

# SimOil: simulador de explotación de un Reservorio con posibilidad de Reinyección

## Resumen

Se propone simular la explotación de un reservorio de petróleo, gas y agua, para conocer la rentabilidad de distintas estrategias de explotación.

Un reservorio puede tener uno o varios pozos.

El simulador indica al cabo de cada día cuánto producto puede ser extraído del total de pozos en funcionamiento del reservorio.

El producto extraído es una composición porcentual de petróleo, gas y agua.

Se comercializa el petróleo y el gas, el agua solo sirve para ser reinyectada.

De cada pozo se puede extraer una determinada cantidad de producto a diario de acuerdo a las siguientes fórmulas aproximadas:

$$PotencialVol_{diario \times pozo} = \alpha_1 \left( \frac{P_{bct_i}}{N_{pozos\ habilitados}} \right) + \alpha_2 \left( \frac{P_{bct_i}}{N_{pozos\ habilitados}} \right)^2$$

$$P_{bct_{i+1}} = P_{bct_i} * \exp(-\beta_i)$$

$$\beta_i = \frac{0.1 * \left( \frac{Vol_{R_i}}{Vol_R} \right)}{\left( N_{pozos\ habilitados} \right)^{4/3}}$$

$PotencialVol_{diario \times pozo}$  : es el volumen de producto diario que se puede extraer por pozo.

$P_{bct_i}$  : es la presión de extracción en boca de pozo que es lo único que importa (en nuestro caso aproximado) para obtener producto. El subíndice i indica que corresponde a un día en particular. Este valor se mide en campo y su valor inicial es un dato del reservorio en particular. El resto de los días se deriva de la ecuación iterativa.

$N_{pozos\ habilitados}$  : es la cantidad de pozos habilitados u operativos en el reservorio.

$\alpha_1$  y  $\alpha_2$  : son dos parámetros que dependen de las características geológicas particulares del reservorio, estos valores pueden variar, pero en principio los consideramos iguales a 0,1 y 0,01 respectivamente.

$\beta_i$  : es un parámetro que mide cómo va bajando la presión a medida que extraemos producto y es la relación entre el volumen de producto que queda en el reservorio y el volumen inicial, junto con la cantidad de pozos operativos.

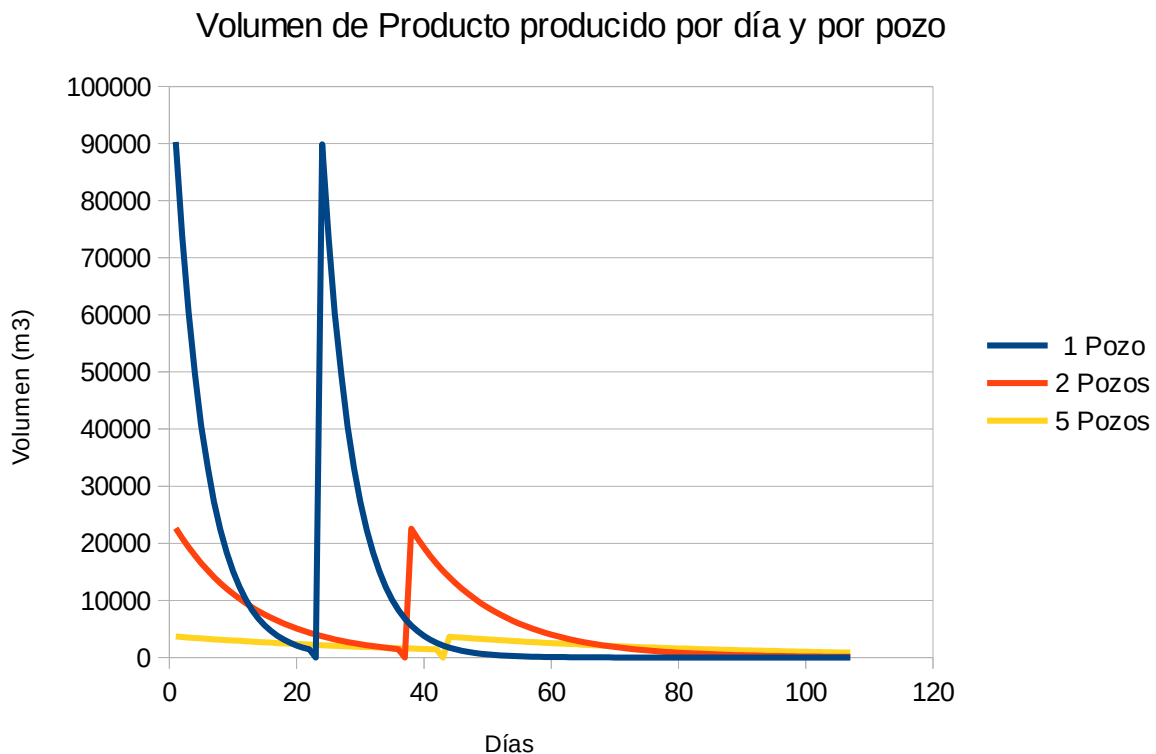
Los valores iniciales para nuestro reservorio tipo son:

$$Vol_R = 1e8, \text{ y } P_{bct_0} = 3000$$

### Comparación entre 1, 2 y 5 pozos:

De acuerdo a la cantidad de pozos que se realicen, se pueden obtener distintas curvas de explotación utilizando las fórmulas suministradas.

Se grafica cantidad de producto extraído por día y por pozo según la cantidad de pozos habilitados, 1, 2 o 5 pozos habilitados.

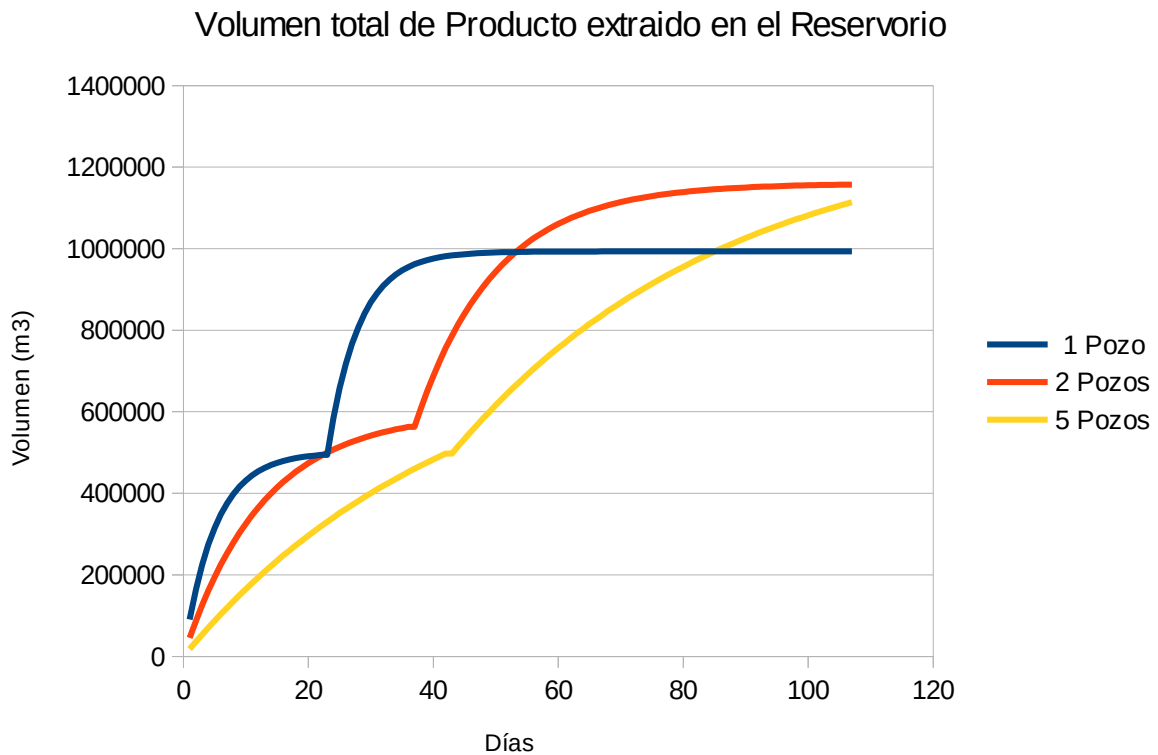


Se puede ver cómo con un pozo se extrae más al principio pero rápidamente decae. Lo que muestran las curvas al cruzarse, es que tener una mayor cantidad de pozos hace que inicialmente se extraiga menor cantidad por día por pozo, pero se logra prolongar en el tiempo el volumen de extracción diario evitando tener que reinyectar.

En particular, se produce una reinyección para distintos valores críticos de volumen de producto posible de extraer por día por pozo, 1408 m<sup>3</sup> para un pozo, 1451 m<sup>3</sup> para dos pozos y 1421 para el caso de 5 pozos. Se reinyecta en el día 23 para un pozo habilitado, en el día 37 para dos pozos habilitados y en el día 43 para 5 pozos habilitados. Observar que se recupera el volumen de producto posible de extraer por día. Tener en cuenta que la composición porcentual del reservorio cambia.

En todos los casos se decidió reinyectar un volumen equivalente a la mitad de volumen total extraído.

En el siguiente gráfico se observa la cantidad de producto posible de extraer para los 3 casos testigo realizados, esto corresponde a la suma de todos los pozos que están habilitados en cada caso.



### Caso de reinyección 1 Pozo

Veamos por ejemplo el caso de un pozo.

Hasta ahora no hablamos de la composición del reservorio. Supongamos que reinyectamos agua y que el producto en el reservorio esta compuesto por:

50% Petróleo

20% Agua

30% Gas

En el caso presentado se reinyecta la mitad de volumen extraído. Por tanto tenemos:

Volumen total inicial del reservorio: 100.000.000 m<sup>3</sup>.

Volumen extraído total día 22: 494.093 m<sup>3</sup>

Volumen reinyectado día 23: 247.046,5 m<sup>3</sup>

Volumen total en el reservorio día 23: 99.752.953,5 m<sup>3</sup>

Por tanto la nueva composición porcentual del reservorio será:

49,88% Petróleo

20,19% Agua

29,93% Gas

Observar que tanto el porcentaje de petróleo como el de gas bajan, y como reinyectamos agua, el valor porcentual de agua aumenta. Por tanto se extrae menos de producto con valor comercial. Además, la suma porcentual debe volver a dar 100% (49,88% + 20,19% + 29,93%).

Podemos extraer producto hasta otra vez volver a obtener una presión de extracción tan baja que hace ineficiente la operación.

Podemos volver a reinyectar? Si.

Hasta cuándo? Hasta que la dilución del petróleo no baje del 35% (por ejemplo). Por debajo de este porcentaje el petróleo se mezcla con el agua y es muy compleja (y costosa) la separación para su comercialización, y el pozo se pierde.

Por ejemplo si se utilizaron 1, 2, 3, 4 y 5 pozos simultáneos (estos valores no se muestran en la planilla anexa), para determinados parámetros en la simulación, se podría obtener una tabla como la siguiente:

	Días totales campaña	# Reinyecciones	Total recuperado Petróleo / Gas
1 Pozo	160	8	1,54e7 / 1,12e7
2 Pozos	205	5	1,40e7 / 9,39e6
3 Pozos	350	5	1,58e7 / 1,11e7
4 Pozos	356	4	1,45e7 / 9.63e6
5 Pozos	428	4	1,53e7 / 1,04e7

#### Conclusiones:

En general pueden recuperarse aproximadamente la misma cantidad de producto comercializable, lo que cambia es la cantidad de re-inyecciones y la cantidad de días necesarios para dar fin con la explotación de un reservorio por estos métodos.

Los costos de reinyección y los días operativos son variables, a mayor cantidad de reinyecciones, menor cantidad de días. Por el contrario, a menor cantidad de reinyecciones (pero mayor cantidad de pozos) mayor cantidad de días necesarios.