

Efecto de la inyección de aguas residuales en la producción de petróleo de un bloque del yacimiento Pina, Cuba

Effect of wastewater injection on oil production in a block from Pina oilfield, Cuba

Dioelis Guerra-Santiesteban^{1*}, José Luis Yparraguirre-Peña²

¹Universidad de Moa, Holguín, Cuba

²Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo Majagua, Ciego de Avila, Cuba

*Autor para correspondencia: dguerra@ismm.edu.cu

Resumen

La producción de petróleo en el yacimiento petrolero Pina registró una disminución notable que indujo la aplicación de métodos de recuperación secundaria. El propósito del estudio fue analizar el efecto de la inyección de aguas residuales petrolizadas en el incremento de la producción de un bloque de este yacimiento, tomando como referencia los valores de producción en un periodo anterior al inicio de la aplicación del método y contrastándolos con los valores obtenidos posteriormente. Se logró precisar la declinación media anual y la producción incrementada después de la aplicación del método. También se pudo determinar el factor de reemplazo del volumen de agua para la recuperación de petróleo en el bloque. Con este método de recuperación secundaria se logró que la declinación media de la producción disminuyera de un 10,24 % antes de la inyección de agua hasta un 4,75 % luego de aplicada esta. La producción anual incrementada se eleva del 19,53 % en el año 17 de explotación al 74,99 % de la producción total en el año 21.

Palabras clave: yacimiento Pina; inyección de agua; declinación media anual; producción incrementada de petróleo.

Abstract

Oil production in the Pina oilfield registered a notable decrease, which prompted applying of secondary recovery methods. The purpose of the study was to analyze how the injection of petroleum wastewater influenced the increase of production of that particular block, taking as reference production values of prior periods before implementing the method and comparing them with further values. It was possible to specify the annual decline average as well as the increased production after applying the method. It was also possible to establish the required volumes of water for injecting the block. With this secondary recovery method, the average decline in production was reduced from 10,24 % before water injection to 4,75 % after it was applied. Increased annual production rose from 19,53 % in 17th year of exploitation to 74,99 % of total production in 21st. year.

Keywords: Pina oilfield; water injection; average annual decline; increased oil production.

1. INTRODUCCIÓN

En 1956 el geofísico estadounidense Marion King Hubbert creó un modelo matemático que predice el nivel de extracción del petróleo a lo largo del tiempo. La teoría del pico de Hubbert plantea que la producción de petróleo de un yacimiento sigue una curva en forma de campana, donde la producción llega a su punto máximo y luego comienza a declinar tan rápido como creció. Hubbert observó que si la curva de producción de un pozo seguía una simple distribución gaussiana, la curva de producción de países enteros y la curva de producción mundial seguirían patrones similares; estableciendo el punto máximo de la producción mundial (pico global del petróleo) entre los años 1995 y 2000.

Es un hecho conocido que la cantidad de petróleo producida por la recuperación primaria en los yacimientos, generalmente representa solo del 20 % al 30 % de la cantidad total disponible (Qadir *et al.* 2011).

Después del descubrimiento inicial y la producción, los depósitos de petróleo típicos pierden el mecanismo de impulsión de gas o agua que originalmente forzó el petróleo a la superficie. La segunda etapa de la producción de hidrocarburos es aquella en la que predomina el empuje de un fluido externo como el agua: generalmente llamado inundación o inyección de agua o gas (Abubaker, Zulkefli y Abdurahman 2015).

Según De Lima-Cunha y otros investigadores (2013) el método de recuperación de petróleo mediante la inyección de agua en el depósito a través de los pozos de inyección tiene dos propósitos básicos: mantener o

aumentar la presión del depósito y mover el petróleo a los pozos productores. Mantener la presión asegura que el flujo de aceite no disminuya rápidamente debido a la proporcionalidad entre el flujo de producción de fluido y la presión promedio del depósito, y luego se anticipa la producción de petróleo, con condiciones económicas favorables para el proyecto.

La inyección de agua tuvo sus comienzos en la ciudad de Phitole, al oeste de Pennsylvania, en el año 1865 (Paris de Ferrer 2007). En esa época se pensó que la función principal de la inyección de agua era la de mantener la presión en el yacimiento y no fue sino hasta los primeros años de 1890, cuando los operadores notaron que el agua que había entrado a la zona productora había mejorado la producción.

La legislatura de Ohio autorizó la inundación de agua en 1939 y se usó por primera vez en la arenisca devónica Berea en el campo Chatham del condado de Medina. Las operaciones de recuperación secundaria alcanzaron su punto máximo en 1942 y representaron aproximadamente el 16 % de la producción de petróleo de Ohio (Wickstrom y Riley 2012).

Existen dos tipos de inyección, dependiendo de la posición de los pozos inyectoros y productores; además de las características propias de cada yacimiento o pozo, estas son: inyección periférica o externa y la inyección en arreglos o dispersa (Paris de Ferrer 2007).

El método de inyección de aguas residuales tiene gran repercusión medioambiental al apoyar las labores de manejo de aguas altamente contaminadas, que de no ser tratadas correctamente podrían afectar irreparablemente al acuífero de las zonas aledañas a la explotación petrolífera. A través de la historia, la eliminación de desechos a menudo ha resultado en contaminación ambiental y en consecuencia, daños a la salud humana (Johnston, Werder y Sebastian 2015).

La experiencia en otras regiones sugiere que la inyección es una práctica de gestión eficaz de los residuos naturales del proceso de explotación y que el daño ambiental generalizado es poco probable (Ferguson 2015).

La inyección de agua producida es una forma alternativa efectiva y relativamente económica de eliminación de desechos que reduce la carga de contaminación del agua en las aguas superficiales y mantiene la presión del depósito en las actividades de producción (Putri et al. 2015).

La presente investigación se desarrolló en un bloque del yacimiento Pina, ubicado en la Cuenca Central de Cuba, a 2 km al noroeste del municipio de Ciro Redondo y a 11 km al suroeste de Morón, provincia de Ciego de Ávila.

Este yacimiento tiene como rocas productoras a un conjunto rocoso de origen volcánico, conjunto extremadamente complicado desde el punto de vista hidrodinámico si se tiene en cuenta la gran heterogeneidad litológica que presenta.

El propósito del estudio fue evaluar los resultados de la implementación del método de inyección de agua a un bloque del yacimiento petrolífero Pina. En el bloque estudiado se emplea una nueva variante de este método, donde se combinan características estructurales de ambos tipos de inyección, con el fin de obtener la mayor rentabilidad del yacimiento explotado, basándose también en las condiciones geológicas favorables para la implementación de la nueva variante.

1.1. Características geológicas del yacimiento

El yacimiento Pina, al cual pertenece el bloque en estudio, se encuentra ubicado en la Cuenca Central, enmarcada en las provincias Ciego de Ávila y Sancti Spíritus. Está constituido por reservorios de tipo fracturado en el que las rocas constituyentes son las vulcanógenas y vulcanógeno-sedimentarias del arco volcánico del Cretácico. Tal constitución litológica le brinda al yacimiento características específicas, por cuanto tales rocas por su naturaleza no son muy comunes como horizonte productor en yacimientos de petróleo a nivel mundial; de modo que para comprender la constitución geológica y las particularidades de reservorios de este tipo se debe conocer tanto el marco geológico en que se formaron como los posibles cambios ocurridos en ellas, determinados por la acción de diversos procesos a los que fueron sometidas durante la evolución en el tiempo (Díaz 2003).

1.2. Características físico-químicas de los fluidos en el yacimiento

Para llevar a cabo un proyecto eficiente de inyección de aguas en un yacimiento petrolífero, como método secundario de recuperación de hidrocarburos, es fundamental caracterizar los fluidos constituyentes del yacimiento en explotación. Las características de los fluidos, así como de las rocas colectoras, destacadas con anterioridad, condicionan la efectividad del proceso de inyección de agua. Existen yacimientos donde estos factores han imposibilitado la implementación de dicho método de recuperación de petróleo (Díaz 2005).

1.2.1. Petróleo

Teniendo en cuenta los parámetros básicos que determinan la calidad comercial del petróleo en el mercado internacional (densidad expresada en API, viscosidad y contenido de azufre) y otros que se definen con el objetivo

de tener una mayor identificación del petróleo a extraer, Pascual (1994) hace una caracterización de los petróleos del yacimiento Pina y presenta los resultados de la Tabla 1.

Tabla 1. Características del petróleo en el bloque

Parámetro	Valor	U/M
Densidad media	20,1	°API
Viscosidad media	10	cP
Contenido de azufre (S)	2,20	%
Asfaltenos (ASF)	1,59 – 3,29	%
Resinas (RES)	21,6 – 28,77	%
Compuestos saturado	42,6 – 49,4	%

Atendiendo a estos parámetros podemos definir que se está en presencia de un petróleo medio, sulfuroso y altamente resinoso. Los porcentajes de compuestos saturados pueden considerarse valores medios.

Los estudios de los biomarcadores realizados en este mismo trabajo indican un origen común de los petróleos y sus características se corresponden con la familia II de petróleos cubanos, definidas en trabajos previos (López-Quintero *et al.* 2004; Pascual 2001).

Esto indica que son petróleos de origen marino en rocas carbonatadas con valores medios de arcillas, formados en un ambiente anóxico de baja salinidad.

1.2.2. Agua de capa

En la investigación de Díaz (2005) en su etapa 9 se plantea que las aguas detectadas en el complejo acuífero vulcanógeno sedimentario de Pina se caracterizan por presentar un PH medio de 6,34; oscilan desde débilmente ácidas (4,89) hasta débilmente básicas (7,8), con algunas excepciones hasta 10,7; y presentan densidad media de 1,08 g/cm³, correspondiente a una salinidad o mineralización media de 119 628 mg/L.

El contenido de cloro y calcio aumenta paralelamente con la mineralización. El cloro oscila entre 35 500mg/L–99 400mg/L y el calcio varía entre 12 560mg/L–37 400mg/L, siendo ambos iones predominantes.

De manera que las aguas asociadas a este yacimiento se clasifican como clorocálcicas típicas, propias de sistemas cerrados o semicerrados de régimen estático–semiestático de grandes profundidades sin intercambio acuoso libre (Díaz 2006).

1.2.3. Gases

Pascual (2001) plantea que el gas presente en los intervalos productores se caracteriza por ser un gas del tipo metano-etano, es decir, un gas con cierto incremento de las fracciones pesadas, desde el etano, propano, butano y pentano, teniendo cierta variación con el proceso de explotación.

2. METODOLOGÍA

La Figura 1 muestra la distribución de los 15 pozos perforados en el bloque bajo estudio del yacimiento Pina en el cual se experimentó el método secundario de recuperación. Se tomaron los datos de los valores de producción de petróleo desde el inicio de la explotación del bloque y se dispuso, además, de la información de la cantidad de agua residual inyectada.

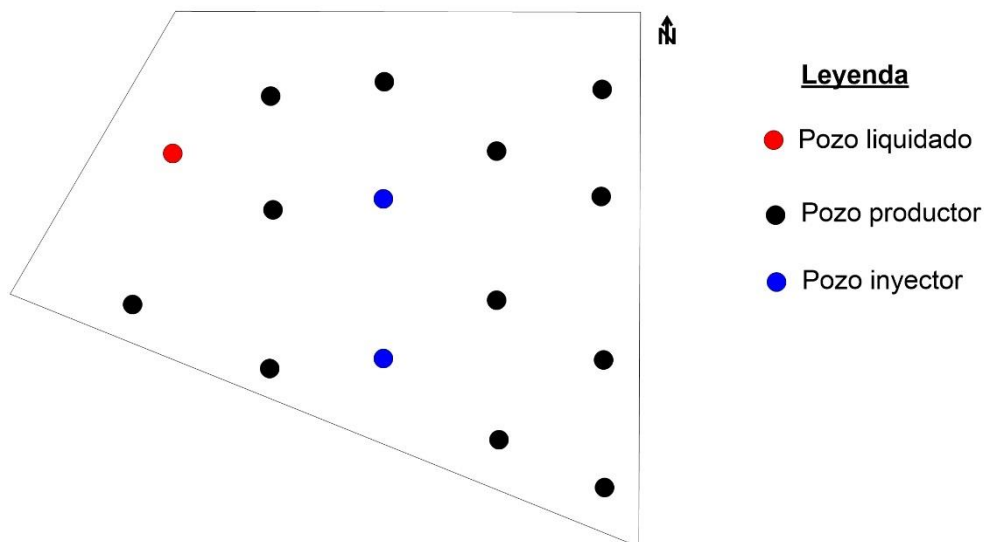


Figura 1. Distribución de los pozos en el bloque.

Al no disponer de la totalidad de las presiones de capa medidas en la etapa, el mayor peso en el análisis se le atribuye al comportamiento de las producciones y a la interpretación de las variaciones de algunas características geológicas del área.

Debido al avanzado estado de explotación del bloque, donde las presiones de capa se encuentran totalmente deprimidas y el sistema no cuenta la energía suficiente para elevar el petróleo hasta la superficie, la extracción se realiza por dos variantes: por bombas de profundidad para los pozos con poco tiempo de recuperación (diez pozos en total), y el método de swab para los pozos con un tiempo de recuperación largo (dos pozos). Además, existe un pozo inactivo o liquidado.

Los trabajos de recuperación secundaria en el bloque comenzaron en el quinto año de explotación del yacimiento, utilizando como fluido de inyección las

aguas residuales petrolizadas obtenidas durante el proceso de extracción de petróleo. Este método se convirtió a la vez en una alternativa amigable con el medio ambiente con alto grado de sostenibilidad económica, si se tiene en cuenta que el yacimiento se enmarca en una zona netamente agrícola y ganadera.

El proceso se paralizó tres años después, pues la presión de inyección alcanzó valores por encima de las cien atmósferas, cercanas a la capacidad de la bomba utilizada, situación que obligó a la dirección de la empresa a buscar nuevos pozos inyectoros; se comenzaron las operaciones de inyección en el primer pozo en noviembre del decimosexto año de explotación. Un segundo pozo recibió las inyecciones iniciales de agua en octubre del vigésimo año de explotación, manteniendo la inyección de aguas residuales petrolizadas por ser la alternativa más rentable y menos contaminante al medio ambiente.

La metodología aplicada en este estudio consistió en comparar datos de producción del bloque antes de la inyección de agua y después de esta para evaluar la efectividad de la implementación del método y decidir su aplicación al resto del yacimiento.

Se construyeron gráficos con la información concerniente a la influencia productiva del bloque en las reservas inicialmente estimadas para el yacimiento en su totalidad. Asimismo, se analizó la representatividad de la producción del bloque en la producción total del yacimiento. Estos gráficos se confeccionaron para los dos momentos analizados: antes y después de la inyección.

Cabe precisar que el análisis productivo antes de la inyección se hizo utilizando solo datos del período comprendido entre los años 11 y 16 de explotación del yacimiento, ya que anterior a esta fecha no se encontraban la totalidad de los pozos perforados e, igualmente, existían dificultades con el seguimiento de los volúmenes de agua recuperados producto de la explotación. El valor del petróleo acumulado hasta el décimo año de explotación solo se tomará en cuenta para conocer el estado de las reservas. El análisis del comportamiento de la producción luego de la inyección de agua se evaluó para los años desde el 17 al 21 de explotación del bloque.

Se analizó, además, la influencia de la aplicación del método en la generación de un incremento productivo en el bloque así como en el comportamiento del valor de la declinación media anual. Estos parámetros permiten determinar cuánto puede contribuir el método aplicado a la revitalización del bloque y, por lo tanto, a la prolongación de su vida útil productiva.

Otro parámetro evaluado fue el factor de reemplazo de petróleo producido por agua inyectada, para valorar la efectividad del método de inyección de agua en la movilidad del petróleo desde la roca hacia los pozos.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1. Comportamiento productivo del bloque antes de la inyección de agua (años de explotación del 11 al 16)

Hasta diciembre del año 16 de explotación se habían extraído del bloque un 82,79 % de las reservas iniciales. De este total extraído, el 9,55 % de las reservas iniciales fue obtenido en el período estudiado, entre los años 11-16 (Yparraguirre 2009); distribuyéndose la producción como se muestra en las Figuras 2 y 3.

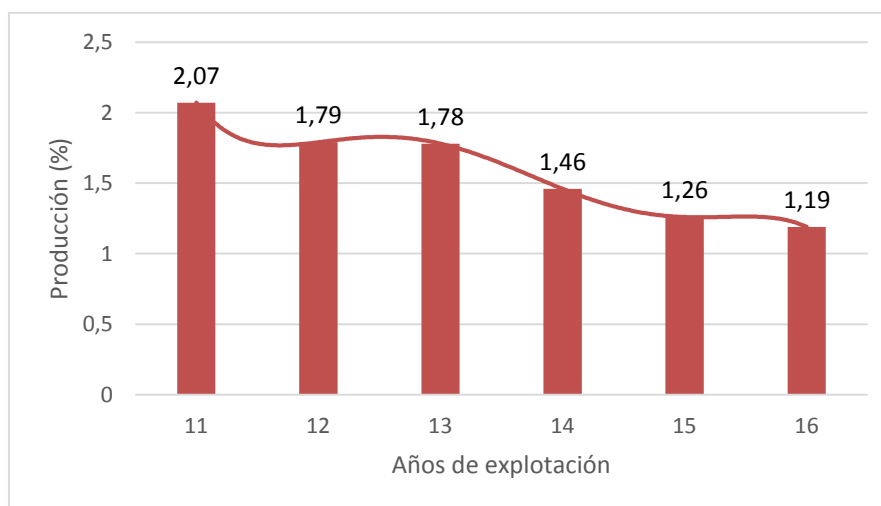


Figura 2. Producción de petróleo en el bloque antes de la inyección de agua, con respecto a las reservas iniciales del yacimiento.

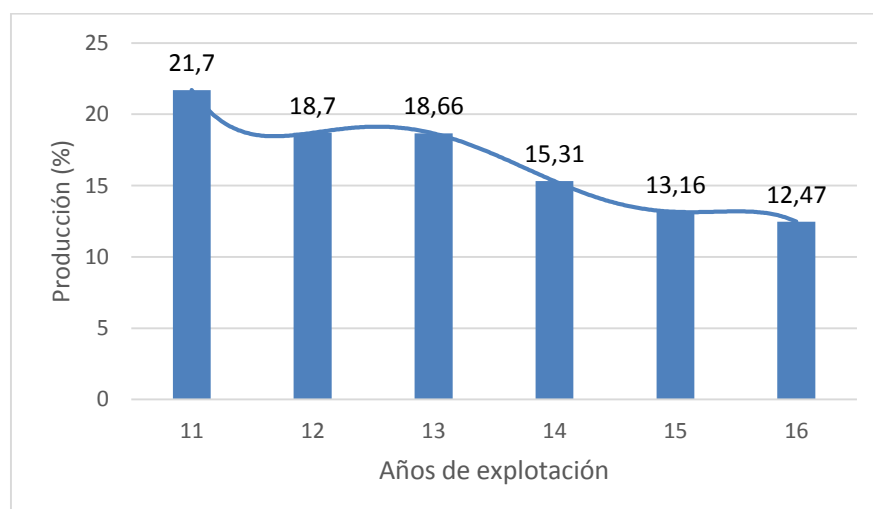


Figura 3. Producción de petróleo en el bloque antes de la inyección de agua, con respecto a la producción total del yacimiento.

Las producciones en el período entre los años 11 y 16 de la explotación del yacimiento (correspondiente a la etapa anterior a la inyección de agua) se mantuvieron siempre en declinación, en mayor o menor medida, pero fueron disminuyendo paulatinamente las producciones de cada año con respecto al anterior (Figuras 2 y 3).

La Figura 3 muestra la influencia de la producción del bloque analizado en la producción total del yacimiento. Durante el período estudiado el bloque produjo aproximadamente el 16,7 % de toda la producción del yacimiento. En este período la producción de petróleo desciende, con una declinación media anual respecto a la producción del año anterior de 10,24 % como promedio.

La declinación de las producciones de un año a otro es un típico indicio de la notable reducción de las reservas del yacimiento y, por consiguiente, el inminente cierre de dicho yacimiento si se mantienen los métodos tradicionales de explotación que se estaban llevando a cabo en dicho yacimiento; por lo tanto, se hizo necesario comenzar el desarrollo de las técnicas de recuperación secundaria para lograr extraer la mayor cantidad de petróleo posible del yacimiento antes del final de sus producciones.

Después del año 16 de explotación aún quedaba por extraer alrededor del 17,21 % de las reservas iniciales; parte de las cuales se esperaban recuperar mediante la inyección de agua.

3.2. Comportamiento productivo del bloque después de la inyección de agua (años de explotación del 17 al 21)

En este período, con ayuda de la recuperación secundaria, fue extraído el 4,96 % de las reservas iniciales de hidrocarburos. La producción por años quedó distribuida como se muestra en las Figuras 4 y 5.

Durante los años posteriores a la inyección del agua se experimenta un paulatino incremento de la producción en el área de estudio, con respecto a las reservas iniciales del yacimiento. Destacándose los años 20 y 21 de explotación, a partir de la incorporación en el bloque de un segundo pozo inyector (Figura 4).

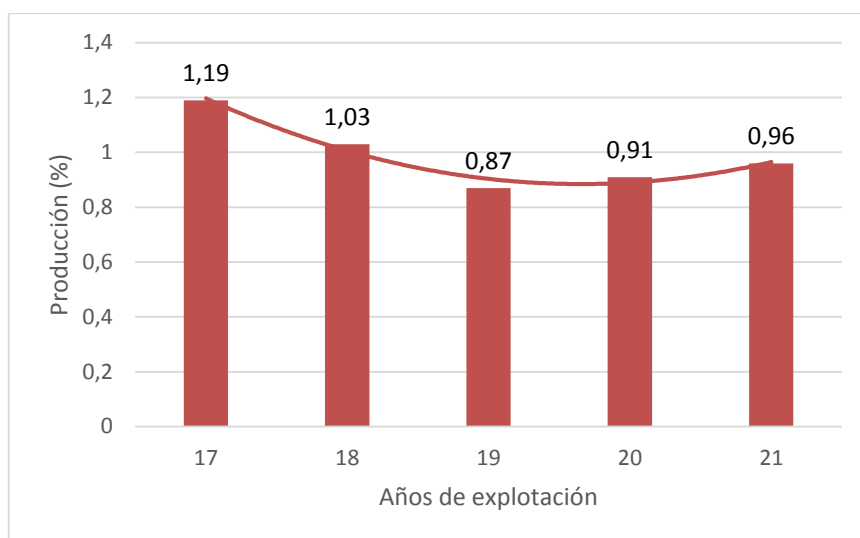


Figura 4. Producción de petróleo luego de los trabajos de inyección; con respecto a las reservas iniciales del yacimiento.

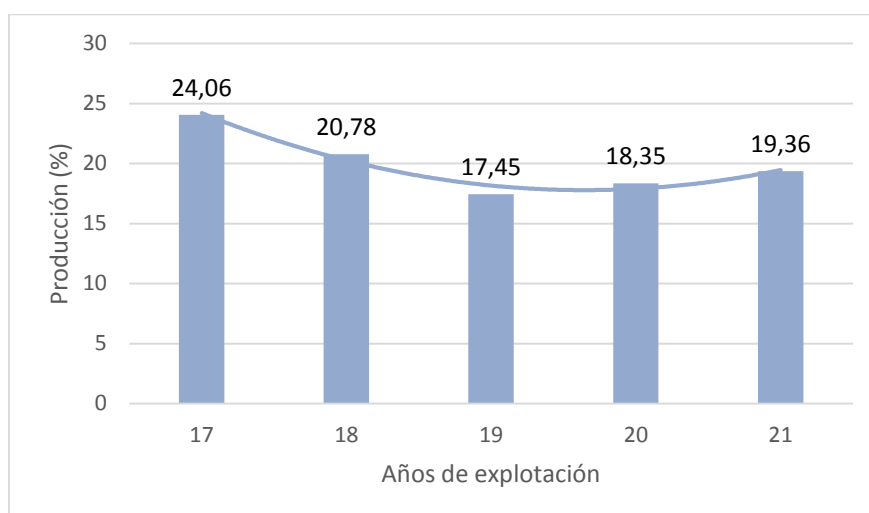


Figura 5. Producción de petróleo en el período luego de los trabajos de inyección; con respecto a la producción total de la etapa.

Los valores de producción de petróleo en el período entre los años 17 y 21 de explotación del yacimiento (correspondiente a la etapa posterior a la inyección de agua) se mantienen disminuyendo desde el año 17 hasta el 19, a partir del cual tienen un punto de inflexión y comienza a aumentar la producción (Figuras 4 y 5).

El aumento de las producciones a partir del año 20 de explotación debe atribuirse a la estabilización de nuevos valores elevados de presiones en los fondos de los pozos, debido al proceso de inyección, además, debemos recordar que a finales de este mismo año comienza a utilizarse el nuevo pozo inyector de agua, contribuyendo a un aumento de las producciones para el año 21.

En cuanto a la producción total del yacimiento, también se manifiesta el incremento de la producción en el bloque para los años finales del período analizado, como se puede apreciar en la Figura 5.

En este período la producción de petróleo continúa su descenso, pero disminuye su declinación media anual a 4,75 %. Como se ha planteado anteriormente el yacimiento se encuentra en las etapas finales de sus producciones, por lo tanto los valores de producción seguirán decreciendo, más el valor del factor de declinación para el período posterior al inicio de la inyección de agua (4,75 %), demuestra que las disminuciones en las producciones de un año a otro, no son tan significativas como en los años anteriores; por lo tanto, si se puede mantener la recuperación secundaria se prolongará el tiempo de vida del yacimiento. Al mismo tiempo se podrá extraer una notable cantidad de petróleo adicional, quedando aún por extraer después del año 21 de explotación el 12,25 % de las reservas iniciales del bloque.

3.3. Comportamiento de la producción incrementada

La producción incrementada como resultado de la inyección de agua, se determinó tomando en consideración el comportamiento de la declinación media anual de la producción de petróleo en el período anterior al inicio de la inyección; de manera que al extrapolar hasta el año 21 de explotación la línea de tendencia correspondiente a este período, se obtengan los valores estimados de las producciones bases en el período deseado y al restar estos de la producción real se obtiene el incremento de petróleo por efecto de la inyección, como muestra la Figura 6.

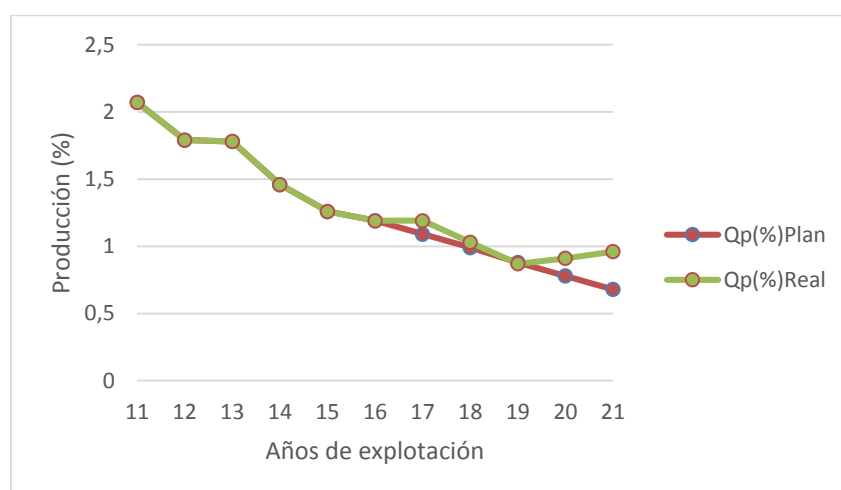


Figura 6. Relación entre la producción proyectada en la etapa anterior a la inyección y la producción real obtenida entre los años 11-21.

Como resultado del agotamiento de las reservas del yacimiento, además de la disminución de los valores de la presión, como resultado de la propia explotación del yacimiento, la producción de petróleo debe ir disminuyendo mientras se mantenga la explotación del yacimiento. En la evaluación de la inyección de aguas residuales en el bloque se analizó también la influencia de la inyección en cuanto a la producción incrementada.

La Figura 6 muestra que a partir del año 17, a excepción del año 19, se observan valores de producciones por encima de las proyectadas para iguales períodos si no se hubieran desarrollado los métodos secundarios de recuperación. Destaca la notable diferencia que comienza a aparecer entre los valores productivos planificados y los reales, a partir del año 20, como resultado de la estabilización de las presiones dentro del bloque productivo.

La Figura 7 muestra el notable incremento de la producción del bloque analizado como resultado de la inyección de agua, con respecto a la producción total del bloque y la información de cuánto aumentó la producción anual.

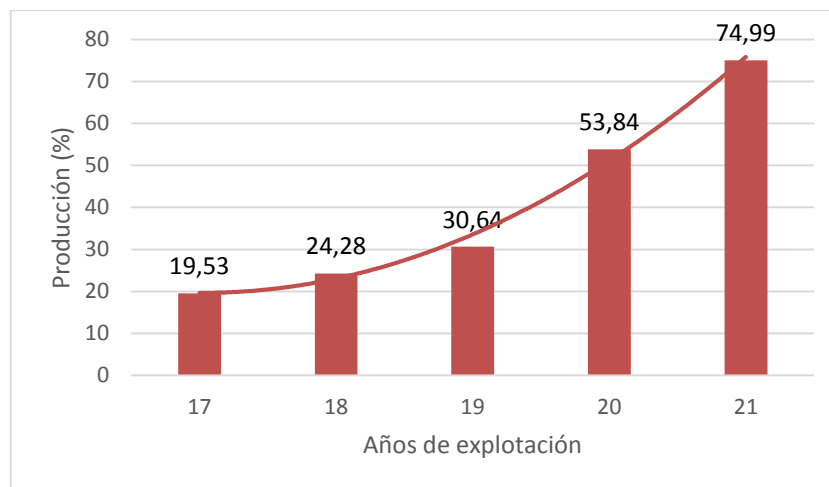


Figura 7. Producción incrementada a partir de la inyección de agua, con respecto a la producción anual.

En el año 17 se obtuvo el 19,53 % de la producción anual pero este valor fue en aumento hasta que en el año 21 el 74,99 % de la producción anual se debe al incremento provocado por la inyección de agua. Esta figura muestra cómo las producciones por recuperación secundaria van aumentando, lo cual posibilita la continuidad de la explotación del bloque del yacimiento Pina.

3.4. Relación agua inyectada-producción de petróleo incrementada

Esta relación permitió conocer el comportamiento del factor de reemplazo, es decir, cuál es el volumen de agua que se debe inyectar en cada momento para mantener la producción del bloque.

La relación agua inyectada-producción de petróleo incrementada se utiliza para controlar la cantidad de agua a inyectar, tratando de impedir la aparición de sobrepresiones que alteren la estabilidad del yacimiento como ocurrió en el octavo año de explotación. Esto puede afectar no solo al equipamiento disponible para la extracción del crudo, sino que puede generar variaciones en las relaciones entre los fluidos, provocando la pérdida de reservas de petróleo por un desplazamiento muy acelerado por parte del agua. Asimismo resulta en la extracción del agua del yacimiento, en vez de los hidrocarburos que permanecerán atrapados en las capas productoras.

La Figura 8 muestra cómo la relación experimenta un decrecimiento a medida que pasan los años. La disminución de la relación está condicionada por el hecho de que no toda el agua que se inyecta es recuperada. Por lo tanto, cada año va quedando dentro de las capas productoras una cantidad de agua inyectada que se suma al volumen de agua contenida en las capas; tal incremento contribuye a la disminución del volumen de agua a inyectar para los años sucesivos.

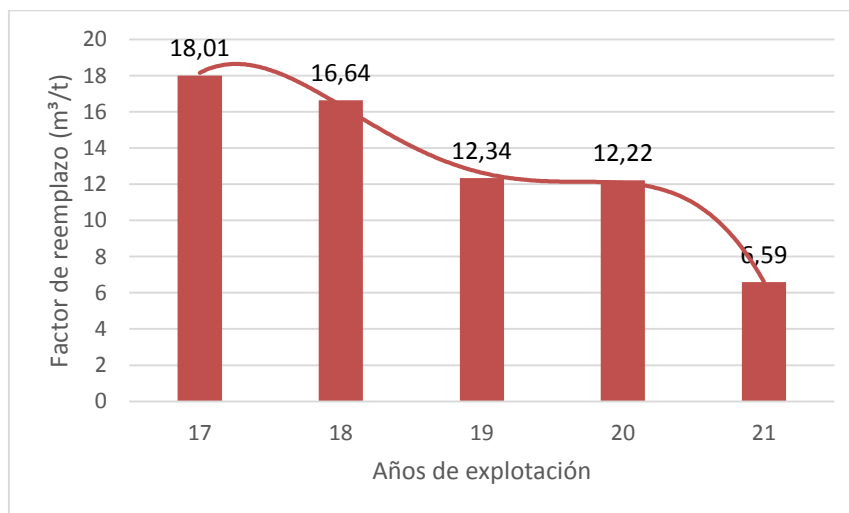


Figura 8. Factor de reemplazo de petróleo producido por agua inyectada.

4. CONCLUSIONES

- La declinación media anual de la producción de petróleo de un año con respecto al anterior disminuye desde 10,24 % antes del inicio de la inyección de agua a 4,75 % después de la inyección de agua.

- La producción incrementada anualmente aumenta desde un 19,53 % de la producción total en el año 17 de explotación hasta un 74,99 % de la producción total del año en el año 21.
- El volumen de agua a inyectar para remplazar una tonelada de petróleo producida disminuye desde 18 m³ para el año 17, hasta menos de 7 m³ en el año 21

5. REFERENCIAS

- Abubaker, H. A.; Zulkefli, B. Y. and Abdurahman, H. N. 2015: An Overview of Oil Production Stages: Enhanced Oil Recovery Techniques and Nitrogen Injection. *International Journal of Environmental Science and Development*, 6(9): 693-701.
- De Lima-Cunha, A.; Rodríguez de Farias, S.; Barbosa de Lima, A. G. y Santos-Barbosa, E. 2013: Secondary Oil Recovery by Water Injection: A Numerical Study. *Defect and Diffusion Forum*, 334-335: 83-88. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/ddf.334-335.83>
- Díaz, A. 2003: Recuperación mejorada de petróleo de áreas de los yacimientos Cristales y Pina. Proyecto 3405, Etapa 6. Archivo de CEINPET. La Habana.
- Díaz, A. 2005: Recuperación mejorada de petróleo de áreas de los yacimientos Cristales y Pina. Proyecto 3405, Etapa 9. Archivo de CEINPET. La Habana.
- Díaz, A. 2006: Recuperación mejorada de petróleo de áreas de los yacimientos Cristales y Pina. Proyecto 3405, Etapa 12. Archivo de CEINPET. La Habana.
- Ferguson, G. 2015: Deep injection of waste water in the Western Canada Sedimentary Basin. *Groundwater*, 53(2): 187-194.
- Johnston, J. E.; Werder, E. y Sebastian, D. 2015: Wastewater Disposal Wells, Fracking, and Environmental Injustice in Southern Texas. *American Journal of Public Health*, 106(3): 550-557.
- López-Quintero, J. O.; Pascual, O.; Delgado, O. y López, J. G. 2004: Familias de petróleos cubanos. Correlación con otras áreas en el Golfo de México. En: IX Memorias Congreso Latinoamericano de Geochímica Orgánica ALAGO. Mérida, México.
- Paris de Ferrer, M. 2007: *Inyección de agua y gas en yacimientos gasopetrolíferos*. 2 ed. Maracaibo, Venezuela: Mercado Negro-Las Playitas. 390 p.
- Pascual, F. O. 2001: Origen y clasificación de los petróleos cubanos. Archivo de CEINPET. La Habana.

- Pascual, F.O. 1994: Caracterización de los petróleos del yacimiento Pina y su relación con aspectos geológicos e hidrogeológicos. Archivo de CEINPET. La Habana.
- Putri, A.; Darma, S. H.; Hanif, I. and Istianti, A. 2015: An environmental protection (zero discharge) utilizing idle wells to inject produced water for pressure maintainance with deep well injection method. Proceedings Thirty-Ninth Annual Convention and Exhibition. Indonesian Petroleum Association. May 2015.
- Qadir, S.; Haque, A.; Ahmed, N. and Mohamed, Z. 2011: Comparison of Different Enhanced Oil Recovery Techniques for Better Oil Productivity. *International Journal of Applied Science and Technology*, 1(5): 143-153.
- Wickstrom, L. H. y Riley, R. A. 2012: Secondary and Enhanced Oil Recovery in Ohio - Look Back, and Forward. In: AAPG Eastern Section Meeting. Cleveland, Ohio, 22-26 September.
- Yparraguirre, J. 2009: Análisis de los resultados de la inyección de agua en el pozo Pina 24. Archivo de CEINPET. La Habana.

Información adicional

Conflicto de intereses

Los autores declaran que no existen conflictos de intereses

Contribución de los autores

DGS: Interpretación de datos, redacción, revisión y aprobación de la versión final. JLYP: Obtención de datos, revisión y aprobación de la versión final

ORCID

DGS, <https://orcid.org/0000-0001-8168-0658>

JLYP, <https://orcid.org/0000-0001-9325-2546>

Recibido: 18/11/2019

Aceptado: 21/01/2020