

Guía Ambiental para la Disposición y Tratamiento del Agua Producida

Indice

- PREAMBULO
- INTRODUCCION
- FUENTES DE AGUA PRODUCIDA
- ANALISIS DEL AGUA PRODUCIDA
- POSIBLES PROBLEMAS AMBIENTALES

1.0 PREAMBULO

Esta guía es una de la serie de documentos publicados por el Ministerio de Energía y Minas del Perú. Los Títulos en esta serie son:

- Guía para Elaborar Estudios de Impacto Ambiental (EIA).
- Guía para Elaborar Programas de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA).
- Guía para la Protección Ambiental de Estaciones de Servicio y Plantas de Venta.
- Guía Ambiental para la Disposición y Tratamiento del Agua Producida.
- Guía Ambiental para el Manejo de Desechos de las Refinerías de Petróleo.
- Guía Ambiental para el Manejo de Emisiones Gaseosas de Refinerías de Petróleo.
- Guía Ambiental para Proyectos de Exploración y Producción.
- Guía Ambiental para la Disposición de los Desechos de Perforación en la Actividad Petrolera.
- Guía Ambiental para el Quemado de Gas en Instalaciones de Exploración y Producción Petrolera.
- Guía Ambiental para el Manejo de Oleoductos.
- Guía para Auditorías Ambientales de Operaciones Petroleras en Tierra.
- Guía Ambiental para el Manejo de Tanques de Almacenamiento Enterrados.
- Guía Ambiental para la Restauración de Suelos en las Instalaciones de Refinación y Producción Petrolera.

Además de estas guías, el Ministerio también ha publicado Protocolos de Monitoreo, de Calidad de Aire , Emisiones y de Agua. Algunos de estos documentos fueron preparados específicamente para el Perú, pero la mayoría de ellos fueron adaptados para el país a partir de guías publicadas por la Organización de Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana (ARPEL). Se agradece el permiso otorgado por ARPEL para el uso de sus guías en esta forma.

En noviembre de 1993, el Gobierno del Perú promulgó el nuevo "Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos", Decreto Supremo N° 046-93-EM. Esta norma fue la primera que delineó específicamente los requerimientos ambientales de los proyectos petroleros. Otras leyes y normas, por ejemplo, la "Ley General de Aguas", también tienen aplicación en dichos proyectos, pero de una forma indirecta.

Esta guía y las demás de la serie no son leyes o reglamentos. Se realizaron con la finalidad de ayudar a personas de la industria y del gobierno, así como al público en general, a desarrollar planes ambientales que se adecuen con los requerimientos de las leyes. Los lineamientos son generales, reflejan prácticas industriales petroleras que se han encontrado en muchos países. Sin embargo, no todos los diseños y procedimientos delineados serán apropiados para todos los proyectos o en todas las circunstancias.

Este documento y los otros describen varias alternativas, incluso aquellas que pueden no ser implementadas en el Perú por algunos años. Estas alternativas fueron incluidas para asegurar que los documentos no queden desactualizados rápidamente, sino que sean de gran utilidad en años futuros, a medida que la capacidad tecnológica peruana en protección ambiental avance.

Se recomienda al lector consultar con la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) y con la Dirección General de Asuntos Ambientales (DGAA) en el Ministerio de Energía y Minas, sobre la aplicación de regulaciones ambientales a proyectos nuevos y existentes. Estas guías pueden ser utilizadas como fuente de información para facilitar estas consultas. Por último, es responsabilidad del proponente/dueño asegurar que su proyecto se adecue a las normas vigentes.

2.0 Introduccion

Los asuntos ambientales están recibiendo una creciente atención en todo el mundo, como resultado de la gran conciencia del público y de la preocupación y presión de los gobiernos. Asimismo, se está concentrando mayor atención sobre las actividades individuales dentro de las compañías exploradoras y productoras tanto privadas como públicas. Se está solicitando a éstas compañías que demuestren su compromiso con la protección del ambiente por medio de la adopción de políticas corporativas ambientales y a través de su actual desempeño en el campo.

El agua es el principal producto residual de la industria del petróleo y gas durante la vida de casi todos los pozos individuales y campos de petróleo y gas. Este subproducto es conocido como "salmuera de campo petrolero", "agua salada", "agua producida", etc. Cada día deben manipularse millones de barriles de agua conteniendo grandes cantidades de sales disueltas, sólidos en suspensión, metales pesados e hidrocarburos dispersos y disueltos. La eliminación inadecuada puede apreciarse muy rápidamente.

Existe una variedad de métodos para el procesamiento y eliminación de agua residual, la mayoría de los cuales han sido aplicados en un momento u otro encontrándose aún en uso en varios lugares del mundo. Esta guía describe el agua, trata sobre sus diversos componentes, revisa los problemas ambientales potenciales, sugiere medios para eliminación que han sido probados, recomienda los métodos a usar para obtener óptima protección ambiental, al mismo tiempo de continuar un desarrollo sostenido y especificar los tratamientos que se requieren aplicar con anterioridad a la eliminación.

Los superíndices se refieren a las amplias series de referencias que se incluyen junto con una lista de lecturas recomendadas para aquellos que deseen profundizar en este campo.

Fuentes de Agua Producida

3.0 FUENTES DE AGUA PRODUCIDA

3.1 Origen de los Hidrocarburos

Los hidrocarburos son sustancias que se presentan en forma natural, cuya composición es una compleja mezcla de hidrógeno y compuestos de carbón. La materia orgánica, derivada de plantas microscópicas y animales en los mares antiguos se depositaron en el lecho del océano en forma de sedimentos divididos finamente (lodo) bajo condiciones deficientes de oxígeno. Esta mezcla se denomina "querógeno". Al estar sepultado y por la acción del tiempo y los efectos de la temperatura y la presión, el querógeno se convierte en petróleo. Estas condiciones también afectan los lodos depositados que resultan en rocas fuentes que son esquistos orgánicamente ricos y de un típico color oscuro .

El ambiente primario, con condiciones de falta de oxígeno durante un período, se encuentra en el fondo de un cuerpo de agua.

En la mayoría de los casos, este cuerpo de agua, que debe ser lo suficientemente grande como para generar cantidades económicamente significativas de petróleo, ha sido el agua salada del mar.

En tiempo geológico, el petróleo es generado en la roca-fuente. La continua presión sobre estas rocas-fuente ocasionó presión y temperatura suficientes para generar la migración de petróleo y gas primario fuera de ellas para desplazarse a las capas rocosas vecinas, porosas y permeables. Estas capas rocosas vecinas también son sedimentarias y depositadas en un ambiente marino -el mar- y tienen sus poros llenos de agua salada. Luego de esta migración primaria tuvo lugar la migración secundaria y el petróleo, así como el gas, migraron a los reservorios que ahora contienen hidrocarburos. Una concentración como resultado de la segregación por gravedad entre el petróleo y el agua normalmente ocasiona el desplazamiento del agua del reservorio. Es importante señalar que el petróleo segregado permanece en contacto con la capa de agua o acuífero desarrollando en muchos casos presiones de soporte sobre éste.

3.2 Propiedades de los Reservorios

Las tres propiedades más importantes son:

a) Porosidad: Se refiere a la medida de los poros (u orificios) de la roca. Cuanto más alta sea la porosidad, el reservorio podrá contener más hidrocarburos.

b) Saturación: Nos indica qué cantidad de petróleo y gas existe en la porosidad. Debemos tener en consideración que las capas rocosas del reservorio contienen cierta cantidad de agua dentro de sus poros como resultado de la forma en que fueron depositados. En la mayoría de los casos, no fluirán cantidades de agua considerables hacia el pozo, si la saturación del agua es menor del 20%.

c) Permeabilidad: Se refiere a la capacidad de los fluidos (petróleo, gas y agua) para fluir a través del reservorio. Las capas rocosas con buena permeabilidad poseen una eficiente interconexión entre los poros.

3.3 Exploración y Desarrollo

El proceso de segregación por gravedad, al cual han estado sometidos todos los petróleos, arroja como resultado la estratificación de los fluidos en el reservorio. El estrato superior es gas (si está presente en su forma de gas libre) sobre petróleo, mientras que el estrato inferior es agua. El contacto entre dos de los estratos puede ser muy definido o puede extenderse a través de una extensa zona de transición. El geólogo de exploración busca aceite y gas; sus posibilidades de encontrar aceite y/o gas en un reservorio determinado aumentan sustancialmente si el pozo que ha perforado penetra el

reservorio lo más cerca del punto más alto posible. En la mayoría de los casos, la forma del reservorio y su tamaño se definen por las características de la superficie, la sísmica, el mapeo con control, etc. El pozo de exploración se encuentra ubicado cerca del punto más alto del reservorio. Los pozos subsecuentes se ubican usualmente lejos del punto de descubrimiento, en un intento por determinar el tamaño real del reservorio tal como se define mediante los diversos contactos de fluidos.

Una vez que el campo es definido, tiene lugar el desarrollo con pozos que son perforados siguiendo una configuración que intenta maximizar la recuperación de petróleo y minimizar la producción de agua, así como el número de pozos.

3.4 Operaciones de Producción

La producción requiere que los fluidos que ingresan al pozo encuentren condiciones favorables para fluir hacia la superficie donde son procesados, separados y despachados al mercado. Todos los pozos producen cierta cantidad de agua pero las cantidades son, generalmente al principio, lo suficientemente pequeñas como para mantenerse por debajo de los límites de refinación o de transporte - hasta 0,5% BS&W. Este "Sedimento Básico y Agua" es el agua producida inicialmente por el pozo.

Conforme continúa la producción, la presión en el reservorio y en los alrededores de los pozos de producción disminuye. Se produce el movimiento de fluidos dentro del reservorio y el contacto establecido entre el petróleo y el agua es perturbado. Si la velocidad de caída de presión fuera demasiado pequeña se podría esperar que la superficie de contacto se desplazara uniformemente hacia arriba. Sin embargo, la economía determina que la velocidad de producción debe ser considerablemente mayor que los flujos infinitamente pequeños necesarios para mantener el equilibrio. Los movimientos de fluidos que se presentan en el reservorio producen el cambio de contactos del petróleo con el agua. Estos cambios pueden ir desde movimientos parejos hasta el desplazamiento no uniforme (fingering) del agua más móvil y hacia los puntos de baja presión creados por la extracción de petróleo del pozo. Son una función de los parámetros del reservorio, particularmente la transmisibilidad y el ritmo de extracción.

El agua que se mueve en el reservorio llegará tarde o temprano al pozo y será producida. Si no hay instalaciones en la superficie para manipular y tratar esta mezcla y si hay otros pozos en el conjunto con exceso de capacidad, los pozos que producen agua simplemente se cierran y se olvidan. Conforme aumenta la demanda y la producción de los mejores pozos declina, estos pozos se vuelven necesarios, debiéndose disponer de instalaciones necesarias para separar el agua del petróleo y eliminarla.

El agua también se inyecta deliberadamente a muchos reservorios. En un proyecto de mantenimiento de presión, el agua se inyecta dentro de la fase acuosa o acuífero del reservorio, de tal manera que la presión en el reservorio no decline. Esto constituye una ventaja si el petróleo del reservorio tiene grandes cantidades de gas disuelto que puede separarse por debajo de la presión del punto de burbuja y si las propiedades del reservorio son razonablemente homogéneas. Las recuperaciones de petróleo pueden incrementarse hasta 40%, mediante el mantenimiento de presión.

En un proyecto de recuperación secundario (una inundación con agua), el agua se inyecta a un conjunto de pozos situados entre los pozos de producción. El agua arrastra el petróleo de los poros en el reservorio hacia el pozo. La recuperación de petróleo depende de los volúmenes de barrido, (la cantidad de agua que pasa a través de cada poro) y se pueden obtener altas recuperaciones de hasta 60%, - pasando de 10 a 20 volúmenes de agua a través de los poros. Con estos volúmenes de barrido se producen grandes cantidades de agua, las que normalmente se reciclan dentro del reservorio.

La cantidad de agua que se puede tolerar por cada pozo productor varía significativamente. En una inundación donde se produce separación y donde se inyectan grandes volúmenes, el límite económico máximo puede ser de 50 a 1, es decir, 50

barriles de agua producida y eliminada por cada barril de petróleo. En otros casos, donde la eliminación del agua es limitada y cara y las regalías sobre el petróleo son altas, los límites económicos serán mucho menores, posiblemente tan pequeños como 2:1 ó 3:1.

En resumen, todos los pozos producen agua, cuya cantidad varía desde muy pequeña hasta varias veces el volumen de petróleo en los últimos períodos de vida del campo petrolífero. En la mayoría de los casos, la producción de agua es inevitable en la vida del pozo y los volúmenes pueden incrementarse drásticamente al producirse la filtración del agua a través del petróleo y después lentamente, hasta alcanzar el límite económico.

Los pozos de gas también producen agua, aunque por lo general, las cantidades son considerablemente más pequeñas que en los pozos de petróleo. El gas también es compresible y los campos de gas no están sujetos a inyección de agua. Se puede esperar que los volúmenes se encuentren entre los 0,5 y 5 barriles por millón de pies cúbicos pudiendo crear serios problemas en la manipulación, particularmente de hidratos, aún en bajos volúmenes. Estas aguas son a menudo separadas del gas en la misma área del pozo, mediante el uso de deshidratadores, para luego ser evaporadas durante el ciclo de regeneración del equipo de deshidratación.

Análisis del Agua Producida

4.0 ANALISIS DEL AGUA PRODUCIDA

El agua disolverá casi todos los compuestos inorgánicos, hasta cierto punto. Durante cientos de millones de años las aguas producidas han estado presentes en el acuífero en asociación con el petróleo y el gas. El agua ha tenido amplio contacto con las diversas formaciones rocosas, habiendo disuelto ciertos compuestos. Para determinar el tratamiento óptimo antes de la aplicación del método de eliminación seleccionado, se requiere un análisis cuidadoso del agua producida. El análisis es nuestro medio principal para detectar los problemas presentes y los potenciales, debiendo realizarse rutinariamente en todas las aguas producidas.

4.1 Procedimientos de Muestreo

Un buen análisis no tiene valor si la muestra de agua analizada no es representativa. Resulta difícil enfatizar excesivamente la importancia de un muestreo representativo debiéndose observar las siguientes guías:

4.1.1 Botellas de Muestra

Si el análisis se realiza para conocer el contenido de mineral disuelto o para sólidos, utilice únicamente botellas nuevas de plástico con una tapa de seguridad del mismo material siendo las más comunes las botellas de 500 mililitros de litro. Se encuentran disponibles varios modelos, con diferentes combinaciones en el diseño de la botella y de la tapa. Las botellas de boca ancha son más fáciles de llenar pero con frecuencia no es muy confiable la hermeticidad de la tapa.

Debe etiquetarse la botella y no la tapa. Se recomienda el uso de marcadores indelebles (permanentes) para escribir sobre la botella misma.

Si el análisis se realiza para conocer el contenido de petróleo u otros constituyentes orgánicos deberá utilizarse una botella de vidrio. El petróleo y otras sustancias orgánicas se adherirán a las paredes de una botella de plástico o hasta serán absorbidos dando como resultado lecturas bajas. Resulta necesario poner extremo cuidado en el envío, recomendándose tener una muestra adicional si se está utilizando botellas de vidrio.

Nunca utilice recipientes de metal, ya que el agua producida lo corroerá (disolverá), contaminándose la muestra.

4.1.2 Volumen de la Muestra

El volumen mínimo de la muestra es de 500 mililitros. Se considera una buena práctica enviar varias muestras para asegurarnos de que el análisis sea representativo, especialmente si el laboratorio se encuentra muy alejado.

Se recomienda que se llenen tres botellas por un largo período -por ejemplo una hora- siendo luego enviadas a cada laboratorio. En caso existiera alguna duda si la cantidad enviada será suficiente, deberá enviarse una cantidad mayor.

4.1.3 Prácticas de Muestreo

Si la muestra se analizara únicamente por su contenido de mineral disuelto y se cuenta con una válvula para la toma de la muestra, deberá conectarse una pieza de tubo plástico al extremo de la válvula. Posteriormente deberá abrirse la válvula y dejar correr el agua por un minuto como mínimo. Observe que el color del agua sea constante. Recuerde que probablemente se presentarán algunas suciedades dentro de la válvula o en el fondo de la tubería y que éstas deben ser eliminadas para obtener una muestra óptima. Una vez que el agua esté limpia y el color sea constante, se deberá colocar el extremo de la

manguera en el fondo de la botella permitiendo que ésta rebote en aproximadamente diez volúmenes. Retire lentamente la manguera y cierre rápidamente la botella con la tapa que le corresponda.

Si la muestra debe ser analizada por su contenido de petróleo, no deberá utilizarse una manguera de plástico. Se llenará la botella de vidrio, directamente del punto de muestreo. No deberá permitirse que la muestra rebalse la botella, ya que puede adherirse al vidrio originando lecturas erróneas.

Una vez que la botella se encuentre llena, deberá cerrarse herméticamente con toda seguridad colocando de inmediato la etiqueta. Se enviará la muestra junto con un informe completo y las instrucciones para el análisis. Es recomendable acompañarla de una descripción completa sobre dónde y cuándo se obtuvo la muestra, bajo qué condiciones de temperatura y presión, así como cualquier otro dato importante.

Anótese dónde se envió la muestra y cuándo razonablemente se estima estará listo el análisis completo. Si el análisis no es entregado dentro del tiempo establecido, deberá efectuarse un seguimiento con el despachador, para asegurar que fue enviada, contactándose luego con el laboratorio, con el fin de determinar en qué fase del proceso se encuentra el análisis.

Asimismo, se recomienda:

q Tomar las muestras en la cabeza del pozo, si es que ello es posible.

q Si un tanque es muestreado tomar las muestras a diferentes niveles dentro de la columna del fluido. Esto puede requerir equipos especiales, tal como un muestreador tipo ladrón.

q Tomar muestras cuando el sistema se encuentra operando normalmente. También es recomendable verificar el sistema en una zona anterior al punto de muestreo, antes y después de realizado éste, para asegurarnos que nada inusual sucedió o está sucediendo.

q Si se están muestreando aguas superficiales, como una fuente para la recuperación secundaria, o si se quiere determinar contaminantes, deberá recordarse que la composición del agua puede variar considerablemente durante el tiempo. Esto es especialmente importante, cuando se efectúan mediciones de turbidez, oxígeno disuelto y población microbiológica.

q El agua producida puede cambiar considerablemente con el tiempo. Los desechos de planta o aguas de purga son adicionados en ocasiones y pueden mostrar un cambio cíclico en su composición debido a los ciclos de regeneración del equipo de intercambio iónico y los ciclos de purgado. Es recomendable conversar al respecto con el personal de operación.

4.2 Análisis Cuantitativo de Aguas Producidas

Un grupo de químicos analistas, debidamente capacitados, realizarán el análisis de agua de manera rutinaria en el laboratorio.

Ellos son capaces de efectuar mediciones extremadamente exactas de la muestra que se les entrega. Desafortunadamente, ciertas propiedades del agua pueden cambiar en forma muy rápida después del muestreo, siendo las más usuales el pH, temperatura, contenido de gas disuelto, sólidos suspendidos y población bacteriana. Muchas de las propiedades que son de principal importancia pueden, por lo tanto, ser determinadas únicamente, a través de mediciones en el emplazamiento (en el campo). Es por esta razón que un análisis completo comprende tanto mediciones de laboratorio como de campo.

Es importante que todas las personas relacionadas con proyectos de agua producida tengan conocimiento de:

v Los componentes del sistema de agua producida son de suma importancia para los métodos de eliminación que se utilizarán.

v El significado de cada componente.

v Los métodos analíticos que usualmente se utilizan para determinar la concentración de cada componente y los puntos fuertes y débiles de cada método.

4.2.1 Componentes Primarios

Los componentes primarios del agua producida dependen del agua específica que se está produciendo. Los componentes mostrados en un análisis dependen a menudo de la razón por la cual se realiza. La mayoría de los componentes han sido estudiados exhaustivamente y son resumidos y descritos detalladamente. Por ejemplo, cuando se inyecta agua se tiende a enfatizar la preocupación por aquellos cationes que forman fácilmente sales o compuestos insolubles y llegan a obturar la formación, mientras que el agua eliminada en el océano es analizada principalmente por su contenido de petróleo y grasa.

Los constituyentes normales y las propiedades medidas en el laboratorio son:

Cationes

Calcio (Ca⁺⁺)

Magnesio(Mg⁺⁺)

Sodio (Na⁺)

Hierro(Fe⁺⁺⁺)

Bario(Ba⁺⁺)

Estroncio(Sr⁺⁺⁺)

Radio(R⁺⁺⁺)

Aniones

Cloruro(Cl)

Carbonato(CO₃)

Bicarbonato(HCO₃)

Sulfato(SO₄)

Otras Propiedades

pH

Sólidos suspendidos -
cantidad, tamaño, forma,
composición química
Turbidez
Temperatura
Gravedad específica
Oxígeno disuelto
Dióxido de carbono

Adicionalmente, es normal medir los sólidos totales disueltos (STD) lo que simplemente representa la suma de las concentraciones de todos los iones individuales.

4.2.2 Significado de los Componentes y sus Propiedades

Cationes

Los iones de calcio son componentes de las salmueras de los campos de petróleo. El ión de calcio se combinará fácilmente con bicarbonatos, carbonatos y sulfatos para formar precipitados insolubles.

Los iones de magnesio, por lo general, están presentes sólo en muy bajas concentraciones, formando una costra o residuo.

Este se observa normalmente como un componente de los depósitos (incrustaciones) de carbonato de calcio.

El sodio es el catión más abundante presente en la salmuera de los campos de petróleo. Usualmente se encuentra presente en concentraciones que exceden las 35,000 ppm. Normalmente no causa ningún problema de manipulación, pero provoca que la salmuera no sea apta para consumo humano o animal siendo a menudo fatal para la vida vegetal.

El hierro usualmente es hallado en la naturaleza en muy bajas concentraciones. Su presencia a menudo indica problemas de corrosión. El hierro también se combina con sulfatos y sustancias orgánicas formando un lodo de hierro, siendo particularmente susceptible de formar lodos cuando existen ácidos.

El bario es uno de los metales pesados y puede combinarse con los sulfatos para formar sulfato de bario insoluble. Aún en pequeñas cantidades causa serios problemas. El bario tiene la propiedad de permanecer en la superficie por un largo período, debiendo evitarse en lo posible las descargas en la superficie. Todos los metales pesados tienden a ser tóxicos para los humanos, así sea en muy pequeñas cantidades y están sujetos a ser concentrados por la vida marina (conchas, cangrejos, etc.). Los niveles permisibles de metales pesados en el Perú se muestran en el Anexo B, para los diversos usos finales del agua.

El estroncio y el radio pueden ser radioactivos, pudiendo ser concentrados por moluscos, tales como las ostras; ellos pueden formar depósitos, pero usualmente se les encuentra como vestigios en productos del calcio.

Aniones

Los cloruros constituyen el principal componente de las salmueras. El principal problema en la manipulación de los cloruros es que la corrosividad de la salmuera aumenta en grandes proporciones con el contenido de cloruros.

Adicionalmente, el contenido de cloruros es, frecuentemente, muy alto para que el agua se pueda usar como agua de consumo humano o de ganado y a menudo es lo suficientemente alto como para matar la mayor parte de la vegetación.

Los carbonatos y los bicarbonatos pueden formar incrustaciones insolubles.

Los sulfatos también forman incrustaciones, siendo también la "fuente de alimento" para las bacterias reductoras de sulfatos, la cual nos lleva a la formación de ácido sulfídrico, H₂S, en el reservorio.

Otras propiedades

El pH es una medida de acidez o alcalinidad. Esto es importante en la formación de incrustaciones (la tendencia a producir incrustaciones disminuye a pHs bajos), así como en el efecto del agua sobre la flora y la fauna. Un pH neutro es 7 con aguas naturales y frescas variando de 6,5 a 7,5. Fuera de esta escala los pHs estimulan la degradación de la vegetación y la muerte de peces, aunque se ha encontrado que algunas especies de peces sobreviven en pHs que oscilan entre 5 y 8,5.

El pH puede cambiar rápidamente una vez que se toma la muestra, por lo tanto debe determinarse en el emplazamiento, si ello es posible.

El contenido de sólidos suspendidos es la cantidad de sólidos que pueden filtrarse de un determinado volumen de agua y que es usado como una base para estimar la tendencia a

producir obturaciones en los reservorios de inyección. Por lo general, se utiliza un filtro de poros con diámetro 0,45 micras (μ).

Los sólidos disueltos totales, son simplemente los residuos de la evaporación o la adición de los aniones y cationes del análisis.

El contenido de petróleo se refiere a la cantidad de petróleo disperso en el agua producida. Esto puede observarse a menudo como una gama de colores en la superficie de las aguas donde se ha eliminado o derramado, causando serios problemas. Esto origina que sea tóxico para los peces, reduzca la reaeración, cree olores y sabores e interfiera con las instalaciones de tratamiento de agua. Cuando el agua se descarga en la superficie presenta problemas estéticos y a menudo es tóxico para los mamíferos marinos y particularmente para las aves. En los pozos de inyección puede causar bloques de emulsión en la formación.

4.2.3. Análisis del Agua

El análisis del agua es vital para determinar la manera en que las aguas producidas pueden ser mejor manejadas. Estos métodos de análisis varían ampliamente pero deben tener la capacidad de proporcionar resultados precisos, exactos y repetibles. Se recomienda seguir procedimientos conocidos y de uso común a medida que el nivel de uso indique que los resultados generalmente serán válidos. La selección de los métodos de análisis debería considerar:

s El constituyente debe ser medido con suficiente precisión y exactitud en presencia de las interferencias que normalmente se encuentran en las aguas de los campos petroleros.

s Los métodos, experiencia y equipos requeridos en el aspecto técnico deben estar a disposición en los laboratorios locales.

s El método utilizado deberá ser aplicado en gran cantidad de laboratorios comerciales para establecer su validez.

Las numerosas mediciones son realizadas en aguas de campos petroleros con propiedades adicionales a los constituyentes.

Estas incluyen:

1. pH

Se determina con un medidor de pH que mide el potencial eléctrico entre dos electrodos inmersos en la solución. Muchas marcas comerciales están disponibles.

2. Sólidos suspendidos

Un estimado de la cantidad de material en suspensión puede obtenerse con un turbidímetro. Este compara la transmisión o reflejo de luz a través de una muestra a un estándar fijo. Muchos modelos comerciales están disponibles.

3. Resistencia específica

Medida en una celda de resistencia específica usando un puente de Wheatstone a temperatura del reservorio y del ambiente.

4. Gravedad Específica (GE)

Medida con un picnómetro, una balanza de GE o un hidrómetro, dependiendo de la exactitud requerida. Para la mayoría de campos petroleros un hidrómetro es lo suficientemente preciso.

El análisis de los componentes individuales utiliza muchos métodos incluyendo:

1. Titulación

La titulación determina la concentración de una sustancia que reacciona químicamente con un reactivo específico en una reacción completa conocida a un pH dado. El punto en el cual se alcanza el pH dado está determinado añadiendo un indicador que cambia el color a un pH dado.

Las titulaciones comunes son:

Iones Titulador Indicador

CO₃- H₂SO₄ o HCl Fenolftaleína

HCO₃- H₂SO₄ o HCl Metil Púrpura o Metil Naranja

Ca⁺⁺ EDTA Cal-Roja, Calcon

Mg⁺⁺ EDTA Negro de Eriocromo T

Cl- AgNO₃ K₂CrO₄

La titulación generalmente es usada para la determinación de cloruros.

2. Espectroscopio de emisión (flama)/ Absorción atómica

Cuando las sales de metal en solución son atomizadas en una flama, algunos átomos se excitan y emiten energía radiante característica hasta regresar a su estado normal. El espectro de la emisión se mide por la absorción en átomos libres en la fase de vapor.

La espectroscopia y la absorción atómica generalmente es recomendada para los metales, es decir, Aluminio, Bario, Berilio, Cadmio, Cromo, Cobre, Hierro, Plomo, Magnesio, Manganeso, Mercurio, Níquel, Plata, Sodio y Zinc.

3. Métodos fotométricos

La fotometría mide la intensidad del color de una solución. Los materiales se añaden para generar una reacción que produce un color cuya intensidad es proporcional a la cantidad del ion presente.

Los métodos fotométricos son recomendados para los fluoruros, fosfatos, nitratos y nitruros.

4. Cromatografía

En un cromatógrafo, la muestra a ser analizada es distribuida a través de una columna llena por un portador - un gas inerte para un cromatógrafo de gas (CG) y un líquido inerte en un cromatógrafo líquido de alta presión (HPLC). Los componentes individuales son detectados por ionización de la flama usando un detector de ionización de flama (DIF), por fluorescencia y por detección ultra-violeta. La detección infraroja también puede ser usada con un CG donde el freón es el portador.

La cromatografía se recomienda para la detección de hidrocarburos de la siguiente manera:

C6-C8 CG con DIF

Aromáticos HPLC con fluorescencia y

policíclicas detección UV

Fenoles CG con DIF

Contenido de CG con infrarojo

hidrocarburos

Posibles Problemas Ambientales

5.0 POSIBLES PROBLEMAS AMBIENTALES

El agua producida contiene sales disueltas y gases (CO, CO₂, H₂S). Pueden existir sólidos en suspensión, los cuales pueden contener en algunos casos vestigios de metales pesados y posiblemente radiación proveniente del estroncio y del radio. El agua producida antes de ser tratada contiene usualmente cantidades inaceptablemente altas de gotas de petróleo en suspensión o emulsión. Generalmente, las salmueras de los campos petrolíferos no son adecuadas para consumo humano o para uso animal.

5.1 Fuentes de Agua Potable

Uno de los principales problemas de la eliminación del agua producida es la contaminación de las fuentes de agua potable. La mayor cantidad de agua potable se encuentra ubicada en el subsuelo a pocos metros de la superficie o en ríos y riachuelos. La mayor parte de estos acuíferos de agua dulce se alimentan por percolación y son muy susceptibles a la

contaminación. El agua producida es un contaminante ideal, esencialmente posee la misma gravedad específica que el acuífero, parte potencialmente de la alimentación del acuífero con una relación de movilidad equivalente y se mezcla fácilmente con el agua dulce. Si un acuífero de agua dulce con un supuesto nivel de cloruro de 100 ppm fuese contaminado por la salmuera de un campo petrolífero con 180,000 ppm de cloruros, se requeriría un nivel de dilución de 1,200, con el fin de devolverle al agua un nivel aceptable de cloruros del orden de los 250 ppm.

La calidad de las aguas superficiales es importante para todos: Los estándares establecidos por el Gobierno del Perú se encuentran definidos en:

Reglamento de los Títulos I, II y III de la Ley General de Aguas, Decreto Ley 17752, aprobado por Decreto Supremo No. 261-69 AP, Decreto Supremo No. 41-70-A y Decreto Supremo N° 007-83-SA".

En el Anexo B, se muestran estándares comparables de Alberta en Canadá, así como varios de los requerimientos de los Estados Unidos en el Anexo C. El programa de los Estados Unidos para eliminar la contaminación del agua se ejecuta en virtud de la Ley de Contaminación de Aguas de 1972 y sus posteriores enmiendas, siendo administrado por la Agencia de Protección Ambiental (EPA).

5.2 Volumen

Cuando la producción de agua comienza, los volúmenes son usualmente bajos y es tentador descargar el fluido en una forma descontrolada. Esto es totalmente inaceptable. Los volúmenes

no disminuirán; sin embargo, es posible que un trabajo de recompletación pueda demorar o diferir la producción. En la mayoría de las zonas la permeabilidad relativa de las capas rocosas hacia el agua asegura que una vez que el agua atraviesa la formación hasta el pozo no solamente continuará sino que se incrementará.

Resulta normal que la relación agua-petróleo se incremente rápidamente al inicio (por lo general en 1 o más.) . Después de este acelerado incremento inicial de producción de agua, la relación de agua-petróleo aumenta más lentamente conforme la saturación del agua en los alrededores del pozo continúa incrementándose. Eventualmente, el costo de la manipulación, procesamiento y eliminación del agua, combinado con el nivel decreciente de producción de petróleo, resulta en que la operación del pozo se transforme en antieconómico. Sin embargo, durante la vida del pozo se producen considerables volúmenes de agua.

5.3 Sales y Sólidos en Suspensión

El agua producida contiene una amplia gama de sales disueltas (como cationes y aniones), gases y sólidos suspendidos.

Algunos son simplemente objetables, mientras que otros son tóxicos y pueden concentrarse en la cadena alimenticia. Las sales y sólidos individuales han sido tratados en páginas anteriores en esta Guía.

A continuación se señalan los efectos de varios de los iones y compuestos más comunes en las aguas superficiales frescas:

5.3.1 Sodio y Cloruros

Los estándares para agua potable permiten hasta 250 miligramos por litro de sodio, 250 miligramos por litro de cloruros y un total de sólidos disueltos de 500 miligramos por litro, correspondiendo estas cifras a las Clasificaciones I y II. Se prohíben niveles superiores a los mencionados para el agua potable y los objetivos a seguir deben ser considerablemente menores, por ejemplo, alrededor de 100 miligramos por litro. El sodio en particular, afecta negativamente la calidad del agua especialmente

donde ésta se utiliza para irrigación (Clasificación III-Reglamento de la Ley General de Aguas), ya que promueve la acumulación excesiva de sales y produce daño conforme se evapora el agua. El sodio en combinación con los sulfatos también causa problemas de salud (diarrea).

5.3.2 Sólidos en Suspensión

Se refiere a la medida del material, cuyo tamaño excede al de los coloides. Estos sólidos interfieren con la autopurificación, estimulan la formación de depósitos de lodo, dañan las plantas pesqueras y son antiestéticos.

5.3.3 Metales Pesados

El metal pesado que se encuentra en mayor cantidad en las aguas producidas es el bario, aunque también pueden hallarse vestigios de mercurio, arsénico y selenio. Estos elementos, en cantidades mínimas, son extremadamente tóxicos para los humanos y tienen la propiedad de ser concentrados por varios organismos, particularmente los moluscos. Las concentraciones máximas en los cuerpos receptores deben ser menores que los valores indicados en la Tabla III de la Modificatoria del Reglamento de la Ley General de Aguas, Decreto Supremo No. 007-83-SA. Esta Tabla es reproducida en esta Guía en el Anexo B. Los niveles de metales pesados para otras jurisdicciones también aparecen en el Anexo C. Note las diferencias de unidades entre estos Anexos.

5.3.4 Sulfuros

Los sulfuros matan a los peces, producen sabor, olor y son perjudiciales para el proceso industrial. Se recomienda observar como límite máximo permisible 0,5 miligramos por litro.

5.3.5 Aceites y Grasas

Los aceites y grasas son tóxicos para los peces, reducen la reaeración, producen mal sabor y son estéticamente inaceptables.

Los límites para aceites en el agua producida, para su descarga al océano van desde 30 mg/l en Australia a 40 mg/l promedio en el Mar del Norte y aguas de los Estados Unidos. Todos estos límites pueden ser reducidos y todas las instalaciones nuevas de descarga deben anticipar la reducción y ser diseñadas para valores más bajos. Se sugiere tener como objetivo 25 mg por litro, pero en ningún caso deben excederse los niveles especificados en el Reglamento de la Ley General de Aguas.

5.3.6 Radioactividad

Tanto el Radio 226 como el Estroncio 90 son radioactivos y a menudo se presentan en el agua producida. Ambos también son concentrados por los mismos organismos que concentran otros metales pesados. Los moluscos son especialmente significativos para los humanos. Los niveles máximos recomendables son 1 gros Beta de 1000 pCi por litro, radio 226 menos de 3 pCi por litro y estroncio 90 menos de 10 pCi por litro.

5.4 Concentración de Sales

La mayoría de las aguas producidas contienen altas concentraciones de sales. Los niveles de cloruros de 150,000 a 180,000 ppm (el agua de mar tiene alrededor de 35,000 ppm) son muy comunes. A estos niveles el agua producida es tóxica para casi todo tipo de vida. A menos que el agua producida retorne a la formación productora, debe considerarse que su dilución se realice mediante la descarga a corrientes de aguas de alto volumen, como por ejemplo el mar o por la adición de agua dulce para reducir el contenido de sal a un nivel aceptable (menos de 500 miligramos por litro). Debe tenerse presente que, aunque las aguas fueran descargadas al mar se creará una zona en los alrededores inmediatos al punto de descarga, donde las concentraciones serán muy altas y en donde se notará una marcada reducción de los organismos marinos. El área de la zona afectada estará en función de los

volúmenes descargados, la concentración de sales y la forma en la cual se disperse el contaminante. Para cumplir con los reglamentos en el Perú, los niveles de cloruros deben ser menores de 250 partes por millón, medidas aproximadamente a 500 metros del punto de descarga en una dirección determinada por las corrientes acuáticas.

5.5 Temperatura

Las temperaturas del reservorio se presentan en función de la profundidad, y las temperaturas de las aguas producidas reflejan las condiciones del reservorio. En el punto de eliminación, las aguas producidas se encuentran aún a temperaturas elevadas.

Las descargas a aguas superficiales elevarán la temperatura y este cambio disminuirá los niveles de oxígeno disuelto, originará mortandad de peces, interferirá con la propagación y alimentación de las especies, incrementará las tasas de crecimiento de bacterias, organismos benéficos y perjudiciales, acelerará reacciones químicas y favorecerá la eutroficación.

Se recomienda que las aguas receptoras tengan una elevación máxima de temperatura del orden de 3°C sobre la temperatura base correspondiente a la estación.

Minimización de los Volúmenes de Agua

6.0 MINIMIZACION DE LOS VOLUMENES DE AGUA PRODUCIDA

El tratamiento y eliminación de todos los desechos, incluyendo el agua producida, de conformidad con los reglamentos y pautas ambientales aceptadas, tratan los síntomas pero no atacan necesariamente la raíz o causa del problema.

Por otra parte, el tratamiento y la forma de eliminación elegidos, aunque pueden satisfacer los requisitos para la protección ambiental pueden no ser la forma óptima de manejar el desecho dentro del esquema general de producción considerado.

Resulta mucho más efectivo considerar la operación total con todas sus partes e incluir el agua producida tan sólo como uno de sus componentes.

El hecho que el agua producida sea parte del proceso en general, requiere una completa comprensión de todas las etapas del mismo, incluyendo los mecanismos efectivos que actúan en el reservorio, la homogeneidad y/o estratificación de éste, los métodos de producción al fondo del pozo, el tratamiento en superficie, el pronóstico de los volúmenes a obtener y las opciones para la eliminación de los mismos. La comprensión de ello nos ayudará a mejorar las formas de manejar los desechos de todo el proyecto. Los planes de desarrollo requieren tanto de una gerencia de proyectos o la aprobación de la gerencia del área y deben incorporar métodos de reducción de desechos tales como las "4 Rs".

Las "4 Rs" se muestran gráficamente en el cuadro adjunto.

6.1 Reducir la Producción de Agua

La opción preferida es la reducción de agua (producir la menor cantidad de agua posible). Sin embargo, el agua es producida junto con el petróleo, siendo extremadamente difícil reducir su volumen de producción. Existen algunas opciones basadas en situaciones específicas.

6.1.1 Cierre de Pozos Productores de Agua

En situaciones en donde exista un exceso de productividad, por ejemplo, cuando las ventas pueden verse restringidas por las cuotas OPEC, la capacidad de las tuberías, etc. Se debe considerar la forma en la cual se retira la producción del reservorio.

Es posible clausurar aquellos pozos que producen los mayores volúmenes de agua, manteniendo los niveles de producción de otros pozos (limpios). En estos casos deben establecerse las prioridades para asegurar que los crecientes niveles de producción de los pozos buenos no ocasionen un daño permanente (por ejemplo, formación del cono de agua) al reservorio y una reducción en la recuperación total de petróleo del campo.