

Selección del sistema artificial de producción para los pozos no convencionales del Campo Rabasa

Ing. Edgar Cruz Osornio
Pemex, Activo de producción Cinco Presidentes

Información del artículo: Recibido: enero de 2012-aceptado septiembre de 2013

Resumen

El objetivo del presente trabajo es mostrar el análisis cualitativo efectuado a los Sistemas Artificiales de Producción (SAP) disponibles y su selección para el Campo Rabasa; uno de los principales campos del Activo Cinco Presidentes; sus pozos tienen abatimiento de presión severo; los cuales producen por tubería de producción y tubería de revestimiento; siendo la producción por las dos ramas las que determinarán el SAP.

Se aplicará en el Campo Rabasa al implementar el SAP seleccionado, el cual permitirá incorporar la producción de la tubería de producción; manteniendo independiente la producción de la tubería de revestimiento. La propuesta es implementar el SAP seleccionado el cual es tubería flexible (TF) con mandril en el extremo para inyectar gas a alta presión a la tubería de producción manteniendo presión en cabeza.

Palabras clave: Sistema artificial de producción, Campo Rabasa, Activo Cinco Presidente.

Artificial system of production selection for Rabasa fields unconventional wells

Abstract

The aim of this paper is to show the qualitative analysis performed to the available Artificial Production Systems (SAP) and their selection for the Field Rabasa, one of the major fields of Active Five Presidents, their wells have a lack of severe pressure, which produce by tubing and casing, being the production of the two branches the one which determines the SAP.

It will be applied in the field to implement the selected SAP Rabasa which will incorporate the creation of the production tubing, remaining independent the casing production. The proposal is to implement the selected SAP which is coiled tubing (CT) with the mandrel in the end for injecting high pressure gas into the production tubing head pressure maintained.

Keywords: Artificial Production Systems, Field Rabasa, Active Five Presidents.

Introducción

El Campo Rabasa se localiza a 7 km de la ciudad de Agua Dulce, Ver., **Figura 1**, pertenece al Activo de Producción Cinco Presidentes; inició su explotación en 2008 con el pozo descubridor Rabasa 101; actualmente tiene 23 pozos perforados, de los cuales 12 operan fluyentes, uno con tubería flexible colgada y dos con bombeo hidráulico Jet,

haciendo un total de 15 pozos operando y ocho fuera de operación. El volumen original (3P) @ C.S. de aceite es 122 MMB y 80.6 MMMPC de gas; la producción al 24 de junio de 2012 es: aceite 16,008 BPD y gas 13.962 MMPCD, la reserva remanente 2P: 15.7 MMB de aceite y 10.3 MMMPC de gas, al 1° de enero de 2012, los factores de recuperación actuales: aceite: 6.8 % y gas: 9.0 %

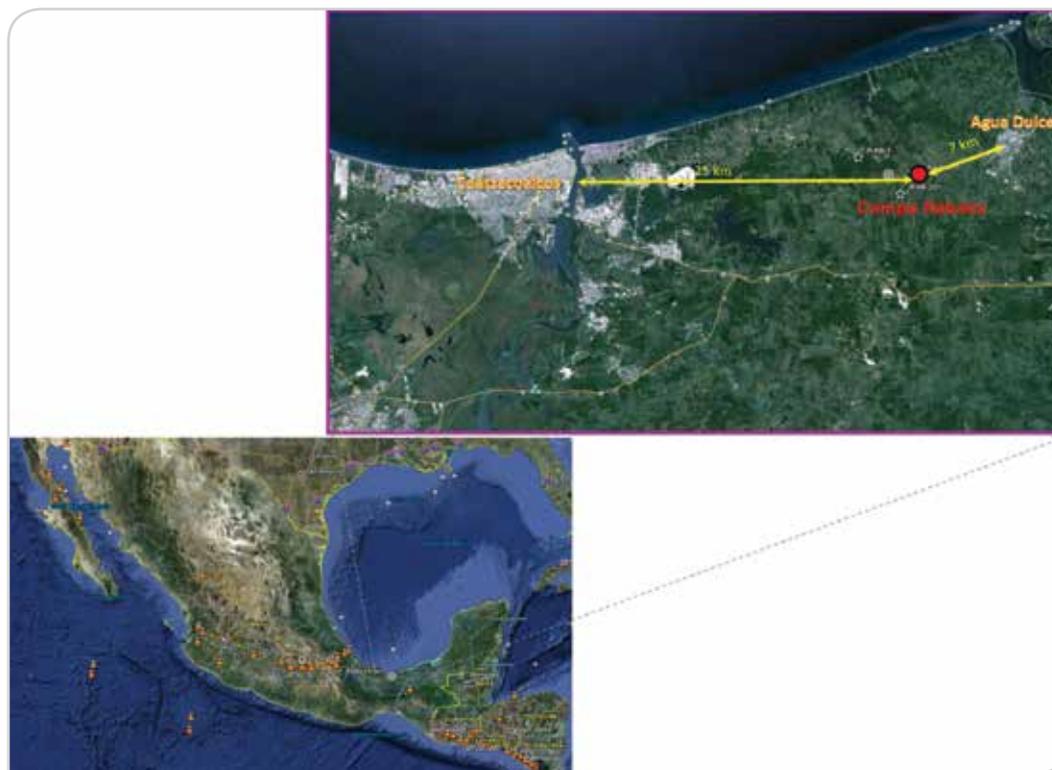


Figura 1. Ubicación del Campo Rabasa.

El área del yacimiento es de 4.1 km², su edad es del Mioceno Medio–Mioceno Inferior, la formación productora es arenisca; la permeabilidad varía en el rango de 30 – 126 md; la porosidad promedio es de 20 %; el espesor neto promedio es de 23 m; el rango de profundidad es del orden de 2,600 – 3,400 m; la densidad de aceite promedio es 26 °API, las presiones (kg/cm²) original: 441 (PVT Rabasa 101) y de saturación:

187.3 (PVT Rabasa 101). Este campo cuenta con dos arenas principales productoras; la AMM 20 productora por la tubería de revestimiento (TR) y la arena AMMI 30 productora por la tubería de producción (TP).

El comportamiento histórico de producción y la producción acumulada del Campo Rabasa en la arena AMM 20 se observan en las **Figuras 2 y 3**, respectivamente.

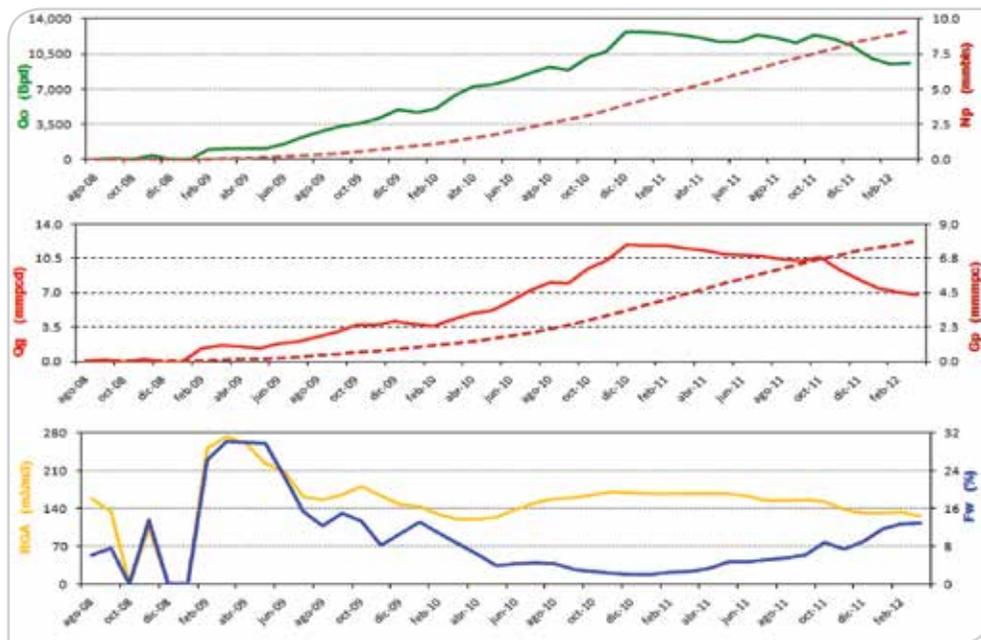


Figura 2. Histórico de producción Campo Rabasa arena AMM 20 productora por TR.

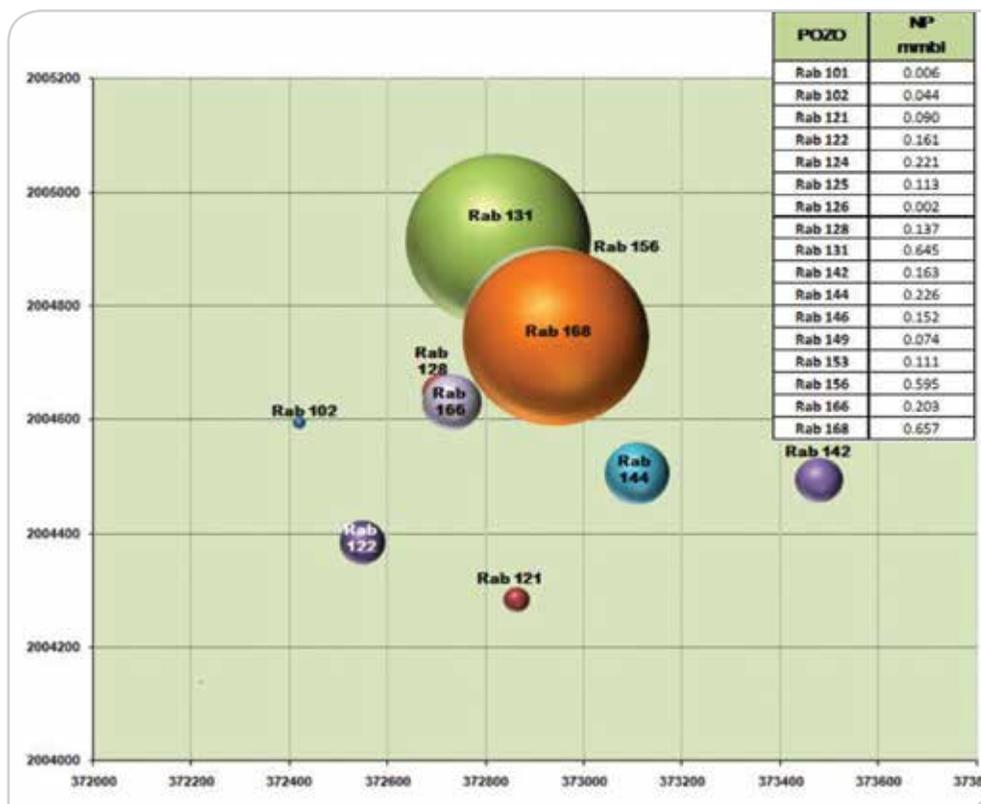


Figura 3. Producción acumulada, arena AMM 20 productora por TR.

De igual forma se tienen en las **Figuras 4 y 5** el comportamiento histórico y la producción acumulada para la arena AMI 30 del Campo Rabasa, respectivamente.

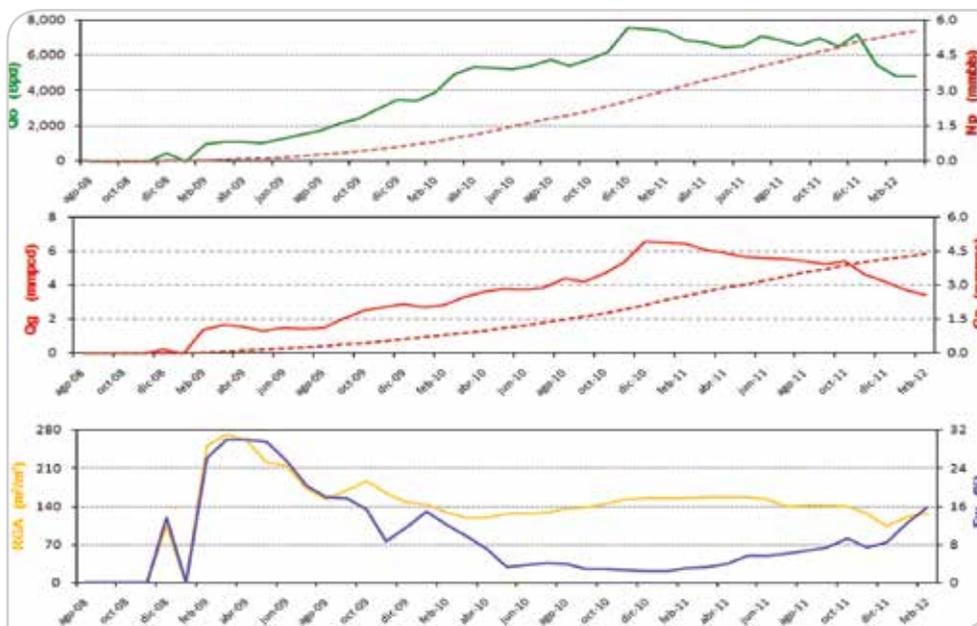


Figura 4. Histórico de producción Campo Rabasa, arena AMI 30 productora por TP.

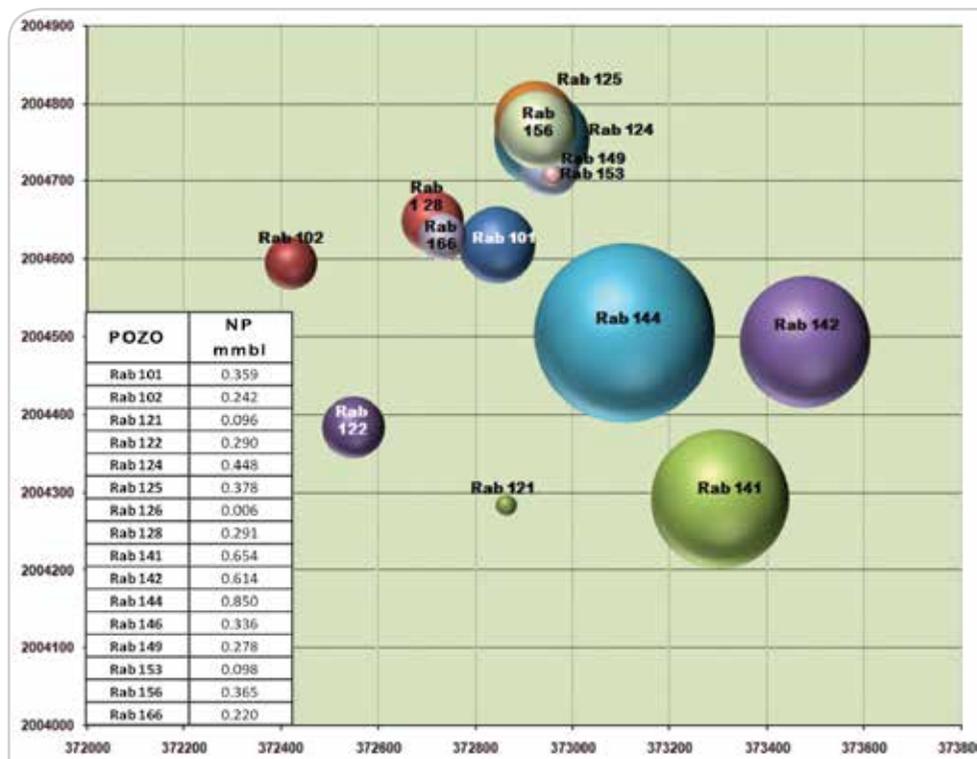


Figura 5. Producción acumulada arena AMI 30, productora por TP.

Con el objetivo de producir las arenas AMM 20 (profundidad promedio 2,630 m) y AMI 30 (profundidad promedio 3,250 m) de forma independiente, se consideró terminar los pozos del Campo Rabasa para explotar por TR la arena AMM 20 y por TP la arena AMMI 30, **Figura 6**; ésta ha resultado

una muy buena estrategia de explotación durante la vida fluyente del pozo. El problema se presenta cuando el pozo requiere un sistema artificial de producción (SAP); ninguno de los sistemas artificiales conocidos hoy en día se pueden aplicar con producciones por TP y TR.

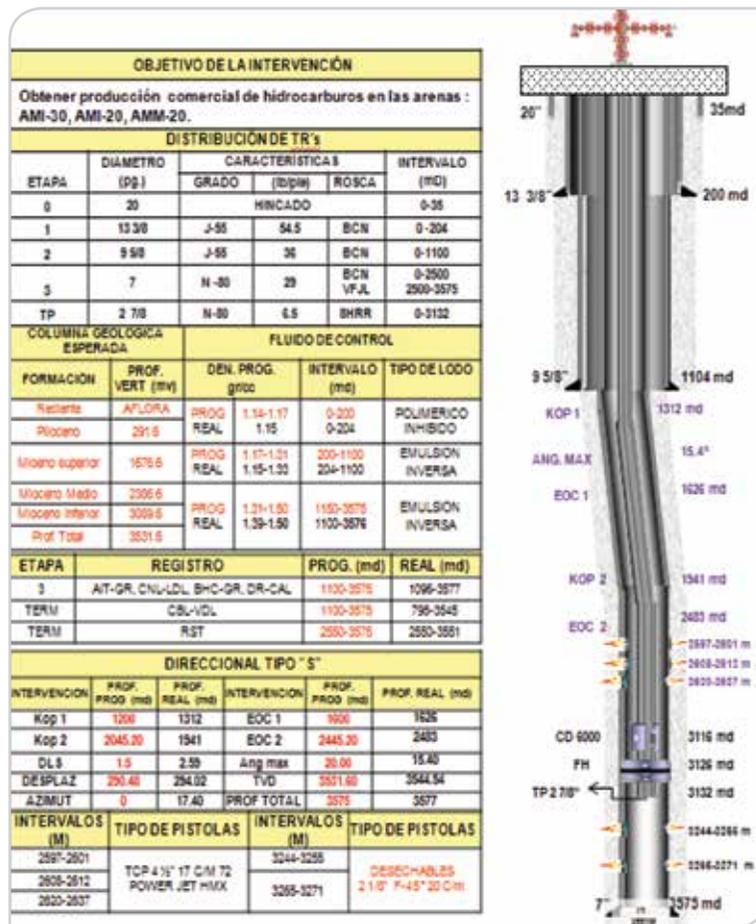


Figura 6. Estado mecánico tipo de los pozos del Campo Rabasa.

Desarrollo

Como estrategia de explotación tener producciones independientes por la tubería de producción arena AMI 30 y tubería de revestimiento arena AMM 20%; es buena permitiendo obtener gastos de aceite y gas de yacimientos diferentes durante la vida fluyente de los pozos; sin embargo, cuando los pozos requieren un sistema artificial de producción, para este tipo de terminaciones se hace imposible su implementación requiriéndose adecuar el pozo con equipo de reparación.

Por lo antes expuesto, significó un reto importante buscar un SAP para el Campo Rabasa, el cual es uno de los principales del Activo de Producción Cinco Presidentes, en el que sus pozos tienen abatimiento de presión en cabeza del orden de 1.6 kg/cm² mensual para la TR y 4.4 kg/cm² mensual en TP, **Figura 7**; esta última que tiene mayor abatimiento de presión mensual hace que los pozos por TP operen aproximadamente un año y medio fluyentes; necesitando la implantación de un sistema artificial de producción, (SAP).

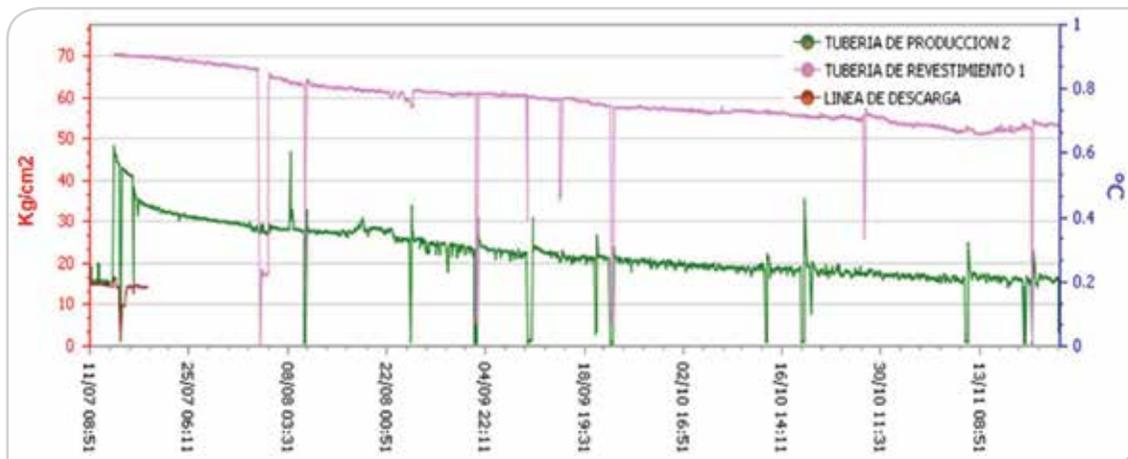


Figura 7. Monitoreo en tiempo real de presión en cabeza (TP y TR).

Por otra parte, el tipo de terminación no convencional de los pozos (producción por TP y por TR), complica el implementar un SAP conocido como el bombeo mecánico (BM), bombeo neumático (BN), bombeo de cavidad progresiva (BCP), bombeo electro sumergible (BEC); sin embargo, como se vio, la arena AMI 30 productora por TP es la de mayor severidad en el abatimiento de presión, por lo que era necesario buscar la forma de implementar un sistema artificial de producción que mantuviera la producción de la tubería de producción (TP) independiente de la producción de la tubería de revestimiento (TR), la cual tiene mayor vida productiva fluente.

La selección cualitativa del sistema artificial de producción se realizó con el software llamado SEDLA, Figuras 8 y 9, que los jerarquiza considerando características del yacimiento, pozo, fluidos producidos, infraestructura y pericia en manejo del SAP; los resultados de la simulación fueron bombeo mecánico e hidráulico en primer lugar, con una alerta por el tipo de terminación y en tercer lugar el bombeo neumático, siendo este último el que se analizó como sistema candidato.

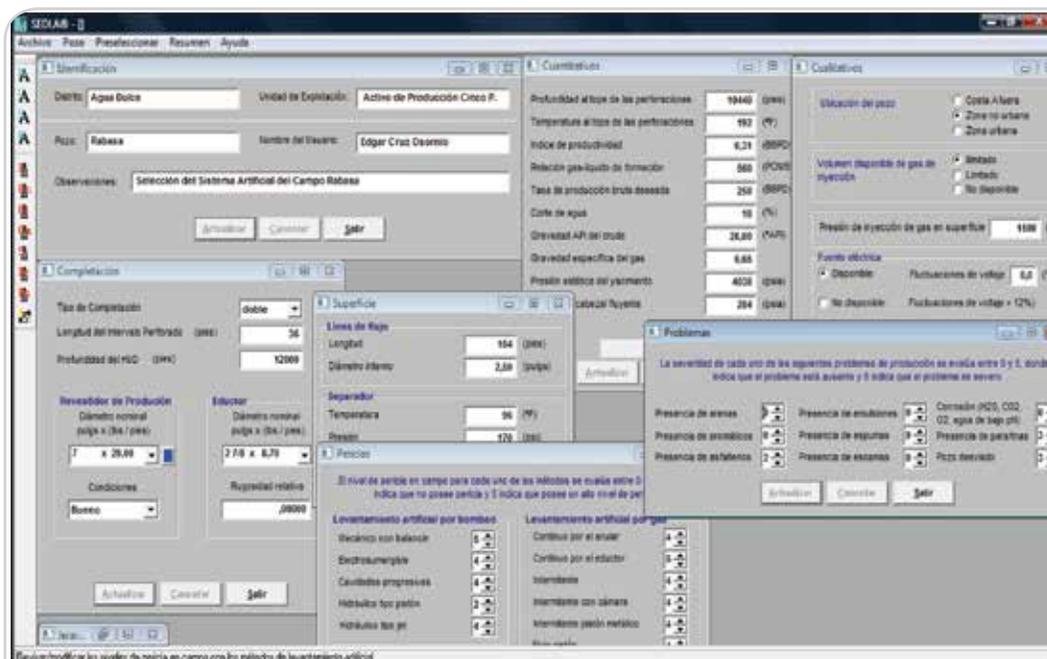


Figura 8. Software SEDLA utilizado para seleccionar el SAP de manera cualitativa.

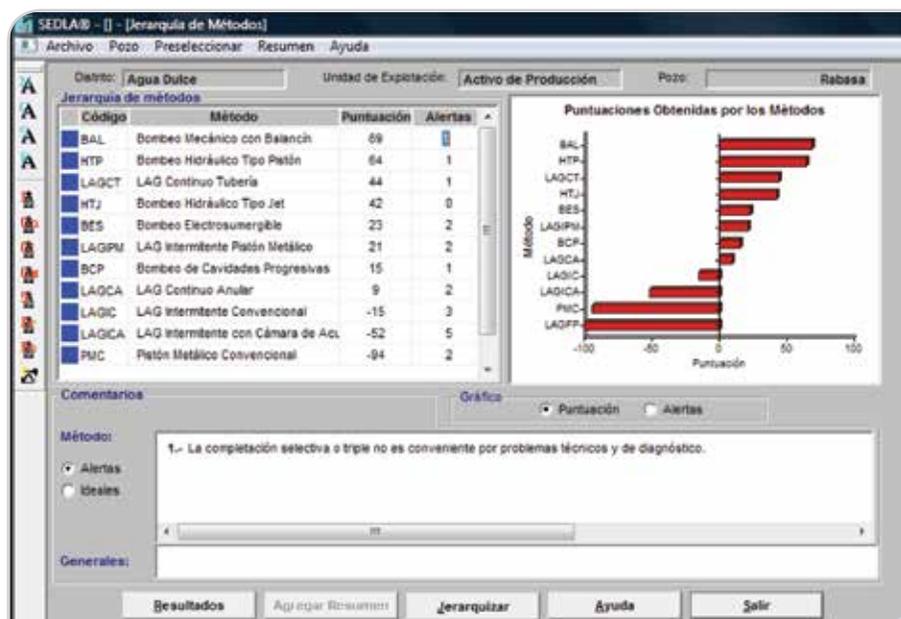


Figura 9. Resultados del software SEDLA jerarquizando los SAP para el Campo Rabasa.

El resultado cualitativo del software para la selección del SAP indicó que una opción viable era la producción artificial por gas (LAG), continuo tubería; conocido como bombeo neumático (BN). Hay que recordar que este análisis es para la tubería de producción, sin utilizar equipo de reparación, manteniendo la producción de TR independiente y utilizando la infraestructura existente en el área.

Por lo tanto, para implementar el BN, considerado como la única opción viable, se utilizó tubería flexible por dentro de la tubería de producción, inyectando gas a alta presión por la TF y produciendo por el espacio anular entre ésta y la TP, aprovechando el gas disponible del campo, la presión de inyección del compresor de 56 kg/cm², la configuración mecánica del pozo y continuar la explotación de TR de forma independiente.

Con estos resultados se visualizó el pozo Rabasa 142 para esta aplicación; este pozo se terminó de perforar el 25 de febrero de 2010 e inició a operar con 1371 bpd entre las dos ramas TP y TR; para enero de 2012 se cerró la TP por abatimiento de presión y la TR seguía produciendo 600 bpd. Este pozo serviría como prueba piloto para la utilización de la TF dentro de la TP dependiendo de que los resultados obtenidos fueran favorables se haría lo mismo para la TP de los pozos Rabasa Nos. 121, 124, 126, 144 y 149; toda vez que la producción por TR de esos pozos es del orden de 500 bpd promedio; por esa razón es indispensable no afectar su producción.

Para el estudio de factibilidad, ingeniería y diseño para implementar la TF dentro de la TP del pozo Rabasa 142, se recopiló y utilizó la información siguiente, registros de presión de fondo cerrado, fluyente, último aforo, histórico de presión en cabeza, histórico de producción, estado mecánico del pozo, giroscópico y presión de compresión de 56 kg/cm² disponible en el área. Esta información sirvió para determinar lo siguiente:

- Análisis nodal para determinar el potencial del pozo.
- Profundidad de colocación de la tubería flexible.
- Presión y volumen de gas a inyectar.
- Diámetro de la TF y diámetro del puerto de la válvula.

El **análisis nodal** se realizó para dos casos diferentes.

- Bajar la TF a 1,100m; producción esperada 175 bpd, con una presión de inyección de 56 kg/cm².
- Bajar la TF a 1,500m; producción esperada 220 bpd, **Figura 10**, con motocompresor a boca de pozo y una presión de inyección de 80 kg/cm²; por lo tanto, se optó por colocar la TF 1,500 m y obtener mayor producción.

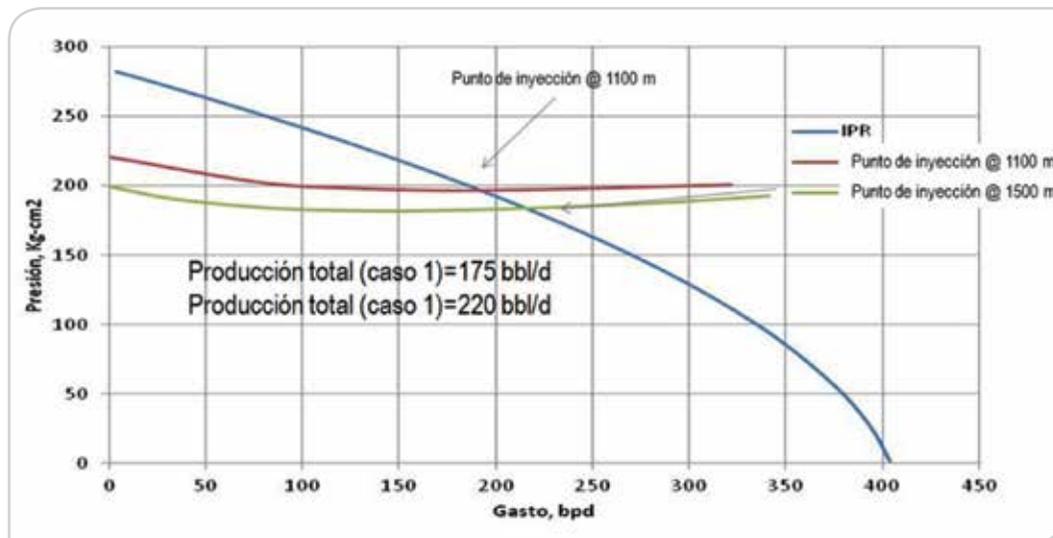


Figura 10. Análisis nodal potencial del pozo Rabasa 142, sensibilidad del punto de inyección con TF a 1,100 y 1,500 m.

- **Profundidad de colocación de la TF** es de 1,500 m; en la **Figura 11** se puede ver el estado mecánico actual y el propuesto del pozo Rabasa 142 TP.

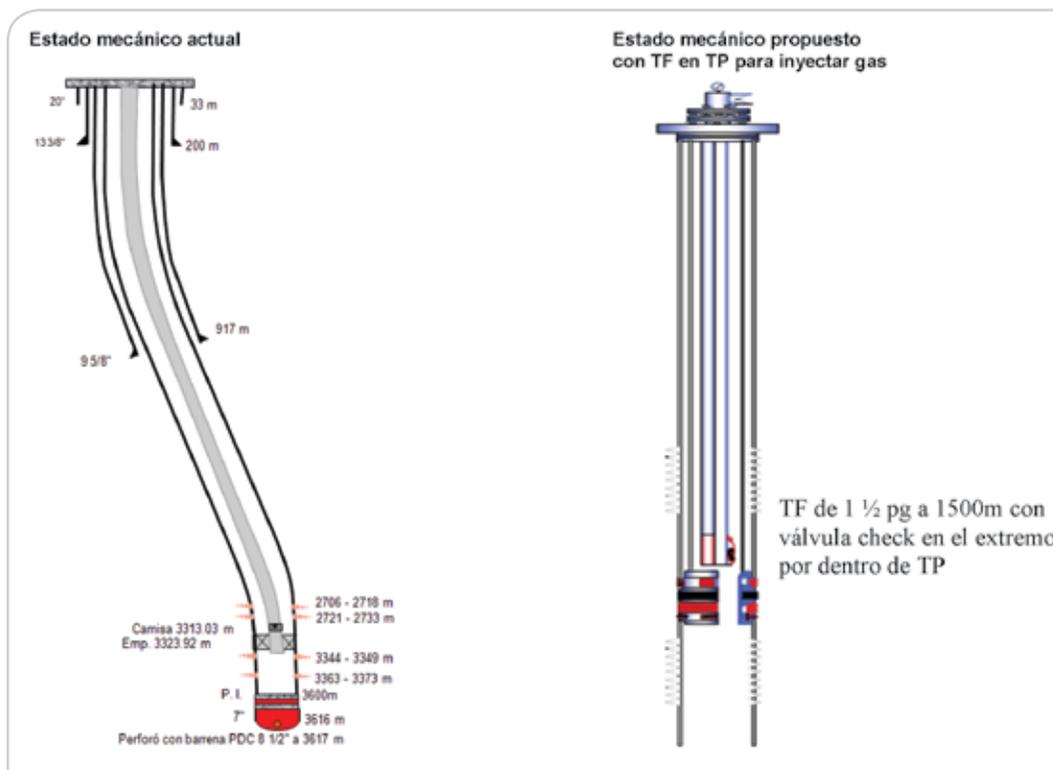


Figura 11. Propuesta de TF con válvula en el extremo dentro de TP pozo Rabasa 142.

- Con la **presión** de 56 kg/cm² se determinó un rango de **volumen** de gas inyectado de 0.1 a 0.3 mmpcd para producir como mínimo 175 bpd, **Figura 12**; sin engasar

el pozo, se utilizaría motocompresor a boca de pozo para el arranque con una presión de 80 kg/cm².

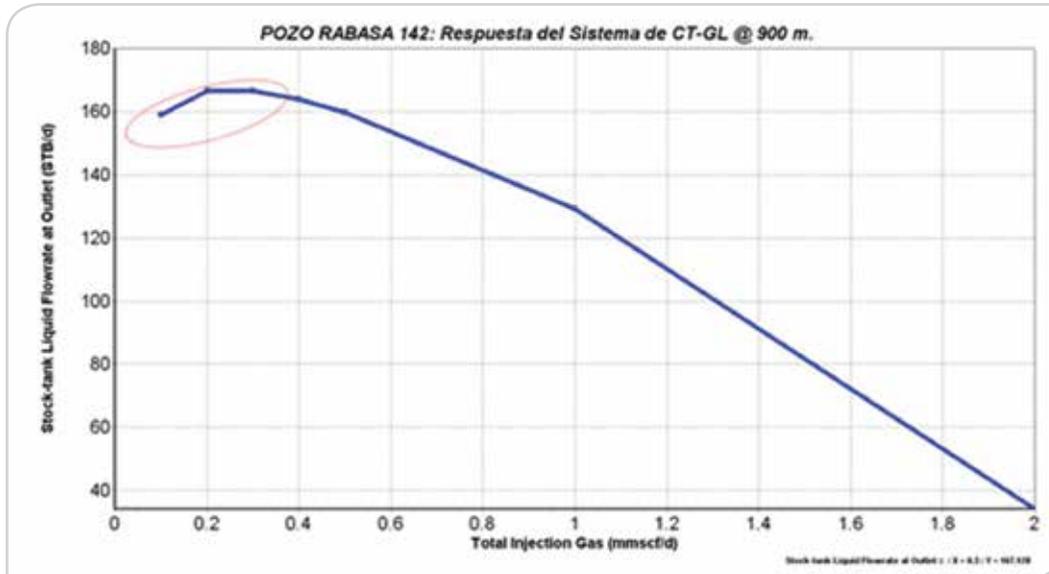


Figura 12. Gráfica del volumen de gas inyectado vs gasto de líquido; rango de volumen de inyección de 0.1 a 0.3 mmpcd para producir 175 bpd.

Resultados obtenidos

Las gráficas anteriores formaron parte de la propuesta aceptada, se solicitó la instalación de la TF de 1 ½ pg a 1500 m con válvula en el extremo dentro de la TP del pozo Rabasa 142, la cual serviría como sarta de velocidad y para inyectar gas a alta presión. La colocación de la TF se realizó el 14 de marzo de 2012, **Figuras 13 y 14**, la inducción con N₂ y amarre del pozo al motocompresor

los días 15, 16 y 17 de marzo de 2012, **Figura 15**, y finalmente el 18 de marzo del 2012 quedó operando la TF con una presión de inyección de 58 kg/cm², volumen de gas de inyección 0.2 mmpcd y una producción de aceite de 156 bpd; de lo anterior se observan resultados excelentes para esta aplicación y cabe señalar que es la primer TF colgada como sarta de velocidad para suministrar gas a alta presión en el Activo de Producción Cinco Presidentes.



Figura 13. Instalación de TF dentro de TP pozo Rabasa 142.



Figura 14. TF con mandril de BN en el extremo.



Figura 15. Amarre del pozo.

Conclusiones

De este trabajo se concluye lo siguiente:

La selección cualitativa del sistema artificial de producción con el software SEDLA es favorable porque los jerarquiza considerando información del yacimiento, pozo, infraestructura y pericia en su manejo; ofreciendo una referencia para iniciar el estudio de algún SAP en particular.

La metodología para el análisis, diseño, selección e implementación del SAP; fue la indicada, debido a que los resultados en el pozo Rabasa 142 fueron muy aproximados a los pronosticados en la ingeniería.

La TF dentro de la TP es un sistema artificial de producción que permite incorporar la producción de la TP, sin afectar la producción de la TR al producir de manera independiente.

Con los resultados obtenidos de 156 bpd con la TF colgada en el pozo Rabasa 142 TP, se tienen programadas bajar cinco adicionales en lo que resta del año en el mismo campo para los pozos Rabasa 121, 124, 126, 144 y 149, para incorporar 500 bpd.

Con la experiencia adquirida en este trabajo, puede aplicarse para otros pozos con características similares al Rabasa 142 de otros campos del Activo.

Nomenclatura

BCP=	bombeo de cavidad progresiva
BEC=	bombeo electro centrífugo
BPD=	barriles por día
BN=	bombeo neumático
mD=	mili Darcy
MMB=	millones de barriles
MMMPCD=	miles de millones de pies cúbicos por día
SAP=	sistema artificial de producción
TF=	tubería flexible

TP= tubería de producción
TR= tubería de revestimiento

Brown, K.E. 1972.b. *The Technology of Artificial Lift Methods: Introduction of Artificial Lift Systems Beam Pumping*, Vol. 2a. Tulsa, Oklahoma: Petroleum Publishing Company.

Referencias

Brown, K.E. 1972.a. *Gas Lift Theory and Practice, Including a Review of Petroleum Engineering Fundamentals*. Tulsa, Oklahoma: Petroleum Publishing Company.

Chirinos, F.P. 1972. Evaluación de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Gas en Flujo Continuo. Universidad de Zulia, Maracaibo, Venezuela.

Semblanza

Ing. Edgar Cruz Osornio

Ingeniero Petrolero egresado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM.

Participó en la selección, diseño, implementación y puesta en operación del sistema Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP) del pozo Sánchez Magallanes 61, de igual forma en noviembre de ese mismo año en el pozo Samaria 1001, mismo que forma parte del proyecto “Samaria Pesado del Terciario” y sirvió como prueba piloto para explotar con este sistema artificial de producción dicho campo.

Coordinó los proyectos “Estrategias de Operación del Camión Varillero 2009” y “Bombeo Neumático Intermitente”, con el propósito de incorporar producción. Actualmente forma parte del Grupo de Sistemas Artificiales de Producción.