

Análisis y selección de un pozo reinyector en la Cuenca Oriente

Diego Ayala^{1*}, Silvia Ayala², Guillermo Pabón³, Jonathann Fabara⁴

¹Facultad de Física. Universidad de Barcelona. C. P. 08028. Barcelona-España

²Instituto Tecnológico Superior Cotopaxi, Latacunga. Ecuador

³Petroamazonas. E.P. Quito Ecuador

⁴Escuela Politécnica nacional

*E-mail: diego.ayala.t@gmail.com

Resumen

La demanda del crudo ha crecido de manera constante incrementando el número de pozos perforados para mantener la producción, pero el crudo viene con un agua fósil, este es un problema que el área de producción se toma muy en serio. La cantidad de agua es proporcional al número de pozos perforados y su aumento es intrínseco a la tasa de producción, lo cual además viene asociado a la madurez de cada pozo, esta situación supone un verdadero reto a la hora de gestionar este residuo que debido a su composición se direcciona en dos frentes, el primero como mecanismo de apoyo en recuperación de crudo y el segundo, y más usual en Ecuador es utilizar un pozo reinyector para devolver estas aguas al reservorio. Este estudio se centra en elegir una formación receptora con buenos parámetros petrofísicos que permita la admisión de estos fluidos y los mantenga aislados para evitar todo tipo de contaminación a las aguas subterráneas y al entorno.

Palabras clave: Producción; Agua de formación; Pozo reinyector; Formación porosa y permeable; Reservorios.

Study to Select a Re-injector Well in Oriente Basin

Abstract

The demand for crude oil has not stopped growing, this means a gradual increase of wells drilled to maintain production, but the oil comes with a fossil water that means additional costs that make the competitiveness of the barrel of crude oil produced more expensive, we are talking about the formation water, today the production area takes this problem very seriously because its increase is proportional to the number of wells drilled and has an increase that is intrinsic to the rate of production due to the maturity of each well. This is a real challenge when managing these waters, which due to their composition can be addressed on two fronts, the first as a support mechanism in recovering crude oil, the second and more usual in Ecuador using a reinjection well to return these waters to the reservoir, the operation consists of choosing a receiving formation with good petrophysical parameters that allow the admission of these fluids and keep them isolated, in this way any type of contamination to the groundwater and the environment will be avoided.

Keywords: Production; Water formation; Re-injection well; Reservoir; Porosity and Permeability.

Introducción

A pesar de que no todos cumplen necesariamente con esta cualidad, se puede decir que virtualmente todo yacimiento de petróleo es barrido por el agua, ya sea como consecuencia de la presión normal del acuífero o gracias a la utilización de un método de inyección de agua (Velandía, 2013). El movimiento del agua estimula el desplazamiento del petróleo y afecta el barrido tanto vertical como areal, determinando de ese modo el factor de recuperación del petróleo de un campo (Sun,

y otros, 2018). Si bien el agua se considera un problema la misma es crítica para el proceso de producción del petróleo. (Arnold, y otros, 2004).

La mayoría de los campos maduros tienen algo en común: el agua producida en grandes cantidades. En el mundo con la producción de cada barril de petróleo se generan como mínimo tres barriles de agua (Ramírez, Maldonado & Rodríguez, 2019). Si bien es difícil obtener cifras exactas, los datos compilados en 1999 indican que en ese año la industria de exploración y

Cita: Ayala, D., Ayala, S. y Pabón, G. (2020). Análisis y selección de un pozo reinyector en la Cuenca Oriente. *Revista Fuentes: El reventón energético*, 18(1), 51-59.



producción producía más de 210 millones de barriles de agua por día. (Veil, Puder, Elcock, & Redweik, 2004) En Norteamérica el agua de producción constituye el 98% de todos los residuos generados por la industria de exploración y producción; en promedio, en ese país con cada barril de petróleo se producen 10 barriles de agua (Khatib & Verbeek, 2002). Se estima que se destinan aproximadamente 50\$ billones anualmente en la reinyección (Sharma, 2012).

El agua de formación es una mezcla de diferentes compuestos orgánicos e inorgánicos (Toro, y otros, 2018) (Martin & Páez, 2017). Paulatinamente se registra un incremento en los volúmenes de agua que guardan correspondencia con el incremento en las tasas de producción alrededor del mundo y esto supone un serio problema ambiental a la hora de realizar las descargas (Cruz, Duque & Marulanda, 2015).

Las características del agua connata varían en cada yacimiento, incluso de pozo a pozo existen variantes en las propiedades, las mismas que dependen de la formación geológica, la mineralogía y el ambiente depositacional (Arnold, y otros, 2004), (Ramos & Marín, 2018).

Debido al creciente volumen de agua, una de las soluciones para gestionarla es identificar formaciones geológicas permeables que admitan fluidos y los confinen, de esta manera no se comprometen las aguas subterráneas (Meng, Mo, & Sanders, 2016).

La opción de reinyectar el agua de producción debe ser llevada a cabo bajo parámetros técnico- ambientales para no incumplir la normatividad local y que pueda representar una implicación legal y económica para la empresa (Johnson, Werder, & Sebastian, 2016) (Ayala & Andrade, 2017).

El proceso de reinyección debe ser analizado para no entrar en contacto con aguas subterráneas naturales porque de ser así esta se desplazará grandes distancias y no se podrá determinar con facilidad el destino final de estas aguas contaminadas. (Earle, 1996).

Metodología

El análisis inicia con la selección de pozos con baja producción de crudo e incremento de corte de agua, el Índice de Heterogeneidad (HI) es el argumento que permite seleccionar los pozos que continuarán en el análisis, posteriormente se estudiarán las características

petrofísicas para determinar la idoneidad de la arena receptora, se determinará el radio de drenaje en los pozos que demuestren esta condición para definir el área de influencia con el fin de no afectar la presión de formación de los pozos aledaños. Finalmente se analizará la presión de reservorio para establecer la arena que requiera una menor presión de inyección.

Resultados

Identificación de los pozos candidatos

En el trabajo de Juan Sandoval se plantea una metodología basada en el estado actual de producción de los pozos, la cual emplea el índice de heterogeneidad o índice de eficiencia para indicar la producción de fluidos de cada pozo y la compara con el promedio del campo (Sandoval, 2013). Esta clasificación diferencia pozos activos e inactivos y los divide en cuatro grupos por cuadrantes. Se descartan los pozos productores (cuadrantes Q3 y Q4) y se utilizan los que se ubican en el cuadrante Q1 y Q2.

- Q1: menor producción de agua y mayor producción de petróleo que el promedio.
- Q2: mayor producción de agua y mayor producción de petróleo que el promedio.
- Q3: menor producción de agua y menor producción de petróleo que el promedio.
- Q4: mayor producción de agua y menor producción de petróleo que el promedio. (Sandoval, 2013), la figura 1 esquematiza lo explicado.

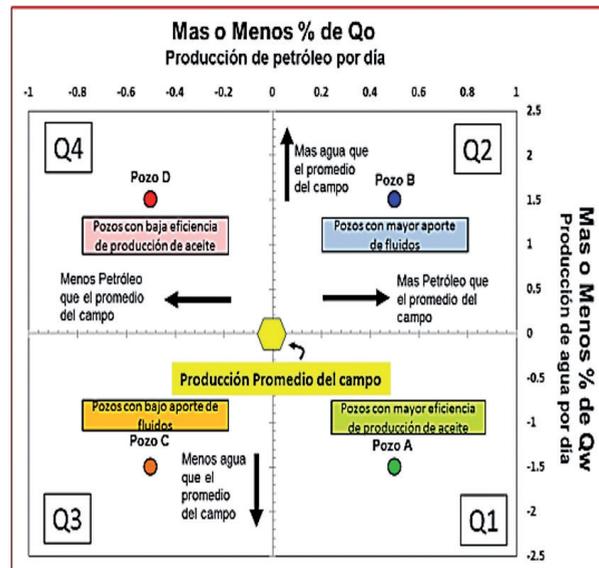


Figura 1. Modelo para la selección de pozos basado en la producción e índice de heterogeneidad (Irua, 2017).

Aplicación del índice de heterogeneidad

La ecuación 1, propuesta por R.D. Reese permite evaluar los pozos candidatos. Reese desarrolló un método de análisis para los datos de producción denominado índice de heterogeneidad que cuantifica las anomalías en el desempeño de los pozos con el fin de evaluar la eficiencia de las completaciones. Se ha demostrado que es útil para determinar la completación con mejor rendimiento para una locación determinada (Reese, 1996).

Este estudio adaptará la expresión para establecer los pozos con producción por debajo del promedio del campo lo que potencialmente los puede convertir en reinyectores.

$$HI_{Fluid} = \sum_{t=0}^{tmax} \frac{Fluid_{well} - Fluid_{avgwell}}{Fluid_{maxwell} - Fluid_{minwell}}$$

Ecuación 1. Índice de heterogeneidad (Irua, 2017).

HI es el índice de heterogeneidad para cualquier tasa de fluido. El fluido puede ser petróleo, agua, gas, líquido total y puede estar determinado tanto por tasas como por acumulados. De acuerdo a la ecuación 1, un pozo que no tenga heterogeneidad (un pozo promedio para el campo o la formación) tiene un Índice de heterogeneidad igual a 1. Cuando el HI es examinado a lo largo de n (periodos de tiempo), se obtiene una marca de Heterogeneidad. (Sandoval, 2013) Los datos de la tabla 2, ayudan a evaluar la arena U del campo K, el período corresponde a un día de producción del año 2016.

Tabla 1. Datos de producción requeridos en el HI.

Pozo	Qo (último) Bls	Qw (último) Bls
1	54	3380
2	335.11	0.89
3	612.11	1285
4	388	632
Promedio	347.31	1324.47
Datos de producción para el HI		
Item	Qo Bls	Qw Bls
Max	612.11	3380
Min	54	0.89
Promedio	333.06	1690.45

Con los datos de la tabla 1, se establece el Qo avg, Qw avg que permite determinar los valores Qoil max Qoil min, Qw max y Qw min, detallados al final de la tabla 1 (Datos para el HI). Los resultados de la ecuación 1 genera la figura 2.

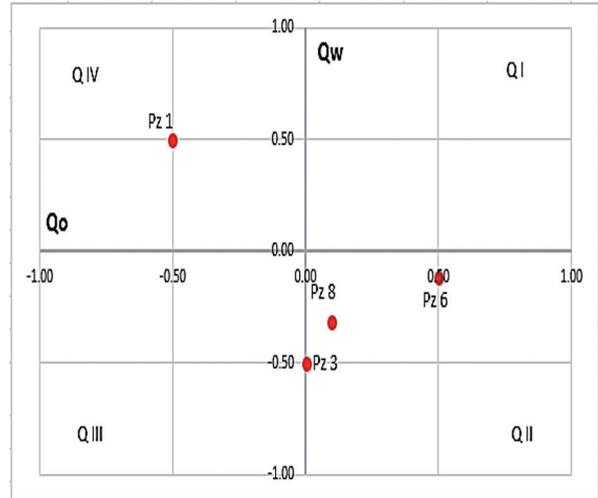


Figura 2. Jerarquía de pozos candidatos a ser reinyectores

Aplicando el índice de heterogeneidad se da una jerarquía de los pozos que tentativamente son buenos candidatos a reinyectores y se los agrupa como se indica en la tabla 3. Al relacionar sus tasas de producción con el HI para evaluarlos se determina aquellos pozos que no es conveniente mantenerlos en producción y podrían ser candidatos. Al analizar la figura 2, se concluye que, de una muestra de 4 pozos, 3 de ellos deben continuar su estatus de productores (Pz2, Pz3, Pz4) y uno puede ser reinyector (Pz1), el resumen de los resultados se presenta en la tabla 2.

Tabla 2. Resultados del análisis del índice de heterogeneidad.

Pozos inactivos	Pozos inactivos	Pozos activos	Pozos activos
Q I - Q II	Q III - Q IV	Q I - Q II	Q III - Q IV
-	U - Hollin Principal	U - Hollin Principal	-
-	Pozo 1	Pozo 2, 3 y 4	-
	Pozo	Reservorio	Estatus
			Qo actual (Bls)
	1	U y Hollin Principal	Inactivo
			0

Este es uno de varios criterios requeridos para seleccionar los pozos candidatos, en definitiva, con la expresión del HI se logró reducir el espacio muestral a 1 pozo y sobre este se evaluarán otros parámetros para determinar su idoneidad.

Análisis petrofísico

Se realizó la evaluación de parámetros petrofísicos del pozo 1 que facilita información del reservorio y

brinda argumentos para afirmar o descartar el potencial como pozo reinyector. Los datos obtenidos de los registros permiten calcular algunas de las variables más importantes del reservorio:

- Porosidad (Ø), Permeabilidad (K), Saturación de agua (Sw)

En la exploración de hidrocarburos las variables (Ø, K, Sw) posibilitan caracterizar, dimensionar y establecer las zonas de interés para la producción. En este estudio partiremos de esta misma premisa, puesto que necesitamos idénticas condiciones de almacenamiento y confinamiento.

Procesamiento de datos obtenidos de herramientas de sondeo

Se utiliza el registro eléctrico del pozo 1 que cumple con el primer criterio de selección (Índice de heterogeneidad), las arenas de interés en este pozo fueron U inferior y Hollín superior las que serán identificadas con los registros eléctricos.

Identificación Formación U inferior y Formación Hollín superior

Los registros eléctricos de la figura 3, permiten ubicar las formaciones permeables establecer su espesor y la profundidad a la que se encuentran además de dar una serie de parámetros petrofísicos requeridos en este análisis.

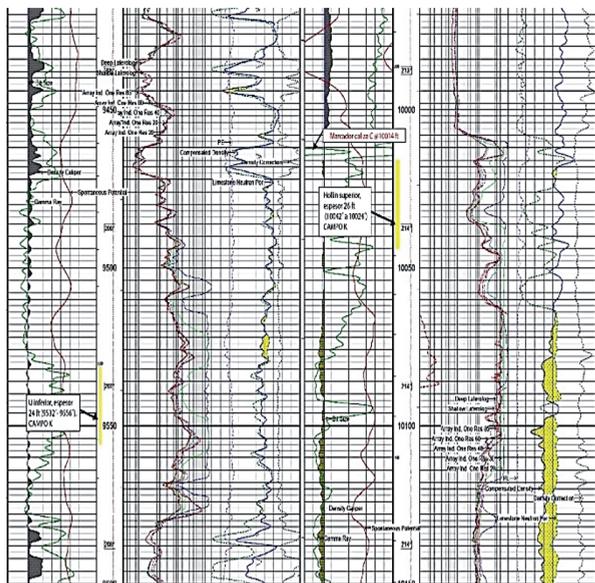


Figura 3. Registro U inferior (izquierda) y registro Hollín superior (derecha.)

Factor de formación

El factor de formación se lo obtiene de la porosidad de la roca, para el caso del campo K se utilizará el trabajo de Bolaños I, donde se establecen los factores de tortuosidad (a) y de cementación (m) (Bolaños, 2002), los que se aprecia en la tabla 4.

La resistividad del agua de formación Rw se la obtiene a partir del SP y aplicando la Ecuación 2 se determina el factor de formación F, el cual puede calcularse a partir del valor de resistividad verdadera Rt registrado en el sondeo de inducción o del laterolog.

Este valor equivale a Ro si se realiza el registro de Rt en una arena limpia, es decir que Rt = Ro (Díaz, 2007), los valores obtenidos se tabulan en la parte inferior de la tabla 4.

$$F = \frac{R_o}{R_w}$$

Ecuación 2. Factor de formación (Peralta & Dumani, 2013)

Tabla 3. Exponente de cementación, factor de tortuosidad y resultados del Factor de Formación.

Formación	U inferior	Hollín superior
a (factor tortuosidad)	1.4	1.7
m (exponente de cementación)	1.16	1.77
Factor de formación		
U inferior	14.92	
Hollín superior	43.56	

Porosidad

A partir del factor de formación y aplicando la ecuación 3 se determina la porosidad, los valores obtenidos se tabulan en la tabla 4.

$$F = \frac{a}{\phi^m} = \frac{R_o}{R_w}$$

Ecuación 3. Factor de formación modificada de Asquith (Peralta & Dumani, 2013).

Donde:

- a: Factor de tortuosidad, es función de la complejidad del camino que el fluido debe recorrer a través de la roca.
- m: Exponente de cementación depende de la geometría de los poros, los valores altos del factor de cementación (m) indican pobre comunicación

entre los poros, para bajos valores del factor de cementación (m) la comunicación es buena.

Saturación de agua

La saturación de agua es la fracción o porcentaje del volumen de los poros de la roca del yacimiento que está ocupada por agua. Todas las determinaciones de saturación de agua a partir de registros de resistividad en formaciones limpias (sin arcilla) con porosidad intergranular homogéneas se basan en la ecuación de saturación de agua de Archie, (Díaz, 2007), la expresión 4, que al despejar los términos se obtienen los valores de la tabla 4.

$$S_w^n = \frac{FR_w}{R_t}$$

Ecuación 4. Saturación de agua de Archie (Peralta & Dumani, 2013).

Donde:

n: exponente de saturación puede variar de 1.8 a 2.5, usualmente es igual a 2.0

R_w: resistividad del agua de formación.

R_t: resistividad verdadera de la formación

F: factor de formación.

Los valores de Sw fueron calculados a partir de información de los registros eléctricos y podrían no estar reflejando la realidad actual del pozo, sin embargo, en la arena U inferior en el año 2015 se actualizó este valor a Sw= 64.7 %, y se tomará en cuenta este último para realizar los análisis.

Densidad del grano

Los valores de densidad fueron tomados de las lecturas en los registros eléctricos, se detallan en la tabla 4, la cual también recopila los cálculos de las secciones 3.4.2 y 3.4.3.

Tabla 4. Tabla de resultados porosidad, saturación, densidad de grano.

Porosidad		
Arena	U inferior	Hollín superior
Ø	13.00%	16.00%
Saturación		
Arena	U inferior	Hollín superior
Saturación Sw	31.99%	27.99%
Densidad obtenida de registros eléctricos		
Arena	U inferior	Hollín superior
Densidad (gr/cc)	2.65 - 2.75	2.65 - 2.75

Área y radio de drenaje

Mediante la ley de Darcy encontramos el área de drenaje, esta ecuación determina el flujo hacia el pozo (considera que el fluido converge radialmente hacia el hoyo), de esta expresión se despeja el radio de drenaje y con el resultado obtenido se determina el área drenaje, los datos requeridos para el cálculo son los de la tabla 4.

$$q_o = \frac{0.00708hk_o(p_e - p_{wf})}{\mu_o \beta_o \frac{r_e}{r_w}}$$

Ecuación 5. Producción de petróleo. (Peralta & Dumani, 2013).

Donde:

β_o: Factor volumétrico del petróleo, Bls de crudo @ cy/Bls de crudo @ cs

k_o: Permeabilidad al petróleo, mD

h: Espesor del yacimiento, pies

p_{wf}: Presión de fondo fluyente, psi

p_e: Presión a r = r_e, psi

q_o: Gasto de petróleo @ c.s. Bls/ día

r_e: Radio de drene del pozo, pies

r_w: Radio del pozo, pies

μ_o: Viscosidad del petróleo, cp

Los datos obtenidos para la arena U inferior y Hollin superior de acuerdo con su última producción registrada de cada pozo se tabulan en la tabla 5.

Tabla 5. Radio de drenaje/área/producción por pozo.

Pozos	Radio de drenaje (pies)		Área (acres)		Producción acumulada (bls)	
	U inferior	HS	U inferior	HS	U inferior	HS
Pozo 1	2007.4	4847.7	3128.1	18243.5	825955.0	3000206.0
Pozo 2	1954.9	3990.6	2966.7	12362.9	52456.0	1020252.0
Pozo 3	1131.6	408.5	994.1	129.5	82824.0	364291.0
Pozo 4	3844.3	1481.1	11472.9	1702.9	3000002.0	107562.0

Análisis de la presión

Con la información de la tabla 5 y las coordenadas geográficas de cada pozo se realizó el mapa de burbujas correspondiente a los reservorios (U inferior

y H superior) que ilustra el radio de drenaje de cada pozo que viene a ser el radio máximo en el cual se ha afectado la presión durante el período de flujo de una prueba de presión transitoria, dicho valor se relaciona

con el volumen total del yacimiento (capacidad de flujo kh, espesor de permeabilidad). Al determinar el radio de influencia se conoce la máxima distancia a la cual las reducciones de presiones pueden ser detectadas, este concepto se aplicará para determinar que las presiones entre pozos no estén influenciadas y de ser el caso que lo estén se procede a descartar el o los pozos que se encuentren bajo esta acción, por otra parte aquellos pozos que no se encuentren influenciados por el radio de investigación serán buenos candidatos para reinyectores con una capacidad de almacenamiento igual a la producción acumulada hasta el momento de la prueba que determinó la última Pwf usada para determinar el radio de influencia.

Producción de crudo arena U inferior

A partir de un diagrama de burbujas se puede establecer una relación entre la producción, el radio de drenaje y la ubicación en el reservorio de cada pozo. En la figura 4, se observa el radio de drenaje acorde a la producción acumulada de petróleo (825955.0 bls), con la figura 4, se visualiza que los radios de los pozos no inciden entre ellos, esto significa que no hay ninguna influencia en la Pwf de los 4 pozos en la arena U inferior.

Al considerar esta variable el pozo 1 podrían ser candidato a pozo reinjector al no influenciar la presión de los pozos aledaños.

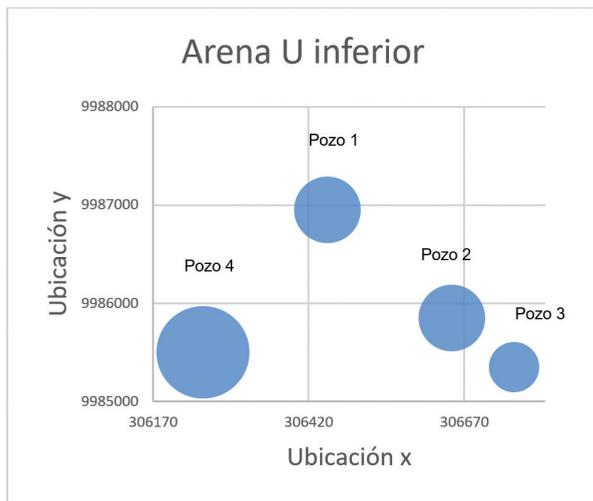


Figura 4. Mapa de burbujas U inferior.

Producción crudo arena Hollín superior

En la figura 5, se aprecia el radio de drenaje acorde a la producción acumulada de petróleo (3'000206.0 bls), la figura 5, señala que los radios de los pozos no inciden entre ellos, esto significa que no hay ninguna influencia en la Pwf de los 4 pozos en la arena Hollín superior.

El pozo 1 podría ser candidato a pozo reinjector al no influenciar la presión de los pozos aledaños, la arena Hollín superior tienen una mayor capacidad de almacenamiento, esto se deduce al contrastar la producción acumulada. En un análisis posterior esta cualidad de gran almacenamiento será descartada por la alta presión de reservorio que posee.



Figura 5. Mapa de burbujas Hollín superior.

Declinación arena U inferior en el campo K

La explotación del reservorio U inferior registró una presión inicial de 1498 psi (inicio de la explotación), el último dato tiene un valor de restauración de 887 psi, esto en un período de producción de 20 años, la variación de la presión es de 611 psi a la cual se le atribuye una producción acumulada de 85 MBLs de crudo, la disminución de la presión es leve y esto se asocia al mecanismo de producción de acuífero activo del reservorio. La figura 6, describe el comportamiento de la presión.

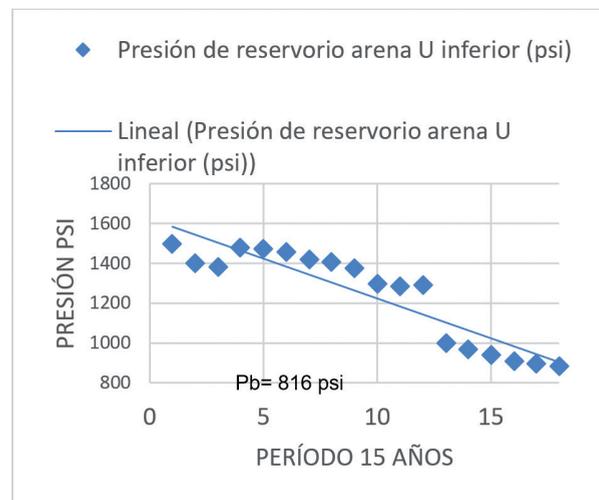


Figura 6. Comportamiento de la presión arena U inferior.

Declinación de la presión arena Hollín superior en el campo K

La explotación del reservorio Hollín superior registró una presión inicial de 3733 psi, la última prueba de presión es del 15 de septiembre de 2015 dando un valor de restauración de 3258 psi, esto en un período de producción de 20 años, la variación de la presión es de 475 psi a lo que se le atribuye una producción acumulada de 3 MMBls de crudo, la disminución de la presión es leve y esto se asocia al mecanismo de producción de acuífero activo del reservorio. La figura 7, presenta el comportamiento de la presión.

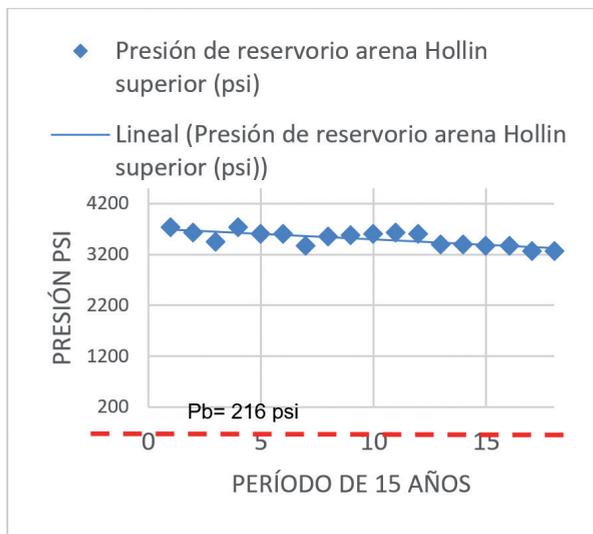


Figura 7. Comportamiento de la presión arena Hollín superior.

Análisis y discusión

Para el análisis se debe considerar que la diferencia de presiones entre la presión de inyección con la de formación determinará el radio de inyección; la diferencia de presiones irá incrementando a medida que ocurre la inyección, considerando que la presión de fractura de la formación debe ser mayor que la presión de inyección (López, Peralta, & Dumani, 2013). La presión de inyección debe ser mayor que la presión de formación, además la saturación de fluidos existentes en el reservorio limita su capacidad de confinamiento, por esta razón es necesario obtener la capacidad de confinamiento de las arenas receptoras (Irua, 2017).

Al analizar las presiones en las arenas seleccionadas se hace una última recomendación, U inferior (900 psi aprox) refleja una menor presión de yacimiento que Hollín superior (3200 psi aprox), esta tendencia de declinación se mantiene en el tiempo.

El gasto energético de lo que implica poner en marcha las bombas en superficie para inyectar fluidos en una formación será directamente proporcional a la presión del reservorio, dicho lo anterior es conveniente que en el pozo 1 inicie la reinyección en U inferior, puesto que tiene una presión de reservorio que ofrece una menor oposición a la admisión del agua de formación.

Determinación del radio de inyección

Para determinar esta variable se puede calcular la capacidad total de almacenamiento usando la metodología que describe Irua Angel en su trabajo de pozos reinyectores (Metodología para la Identificación y Selección de Pozos con Oportunidades de Convertirse en Reinyectores en Campos Petrolíferos.). El presente estudio realizará una variante del mismo y se propone una forma más simple de determinar el radio de drenaje que da una respuesta más aproximada al considerar la producción acumulada como el volumen total de almacenamiento, las dos formas de cálculo de hecho determinan valores similares.

Utilizando la ecuación 6 despejamos R inyección de la variable A (área), la tabla 6 presenta los resultados obtenidos.

$$\text{Volumen}_{\text{poroso}} = 7758 \times A \times \emptyset \times H \text{ (Bl)}_s$$

Ecuación 6. Volumen poroso (Peralta & Dumani, 2013).

Donde:

A: área en acres

\emptyset : porosidad

Tabla 6. Radio de inyección.

Volumen (Bl)	Área (acres)	Radio inyección (m)
825955	34.12	115.76

Conclusiones

- El Índice de heterogeneidad permite descartar tres de los cuatro pozos, y deja como candidato al Pozo 1, sin embargo, este argumento por sí solo no define al pozo como el más idóneo, pero indica que el pozo 1 tiene pocas posibilidades de recuperar una tasa de producción rentable, esto en nuestro caso es favorable.
- Al analizar los diagramas de burbujas se puede establecer que el pozo 1 podría ser candidato a pozo reinyector al no influenciar la presión de los pozos

aledaños, tanto en la arena U como en la arena Hollín Superior.

- Al analizar las presiones en las arenas U inferior (900 psi aprox) y Hollín superior (3200 psi aprox) se concluye que se requerirá una menor presión en al reinyectar los fluidos cuando se trata de la arena U inferior lo que implica también un menor gasto energético de las bombas en superficie puesto que tiene una presión de reservorio que ofrece una menor oposición a la admisión del agua de formación.
- La tasa de reinyección puede ser igual o menor a los BFPD del pozo 1, hasta alcanzar un volumen similar a la producción acumulada del pozo (825955 Bls), así también se evitará influenciar a las presiones de reservorio de los pozos cercanos.

Referencias

- Arnold, R., Burnett, D., Elphick, J., Feeley, T., Galbrun, M., Hightower, M., Verbeek, P. (2004). *Manejo de la Producción de Agua: De residuo a Recurso*. Nuevo Mexico: Schlumberger.
- Ayala, D., & Andrade, M. (2017). Factibilidad analítica de la aplicación de la recuperación mejorada de petróleo, caso de estudio Ecuador. *Revista Fuentes*, 15(2), 19-30.
- Bolaños, I. (2002). *Estudio de Ingeniería de Yacimientos*. Quito: Petroproducción.
- Díaz, C. (2007). *Alcance de los Registros Acústicos de última Tecnología en Aplicaciones: Petrofísicas, Geológicas y Geomecánicas de los Pozos Perforados en el periodo 2002 - 2004 en la Cuenca Oriente Ecuatoriana*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Cruz, H. D. O., Duque, J. P. V., & Marulanda, J. F. F. (2015). Propuesta metodológica para el control y monitoreo de un proceso de inyección de agua. *Revista Fuentes*, 13(2).
- Earle, H. (1996). *The regulation of Deep-Well Injection: A Changing Environmental Beneath the Surface*. (P. E. Review, Ed.) Washington.
- Irua, A. (2017). *Metodología para la Identificación y Selección de Pozos con Oportunidades de Convertirse en Reinyectores en Campos Petroleros*. Quito: Universidad Central del Ecuador.
- Johnson, J., Werder, E., & Sebastian, D. (2016). *Wasteater Disposal Wells, Fracking, and Environmental Injustice in Souther Texas*. Houston: American Public Health Association.
- Khatib, Z., & Verbeek, P. (2002). *Water to Value - Produced Water Management for Sustainable Field Development of Mature and Green Fields*, SPE 73853. Kuala Lumpur: SPE.
- López, T., Peralta, F., & Dumani, M. (2013). *Estudio Técnico de Pozos no Productivos para seleccionar reinyectores, diseño y costos de facilidades de Superficie en el Campo Paco, provincia de Santa Elena*. La Libertad: Universidad Estatal Península de Santa Elena.
- Martin, C. A. G., & Páez, E. M. (2017). Efeito da salinidade na tensão interfacial do sistema óleo/agua em condições isobáricas e incremento gradual da temperatura. *Revista Fuentes*, 15(2), 117-124.
- Meng, M., Mo, C., & Sanders, K. (2016). *Evaluation the Feasibility of Using Producing Water from Oil and Natural Gas Production to Address Water Scarcity in California's Central Valley*. Los Angeles: MDPI.
- Peralta, F., & Dumani, M. (2013). *Estudio Técnico de Pozos no Productivos para Seleccionar Potenciales Reinyectores, Diseño y Costo de Facilidades de Superficie en el Campo Pacoa, Provincia de Santa Elena*. La Libertad: Universidad Estatal Península de Santa Elena.
- Reese, R. (1996). *Heterogeneity Index*, SPE -36604-MS. Denver: SPE Annual Technical Conference and Exhibition.
- Ramírez, A. T. O., Maldonado, D. F. M., & Rodríguez, E. D. O. (2019). Revisión general de la producción elevada de agua en la industria del petróleo. *Fuentes, el reventón energético*, 17(2), 39-50.
- Ramos, L., & Marin, A. (2018). Evaluación y experiencias en el control de conificación en pozos con alto corte de agua en yacimientos con empuje hidráulico. *Revista Fuentes*, 16(2).
- Sandoval, J. (2013). *Metodología para la Identificación de Pozos con Oportunidades de Incremento de Producción en Campos Maduros*. Quito: Universidad Central del Ecuador.
- Sharma, M. (2012). *Injection Water Management Opportunities and Challenges*. Austin: University of Texas at Austin.
- Sun, G., Crouse, B., Freed, D. M., Xu, R., Bautista, J., Zhang, R., ... & Dressler, M. (2018). Polymer flooding—Does Microscopic Displacement Efficiency Matter?. *Revista Fuentes*, 16(2).
- Toro, G. M., Herrera, J. J., Orrego, J. A., Rojas, F. A., Rueda, M. F., & Manrique, E. J. (2018). Effect of ionic composition in water: oil interactions in adjusted brine chemistry waterflooding: preliminary results. *Fuentes: El reventón energético*, 16(2), 73-82.

- Veil, J., Puder, M., Elcock, D., & Redweik, R. (2004). *A White Paper Describing Produced Water from Production of Crude Oil Natural Gas, and Coal Bed Methane*. Chicago: Argone.
- Velandia, J. L. P. (2013). Simulación numérica del flujo bifásico agua-petróleo en un medio poroso
Fuentes: El reventón energético, 11(2), 10.

Recepción: 26 de agosto de 2019

Aceptación: 13 de junio de 2020