

Generación de potencial de producción mediante la reactivación de pozos cerrados

José Luis González Huerta

Araceli Nieves Poncet

Luis Rogelio Díaz Medina

Gilberto Córdoba del Valle

Pemex

Aland Alberto Ferrer Covarrubia

Jesús Rafael Mendoza Bello

Elvia Briselda Pacheco Cruz

CBM

Artículo recibido en 2019-evaluado-revisado-correcto y aceptado en 2021

Resumen

Los pozos cerrados pueden constituir activos no rentables e improductivos que generan deterioro financiero de los activos de Pemex Exploración y Producción, (PEP), como resultado de impactar en costos de mantenimiento preventivo (por seguridad en las instalaciones), el pago de impuesto por activo improductivo y una generación nula de flujo de efectivo.

Este nuevo esquema de contratación rompe el paradigma en la integración de servicios. En este modelo el contratista aplica su capacidad organizativa y experiencia técnica conjuntamente con la aplicación de nuevas tecnologías, en el diseño e implementación de soluciones para la reactivación y mantenimiento de la producción de pozos cerrados, realizando la inversión de la totalidad del recurso económico, asumiendo el riesgo operativo y financiero. El pago al contratista se realiza una vez que se comercialice la producción obtenida, y permite generar al Estado Mexicano recursos financieros adicionales a través de los pagos de impuestos y derechos generados por los hidrocarburos producidos a través de la ejecución de Servicios Integrales de Reactivación y Mantenimiento de la Producción de Pozos Cerrados, sin riesgos operativos y financieros para PEP, generando empleos directos e indirectos derivado de las actividades que se requieren para el desarrollo de los servicios y como consecuencia, el incremento en la actividad económica de las zonas del país donde se desarrollarán las actividades. A esta nueva forma de generar riqueza se denomina “Estrategia de reactivación y mantenimiento de la producción de pozos cerrados en campos productores a través de CSIEE’s”.

A partir de mayo 2018, se han adjudicado y se encuentran en ejecución en la Región Sur, dos (2) Contratos de Servicios Integrales de Exploración y Explotación (CSIEE), en las formaciones Mesozoico y Terciario, de la iniciativa: “Reactivación de Pozos Cerrados con Posibilidades de Explotación bajo el Esquema de Pago por Barril Producido”. Ambos reportan pozos intervenidos y producción de hidrocarburos.

Palabras clave: CSIEE (Contratos de Servicios Integrales de Exploración y Explotación), pozo cerrado, pago por barril producido, formaciones Mesozoico y Terciario.

Generation of production potential by reactivating closed wells

Summary

Closed wells can constitute unprofitable and unproductive assets that generate financial deterioration of the assets of Pemex Exploración y Producción, (PEP), as a result of impacting preventive maintenance costs (for safety in the facilities), the payment of asset tax unproductive and zero cash flow generation.

This new contracting scheme breaks the paradigm in the integration of services. In this model, the contractor applies his organizational capacity and technical experience together with the application of new technologies, in the design and implementation of solutions for the reactivation and maintenance of the production of closed wells, making the investment of the entire economic resource, assuming operational and financial risk. Payment to the contractor is made once the production obtained is commercialized, and allows the Mexican State to generate additional financial resources through the payment of taxes and duties generated by the hydrocarbons produced, through the execution of Comprehensive Reactivation Services and Maintenance of the Production of Closed Wells, generating direct and indirect jobs derived from the activities that are required for the development of services and as a consequence, the increase in economic activity in the areas of the country where activities will be developed. This new way of generating wealth is called “Strategy for Reactivation and Maintenance of the Production of Closed Wells in Producing Fields and through CSIEE’s”.

Since May 2018, two (2) Comprehensive Exploration and Exploitation Services Contracts (CSIEE) have been awarded and are in execution in the South Region, in the Mesozoic and Tertiary formations, of the initiative: “Reactivation of Wells Closed with Exploitation Possibilities under the Scheme of Payment per Produced Barrel”. Both report intervened wells and hydrocarbon production.

Keywords: CSIEE (Comprehensive Exploration and Exploitation Services Contracts), closed well, pay per barrel produced, Mesozoic and Tertiary formations.

Antecedentes

Los pozos cerrados, en las formaciones Mesozoico y Terciario, pueden constituir activos no rentables e improductivos que generan deterioro financiero de los activos de PEP, como resultado de impactar en costos de mantenimiento preventivo (por seguridad en las instalaciones), el pago de impuesto por activo improductivo y una generación nula de flujo de efectivo.

Reactivar los pozos con capital y actividades realizadas por terceros, pagando una vez que se comercialice la producción obtenida, permite generar al Estado Mexicano recursos financieros adicionales a través de los pagos de impuestos y derechos generados por los hidrocarburos producidos a través de ejecución de Servicios Integrales de Reactivación y Mantenimiento de la Producción de Pozos

Cerrados, generaría empleos directos e indirectos derivado de las actividades que se requieren para el desarrollo de los servicios y como consecuencia, el incremento en la actividad económica de las zonas del país donde se desarrollarán las actividades. A esta nueva forma de generar riqueza se denomina “Estrategia de Reactivación y Mantenimiento de la Producción de pozos cerrados en campos productores a través de CSIEE’s”.

Bajo este nuevo modelo los Activos Integrales de Producción (AIP) pueden realizar la reactivación de pozos, que de otra manera por restricciones presupuestales y de rentabilidad no son viables y mantener al mínimo un inventario de pozos cerrados con posibilidades de explotación, minimizando el pago de impuestos innecesarios por activos improductivos y por consiguiente generar mayor riqueza al Estado Mexicano.

Marco legal

El esquema de CSIEE está fundamentado en:

- El Artículo 9 de la Ley de Hidrocarburos, “Para cumplir con el objeto de las Asignaciones que les otorgue el Ejecutivo Federal, Petróleos Mexicanos y las demás empresas productivas del Estado, sólo podrán celebrar con particulares contratos de servicios para las actividades relacionadas con dichas asignaciones, bajo esquemas que les permitan la mayor productividad y rentabilidad, siempre que la contraprestación se realice en efectivo”.
- El Artículo 76 de la Ley de Petróleos Mexicanos, Artículo 76, Fracc. X “Para el caso de contratos de servicios integrales de exploración y extracción de hidrocarburos, prever que los ingresos provenientes de dichos contratos deberán destinarse, en primer término, a cubrir las erogaciones derivadas de los mismos, con independencia de los demás ingresos obtenidos; así como determinar la forma y términos en que deberá llevarse la contabilidad por separado de cada uno de estos contratos,..”

Organismos Subsidiarios 2014-2018, Pemex Exploración y Producción (PEP) centró sus esfuerzos en programas estratégicos entre los cuales se incluyen el de contener y revertir la declinación de la producción e incrementar la producción de manera eficiente y rentable a través de reactivar y mantener la producción de pozos cerrados con posibilidades de explotación mediante servicios integrales y el de establecer esquemas de contratación para captar inversión adicional.

A partir de ese momento, se inició el desarrollo por primera vez de un proyecto de reactivación de pozos cerrados de carácter masivo en PEP, que consideraba varias Regiones y Activos de Producción; en su concepción original se contemplaba la contratación de servicios bajo un esquema tradicional (con Presupuesto de Egresos de la Federación “PEF”), pero dada la limitada disponibilidad presupuestal, se instruyó desarrollar el proyecto bajo la figura de Contratos de Servicios Integrales de Exploración y Extracción (CSIEE).

Al no haberse generado en la historia de PEP un contrato CSIEE, fue necesario el desarrollo de procesos, procedimientos y mecanismos de gestión innovadores que permitieron la creación de un Caso de Negocio, su acreditación, aprobación y contratación de acuerdo al marco jurídico vigente. Para lograr tal objetivo fue necesaria la participación de todas las áreas responsables en la cadena de valor de PEMEX. Las Figuras 1, 2 y 3 muestran las diferentes etapas que comprende este proyecto:

Diseño e implementación del modelo contractual

Como parte de las iniciativas estratégicas contenidas en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos (PEMEX) y sus

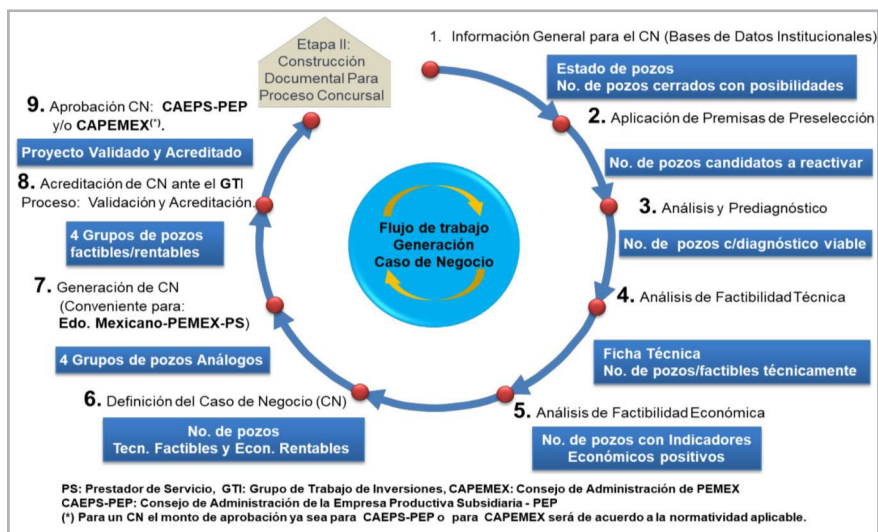


Figura 1. Etapa I- Generación del Caso de Negocio, (CN).

Esta etapa se inició con la preselección de todos los pozos cerrados “con posibilidad de reactivación”, incluidos en las bases de datos institucionales, seleccionando únicamente los pozos que disponían de Reservas Remanentes 2P; posteriormente, con toda la información disponible por pozo, realizar un análisis (de los yacimientos abiertos y

prospectivos, de su comportamiento de producción y del estado mecánico, entre otros), para obtener un diagnóstico que permitiese establecer su factibilidad técnica de reactivación y desarrollar los elementos necesarios para llevar a efecto el análisis de factibilidad económica.



Figura 2. Etapa II-Construcción documental para el proceso concursal.



Figura 3. Etapa III-Ejecución de los contratos CSIEE's.

Retos y las soluciones innovadoras desarrolladas

Selección de pozos candidatos

El reto inicial fue, partiendo del universo de pozos en los campos productores de la Subdirección de Producción de Campos Terrestres (SPCT), identificar las oportunidades de reactivación de pozos cerrados con posibilidades de

explotación. A partir de la información detallada de todos los pozos cerrados con estas características, solicitada y suministrada por los Activos de Producción, se identificaron 1,319 pozos (terminados en las formaciones Terciario y Mesozoico), **Tabla 1**. Utilizando criterios técnicos definidos por el equipo de trabajo, se seleccionaron preliminarmente 598 de ellos para su pre-evaluación (Etapa I- Generación del Caso de Negocio).

Activo	Número de Pozos			Relación PCP/PP
	Productores (PP)	Cerrados con posibilidad (PCP)	Total	
Bellota-Jujo	197	212	409	1.1
Cinco Presidentes	466	206	672	0.4
Macuspana-Muspac	207	212	419	1.0
Poza Rica-Altamira	1353	566	1919	0.4
Samaria Luna	276	123	399	0.4
Total	2499	1319	3818	0.7

Tabla 1. Estado de pozos de la Subdirección de producción de campos terrestres, septiembre 2016.

Integración y análisis de la información técnica

Para efectuar un análisis rápido y concreto de la información, se diseñó una ficha técnica que permite disponer en forma

clara, ordenada y concisa la información técnica necesaria y suficiente, para definir en forma breve y efectiva la oportunidad de reactivación en los pozos preseleccionados.



Figura 4. Elementos básicos de la ficha técnica.

El gasto inicial estimado de aceite y gas, así como el perfil determinístico y los perfiles probabilísticos P10, P50, P75 y P90 del gasto y la producción acumulada de aceite y gas, se pronosticaron en un horizonte de 72 meses.

La probabilidad de ocurrencia del gasto a P50 y de su perfil en 6 años, se justificaron por análisis estocásticos de las probabilidades de ocurrencia a partir de gastos de pozos vecinos.

Individualmente a cada pozo se le realizó un análisis económico (utilizando el perfil probabilístico P50, el costo de la intervención de reactivación / inversión y los costos de operación para el mantenimiento de la producción), aplicando los criterios de la plantilla del modelo evaluador (horizonte económico, tasa de descuento, pronósticos de paridad cambiaria, de lo precios de los hidrocarburos y del régimen fiscal), para obtener indicadores de valor presente neto (VPN) antes y después de impuestos; resultaron 223 pozos como viables con indicadores positivos después de impuestos, los cuales representan el 17% del total de pozos con posibilidades de explotación.

Integración de los grupos de pozos

Debido a que el proyecto incluye pozos de los diferentes Activos de producción, fue necesario definir el esquema de clasificación de los pozos. Los parámetros requeridos fueron: ubicación geográfica, formación geológica a

producir y su profundidad. Como resultado se obtuvieron cuatro proyectos que conforman la estrategia inicial de reactivación.

Grupo de pozos 1: conformado por 38 pozos, 28 del Terciario y 10 del Mesozoico, pertenecientes al Activo de Producción Samaria -Luna.

Grupo de pozos 2: compuesto por 37 pozos del Mesozoico, 29 pozos pertenecientes al Activo de producción Bellota-Jujo y 8 al Activo de Producción Macuspana-Muspac.

Grupo de pozos 3: constituido por 47 pozos del Terciario, 34 pozos pertenecientes al Activo de producción Bellota-Jujo y 13 al Activo de producción Macuspana-Muspac.

Grupo de pozos 4: conformado por 101 pozos, 98 pozos del Mesozoico pertenecientes al Activo de producción Poza Rica-Altamira y 3 del Terciario pertenecientes al Activo de producción Veracruz.

Perfil de producción del proyecto

El objetivo de este proyecto es extraer una producción acumulada de 18.86 MMb de aceite (P50) y 39.84 MMMpc de gas (P50), asociada a las actividades para reactivar y mantener la producción de los 223 pozos cerrados considerados en el proyecto.

Los perfiles de producción esperados de aceite por grupo de pozos a P50 se muestra a continuación, **Figura 5**.

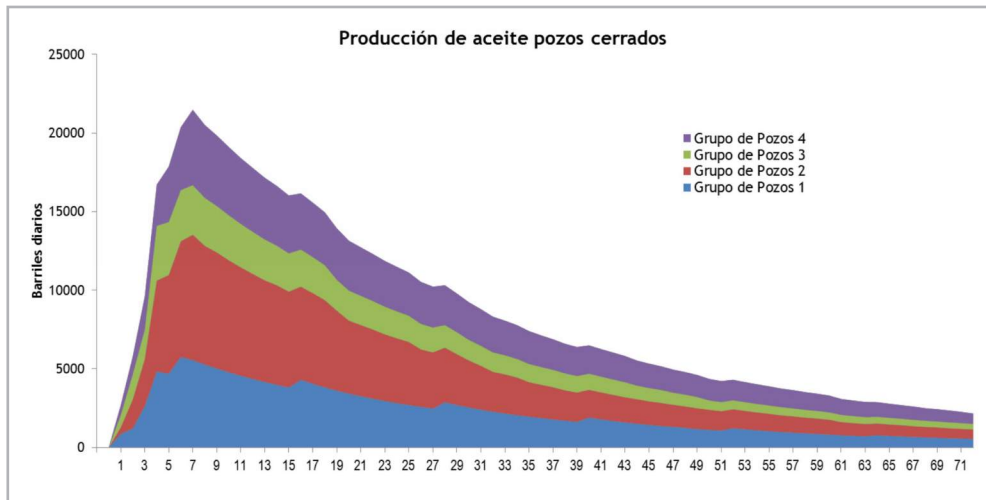


Figura 5. Perfil de producción de aceite del proyecto (P50).

Evaluación económica del proyecto

El valor del proyecto es de aproximadamente \$1,023 MMUSD, que resulta de los ingresos de la venta de los hidrocarburos producidos durante el periodo de ejecución del proyecto, cuyos indicadores económicos se muestran en la **Tabla 2**.

Concepto	Valor*
VP Ingresos (MM USD)	1,023
VP Derechos (MM USD)	532
VP Costos de transporte y acondicionamiento (MM USD)	13
VP Operación y mantto. PEP (MM USD)	26
VP Inversión PEMEX (MM USD)	0
VP Costo Requerido PS (MM USD)	146
Intervención, Op. Y Mtto. Prod.	
VP Pago al PS (MM USD)	21
VPN PEMEX (MM USD)	286

*Los valores ilustrados son resultados de operaciones con redondeo.

Tabla 2. Indicadores de rentabilidad del proyecto.

Las premisas de precios para la Cartera de proyectos 2017-2031 (escenario medio), precio promedio de gas natural de 3.74 USD/mpc y de aceite de 58.63 USD/BI, en el horizonte de tiempo evaluado 2017-2023 y un tipo de cambio de 20.5 pesos por dólar, así como el cálculo de derechos de acuerdo a la normatividad vigente al momento de la evaluación.

Bases técnicas

Siendo un servicio integral de reactivación y mantenimiento de la producción de pozos cerrados, fue necesario desarrollar en la Etapa II de Construcción Documental para el Proceso Concursal, la generación de las bases técnicas bajo un enfoque diferente, adaptado a la naturaleza y alcance del proyecto. Entre los cambios introducidos se encuentran:

- ✓ Diseño del proceso de control, supervisión y formalización de actividades físicas a realizar y la producción del PS.
- ✓ Áreas bajo custodia del PS para la ejecución de los servicios.
- ✓ Estructuración y definición del proceso y de los servicios de tercera para certificar la medición, evaluar y validar la producción del PS.
- ✓ Proceso de acreditación de la producción para efectos de pago.
- ✓ Desarrollo de un esquema de remuneración que incentive la producción al poder incorporar pozos adicionales para intervención.

- ✓ Metodología de evaluación del desempeño del PS a través de indicadores clave: cumplimiento del perfil de producción comprometido y las actividades requeridas para su cumplimiento (Programa Integral de Trabajo, PIT).

Esquema de pago - Análisis económico

A diferencia de un CSIEE de campo en el cual el esquema contable y de pago es único para la(s) asignación(es) involucrada(s), para este caso fue necesario desarrollar esquemas individuales por pozo. Para establecer la remuneración por pozo al PS en cada CSIEE de pozo cerrado (dependiendo de los volúmenes a producir y la calidad del aceite), se requirieron procesos internos de finanzas, aspectos presupuestales, contables de tesorería, fiscales, de comercialización, medición y balances de hidrocarburos, para definir:

- **Flujo de Efectivo Disponible (FED):** mecanismo que asegura el pago de derechos y flujo de efectivo para PEP neto después de impuestos, corresponde a la diferencia entre ingresos y egresos monetarios expresados en dólares americanos, como resultado de la extracción y comercialización de los hidrocarburos producidos en los pozos objeto del contrato. Las variables relevantes que lo diferencian del CSIEE de campo se incluyen en la **Tabla 3**.

Elemento	CSIEE - Campo	CSIEE - Pozo
Separación primaria y acondicionamiento	Realizado por el PS	Se descuenta del FED - Realizado por PEP
Ingresos	Mixto – Se descuentan los ingresos por la producción base de PEP	No hay descuentos – todos provienen de la producción del PS
Tarifa	Variable: por periodo de ejecución y por incremental de producción referido a un perfil de referencia	Única
Cálculo	Corriente del(los) campo(s)	Múltiple: función de las diferentes composiciones del gas provenientes de diferentes campos y segregaciones

Tabla 3. Elementos comparativos entre el FED de un CSIEE - Campo vs un CSIEE - pozo.

- **Tarifa actuarialmente más justa**

Tarifa en USD/bl, constituye la única forma de pago que efectuará PEP al PS, con motivo de la prestación de los servicios integrales de reactivación y mantenimiento de la producción de los pozos cerrados.

La tarifa actuarialmente más justa es la cantidad necesaria para cubrir, al menos, el valor esperado de los costos futuros. Garantiza suficiencia y solidez, y provee ingresos

suficientes para cubrir, como mínimo, todos los costos asociados a la transferencia del riesgo. Considera también el otorgamiento de dividendos por experiencia global, propia o combinada. Está sustentada sobre bases actuariales, con base en información estadística suficiente y confiable que sustente el comportamiento del riesgo⁽³⁾.

Los elementos principales que la diferencian del CSIEE de campo se incluyen en la **Tabla 4**.

Elemento	CSIEE - Campo	CSIEE - Pozo
Tarifa	Variable: por periodo de ejecución y por incremental de producción, basado en un perfil de referencia	Única
Riesgo por volumen a producir	Existe producción de referencia o base de PEP	Toda la producción la genera el PS
Riesgo de Ingresos	Variabilidad del precio de la segregación del campo	Variabilidad del precio de las diferentes segregaciones que pudiesen estar presentes

Tabla 4. Elementos comparativos entre la tarifa acordada de un CSIEE - campo vs un CSIEE -pozo.

- **Factor de equivalencia económica** para el pago del gas producido: Es el factor a utilizar para realizar la equivalencia económica del volumen de gas producido (MMpc) a volumen de aceite equivalente (bl). Para su determinación se utilizó una metodología basada en

proyecciones de diversos escenarios de precios del aceite y gas calculado por PEMEX. La única variable que lo diferencia del CSIEE de campo, se encuentra en la **Tabla 5**.

Elemento	CSIEE - Campo	CSIEE - Pozo
Cálculo	Única: Factor de Equivalencia térmica	Múltiple: función de las diferentes composiciones del gas provenientes de diferentes campos y segregaciones

Tabla 5. Elemento comparativo entre el factor de equivalencia económica de un CSIEE - Campo vs un CSIEE -pozo.

Todo esto con la participación de la Dirección Corporativa de Finanzas (DCF), Gerencia de Integración y Optimización del Portafolio de Exploración y Producción (GIOPEP), Dirección Corporativa de Planeación, Coordinación y Desempeño ((DCPCD) y el Grupo Documentador de Pozos Cerrados (GPC). Para realizar esta tarea se desarrolló un Modelo Económico por parte de la GIOPEP, con la información de producción y los costos proporcionados por el Equipo Documentador.

Guía Administrativo-Financiera de CSIEE - Cuenta segregada ⁽³⁾

Dada la naturaleza del contrato, el pago se realiza de manera individual por cada uno de los pozos como contraprestación de la producción recibida, y estos pueden estar ubicados en diferentes asignaciones petroleras y en uno o varios AIP.

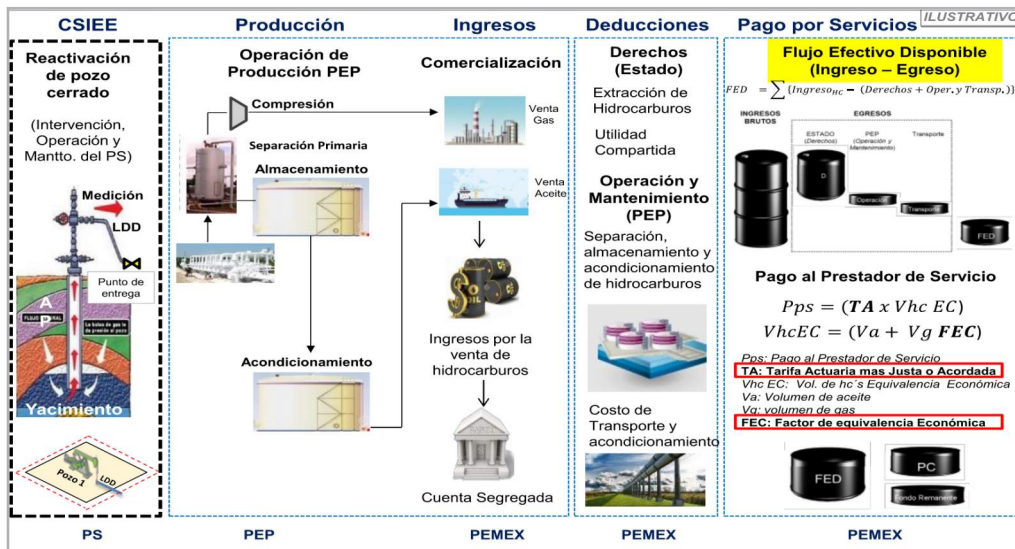


Figura 6. Esquema del proceso de producción-pago- Ilustrativo.

Por tal motivo, se hizo necesario establecer mecanismos de control a la totalidad del contrato y establecer directrices que deberán seguir los involucrados en la Administración, Supervisión y Soporte de PEP y de las áreas de la DCF, para la operación, registro y control individual de los ingresos y egresos generados, por los CSIEE “Servicios integrales de reactivación y mantenimiento de la producción de pozos cerrados”, y así dar cumplimiento a la normatividad vigente y a las obligaciones contractuales. A toda esta normatividad en su conjunto se les denomina “Cuenta segregada”.

Resultados

Adjudicación y esquema de ejecución de los proyectos

La iniciativa “Servicios integrales de reactivación y mantenimiento de la producción de pozos cerrados”,

consiste de cuatro (4) contratos, los cuales se licitaron mediante concurso abierto, realizado en noviembre de 2017 a mayo 2018. En mayo de 2018 se adjudicaron los contratos No. 645018802 con las Compañías Química Apollo, S.A. de C.V./ Especialización Profesional de Personal, S.A. de C.V./ Recursos Omega, S. de R.L. de C.V./ Sistemas Integrales de Compresión, S.A. de C.V. / Geolis, S.A. de C.V.; y No. 645018803 con las Compañías Alpha Energy, Inc./ Tavier Excavaciones, S.A. de C.V.

El esquema de ejecución del proyecto se puede observar en la Figura 7.

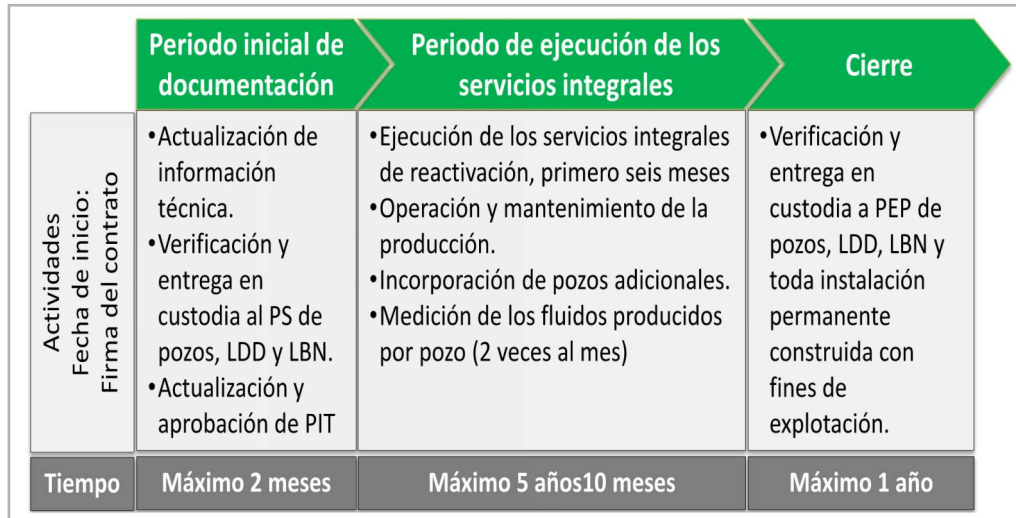


Figura 7. Esquema de ejecución CSIEE- pozo. Ilustrativo.

Actividad física

Las actividades de reactivación de pozos consisten básicamente de reparaciones mayores o menores, con o sin equipo, incluyendo la aplicación de sistemas artificiales de producción. A la fecha de elaboración de este trabajo se encontraba en ejecución el Programa Integral de Trabajo (PIT), entregado por el PS durante el periodo inicial de documentación y autorizado por PEP, el cual integra la secuencia de reactivación para todos los pozos contemplados en cada contrato.

Expectativas

Adicionalmente se dispone de un total de 2,382 pozos cerrados temporalmente sin posibilidades de explotación, que se encuentran en esa condición por baja presión de fondo, baja rentabilidad o alto porcentaje de agua, por lo que considerando estos pozos y los cerrados con posibilidades de explotación disponibles, se tendría un total de 4,350 pozos con potencial de incorporarse a la estrategia de reactivación de pozos.

Pozos Cerrados con Posibilidades de Explotación PEP *					
	SPBN	SPBS	SPAS AS01	SPAS AS02	Total
En programa	655	272	25	8	960
Pozos asignados Rondas	49	254	0	0	303
Proyecto Reactivación de Pozos Cerrados	400	122	9	6	537
Pozos Cerrados con Posibilidades de Explotación Disponibles	1,875	35	47	24	1,981
Pozos cerrados temporalmente sin posibilidades de Explotación	1,686	649	47	0	2,382
Total Pozos Cerrados con Potencial a ser reactivados	3,561	684	94	24	4,363

Fuente: Estado general de pozos al 30-05-2018

Conclusiones

Derivado de la implementación de estos contratos y que los prestadores de servicio durante la ejecución requieren invertir sus propios recursos (económicos, técnicos y de logística) y tener una estructura organizacional que les permita obtener la producción, su ejecución ha representado un área de oportunidad importante para el prestador de servicios, especialmente para mejorar los casos en que se tenga una estructura organizacional limitada, lo cual ha representado un impedimento importante para la realización de las actividades acordadas, que permitan la obtención de los resultados previstos. Dado que el prestador del servicio es el responsable de todas las actividades, servicios, trámites e insumos que se requieren, si todo esto no se cumple, las actividades físicas en los pozos no se pueden realizar y por consecuencia, no se generaría la producción de aceite esperada, dificultándose la recuperación de la inversión.

Dado que son esquemas de trabajo nuevos para los prestadores de servicios, la estructura organizacional requerida para desarrollar este tipo de actividades debe estar fortalecida, lo que ha representado un reto muy importante que ha impactado en los resultados de producción.

Sin embargo, con el desarrollo de estos contratos CSIEE se han sentado las bases para la asignación de contratos de futuros CSIEE, tal vez aplicados a campos o asignaciones completas, las cuales permitirán optimizar los tiempos de contratación, además de establecer premisas claras en cuanto a las capacidades requeridas de cada consorcio desde el punto de vista operativo, estructura organizacional y financiera.

Sin duda, el trabajo realizado ha cambiado el paradigma de la industria y representa una herramienta importante para que el Estado Mexicano pueda obtener producción y recursos económicos adicionales.

Agradecimientos

Agradezco a Petróleos Mexicanos por darme la oportunidad de participar en este esfuerzo, lo que me permitió conocer a toda la organización y las áreas que trabajamos en Pemex en el día a día.

Al equipo de profesionistas y profesionales que formaron parte de la estrategia de reactivación de pozos cerrados los ingenieros Ismael Enrique Martínez Ramírez, Luis Rogelio Díaz Medina, Gilberto Rojo Ruiz, Gilberto Córdoba Del Valle, Elvia Briselda Pacheco Cruz, Aland Ferrer Covarrubias, Jesús Rafael Mendoza Bello, Mauricio Gomez Olvera, Vicente Pedro Wuotto Patiño, Ricardo Aguilar Hernández, Roque Riquelme Alcantar, al Doctor Daniel García Gavito y a la Lic. Aracely Nieves Poncet, ya que todos hicimos un esfuerzo enorme por innovar, romper paradigmas y crear algo nuevo, para lo cual se tuvo que conciliar con toda la organización en PEMEX, SHCP ya que no estaban establecidos los procesos, ni los procedimientos que permitieran generar este tipo de contratos. Se requería de un rumbo para proponer y llevar a la realidad algo nuevo que generara valor a la industria petrolera nacional.

Referencias

González Huerta, J.L.; Hinojosa Puebla, J.J.; Barrera Torres, O, 2017.: **“Nuevos esquemas de participación de terceros para reactivar pozos cerrados con posibilidades de explotación”**, presentado en Congreso Mexicano del Petróleo, Puebla 2017.

SHP, “CIRCULAR S-8.1.1 mediante la cual se dan a conocer a las instituciones y sociedades mutualistas de seguros, los estándares de práctica actuarial que deberán aplicarse para la elaboración de notas técnicas.” Junio 2004

PEMEX, “Guía para la Operación y Registro Individual de los Ingresos y Egresos Generados por los Contratos de Servicios Integrales para la Exploración y Extracción (CSIEE) de Reactivación y Mantenimiento de la Producción de Pozos Cerrados”, Versión tercera, enero 2019.

Semblanza de los autores

José Luis González Huerta

Es postulante a doctorado en Derecho por la Universidad Iberoamericana, Maestro en Ingeniería petrolera y gas natural por la Universidad Nacional Autónoma de México, Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México, Ingeniero Mecánico egresado del Instituto Politécnico Nacional, cuenta con una especialidad en medición de hidrocarburos por la UNAM, es experto en productividad de pozos, experto en medición de hidrocarburos y experto en sistemas artificiales de producción. Ha trabajado en la industria petrolera por más de 24 años, desarrollando proyectos estratégicos de hidrocarburos en la Región Sur de PEP, proyectos de sistemas artificiales de producción; además de participar en la estrategia de excelencia en la creación de valor para Pemex Exploración y Producción, ha liderado la creación del primer contrato CSIEE en la historia de México, entre otros. También ha ocupado diversos cargos dentro de PEP, Coordinador de Ejecución de Proyectos del Activo de Producción Cinco Presidentes, Coordinador Técnico de la Subdirección de Producción Región Sur, entre otros.

Luis Rogelio Díaz Medina

Es Ingeniero Petrolero egresado del Instituto Politécnico Nacional. Ha trabajado en la industria petrolera por más de 11 años dentro de la especialidad de Sistemas Artificiales de Producción. Participó activamente en la elaboración del primer contrato CSIEE en México.

Gilberto Córdoba del Valle

Es Ingeniero Químico egresado de la Universidad Veracruzana. Ha trabajado en la industria petrolera por más de 20 años dentro de la especialidad de Medición y Control de Calidad de Hidrocarburos.

Aland Ferrer Covarrubias

Es Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad del Zulia, Venezuela. Ha trabajado en la industria petrolera por más de 45 años; 30 años en PDVSA y 15 como Consultor independiente en México, laborando principalmente las áreas de producción y de productividad de pozos.

Jesús Mendoza Bello

Es Ingeniero Químico egresado de la Universidad Central de Venezuela, Master en Dirección de Proyectos, Programas y Carteras por la Universidad de Valladolid España. Ha trabajado en la industria petrolera por más de 32 años, 19 años en PDVSA y 13 como Consultor independiente en México.

Elvia Briselda Pacheco Cruz

Es Ingeniera Petrolera egresada de la Universidad Nacional Autónoma de México. Ha trabajado en la industria petrolera por seis años, en el desarrollo y evaluación económica de proyectos. Participó activamente en la elaboración del primer contrato CSIEE en México.