09:30 jue 22 sep	MU BHA complete 26"	2.00	2.00	0.08	0.00	▲	0.25	
20"	11:30 jue 22 sep	Drill 26" hole to 224 md	1.00	1.00	0.04	0.00	▲	0.29	
20"	12:30 jue 22 sep	NPT - Baker's pressure sensor fail.	6.00	6.00	0.25	0.00	▲	0.54	
20"	18:30 jue 22 sep	RIH to 224 md	2.00	2.00	0.08	0.00	▲	0.63	
20"	20:30 jue 22 sep	Drill 26" hole to +/- 1,050 md	19.00	23.50	0.98	-4.50	▼	1.60	
20"	20:00 vie 23 sep	Circulate to clean hole.	4.00	2.00	0.08	2.00	▲	1.69	
20"	22:00 vie 23 sep	POOH 26" BHA to surface.	2.00	1.50	0.06	0.50	▲	1.75	
20"	23:30 vie 23 sep	Break up 26" BHA	6.00	9.00	0.38	-3.00	▼	2.13	
20"	08:30 sáb 24 sep	R/U casing running equipment CRT	5.00	4.50	0.19	0.50	▲	2.31	E.I 1.25 gr/cc 400 m3.
20"	13:00 sáb 24 sep	Run 20" casing to 1,050 md	19.00	22.50	0.94	-3.50	▼	3.25	
20"	11:30 dom 25 sep	R/U cement lines & prepare slurry 20"	4.00	1.50	0.06	2.50	▲	3.31	
20"	13:00 dom 25 sep	Perform Cement Job 20" casing. Release 20" CSG on bottom	13.00	12.50	0.52	0.50	▲	3.83	
20"	01:30 lun 26 sep	Uninstall Wellhead cementing + Cut 20" casing + retire excedente + L/D CRT	9.00	8.50	0.35	0.50	▲	4.19	
20"	10:00 lun 26 sep	Install plate of 20" CSG & Wellhead 20 3/4" + Install Riser of 18 3/4"	5.00	6.00	0.25	-1.00	▼	4.44	Cement 195 ton.
20"	16:00 lun 26 sep	Install BOP 18 3/4", choke and kill lines. Over shot packer & Diverter	30.00	30.00	1.25	0.00	▲	5.69	70 cutting boxes
20"	22:00 mar 27 sep	Perform 20" Casing System Integrity Test	1.00	1.00	0.04	0.00	▲	5.73	
20"	23:00 mar 27 sep	Over shot packer & Diverter	7.00	7.50	0.31	-0.50	▼	6.04	
20"	06:30 mié 28 sep	Make up 18 1/2" con MU/PWD	7.00	12.00	0.50	-5.00	▼	6.54	Cement 195 ton.
20"	18:30 mié 28 sep	RIH to tag TOC. (1028 MD)	2.50	5.50	0.23	-3.00	▼	6.77	
20"	00:00 jue 29 sep	Waiting on better Weather condition.	0.00	35.00	1.46	-35.00	▼	8.23	WOW
20"	11:00 vie 30 sep	Drill out de 20" Integrity test	4.50	5.50	0.23	-1.00	▼	8.46	
16"	16:30 vie 30 sep	Drill 5 m of new formation & Circulate and homogenize 1.25 gr/cc & Perform FIT/LOT a +- 1055 m	6.00	3.00	0.13	3.00	▲	8.58	
16"	19:30 vie 30 sep	Drill 18 1/2" hole to +/- 2100 md	80.00	36.50	1.52	43.50	▲	10.10	Equipment CRT/ TR 16"/ TR 16"
16"	08:00 dom 02 oct	Circulate to clean hole.	6.00	5.00	0.21	1.00	▲	10.31	Barric
16"	13:00 dom 02 oct	POOH to 500m + POOH to surface	6.00	7.00	0.29	-1.00	▼	10.60	slurry additives
16"	20:00 dom 02 oct	B/O & L/D 18-1/2 BHA	15.00	7.50	0.31	7.50	▲	10.92	spare of cutting/ bit 14 1/2" directional tools.
16"	03:30 lun 03 oct	L/D elevator & balls. R/U casing running equipment wCRT	6.00	6.00	0.25	0.00	▲	11.17	Mud 1.60 gr/cc. 300 m3
16"	09:30 lun 03 oct	Run 16" casing CRT to 2,100 m + Convert autofill to float collar + Circulate	28.00	29.00	1.21	-1.00	▼	12.38	cementing additives/centralizer/plug/cementing head
16"	14:30 mar 04 oct	R/U cement lines & prepare slurry.	5.00	6.50	0.27	-1.50	▼	12.65	
16"	21:00 mar 04 oct	Perform cement job 16" casing.	12.00	8.00	0.33	4.00	▲	12.98	
16"	05:00 mié 05 oct	Rig Down Wellhead cementing and lines 2"	1.50	1.00	0.04	0.50	▲	13.02	
16"	06:00 mié 05 oct	Nipple Up Bop's + Install csg slips into wellhead	4.00	3.50	0.15	0.50	▲	13.17	
16"	09:30 mié 05 oct	Release 16" casing + Cut 16" casing (preliminary)	3.00	2.00	0.08	1.00	▲	13.25	
16"	11:30 mié 05 oct	Recover csg cut joints + L/D CRT	5.00	2.50	0.10	2.50	▲	13.35	
16"	14:00 mié 05 oct	Recover diverter & CSC, overshoot, Bell Nipple	3.00	2.00	0.08	1.00	▲	13.44	
16"	16:00 mié 05 oct	R/D BOP's + Remove 18-3/4" risers + P/U-Nipple BOP's	7.00	6.50	0.27	0.50	▲	13.71	
16"	22:30 mié 05 oct	16" csg definitivy cut	4.00	3.50	0.15	0.50	▲	13.85	
16"	02:00 jue 06 oct	Install WH and test same	5.00	4.00	0.17	1.00	▲	14.02	
16"	06:00 jue 06 oct	Install Nipple down 18 3/4" BOP, DSA, choke and kill lines.	10.00	8.00	0.33	2.00	▲	14.35	
16"	14:00 jue 06 oct	Perform BOP Test w2000psi & Function Test	2.00	2.00	0.08	0.00	▲	14.44	
16"	15:00 jue 06 oct	Install over shot packer, hydraulic control hoses & Diverter + R/D & L/D DFT	8.00	7.00	0.29	1.00	▲	14.73	Cutting boxes 130
16"	23:00 jue 06 oct	R/U & MU 14-1/2" PDC bit, 9-1/2" x 14-3/8" BHA with MU/PWD & 16" Reamer	13.00	13.50	0.56	-0.50	▼	15.29	Directional tools/ mud weight 1.60 gr/cc. 7 bit/reamer
16"	12:30 vie 07 oct	RIH to tag TOC	7.00	6.50	0.27	0.50	▲	15.56	tech MWD/LWD/ chemical tech
16"	19:00 vie 07 oct	Drill out to +/- 5m above 16" shoe + csg test w1.60 MW + Drill out shoe	7.00	7.00	0.29	0.00	▲	15.85	directional tech

Figura 5. Ejemplo de actividades de lookahead de etapas de 20 y 16"

7 - 10 de junio, 2023 · Campeche, Camp.

El lookahead también contempla el programa semanal de actividades con sus EMS requeridos para realizar dichas actividades o para llevar a cabo actividades offline que nos permitan optimizar tiempos en la intervención como: armado de TP offline, generación de fluidos, instalación de equipos auxiliares, preparativos para siguiente operación y mantenimientos preventivos a elementos del equipo de perforación, ver figura 6.

Well Date		P-102 October 23, 2022				6 DAYS OPERATIONAL FORECAST Galar (P Field)				Current POB 119		Max POB next 6 days 113		
domingo 23 oct		lunes 24 oct		martes 25 oct		miércoles 26 oct		jueves 27 oct		viernes 28 oct				
00:00	Mix spacer/Mix brane +P/U & R/U cement	00:00	WOC	00:00	R/D & L/D lines - cement head + Slack off csig weight	00:00	Install Nipple down over shot packer, Diverter + R/D &	00:00	PIU & MU 5-7/8" DP 1000-1500m	00:00	PIU & MU 12 1/4" BHA w/ ML/PWD & 14 3/4"			
01:00		01:00		01:00		01:00		01:00		01:00				
02:00		02:00		02:00		02:00		02:00		02:00				
03:00		03:00		03:00		03:00	PIU & MU BOP's test ass'ly & set test plug	03:00		03:00				
04:00		04:00		04:00		04:00		04:00		04:00				
05:00	Mix spacer/Mix brane +P/U & R/U cement	05:00	WOC	05:00		05:00	Perform BOP pressure test (swap 5-1/2" & 5-7/8" DP)	05:00		05:00	RIH 12 1/4" x 14 3/4" BHA to tag TOC			
06:00		06:00		06:00		06:00		06:00		06:00				
07:00		07:00		07:00		07:00		07:00		07:00				
08:00		08:00		08:00		08:00		08:00		08:00				
09:00		09:00		09:00		09:00		09:00		09:00				
10:00		10:00		10:00		10:00		10:00		10:00				
11:00		11:00		11:00		11:00		11:00		11:00				
12:00	Mix spacer/Mix brane +P/U & R/U cement	12:00		12:00		12:00		12:00		12:00				
13:00		13:00		13:00		13:00	Pull test plug & B/O - L/D test ass'ly	13:00		13:00				
14:00		14:00		14:00		14:00		14:00		14:00				
15:00		15:00		15:00		15:00	Install WB	15:00		15:00				
16:00		16:00	WOC	16:00		16:00		16:00	PIU & MU 12 1/4" BHA w/ ML/PWD &	16:00				
17:00		17:00		17:00		17:00	PIU & MU 5-7/8" DP 1000-1500m (single by	17:00		17:00	Drill out (5m above shoe) & simultaneously displace 1.60			
18:00		18:00		18:00		18:00		18:00		18:00				
19:00	Perform 13-5/8" csa cement job	19:00		19:00		19:00		19:00		19:00				
20:00		20:00		20:00		20:00		20:00		20:00				
21:00		21:00		21:00		21:00		21:00		21:00				
22:00		22:00		22:00	Nipple Down / Install 18 3/4" BOP	22:00		22:00		22:00				
23:00	WOC	23:00	R/D & L/D lines - cement head + Slack off csig	23:00	Nipple Down / Install 18 3/4" BOP	23:00		23:00		23:00				
domingo, 23 de octubre de 2022		lunes, 24 de octubre de 2022		martes, 25 de octubre de 2022		miércoles, 26 de octubre de 2022		jueves, 27 de octubre de 2022		viernes, 28 de octubre de 2022				
80 cutting boxes used bits csig joint spares FMC box Damaged cutting boxes		csig joint spares		used csig joint				1.60 gr/cc OBM						
Equipment to Rig 12-1/4" Bits 14-3/4" Reamer Directional tools Real Time tools Backup's DD Cabin 5-7/8" DP Eq. (slips, elevator, lifting clamp)		Equipment to Rig 3500m 5-7/8" 41.05 lift DP 100 m3 diesel 2.10gr/cc OBM 5-7/8" seal Ram's backup 120 cutting boxes (2) x-over P/ XT-57 x B) DS55 (2) x-over P/ DS55 x B) XT-57 5-7/8" DP Eq. (Puz. Jts., Lifting caps, TIW) 5-7/8" DP lifting clamp Electric stability indicator		Equipment to Rig 5-7/8" 41.05 lift DP 2.10gr/cc OBM 5-7/8" seal Ram's backup 120 cutting boxes (2) x-over P/ XT-57 x B) DS55 (2) x-over P/ DS55 x B) XT-57 5-7/8" DP Eq. (Puz. Jts., Lifting caps, TIW) 5-7/8" DP lifting clamp		Equipment to Rig 80 cutting boxes 2.10gr/cc OBM 900m3 Reamer Backup BX-159 ring 5-7/8" seal Ram's backup 13-5/8" cement retainer 13-5/8" scraper (2) x-over P/ XT-57 x B) DS55 (2) x-over P/ DS55 x B) XT-57 5-7/8" DP manual elevator		Equipment to Rig 80 cutting boxes 2.10gr/cc OBM 900m3 Reamer Backup BX-159 ring 5-7/8" seal Ram's backup 13-5/8" cement retainer 13-5/8" scraper (2) x-over P/ XT-57 x B) DS55 (2) x-over P/ DS55 x B) XT-57 5-7/8" DP manual elevator						
(To Rio)	Personnel	(From Rio)	(To Rio)	Personnel	(From Rio)	(To Rio)	Personnel	(From Rio)	(To Rio)	Personnel	(From Rio)	(To Rio)	Personnel	(From Rio)
1							CRF Crew Tamsa	5 2						
1		0	0	0	0	7	0	113	0	0	0	0	0	113
POB		120	0	120	0	113	0	113	POB		113	0	113	POB

Figura 6. Ejemplo de plan de corto plazo de 6 días de lookahead

Esquema PAE

Posicionamiento de Cargas para primeras 2 Etapas en P-37

- 80 tramos de TR 20" 133 lbs/pie (después espacio para 195 TR 16")
- Canastillas de htas. direccionales.
- Unidad de potencia de Eq. de Apriete y Eq. para correr TR
- Canastillas pequeñas y cajas de htas. varias.
- Herramientas de perforación: DC, HW, Over shot, diverter y Espaciadores.
- Cabina y equipo de buceo
- Material para fluidos en cuarto químico y debajo de cantiliver y cubierta lado babor
- Aditivos de cementaciones
- Cabeza de cementar y rack de líneas
- Cajas de recortes vacías
- Cajas de recortes vacías
- Cabina direccional
- Cabina de registro de hidrocarburos
- Cabezales FMC

Figura 7. Ejemplo de distribución de materiales para perforar primeras dos etapas en pozos HPHT.

El lookahead es enviado y distribuido a todo el personal encargado de gestionar, supervisar y proveer materiales, equipos, herramientas y personal para las operaciones diarias. Es indispensable que el personal a bordo de la instalación lleve una correcta administración de los espacios a bordo con el fin de optimizar: tiempos de atención de embarcación, optimización de uso de grúa para actividades principales, mayor capacidad de recepción de materiales, cuidado de la integridad de los EMS en sitio, desembarque oportuno de materiales y personal que genera renta diaria con el fin de optimizar los recursos del proyecto.

Herramientas para la Evaluación y Administración de Riesgos.

La identificación, el análisis y la evaluación de riesgos permite definir objetivos y **priorizar las acciones en materia de control de peligros** dentro del medio ambiente de trabajo.

"Un peligro es la propiedad o el potencial intrínseco de un producto, proceso o situación para causar daños, efectos negativos en la salud del personal, o perjuicio a una cosa. La relación entre el peligro y el riesgo es la exposición, ya sea inmediata o a largo plazo" (OIT, 2000, p.1).



Figura 8. Definición de riesgo

La administración de riesgos se puede definir en cuatro etapas:

1. **Identificación del riesgo:** el proceso de determinar que puede suceder, por qué y cómo (AS/NZS 4360:1999, p.4). Se prepara un programa detallado de las actividades a realizar y se enlistan los riesgos inherentes, así como se puede definir con tres preguntas: 1. ¿Existe una fuente o daño?, 2. ¿Que (o quien) puede ser dañado? y 3. ¿Cómo puede ocurrir el daño?
2. **El Análisis de riesgos:** uso sistemático de la información disponible, para determinar la frecuencia con la que pueden ocurrir eventos especificados y la magnitud de sus consecuencias (OHSAS, 2010, p.15). De los riesgos obtenidos en el punto anterior, se comunican, así como se verifica si se requiere la participación de personal, equipos y servicios especializados.
3. **Valoración del riesgo:** es el proceso dirigido a estimar la magnitud de aquellos riesgos que no hayan podido evitarse, obteniendo la información necesaria para que el empresario esté en condiciones de tomar una decisión apropiada sobre la necesidad de adoptar medidas preventivas y, en tal caso, sobre el tipo de medidas que deben

adoptarse (INSHT, 2010, p. 1). Se le asigna un valor de priorización para efectuar un mejor control.

4. **Controlar el riesgo:** la parte de administración de riesgos que involucra la implementación de políticas estándares, procedimientos y cambio físicos para eliminar o minimizar los riesgos adversos (AS/NZS 4360:1999, p.4).

Estas etapas, se apoyan con la comunicación y consulta para su administración, así como, establecer métodos de monitoreo y revisión, quedando como un proceso integral como se muestra a continuación.

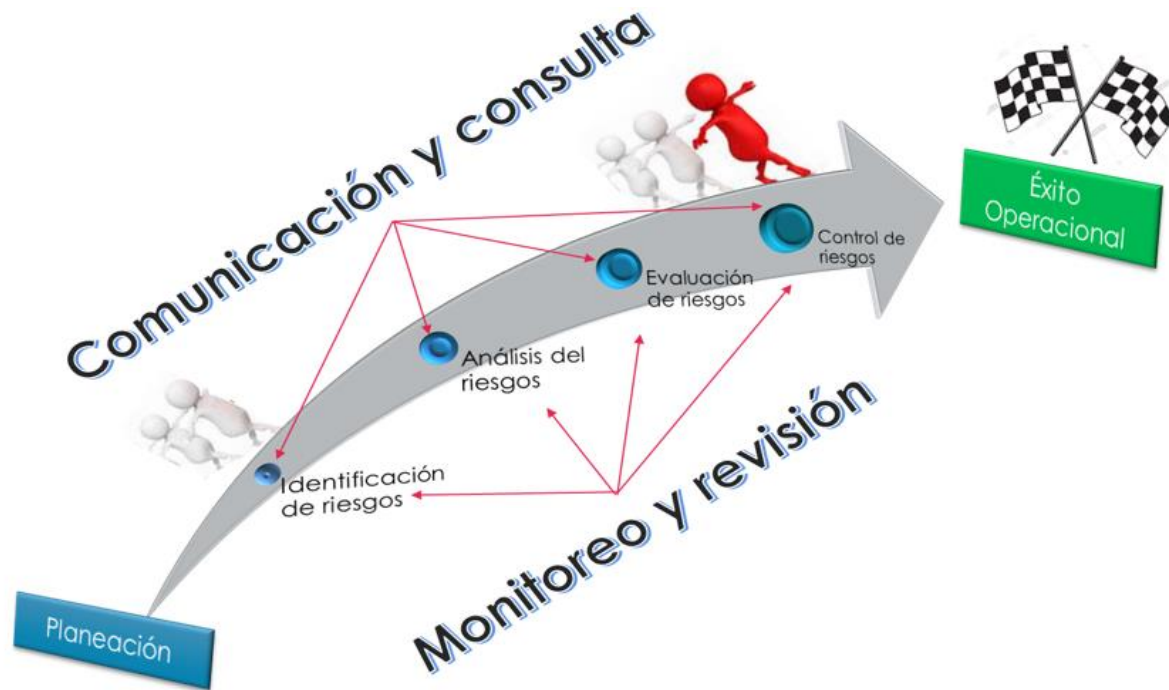


Figura 9. Proceso de administración de riesgos.

Comunicación y consulta: es de suma importancia establecer un plan de comunicación de los involucrados internos y externos para la administración del riesgo, así como, fomentar una comunicación efectiva en las dos direcciones para tener un claro cuadro de toma de decisiones.

Monitoreo y revisión: es necesario monitorear en todo momento el riesgo para evitar que los cambios alteren la prioridad de este, se debe de repetir el proceso de administración de riesgos ante cualquier cambio significativo. La revisión se vuelve una parte primordial del plan de control de riesgos.

Programa Operativo de Actividades (POA)

El formato POA tiene como principal objetivo generar las asignaciones al personal a bordo de la PAE, con el fin de establecer un programa a detalle contemplando la administración de riesgos con el soporte de los documentos base: ingeniería a detalle, ARP, prejob, propuestas técnicas, procedimientos, guías técnicas, normas y mejores prácticas internacionales). El formato es una descripción secuencial de las actividades a realizar estableciendo controles para tener una administración adecuada de los riesgos en los proyectos HPHT como: parámetros operativos, ROPs, condiciones de operación, EMS, propuestas técnicas, asignación de responsabilidades, creación de estrategias de supervisión y comunicación para las actividades durante toda la intervención.

Si hay un versículo de la biblia que me encanta y que aplico en todas las áreas de mi vida es; **Eclesiastés 4:9** que menciona **“Más valen dos que uno, porque obtienen más fruto de su esfuerzo”**, con el cual describe la verdadera esencia del POA, lograr fortalecer el trabajo en equipo para que todas las especialidades caminen hacia un mismo sentido y así se logren obtener los objetivos en conjunto mediante la inclusión de las lecciones aprendidas de todo el personal involucrado. Incluye los datos mas relevantes para la ejecución de las operaciones siguientes y las actividades que se deben realizar de manera paralela a otras con el fin de optimizar tiempos de operación, ver figura 10.

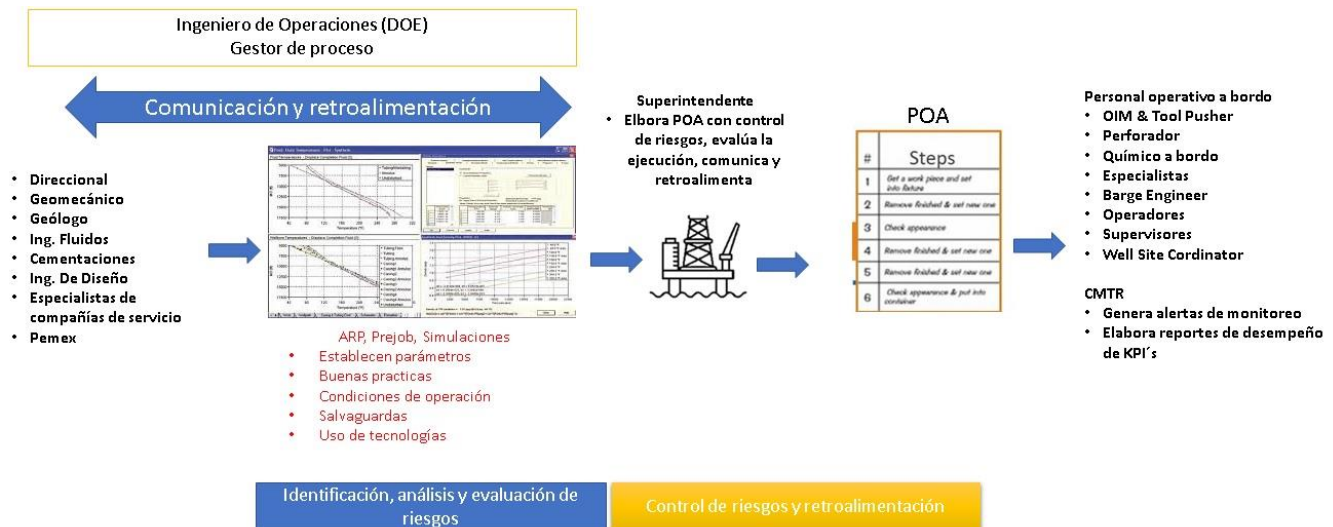


Figura 10. Proceso de ejecución de POA

Con la generación del POA se logra establecer un documento donde el personal que ejecuta el trabajo físico cuenta con una ruta segura para lograr una administración y mitigación de riesgos en proyectos como el pozo P-37 con condiciones complejas, con el análisis maduro y profesional de toda la información generada en la intervención, enriqueciendo con una retroalimentación cíclica donde se logren reducir tiempos operativos, reducir costos y cumplir con los retos del proyecto.

De igual forma la creación de un POA fortalecido con la administración de riesgos se convierte en una base para realizar los work instruction, Análisis de Seguridad del Trabajo, instructivos de trabajo. Con los medios de comunicación y distribución de dicho formato se logra establecer un valor agregado a la transmisión de conocimientos operativos a las nuevas generaciones, dejándolos como consulta y referente para las actividades en operaciones en intervenciones a pozos.

Resultados

Con las lecciones aprendidas se logró perforar el pozo P-37 en el tiempo establecido del reto interno perforando a una profundidad total de 6905 md en 117.29 días, logrando así reducir los tiempos de operación establecidos y una reducción considerable de costos, logrando establecer un nuevo tiempo límite para las actividades de perforación de los pozos HPHT del campo P con respecto a la perforación del pozo P-4DL, como se puede ver en la figura 11.

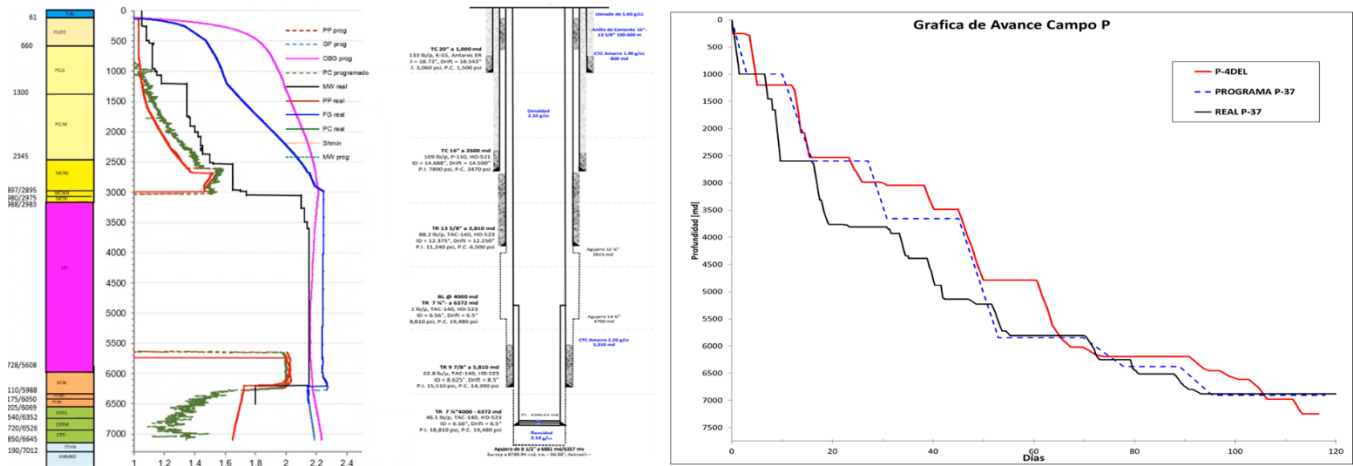


Figura 11. Grafica de avance de perforación real del pozo P-37.

La metodología aplicada en el pozo P-37 de planeación operativa con la administración y mitigación de riesgos se ha logrado replicar para los pozos del campo P, donde se han logrado obtener Índices de construcción por encima de 70 [m/día] e incluso logrando establecer un récord del campo de 98 [m/día] en el pozo P-12 de pozos perforados por Opex (ICOs amarillos en figura 12).

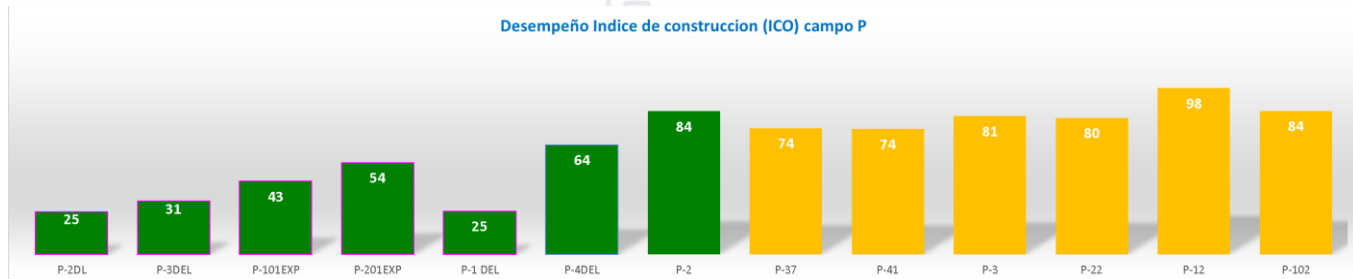


Figura 12. Desempeño de índice de construcción del campo P.

Conclusiones

La administración de riesgos nos permite establecer programas operativos asertivos donde el personal involucrado en las intervenciones a pozos con condiciones complejas HPHT y subsalinos pueden establecer estrategias de control que minimicen los tiempos no productivos.

Con la implementación del sistema last planned se logró establecer una planeación ágil y anticipada para optimizar los tiempos de las operaciones en pozos HPHT subsalinos, con esto una base para perforar pozos con condiciones complejas en tiempos óptimos y costos bajos de operación, logrando valor empresarial y generando la mejora continua.

Al aplicar la metodología de este artículo en pozos con condiciones muy complejas, se puede replicar en la planeación estratégica de proyecto de desarrollo de campos, capitalizando la curva de aprendizaje y generando lecciones aprendidas en las empresas petroleras.

De igual forma con la creación de documentos como el POA se logra agregar valor a las futuras generaciones, dejando practicas operativas tangibles y disponibles para consulta de las nuevos trabajadores que realizan actividades en intervenciones a pozos, así logrando un aprendizaje continuo y evitar brechas generacionales.

Nomenclaturas

API - American Petroleum Institute

AS – Australian Standard

NZS – New Zealand Standards

POA – Programa Operativo de Actividades

PAE – Plataforma Auto Elevables

HPHT - High Pressure High Temperature

ARP - Análisis de Riesgo de los Procesos

KPI - Key Performance Indicator

CMTR – Centro de Monitoreo en Tiempo Real

ROP – Rate of Penetration

Agradecimientos

Agradezco enormemente a dios por siempre estar presente en mi vida, ya que sin sus principios jamás sería el profesionista que soy hoy en día. A mi esposa Erika que siempre me impulsa a romper mi zona de confort y arrebatarme mis bendiciones. A mis hijos Dominic y Camila que siempre con su amor me hacen buscar nuevos retos para que les sirva de ejemplo que con el amor de dios y esfuerzo se logran muchas cosas.

Al equipo de trabajo de Opex, que me ha dado la oportunidad de desarrollarme como Ingeniero de Operaciones, logrando un crecimiento profesional en los equipos que me ha tocado trabajar; Grid, Gersemi, Galar y Odin, donde he conocido demasiadas personas con un valor humano inigualable. Hemos forjado un equipo grande como consorcio, con corazón de león y piel de cocodrilo para estar listo para los siguientes retos de la industria.

A Petróleos Mexicanos por formarme como profesionista y permitir usar la información de los proyectos en los que laboramos en conjunto como equipo de trabajo.

Referencias

- Australia and New Zealand Standards (Australia). Estándar Australiano de Riesgos, Norma. AS/NZS 4360:1999. Australia, 1999, p. 2 – 19.
- British Standards Institution (BSI). Sistema de Gestión en Seguridad y Salud Ocupacional – Requisitos. Norma OHSAS 18001:2007, p.13 – 20.
- Department of Energy, United States of America. (2004). Chemical process hazards analysis. Washington D.C., United States of America, p. 23 – 43.
- Organización Internacional del Trabajo (OIT). Gestión de la Seguridad y salud en el trabajo: ILO OSH: 2000. Turín Italia, 28 de abril de 2011, p. 1 – 3.
- Roao Kulluru, Steven Bartel, Robim Poblado, Scott Strcoff. (1998). Manual de Evaluación y Administración de riesgos. Mexico: McGraw-Hill, p. 1 – 65.
- Roberto Cuello Lascano, Laura Viviana Pallares Caro, Erick Wehdeking Arcieri. (2008). Aplicación del Estándar Australiano de Administración del Riesgo AS/NZS 4360:1999 en la empresa GECELCA, Revista científica Pensamiento y Gestión, No 25:Jul-Dic 2008, p. 1 – 3.
- Chris Avant, Saifon Daungkaew, Bijaya K. Behera, Supamittra Danpanich, Wareanon Laprabang, Ilaria De Santo, Zuber A. Khan, Jay Russell, Paul Sims, Miroslav Slapal, Chris Tevis. (2012). Comprobación de los límites en condiciones de pozos extremas. Oilfield Review, Volumen 24, No. 3, 4 - 19
- Gunnar De Bruijn, Craig Skeates, Robert Greenaway, David Harrison, Mike Parris, Simon James, Fred Mueller, Shantonu Ray, Mark Riding, Lee Temple, Kevin Wutherich. (2009). Tecnologías para alta presión y temperatura. Oilfield Review, invierno 2008-2009, 52-67.
- API. (2012). Protocol for Verification and Validation of HPHT equipment. Washington D.C.: API, 1ª ed.
- Ballard, G. (2000). “The Last Planner System of Production Control”. Ph.D. Diss., School of Civil Engineering, the University of Birmingham, UK
- Orihuela, P.; Canchanya, L., Rodriguez. E. (2015) “Gestión Visual del Sistema Last Planner mediante el modelado BIM”. SIBRAGEC – ELAGEC, octubre 2015 Sao Carlos, Brazil
- Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo de España (INSHT). Evaluación de Riesgos. Madrid España: 2010, p. 4 – 8.

Trayectoria profesional del autor y coautores:

Autor: Christian Josué García Gómez

Ingeniero petrolero egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) que cuenta con una maestría en administración de negocios con orientación en finanzas (UVM), con 12 años de experiencia en la supervisión de operaciones de perforación, terminación y reparación de pozos petroleros.

Laboro para Petróleos Mexicanos (2011 – 2019) en diferentes proyectos como Ingeniero de pozo a bordo de plataformas; en la Unidad de Perforación Kumaza, así como en el Activo de Exploración de Aguas Someras.

La convicción de seguir a Jesús, genero la fe de creer en el proyecto Opex Perforadora, donde actualmente se desempeña como Ingeniero de Operaciones desde el 2019, contribuyendo en los principales proyectos de desarrollo de campos que ha participado la empresa. Una fe que se ha logrado transmitir en cada equipo de trabajo y con la que se han cosechado éxitos, posicionándose como una compañía referente en las operadoras llave en mano para la industria petrolera nacional.