

Incorporar producción mediante la reactivación de pozos cerrados con reservas de hidrocarburos tanto pozos terrestres como marinos, con la reparación y su mantenimiento

Fermín Hidalgo Maldonado
GCO/SPRMNE

Artículo recibido en junio de 2019 y aceptado en febrero de 2020

Resumen

El gobierno tiene como prioridad incrementar la producción de aceite de 1.675 a 2.4 (Mmbd) para el año 2024. Pemex tiene identificados 16 campos marinos y cuatro campos terrestres. Desarrollar los campos requiere personal con experiencia, inversión, perforación, plataformas de producción y líneas. Alrededor de 3,600 pozos cerrados con posibilidades de reactivarse a producción en Pemex (Región Sur 560 pozos, 167 pozos región marina y el resto en el proyecto ATG de la Región Norte), de acuerdo con informes de estados de pozos de los campos de PEP. Esta estrategia puede incrementar a corto y mediano plazo la producción de aceite hasta en 450,000 (mbpd) en el período comprendido entre los años 2019-2024, con recursos asignados y con inversiones menores al 50% si se perforaran pozos nuevos. La reactivación de pozos cerrados y campos maduros, con presencia de reserva, es un reto y se requiere de mucha experiencia en el equipo de revisión, trabajar en conjunto con las áreas de geociencias, ingenieros de yacimientos y productividad, esto debido a que se han encontrado pozos cerrados con cierres de 100 -200 bls, en el área terrestre y es momento de abrirlos si las condiciones lo permiten para incorporar y validar el volumen de reserva. Y hasta 2500 bls para la parte marina.

Incorporate production through the reactivation of closed wells with hydrocarbon reserves for land wells like marine, with repair and maintenance

Abstract

The government's priority is to increase oil production from 1,675 to 2.4 (Mmbd) by 2024. Pemex has identified 16 marine fields and 4 land fields. Developing fields requires experienced staff, investment, drilling, production rigs and lines. Around 3,600 closed wells with the possibility of reactivating production in Pemex (560 wells in the southern region, 167 wells in the region marine and the rest in the North Region ATG project), according to reports from well states of the PEP fields. This strategy can increase oil production in the short and medium term by up to 450,000 (mbpd) in the period between 2019-2024, with allocated resources and investments of less than 50% if new wells are drilled. The reactivation of closed wells and mature fields, with the presence of a reserve, is a challenge and requires a lot of experience in the review team, working together with the areas of geosciences, reservoir engineers and productivity, this because wells have been found closed with closings of 100 -200 bls, in the land area and it is time to open them if conditions allow to incorporate and validate the reserve volume. And up to 2500 bls for the marine part.

Introducción

Actualmente el gobierno nacional tiene como prioridad incrementar la producción de aceite de 1.675 millones de barriles diarios a 2.4 millones de barriles para finales de diciembre del año 2024. Pemex tiene identificado alrededor de 20 campos, de los cuales 16 son campos marinos, **Figura 1**, (Pokche, Suuk, Xikin, Koban, Jaatsul, Esah, Manik, Cheek, Octli, Cahua, Tetl, Tlacame, Uchbal, Mulach,

Hok y Teekit. Cuatro campos son terrestres del Mesozoico: Ixachi, Chocol, Valeriana y del Terciario: Cibix, **Figura 1**; para desarrollarse y perforarse en los años siguientes, aunado a todo el proceso de instalaciones y plataformas de producción, líneas de recolección de hidrocarburos y la perforación de pozos masivos tanto terrestres como marinos, alrededor de 75 pozos marinos y 44 terrestres, todo este desarrollo de campos conlleva experiencia del personal, inversión, etc.



Figura 1.

Por otra parte, se tienen alrededor de 3,600 pozos cerrados con posibilidades de reactivarse a producción en Pemex Exploración y Producción (en la Región Sur 560 pozos terrestres y 167 pozos en la Región Marina y el resto en el proyecto ATG (Proyecto aceite Terciario del Golfo).) y de la Región Norte, de acuerdo con informes de estados de pozos de los campos de PEP. Se plantea esta iniciativa estratégica para incrementar a corto y mediano plazo la producción de aceite hasta en 450,000 mil barriles por día (mbpd) en el período comprendido entre los años 2019-2024, con recursos asignados y con inversiones menores al 50% si se perforaran pozos nuevos.

Estos pozos pueden intervenirse bajo diferentes esquemas de contratos.

- A) Que Pemex vaya solo a intervenir los pozos.
- B) Contratos con tarifa por barril producido.
- C) Contratos llave en mano (pozo reparado produciendo – pozo pagado) y
- E) Otros.

Por la experiencia, ingeniería y tecnologías disponibles, aproximadamente el 40% de los pozos cerrados serían reparaciones sin equipo, en forma rápida y menor costo, mientras que el otro 60% en reparaciones mayores.

Actualmente se realizan actividades de reparación de pozos en forma intermitente. Lo que se pretende con esta nueva estrategia y planteamiento, es masificar y agilizar la ejecución de este programa, así como ser eficiente en los tiempos y costos, y éxito en los resultados de estas intervenciones, para tener producción temprana de aceite y gas.

Ubicación de campos

Los campos principales maduros se ubican en aguas someras que comprende las dos regiones tanto marina noroeste como marina suroeste, y la parte terrestre que abarca los estados de Tabasco, Chiapas, Campeche, Veracruz, **Figura 2**.

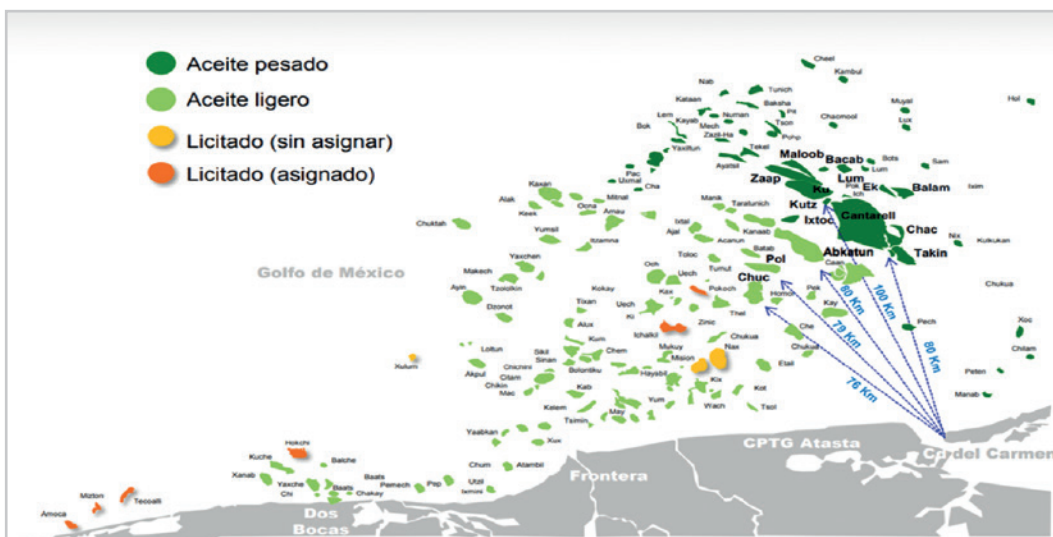


Figura 2. Ubicación de campos marinos.

Producción histórica, donde estamos

En la gráfica de la **Figura 3** se puede observar el comportamiento de la producción a nivel nacional vs tiempo. A continuación, este trabajo se enfocará en el Periodo IV, descubrimiento e incorporación del campo Akal

de 1976 – 1979 con 1209 mbd, inicio del proyecto Cantarell 1997, inicio del proyecto KMZ 2002. Periodo V producción máxima de 3,455 mbd en 2004, periodo VI Reforma Energética en 2013 y finalmente la producción actual junio 2019 de 1, 680Mbd.



Figura 3. Producción histórica de México.

Reactivación de pozos cerrados

¿Qué es la reactivación (rehabilitación) de pozos petroleros? Son todas las actividades que permiten producir pozos que

se encuentran inactivos o con baja producción, o cerrados, pero que aún se pueden recuperar los hidrocarburos de un yacimiento a través de la reparación menor, intervención sin equipo o su reparación mayor, **Figura 4**.

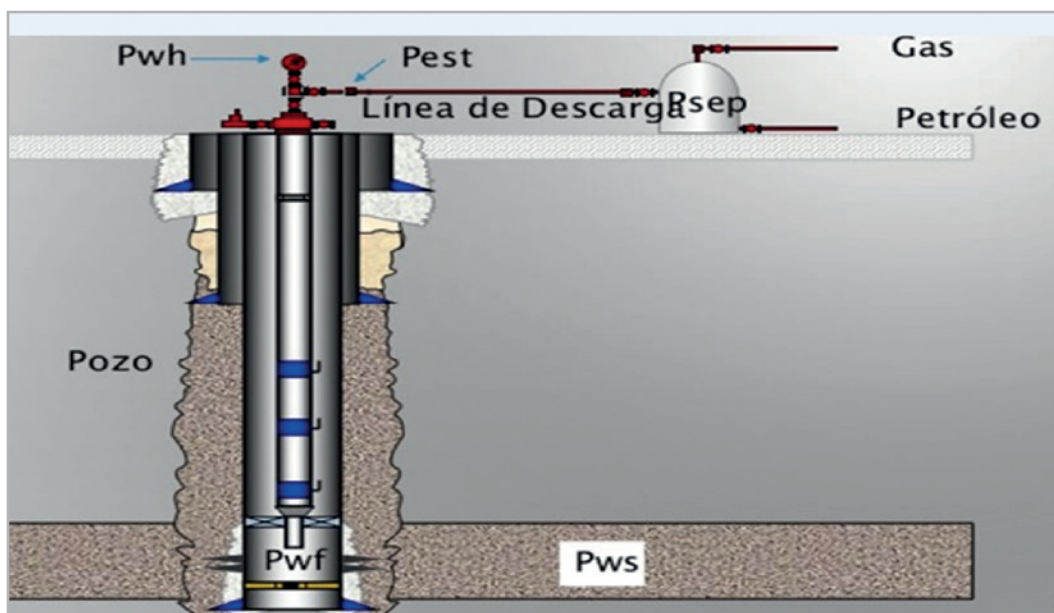


Figura 4. Visión integral del sistema de producción: yacimiento-pozo-superficie.

Es necesario tener una visión integrada del sistema de producción: Yacimiento-Pozo-Superficie, y, en consecuencia. El diagnóstico y la solución también deben ser integrales. Siendo determinante en la recuperación de las reservas del yacimiento.

Campos maduros

Para incrementar y/o mantener la plataforma de producción es necesario obtener reservas adicionales a

través de nuevos campos, ya que la mayoría de los campos productores en México son maduros y/o se encuentran en una etapa avanzada en su explotación, sin embargo, debido a que se cuenta con volúmenes considerables de hidrocarburos remanentes, representan una oportunidad para obtener una producción adicional que permita mantener la plataforma de producción. Ya que el 70 o el 80% de los campos maduros su FR es apenas de un 45 a 55% del aceite recuperado, es decir, el resto aún está en los poros, en las fracturas y vórgulos del yacimiento, **Figura 5**.

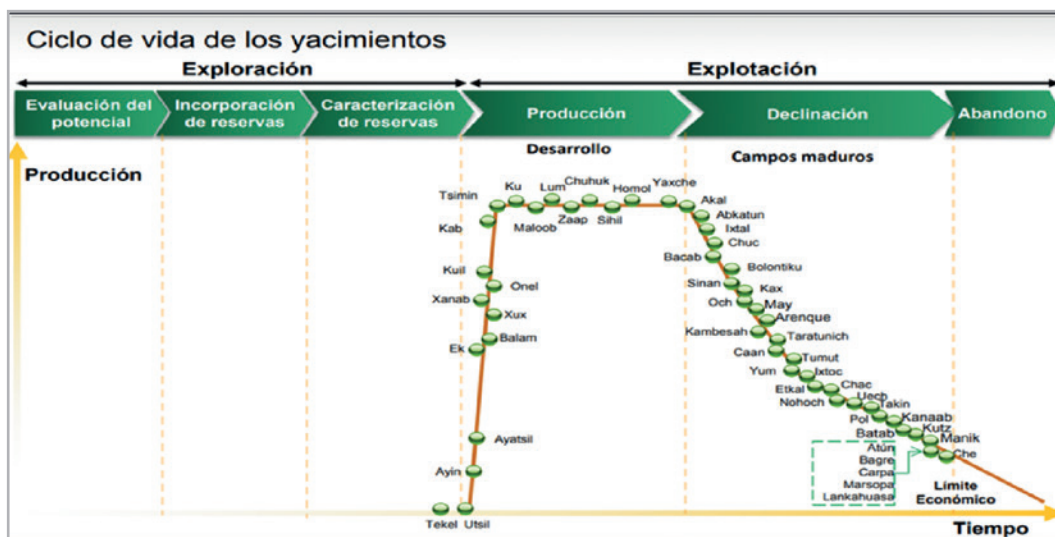


Figura 5. Ciclo de vida de los yacimientos.

Campos maduros vs reactivación de pozos cerrados con posibilidades de reincorporar producción

Los campos maduros y/o en etapa avanzada de explotación tienen gran cantidad de pozos cerrados con posibilidades de explotación, estando en esta condición por diferentes causas; ya sea por problemas asociados a la naturaleza misma de los yacimientos, abatimiento de la presión original, baja permeabilidad de la formación, daño de la formación durante la perforación, reparación, cementación, terminación, disparos y estimulación, alto corte de agua, alta RGA, problemas en las condiciones mecánicas de los pozos, problemas subsuperficiales y superficiales en los sistemas de producción, oportunidades de explotación de hidrocarburos más rentables o cambios en los horizontes económicos del momento, problemas de caída del costo de barril por crisis energética mundial. Es por ello que la reactivación e incorporación a producción de este tipo de pozos representa una oportunidad que ayudaría a incrementar la producción de campos maduros.

Desde hace algunos años y a la fecha, Pemex Exploración y Producción, ha venido enfrentando una caída en la producción y un incremento importante en el factor de declinación; debido principalmente a que no se han realizado nuevos descubrimientos importantes de yacimientos en el país, ya que alrededor del 70% y 80% del hidrocarburo producido proviene de campos maduros con más de 30 años de explotación. Aunado a lo anterior, Pemex Exploración y

Producción cuenta con un importante inventario de pozos cerrados con posibilidades de explotación, 3600, de los cuales se tienen 600 pozos cerrados con posibilidades de reactivarse en los Activos Integrales de Producción de la Región Sur, aguas someras con 167 pozos y el resto del proyecto ATG y de la Región Norte que cuentan con un alto inventario de pozos cerrados de gas no asociado, y que cuentan todavía con una importante reserva remanente y con las condiciones mecánicas para intervenir, reactivados y puestos en producción, en la mayoría de los casos, por alguna reparación menor requerida y/o un cambio de intervalo, por algún problema mecánico, por falta de algunos elementos de infraestructura que permita su conexión a la red de las instalaciones de superficie, o por la falta del sistema artificial de producción.

Reactivación de pozos cerrados con posibilidades de reincorporar producción a través de contratos con terceros

La reactivación de pozos cerrados con posibilidades de explotación es un proyecto técnico que se enmarca en la disciplina de productividad de pozos, yacimiento y estado del pozo. Las características relevantes de estos pozos es que cuentan con reservas remanentes y con las condiciones mecánicas para intervenir, reactivados y puestos en producción; actualmente se mantienen cerrados, en la mayoría de los casos, por falta de trabajos de reparaciones mayores, menores, intervenciones sin equipo, por algún problema mecánico, por la falta del sistema artificial de

producción, por falta de infraestructura que les permita ser conectados a la red de las instalaciones de superficie, o por no ser económicamente conveniente para Pemex Exploración y Producción, (PEP) su reactivación, dado sus costos de intervención; sin embargo, los precios de venta de aceite y gas han aumentado y hay la oportunidad de replantear este proyecto a través de Pemex, o por un tercero, (inversionista) contrato con tarifa de extracción atractiva para ambas partes.

El enfoque del proyecto es de extracción de hidrocarburos mediante la realización de una serie de acciones por parte del prestador de servicios; desde la reactivación, incorporación y mantenimiento de la producción, de un conjunto de pozos cerrados atractivos para que sigan operando, en campos terrestres ubicados en el eje Tamaulipas-Veracruz-Tabasco-Chiapas. El esquema de pago es por tarifa, a partir del flujo de efectivo disponible que resulte del ingreso obtenido por la comercialización de la producción. Cabe mencionar que el prestador de servicios deberá aplicar sus mejores prácticas, así como su tecnología en la realización de las actividades establecidas en el contrato.

Cabe mencionar, ya se han efectuado en PEP adjudicaciones y contratos con este tipo de esquema, tarifa por barril de aceite y gas producido y pago por flujo efectivo de la producción de hidrocarburos; no ha sido lo esperado para Pemex, entre otras cosas por la marginal ganancia de los inversionistas, por las tarifas y actividades para las reparaciones de los pozos asignados. Estas actividades requeridas y comparadas con otras actividades de Pemex Exploración y Producción resultan menos rentables dada la inversión requerida y sus costos de operación; sin embargo, para un tercero si representa una oportunidad de negocio, bajo el esquema de financiamiento y pago por barril producido en campos terrestres". La contratación de los servicios integrales de reactivación y mantenimiento de la producción de pozos cerrados, bajo el esquema de pago por flujo de efectivo disponible, planteados en el alcance del caso de negocio aprobado, se realizará a través de la inversión y capacidad de ejecución del prestador de servicios, bajo un esquema de pago por flujo de efectivo, a partir de la comercialización de la producción generada, por lo que PEP, no erogará recursos de inversión ni de operación para la ejecución del proyecto.

Causas principales por las que se cierran los pozos con posibilidades de producción

- Baja permeabilidad de la formación
- Daño de la formación durante perforación, reparación, cementación, terminación, disparos y estimulación.
- Abatimiento de la presión del yacimiento.
- Problemas subsuperficiales y superficiales en los sistemas de producción.
- Taponamiento en la venticidad del pozo o tubería de producción.
- Alta viscosidad del petróleo.
- Contrapresión excesiva sobre la formación.
- Alta producción de agua, depositación de parafinas, o asfaltenos entre otros.
- Producción con alta RGA.
- Problemas mecánicos del pozo.
- Baja presión de fondo.
- Presión intermitente.
- Baja rentabilidad.
- Productor de gas afecta al yacimiento.
- Alta relación gas aceite.
- Caída de los precios del crudo.

Total de pozos operando de petróleo, con su gas asociado y de gas no asociado

En la **Figura 6** se puede observar que actualmente los pozos operando a nivel nacional son 7,853, distribuidos en las cuatro regiones, y 4,827 son pozos operando con petróleo y su gas asociado, y el resto 3,026 pozos son pozos con su gas no asociado.

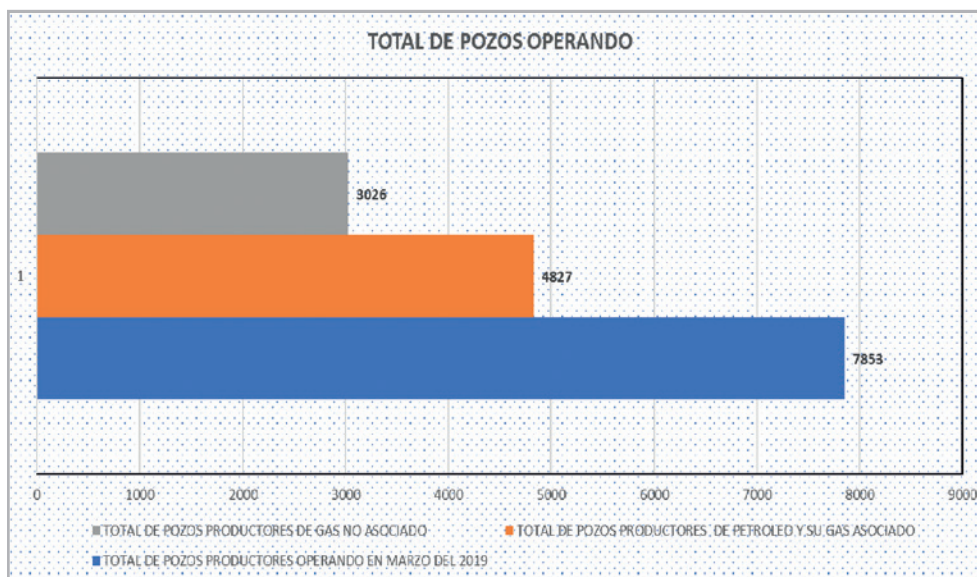


Figura 6. Total de pozos operando a nivel nacional.

Pozos con posibilidades de producción en aguas someras

De los activos integrales que comprenden las aguas someras se tienen identificados un total de 1,286 pozos con posibilidades de producción, de los 1,286 pozos que estuvieron operando. Actualmente se encuentran 176 pozos taponados y dados de baja, ya que por mantenerlos en el inventario tienen que pagar derechos, por tanto, se les da de baja. También se puede observar que los pozos productores operando son alrededor de 503 y pozos sin posibilidades de

producción son alrededor de 443 pozos. También valdría la pena una nueva revisión del estado de pozos cerrados sin posibilidades de producción, tal vez realizada por otro personal, o la rotación de personal pudieran ver áreas de oportunidad que el grupo anterior no haya visualizado. Hay que recordar, como se estableció previamente, que todos los campos maduros tienen reservas hasta del 50% de la producción de lo que se le ha extraído, entonces hay que programar bien las reactivaciones de los pozos para incorporarlos nuevamente a producción, **Figura 7**.

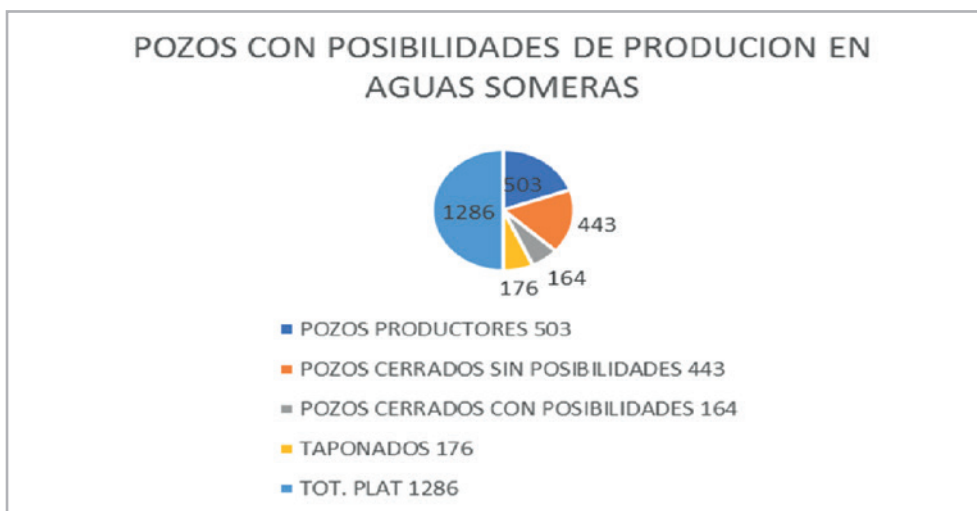


Figura 7. Total, de pozos con posibilidades de producción en aguas someras.

Pozos con posibilidades de producción en la Región Sur

De los activos integrales que comprenden la Región Sur se tienen identificados un total de 600 pozos con posibilidades de producción, de los 5,775 pozos que estuvieron operando. Actualmente se encuentran 2,238 pozos taponados y dados

de baja, ya que al mantenerlos en el inventario tienen que pagar derechos, por tanto, se les da de baja. También se puede observar que los pozos productores operando son alrededor de 1,000 pozos y pozos sin posibilidades de producción son alrededor de 600. Tal como se ve en la **Figura 8**, también valdría la pena una nueva revisión del estado de pozos cerrados sin posibilidades de producción.

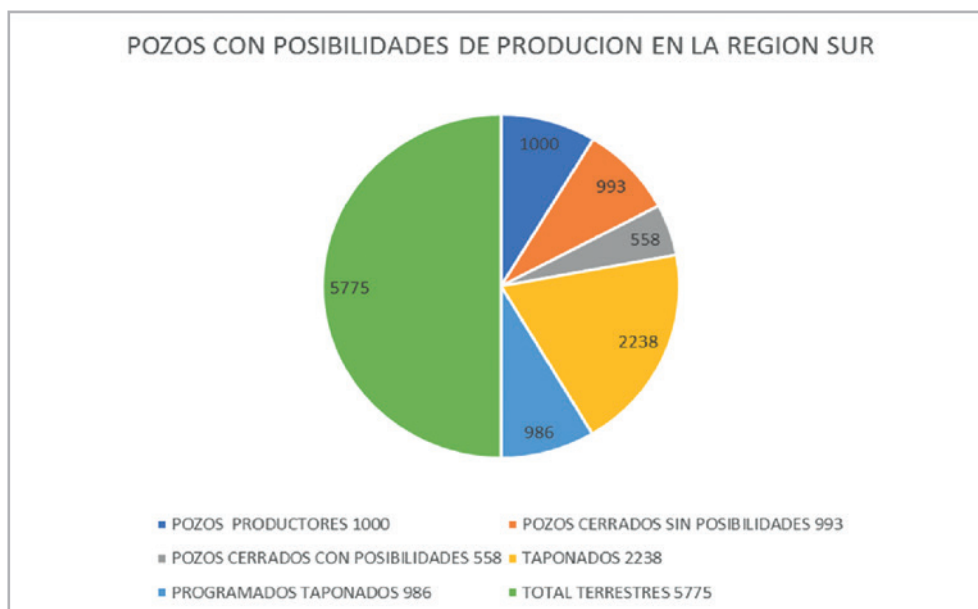


Figura 8. Total de pozos con posibilidades de producción en la Región Sur.

Producción esperada con la incorporación de los pozos cerrados con posibilidades de producción

En la **Tabla 1** se puede observar el censo de pozos a nivel nacional, donde se aprecian los pozos con posibilidades de incorporar producción a las regiones norte, sur y las marinas. Además, la producción promedio por activo integral. Puede notarse que el mayor porcentaje de pozos cerrados se encuentra en la Región Norte, le sigue la Región Sur y finalmente las marinas con 167 pozos cerrados con

posibilidades de producir e incorporar producción. Entonces el gran total de producción esperada para la Región Norte es de 80,184 bpd, la Sur es de 107,250 bpd y la Marina es de 171,850 bpd, obteniéndose un gran total de 445,404 bpd. Es decir, tenemos un volumen considerablemente alto, si todos los pozos fueran exitosos en sus reactivaciones, con este tipo de intervenciones se podría trabajar en forma paralela con el desarrollo de los 20 campos. Con este tipo de actividades Pemex puede lograr y rebasar la meta trazada de un millón de barriles adicionales para el 2024, tal como se plasma en la Tabla 1.

Subdirección	Activo	Pozos cerrados con posibilidades(cantidad)	Prod. Promedio/Pozo(BPD)	Producción estimada(BPD)	Observaciones
Subdirección DE Producción Bloques Norte(Reynosa, Tamps, y Poza Rica)	Activo Integral de Producción Bloque N01	418	125	52,250	Pozos de Gas y Condesados
	Activo Integral de Producción Bloque N02	2463	31	22,726	
	Activo Integral de Producción Bloque N03	28	186	5,208	También incluyen pozos de gas y condensados.
TOTAL		2909		80,184	
Subdirección	Activo	Pozos cerrados con posibilidades(cantidad)	Prod. Promedio/Pozo(BPD)	Producción estimada(BPD)	Observaciones
Subdirección DE Producción Bloques Sur(Villahermosa, Cunduacan, Comacalco, Tab. Reforma, Chis. Y Agua Dulce, Ver.)	Activo Integral de Producción Bloque S01	60	159	9,540	También incluyen pozos de gas y condensados.
	Activo Integral de Producción Bloque S02	145	923	135,681	Crudo ligero
	Activo Integral de Producción Bloque S03	147	179	26,313	Crudo ligero
	Activo Integral de Producción Bloque S04	206	106	21,836	
TOTAL		558		193,370	
Subdirección	Activo	Pozos cerrados con posibilidades(cantidad)	Prod. Promedio/Pozo(BPD)	Producción estimada(BPD)	Observaciones
Subdirección DE Producción Bloques Aguas Someras AS01(CD del carmen, Campeche)	Activo Integral de Producción Bloque AS01-01	99	1500	52,250	
	Activo Integral de Producción Bloque AS01-02	22	2500	55,000	
TOTAL		121		107,250	
Subdirección	Activo	Pozos cerrados con posibilidades(cantidad)	Prod. Promedio/Pozo(BPD)	Producción estimada(BPD)	Observaciones
Subdirección DE Producción Bloques Aguas Someras AS02(Paraiso, Tab.)	Activo Integral de Producción Bloque AS02-03	37	1300	48,100	Crudo ligero
	Activo Integral de Producción Bloque AS02-04	11	1500	16,500	Crudo ligero
		48		64,600	
Gran Total		3636		445,404	226,594
Fuente:BDI Base de datos Institucional, Pemex.				365,220	crudo ligero

Tabla 1. Producción esperada con la incorporación de los pozos cerrados.

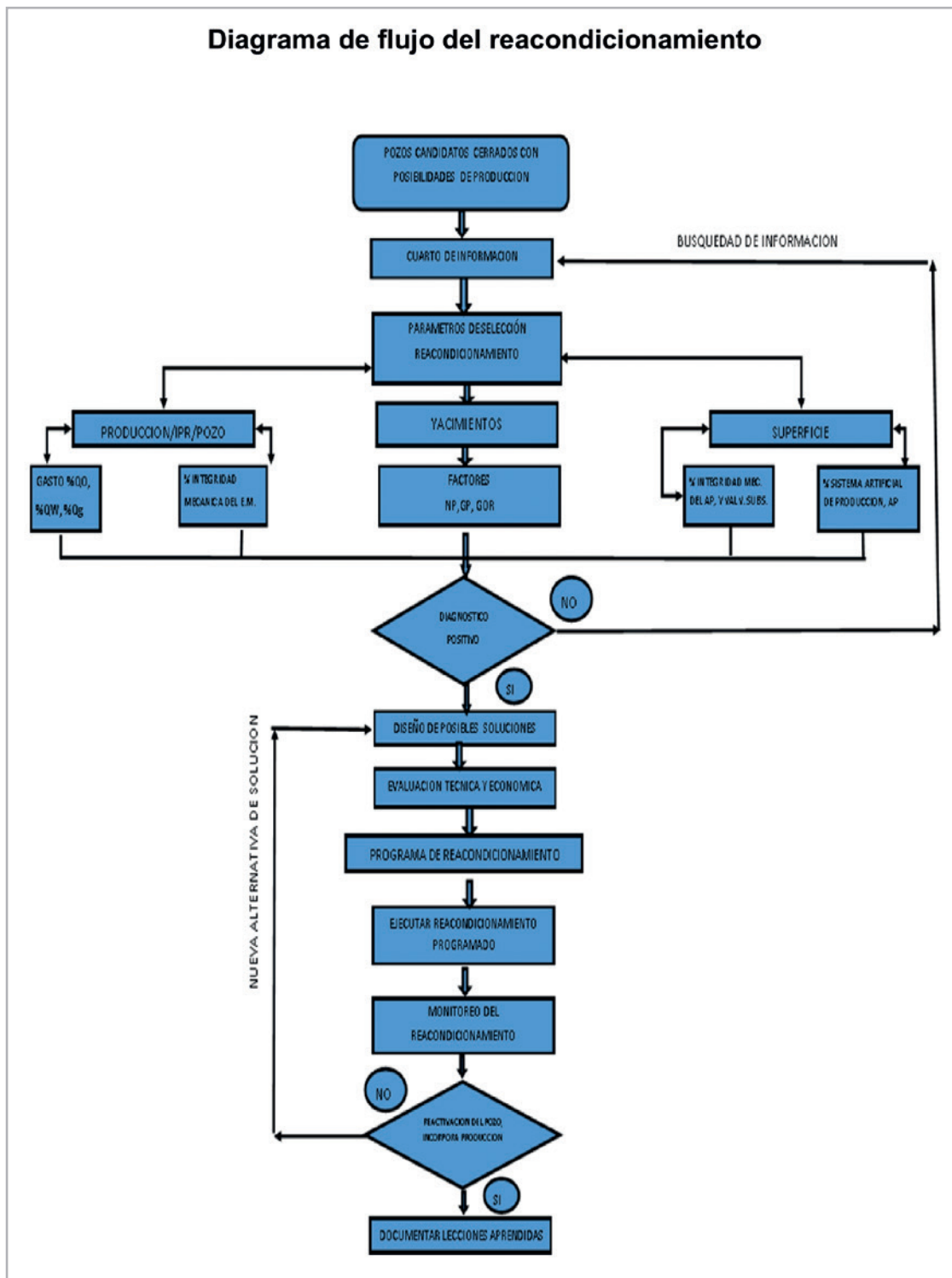


Figura 9.

Observaciones y recomendaciones

- 1- Los trabajos de reacondicionamiento, **Figura 9**, son de importancia vital para recuperar o mejorar la producción de un campo petrolero, y mantener la plataforma de producción.
- 2- Una vez reactivado el pozo es necesario su seguimiento puntual y monitoreo, para determinar mejoras en las lecciones aprendidas.
- 3- Los pozos cerrados con posibilidades de producción en las aguas someras, o en la Región Sur y del norte del país, son rentables si Pemex se asocia con una compañía para producirlos; para un tercero si representa una oportunidad de negocio, bajo el esquema de financiamiento y pago por barril producido.
- 4- Reducción del inventario de pozos cerrados con posibilidades de explotación y reducción de costos al dejar de pagar impuestos por activos inactivos.
- 5- Obtener producción adicional y construir una plataforma de producción en el corto plazo aprovechando los activos existentes (pozos cerrados, líneas de descarga, infraestructura, entre otros).
- 6- Es una labor que pocos activos se han organizado con el personal a realizar y a iniciar a activar, lo conveniente es tener un equipo de productividad en la revisión de pozos y presentar avances por semana jerarquizando cuales tienen posibilidades de apertura, cuales requieren mayor análisis dinámico, condiciones superficiales y rentabilidad.
- 3- El éxito de la reactivación de cada pozo cerrado es tener y contar con toda la información disponible durante su perforación, reparaciones y vida productiva.
- 4- Con todo esto se concluye que hay producción, pero se tienen que utilizar todos los esquemas que la legislación permite para poder obtener alrededor de 445,404 bpd.
- 5- Las compañías y el propio Pemex deben hacer uso de sus mejores prácticas técnicas en todas las áreas multidisciplinarias. El recurso humano es muy importante, ya que es el que más conocimiento tiene acerca de sus campos y pozos cerrados.
- 6- Reducción de costos de operación y tiempos de operación en la reactivación de pozos cerrados.
- 7- La experiencia del ingeniero de diseño de reparación con equipo y sin equipo, es trascendental para romper viejos paradigmas.

Resultados

- 1- Con la reactivación de pozos cerrados se puede reincorporar hasta 445,404 bpd.
- 2- El costo de intervenir un pozo cerrado con posibilidades de producción es muy bajo comparado con un pozo nuevo.

Referencias

- 1- BDI, base de datos institucional de Pemex.
- 2- Revista del Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C., año 04 edición 29, mayo 2019.
- 3- Metodología de operación y mantenimiento (o&m) de pozos, para optimizar la explotación de campos maduros, Hector Ramon Jimenez Martinez, Pep, Poza Rica.
- 4- Contrato reactivación de pozos cerrados (servicios integrales de reactivación y mantenimiento a la producción de pozos cerrados), PEP, 2012-2018.
- 5- Iniciativa: Incrementar rápidamente la producción mediante la reactivación de pozos cerrados con reserva de hidrocarburos, con mantenimiento y reparación. Juan Cuevas Soto, Angel Lavalle Hurtado y Marco Olvera Bucio. PEP, septiembre 2017.

Semblanza del autor

Fermín Hidalgo Maldonado

Ingeniero Petrolero egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México.

Adscripto a la Gerencia de la coordinación operativa/ manejo y distribución de los hidrocarburos, (GHA, GR).

Ha publicado diversos artículos en la revista de perforación, ha sido conferencista en diversos congresos mexicanos del petróleo, y ha asistido a congresos internacionales del OTC- (Offshore Technology Conference).