

MANEJO DEL AGUA DE PRODUCCION EN YACIMIENTOS DE PETROLEO

Apolo Ortiz

La provincia de Mendoza muestra zonas donde el medio natural se ve comprometido, sobre todo el elemento básico para la economía de la provincia como lo es el agua, principalmente la subterránea. Este recurso tan importante, está siendo agredido por todas las actividades industriales, entre la que se encuentra la exploración y explotación petrolífera.

Los yacimientos tan prolíficos de la Cuenca Cuyana han comenzado a declinar; para extraer el petróleo que aún queda por explotar, será necesario sacar cada vez más agua de producción, elemento éste considerado como el de mayor incidencia en el desequilibrio ambiental.

Se define como agua de producción al agua extraída junto con el petróleo, de un yacimiento. Por mucho tiempo se la denominó como agua salada ó agua de purga ó como agua de separación.

El agua de producción contiene, además de sales disueltas que varían entre 6.000 y 120.000 partes por millón, hidrocarburos solubles, radionucleidos, metales pesados, aditivos químicos, dispersantes y petróleo no soluble. El control de todos estos componentes es conveniente para programar la disposición final del agua de producción.

SALES DISUELTAS

La cantidad de sales disueltas varía en cada una de las cuencas petrolíferas y depende en algunos casos de la posición

geológica y geográfica de los yacimientos. Así por ejemplo en la Cuenca Cretácica del Norte argentino, los yacimientos cercanos a las Sierras de Santa Bárbara, Centinela, y Maíz Gordo, contienen agua de formación con bajos tenores salinos. En contrapartida, los yacimientos del área Palmar Largo tienen altísimas concentraciones de sales del orden de las cien mil partes por millón. Los yacimientos en la provincia de Mendoza poseen agua de formación que oscilan entre 20.000 a 60.000 partes por millón de sales disueltas.

La explicación en el primer caso, se debe a la fuerte influencia del agua meteórica que se infiltró entre los sedimentos que son portadores de petróleo, aflorantes en los sistemas orográficos mencionados. Por la otra parte, en el área de Palmar Largo, el denominado Miembro Salino de hasta 400 mts. de espesor situado por encima de la formación productiva, provoca en las aguas de formación asociadas un alto tenor de sales disueltas.

PETROLEOS SOLUBLES

La fracción de petróleos solubles incluye, 1) Componentes aromáticos, 2) Ácidos grasos, 3) fenoles. Los tenores máximos permitidos de cada uno de estos grupos, es el siguiente:

Aromáticos

Componentes	ug/L
Bencenos	3.807
Naftalenos	84
Fluorenos	37
Feneantrenos	35
Dibenzotipenos	24
Pyrenos	1
Crisenos	8

Acidos Grasos

Acidos	% de Solubles
C4	1,9
C5	19,1
C6	20,8
C7	12,4
C8	12,7
C9+	6,2

Fenoles

Componentes	% de Solubles
Fenol	4,2
Cresoles	6,9
C3 - Fenoles	4,1
C4 - Fenoles	2,5

RADIONUCLEIDOS

Es posible que en el agua de producción se observe Radio 226 y Radio 228, derivados de la desintegración del Uranio 238. Su presencia es común en las aguas subterráneas dulces y saladas. El valor límite de 3 por 10⁻⁹ uc/ml, fijado por el Servicio de Salud Pública de los Estados Unidos para las aguas potables, es sobrepasado por muchas aguas subterráneas (según Davis y De Weist 1971).

Es conveniente un análisis de estos radionucleidos, en cuencas petrolíferas como la Cretácica del Norte Argentino donde la formación productiva de petróleo lo es también productiva de minerales de uranio (zona de Tonco Amblayo). Podría ocurrir también en la Cuenca Neuquina donde los valores del perfil Rayos Gamma, son

altos en lo que se considera como principal roca madre del petróleo, esto es, Fm. Vaca Muerta. En Mendoza no se detectaron anomalías radioactivas entre las formaciones geológicas que constituyen el relleno sedimentario asociado con el petróleo en la Cuenca Cuyana. Sin embargo, en la porción de la Cuenca Neuquina que le corresponde a la provincia de Mendoza, se ubicaron algunas anomalías en superficie entre las mismas rocas que contienen petróleo.

METALES PESADOS

Es conocida la influencia que estos elementos provocan en detrimento de la salud humana, por lo que su control en las aguas de producción se hace recomendable. Se dá a continuación el promedio máximo permitido (según el Servicio de Salud Pública de los EEUU).

Metales Pesados

Metal	Promedio
Bario	200 mg/L
	(miligramo p/litro)
Cadmio	27 ug/L
	(microgramo p/litro)
Cromo	184 ug/L
Cobre	106 ug/L
Plomo	278 ug/L
Niquel	183 ug/L
Plata	61 ug/L
Zinc	131 ug/L

ADITIVOS QUIMICOS

Durante la explotación de petróleo en un yacimiento se usan metodologías para mejorar la eficiencia de producción donde participan aditivos químicos, como ser ácido clorhídrico, ácido fluorídrico y otros, los cuales se incorporan al agua de producción una vez que afloran a la superficie.

Por otra parte se introducen durante la etapa de producción, otros elementos como inhibidores de corrosión, surfactantes, biocídicos y demás elementos químicos, que al final salen a la superficie con el agua de producción.

Por lo tanto el confinamiento del agua de producción representa una tarea importante para la protección ambiental en las zonas donde se procede a la explotación de hidrocarburos.

Las prácticas recomendadas para confinar el agua de producción son variables y están en función de varios parámetros. Entre ellas figuran 1) Reinyección al nivel de proveniencia, 2) Inyección a niveles superiores donde no exista agua dulce subterránea, 3) Piletas de infiltración.

En el primer caso - que sería la práctica más eficiente desde el punto de vista ecológico - no es recomendable en aquellos yacimientos con fuerte empuje natural del agua de formación. El segundo caso debe ser usado cuando existan las condiciones naturales para llevar adelante las obras. Se debe estar seguro - mediante estudios hidrogeológicos previos - que no existen niveles con aguas subterráneas dulces cercanas a los niveles donde se programe inyectar el agua de producción.

El tercer procedimiento para confinar el agua de producción es el más práctico y económico de los mencionados. Sin embargo, el uso

de piletas de infiltración debe cumplir con varios requisitos que deben ser cuidadosamente analizados en forma previa.

Para usar piletas de infiltración, se deberán asegurar tres factores importantes. El primero es conocer fehacientemente que desde la superficie de las piletas hasta por lo menos 50 mts. no haya agua ni dulce ni salada. El segundo obviamente se refiere a la no existencia de agua dulce subterránea en un área razonablemente alejada de las piletas, tanto en el sentido horizontal como vertical. El tercer factor se relaciona con suelos de alta conductibilidad hidráulica, donde se construirán las piletas.

De todas maneras estos tres factores a su vez tienen limitaciones. Si por debajo de los 50 mts. secos, mencionados anteriormente, existe agua dulce subterránea, no es conveniente usar piletas de infiltración. Si, por el contrario existiesen niveles de aguas con más de 3000 ppm de sales disueltas, se pueden usar las piletas de percolación, pero para ciertos volúmenes no muy altos de agua de producción.

Es conveniente conocer el volumen de agua producida durante la vida útil del yacimiento con respecto al volumen de rocas secas donde serán alojadas. Lo recomendable es que exista en el área del yacimiento, al menos un volumen cinco veces mayor de rocas secas por debajo de la superficie que el volumen total del agua a producir e infiltrar.

Si los estratos que se encuentran secos por debajo de la superficie del terreno contienen altos tenores de sales naturalmente depositados, la práctica de infiltrar el agua de producción en ellos, se torna aún más recomendable.

Las piletas de infiltración y percolación deben construirse en terrenos de alta conductibilidad hidráulica. Esta depende de las

condiciones geológicas que permiten abrir piletas de infiltración en terrenos adecuados para que, en escasa superficie, se puedan infiltrar grandes volúmenes de agua de producción y de esta manera disminuir notablemente el impacto ambiental.

En Mendoza, Neuquén y en algunos sectores de la Cuenca del Golfo San Jorge se dan estas condiciones. En zonas comprobadas, se pueden abrir piletas de escasa superficie - 30m por 30m - las cuales pueden percolar hasta 2000 m³ por día, sin que lleguen a colmatarse, en contraposición de otras áreas vecinas donde para infiltrar el mismo volumen se necesitan varias hectáreas de terreno afectadas al mismo fin, que impactan al medio ambiente y también a la economía del proyecto de producción.

Por último, al abrir una pileta de infiltración en terrenos con alta conductibilidad hidráulica, esto es entre gravas y gravillas que a su vez se apoyan sobre estratos no saturados con agua, al comenzar su llenado con agua de producción, se verificará un aumento continuo del nivel del agua. Ello se debe a que en las primeras horas, se establece un frente hidráulico que recibe la contra acción del aire contenido en los poros del elemento permeable. Ello retarda en un primer momento la eficiencia de percolación y cuando se haya alcanzado un índice de mojabilidad de las partículas que constituyen la membrana permeable, el agua de producción comenzará a infiltrarse con mayor rapidez hasta alcanzar su óptimo grado de percolación.

Las piletas de infiltración pueden construirse también entre capas conglomerádicas que integren un flanco de estructura anticlinal, limitadas por capas de arcillas, siempre que se compruebe la ausencia de agua dulce subterránea en estos conglomerados o cercanos a ellos. En estos casos, se recomienda construir las piletas a lo largo del rumbo de las capas inclinadas y no transversalmente a ellas, ya que se corre el riesgo que de las

capas laterales arcillosas, se desprenda material fino que termina por depositarse en el fondo de las piletas, impermeabilizándolas.