



DISPOSICIÓN Y TRATAMIENTO DEL AGUA PRODUCIDA

ARPEL

Javier de Viana 2345 CP 11200 Montevideo URUGUAY

Teléfono: (598 2) 400 6993* Fax (598 2) 400 9207*

E-mail: arpel@arpel.org.uy

Internet web site: <http://www.arpel.org>

**GUIA PARA LA
DISPOSICION Y EL TRATAMIENTO DE
AGUA PRODUCIDA**

INDICE

	Página
1.0 INTRODUCCION	1
2.0 FUENTES DEL AGUA PRODUCIDA	3
2.1 Orígenes de los hidrocarburos	3
2.2 Migración del petróleo	4
2.3 Acumulación y entrapamiento del petróleo	4
2.4 Propiedades de los yacimientos	4
2.5 Exploración y desarrollo	5
2.6 Operaciones de producción	5
3.0 ANALISIS DEL AGUA PRODUCIDA	9
3.1 Procedimientos de muestreo	9
3.1.1 Botellas de muestras	9
3.1.2 Volumen de muestras	10
3.1.3 Prácticas de muestreo	10
3.2 Análisis cuantitativo de las aguas producidas	11
3.2.1 Componentes primarios	12
3.2.2 Significado de los componentes y sus propiedades	13
4.0 POTENCIAL PARA PROBLEMAS AMBIENTALES	16
4.1 Fuentes de agua potable	16
4.2 Volumen	17
4.3 Sales y sólidos en suspensión	17
4.3.1 Sodio y cloruros	18
4.3.2 Sólidos en suspensión	18
4.3.3 Metales pesados	18
4.3.4 Sulfuros	18
4.3.5 Aceites y grasas	18
4.3.6 Radioactividad	19
4.4 Concentración salina	19
4.5 Temperatura	19
5.0 MINIMIZACION DE LOS CAUDALES DE LAS AGUAS PRODUCIDAS	20
5.1 Reducción del volumen de producción de agua	20
5.1.1 Cierre de pozos productores de agua	22
5.1.2 Rehabilitación de pozos productores de agua	22
5.1.3 Aditivos en las corrientes de aguas producidas	23

5.2	Reutilización del agua producida.....	24
5.3	Reciclado del agua producida	24
5.4	Recuperación a partir del agua producida	24
5.5	Residuo.....	24
6.0	MÉTODOS DE DISPOSICION.....	24
6.1	Métodos disponibles de disposición	25
6.1.1	Descarga sin control en la superficie	25
6.1.2	Descarga sin control en un medio de agua dulce	25
6.1.3	Descarga controlada en la superficie.....	26
6.1.4	Descarga controlada en aguas superficiales	26
6.1.5	Evaporación	26
6.1.6	Descarga sin control en ambientes marinos costeros	26
6.1.7	Descarga controlada en ambientes marinos costeros	26
6.1.8	Descarga en aguas profundas (sin marea).....	27
6.1.9	Inyección por el espacio anular	27
6.1.10	Inyección en pozo poco profundo	27
6.1.11	Inyección en pozo profundo	27
6.1.12	Inyección para mantenimiento de presión, recuperación secundaria	27
6.2	Detalles de métodos de disposición recomendados, aceptables y no aceptables.....	28
6.2.1	Métodos de disposición recomendados	28
	Reciclado	28
	Eliminación en pozo profundo	31
6.2.2	Otros métodos de disposición aceptados (no recomendados)	32
	Descarga costa afuera	33
	Evaporación	33
	Disposición en pozos de poca profundidad	36
	Descarga controlada en agua dulce.....	37
6.2.3	Métodos de disposición inaceptables	38
	Descarga controlada en zonas costeras	38
	Eliminación por espacio anular	38
	Cualquier otra descarga no controlada	39
7.0	TRATAMIENTOS REQUERIDOS ANTES DE LA ELIMINACION	40
7.1	Deshidratadores y separadores de tres fases	40
7.1.1	Controles de los separadores	40
7.2	Tratadores	41
7.2.1	Principios básicos de los tratamientos	41
7.2.2	Aplicación de calor en el tratamiento	43

7.2.3	Tratamiento químico	43
7.2.4	Tratamientos con tratadores por calentamiento	44
7.3	Remoción del petróleo disperso	44
7.3.1	Tanques desnatadores	45
7.3.2	Separadores de placas paralelas	45
7.3.3	Celdas de flotación de gas	46
7.3.4	Colescedores	46
7.3.5	Hidrociclones	47
7.4	Remoción de gas disuelto	47
7.4.1	Remoción del oxígeno	47
7.4.2	Remoción del hidrógeno sulfurado	48
7.4.3	Remoción del CO ₂	49
7.5	Remoción de sólidos en suspensión	49
7.5.1	Filtros de lecho graduado convencionales	49
7.5.2	Filtros de alta velocidad, lecho profundo y flujo ascendente	50
7.5.3	Filtros de alta velocidad, lecho profundo y flujo descendente	50
7.5.4	Filtros de tierra diatomácea (DE)	51
7.5.5	Filtros cartucho	51
7.5.6	Sedimentación	52
7.5.7	Selección de filtros	52
7.6	Biocidas	52
7.6.1	Bacterias	52
7.6.2	Bacterias que causan problemas	53
7.6.3	Cultivo e identificación de las bacterias	54
7.6.4	Control químico	54
7.6.5	Compatibilidad	55
7.6.6	Aplicación	55
8.0	OTROS	57
8.1	Monitoreo	57
	LECTURA RECOMENDADA	59
	REFERENCIAS	63
	APENDICE A	
	Extractos de las reglamentaciones del Consejo para la Conservación de Energía de Alberta. Requisitos para las solicitudes de eliminación de agua.	69

APENDICE B	Criterios para la calidad del agua de superficie, Provincia de Alberta, 1982.	73
APENDICE C	Límites para los metales pesados, extracto del Manual de Evaluación de California, 1986.	89
APENDICE D	Ejemplos de estándares compuestos de calidad de agua en los E.E.U.U.	93
APENDICE E	Sugerencias para reglamentos modelos, propuestas por las autoridades reguladoras provinciales de petróleo y gas de Canadá, 1979.	97
APENDICE F	Estándares para aguas de irrigación.	105

1.0 INTRODUCCION

Se está prestando cada vez mayor atención en todo el mundo a las cuestiones ambientales debido a una creciente conciencia pública y a preocupaciones y presiones gubernamentales. A su vez, se pone mayor atención en las actividades específicas de las compañías exploradoras y productoras, tanto las privadas como las estatales. Se les está pidiendo a estas compañías que demuestren su compromiso con la protección ambiental mediante la adopción de políticas ambientales corporativas y la actuación concreta en el campo.

En áreas donde hay pocos o ningún reglamento ambiental, estas compañías deben establecer y seguir sus propias guías ambientales y señalar el camino con el ejemplo. Estos requisitos y las guías pueden traerles beneficios significativos a las compañías individualmente (y a la industria en conjunto) a través del reconocimiento internacional y de ahorros económicos importantes, y al limitar la exposición a futuras demandas judiciales por daños y perjuicios y gastos de limpieza ambiental.

En áreas donde las compañías exploradoras y productoras no han demostrado el compromiso requerido, se emplea la reglamentación gubernamental para asegurar su acatamiento. Las sanciones por incumplimiento varían: en algunas jurisdicciones se efectúa el encarcelamiento de supervisores, gerentes y hasta directores, que permiten una mala administración ambiental - estén o no enterados del problema y aunque se contraponga con la política de la empresa - por parte de personal dentro de su ámbito de responsabilidad operacional. Otra tendencia creciente en los países que adjudican Concesiones de Participación en la Producción, es la de considerar los antecedentes en la actuación ambiental del solicitante como un factor principal en la decisión de adjudicación.

El mayor producto de desperdicio en la producción de petróleo y gas, y durante la vida de casi todos los pozos y yacimientos es el agua. Este subproducto es conocido como salmuera de yacimiento petrolífero, agua salada, agua producida, etc. La producción de agua, históricamente, ha promediado seis veces la producción de petróleo durante la vida de todos los pozos petroleros. Todos los días deben manejarse millones de barriles de agua, conteniendo grandes cantidades de sales disueltas, sólidos en suspensión, metales

pesados e hidrocarburos dispersos y disueltos. La eliminación indebida es notoria fácilmente en zonas continentales - y a menudo mar afuera. Generalmente lleva al enjuiciamiento y apenas severas.

El agua producida puede ser tratada y eliminada por varios métodos, la mayoría de los cuales ya han sido probados y muchos de ellos aún se usan en varias partes del mundo. Estas guías describen al agua, analizan sus diversos componentes, reseñan los problemas ambientales potenciales, sugieren maneras de minimizar los volúmenes, listan los métodos de eliminación que se han probado, recomiendan métodos a usar para la protección ambiental óptima mientras se continúa con un desarrollo sustentable, especifican los tratamientos requeridos previos a la eliminación y señalan los tipos de permisos y estudios que pueden ser necesarios.

Se sugiere asimismo que se integre la eliminación del agua producida con la de todos los otros desperdicios y subproductos industriales bajo un "Plan Regional de Control de Desperdicios", para evitar la duplicación de esfuerzos y permitir un enfoque unificado ante las organizaciones ambientales y otros cuerpos reguladores.

Los supraíndices se refieren a la serie exhaustiva de referencias que se incluyen junto con una lista de lecturas recomendadas para los que deseen avanzar en el tema con mayor profundidad.

2.0 FUENTES DE AGUA PRODUCIDA

2.1 Orígenes de los Hidrocarburos

Los hidrocarburos son sustancias de origen natural y se componen de una mezcla compleja de compuestos de carbono e hidrógeno, que se presentan en estado gaseoso, líquido o sólido, dependiendo de la composición, la presión y la temperatura.

Las teorías actuales sostienen el origen orgánico del petróleo. La materia orgánica, derivada de antiguas plantas y animales microscópicos marinos murieron y se depositaron en sedimentos de grano fino bajo condiciones de escaso oxígeno. Esta mezcla (la materia prima orgánica del petróleo) se denomina kerógeno, y con el soterramiento y el transcurso del tiempo se convierte en petróleo, debido a los efectos de la temperatura y la presión. Estos efectos afectan también a los sedimentos de deposición y producen la formación de rocas petrolíferas que típicamente son lutitas oscuras, ricas en materia orgánica.

El escenario principal para que las condiciones deficientes en oxígeno se mantengan por cierto tiempo, se halla en el fondo de un cuerpo de agua. En la mayoría de estos casos, para que el cuerpo de agua sea lo suficientemente amplio como para engendrar cantidades económicas de petróleo, se trata de un mar de agua salada.

El soterramiento, la temperatura y la presión, a través de un tiempo considerable, generan petróleo en las rocas petrolíferas. La cantidad de petróleo generado es extremadamente pequeña con relación al volumen total de la roca petrolífera. La compresión continua de estas rocas petrolíferas originó temperaturas y presiones suficientes para causar la migración primaria de petróleo y de gas desde las rocas petrolíferas a rocas adyacentes porosas y permeables. Estas rocas adyacentes, también sedimentarias, y depositadas en un ambiente marino - el mar - tienen los espacios de sus poros llenos de agua con niveles variables de salinidad. Luego de esta migración primaria ocurrió una secundaria, en la que el petróleo y el gas migraron a través del agua y se concentraron en depósitos que hoy contienen petróleo y gas. Esta concentración es el resultado de la segregación por gravedad

entre el petróleo y el agua, que normalmente produce el desplazamiento del agua del depósito. Es importante notar que el petróleo segregado permanece en contacto con la capa de agua o capa freática y, en muchos casos, es presionado por la misma.

2.2 Migración del Petróleo

Los hidrocarburos, generados de la roca madre, migran a través de rocas portadoras (llenas de agua) que actúan como conducto migratorio para el petróleo y el gas. La migración primaria es el movimiento desde la roca madre hacia el interior del reservorio portador, y la migración secundaria es el movimiento subsiguiente a través del reservorio portador hasta el punto de acumulación y concentración de los hidrocarburos.

2.3 Acumulación y Entrampamiento del Petróleo

Los hidrocarburos fluirán o migrarán a través de las rocas hasta encontrarse con una trampa. Esto impide cualquier movimiento adicional debido a lechos confinantes, estratos impermeables de cobertura o barreras.

Las trampas requieren una roca de depósito con permeabilidad y porosidad, y un sello. Las rocas densas, no porosas e impermeables, constituyen buenos sellos - por ejemplo, sal, lutitas.

2.4 Propiedades de los Yacimientos

Las tres propiedades más importantes son:

- (a) Porosidad: Esta es la medida de los poros (agujeros) en la roca. Cuanto más alta la porosidad, mayor será la cantidad de hidrocarburos que podrá contener el yacimiento.
- (b) Saturación: Esta es una medida de cuánto petróleo, gas y agua hay en los poros. Debe notarse que toda roca almacena algo de agua dentro de los poros, como resultado de la forma en que fueron depositadas. En la mayoría de los casos, no fluirán cantidades apreciables de agua al pozo si la saturación de agua es menor de 20% aproximadamente.
- (c) Permeabilidad: Esta es una medida de la capacidad de los fluidos (petróleo, gas y

agua) para fluir a través del yacimiento. Rocas con buena permeabilidad tienen buena interconexión entre los poros.

2.5 Exploración y Desarrollo

El proceso de segregación por gravedad al que han sido sometidos todos los petróleos resulta en la estratificación de los fluidos en el yacimiento. La capa superior es de gas (si hay gas libre presente), la siguiente es de petróleo y la inferior es de agua. El contacto entre dos capas cualesquiera, puede ser definido o podrá extenderse a través de una extensa zona de transición. El geólogo de exploración busca petróleo y gas: sus probabilidades de encontrar petróleo y gas en cualquier yacimiento dado, aumentan sustancialmente si el pozo que perfora penetra el yacimiento en el punto más cercano a la cresta o sobre el punto postulado como el más alto. En la mayoría de los casos la forma y tamaño del yacimiento se definen mediante el estudio de rasgos superficiales, la sísmica, la planimetría del subsuelo con control, etc., y el pozo de exploración se ubica en el punto más alto propuesto para el yacimiento. En muchos casos no se penetra el punto más alto, pero el primer pozo sí se acerca a él. Los pozos subsiguientes (en escalón o de desarrollo) generalmente se apartan de este descubrimiento en un intento por determinar el tamaño real del yacimiento, definido por los contactos con los distintos fluidos.

Una vez definido el depósito o campo petrolífero, se procede al desarrollo, perforando pozos de acuerdo a un esquema que trata de obtener la máxima recuperación de petróleo, la mínima producción de agua y el mínimo de pozos. Este desarrollo tiende a quedarse relativamente cerca de la cresta y apartado de los contactos de agua/petróleo.

2.6 Operaciones de Producción

Las operaciones de producción se encuentran en donde hay ganancias con el petróleo y el gas. La producción a menudo comienza tan pronto como se perfora el pozo inicial de exploración y continúa a través del desarrollo del campo. La producción podrá continuar durante muchos años - algunos yacimientos en el Irán, Méjico y los Estados Unidos de Norte América han estado produciendo ya por más de cincuenta años.

La producción requiere básicamente que los fluidos que entran en el agujero del pozo puedan fluir hasta la superficie, donde son procesados, separados, y transportados al

mercado. La mayoría produce algo de agua pero generalmente las cantidades son, al menos en un principio, muy pequeñas. Son lo suficientemente pequeñas como para cumplir con los límites de refinería o de transporte - hasta 0.5% BS&W. Este "Sedimento y Agua Básicos" es el agua inicial producida por el pozo.

A medida que la producción continua, disminuye la presión del yacimiento en la vecindad inmediata de los pozos productores. Se produce movimiento de fluido dentro del yacimiento y se perturba el contacto petróleo/agua.

Si la tasa de disminución de presión fuese infinitamente pequeña, se podría esperar el ascenso de la zona de contacto a una velocidad uniforme y de una forma uniforme. El yacimiento estaría siempre en equilibrio. Lamentablemente, la economía determina las tasas de producción, y éstas son considerablemente mayores que las infinitamente pequeñas necesarias para mantener el equilibrio. Hay movimiento de fluido en el yacimiento y los contactos de agua/petróleo cambian. Estos cambios varían desde un movimiento relativamente parejo y constante, hasta la digitación del agua, que es más móvil, hacia las zonas de baja presión creadas por los vacíos de los pozos productores. Los movimientos del agua y de los contactos son una función de los parámetros del yacimiento, particularmente la transmisibilidad y las tasas de recogimiento.

Eventualmente el agua que se mueve en el yacimiento alcanzará llegará al pozo y comenzará a salir en la producción. Si no hay equipo en la superficie para el manejo y tratamiento de esta mezcla y si hay otros pozos en el depósito con capacidad superior a las necesidades de producción, estos pozos que producen agua, simplemente serán cerrados y (temporalmente) olvidados. A medida que suba la demanda y los demás pozos disminuyan su producción o comiencen a producir agua, aquellos vuelven a necesitarse y deben instalarse equipos para separar el petróleo del agua y para disponer de esta última.

En áreas o yacimientos donde no hay esta capacidad sobrante y donde toda la producción disponible puede ser vendida, se deben instalar desde el comienzo equipos para separar el agua y el petróleo, eliminar el agua y permitir que continúe la producción de petróleo.

El agua también se inyecta intencionalmente en muchos yacimientos para mantener la presión o como parte de proyectos de recuperación secundaria. En un proyecto de mantenimiento de presión, el agua se inyecta a la fase acuosa o capa freática del yacimiento para que no disminuya la presión general del depósito. Esto es ventajoso si el petróleo del depósito tiene grandes cantidades de gas disuelto que podrían escaparse si se permitiese que la presión cayera por debajo del valor del punto de burbujeo y si las propiedades del yacimiento son bastante homogéneas. Las recuperaciones de petróleo pueden aumentarse hasta el 40% al mantener la presión.

En un proyecto de recuperación secundaria (una inundación) el agua se inyecta mediante un sistema de pozos ubicados entre los pozos productores. El agua mantiene la presión y además barre el petróleo de los poros del yacimiento hacia el pozo. La recuperación del petróleo depende de los volúmenes barridos - la cantidad de agua que pasa por cada espacio de poro - y pueden obtenerse altas recuperaciones, del orden del 60%, al pasar de diez a veinte volúmenes de agua por el espacio de cada poro. Con estos volúmenes de barrido se producen grandes cantidades de agua en cada pozo productor, que normalmente son recirculadas al yacimiento.

La cantidad de agua que se puede tolerar en cualquier pozo productor varía considerablemente. En una inundación de agua, donde hay separación en el sitio, y se inyectan grandes volúmenes, el límite máximo económico muy bien podría ser de 50:1, es decir, 50 barriles de agua producida y dispuesta por cada barril de petróleo. En otros casos donde la eliminación de agua es limitada y costosa y las regalías sobre el petróleo son altas, los límites económicos serán mucho menores - quizá tan bajos como de 2 ó 3:1.

En resumen, todos los pozos producen algo de agua. Las cantidades varían desde muy pequeñas inicialmente hasta varias veces el volumen de petróleo en etapas posteriores de la vida del depósito. En la mayoría de los casos la producción de agua durante la vida del pozo es inevitable, y se prevé que los volúmenes aumenten dramáticamente una vez que ocurra la irrupción del agua, y luego aumenten cada vez más lentamente hasta alcanzar el límite económico.

Los pozos de gas también producen agua, aunque en cantidades generalmente bastante menores que en los pozos petroleros. Puesto que el gas también se comprime, los yacimientos de gas no se prestan a la inyección de agua. Se pueden anticipar volúmenes en una escala de 0.5 a 5 barriles por millón de pies cúbicos y pueden crear problemas severos en el manejo, particularmente los hidratos, aún a volúmenes bajos. Estas aguas generalmente se retiran del gas en el sitio de emplazamiento del pozo, utilizando deshidratadores, y luego se evaporan durante el ciclo de regeneración del equipo.

3.0 ANALISIS DEL AGUA PRODUCIDA

Al agua se la ha llamado el solvente universal, ya que hasta cierto punto disolverá a casi todos los compuestos inorgánicos. La mayoría de los problemas con el agua producida se originan en este hecho. Las aguas producidas han estado presentes en la capa freática asociada al petróleo y al gas que se producen, durante cientos de millones de años. Ha tenido amplio contacto con las varias formaciones rocosas y ha disuelto exitosamente a ciertos compuestos. Para determinar el tratamiento óptimo, previo al método de eliminación elegido y, ciertamente, para determinar el método de eliminación a emplear, se requiere un análisis preciso del agua producida. El análisis es nuestro medio primario para detectar problemas actuales y potenciales, por lo que debería realizarse en forma rutinaria para todas las aguas producidas.

3.1 Procedimientos de Muestreo

Un buen análisis carece de valor si el agua que se analiza no es representativa del agua del sistema. No sobra recalcar la importancia de un muestreo representativo, y deberán seguirse las guías que se presentan a continuación:

3.1.1 Botellas de Muestras

Si el análisis es para contenido mineral disuelto o para sólidos, use únicamente botellas plásticas nuevas con tapa plástica bien ajustada. Las botellas de 500 ml o de un cuarto de galón (aproximadamente 1.13 l) son las más comúnmente usadas. Existen varios modelos con combinaciones distintas de diseño de botella y tapa. Las botellas de boca ancha o grande son más fáciles de llenar, pero el sello de la tapa es a menudo menos confiable.

Ponga la etiqueta en la botella, no en la tapa. Se recomienda el uso de marcadores indelebles (permanentes) sobre la botella misma.

Si el análisis es para contenido de petróleo u otros constituyentes orgánicos, se deberá emplear una botella de vidrio. Los aceites y otras materias orgánicas se adherirán a las paredes de una botella plástica, y hasta podrán ser absorbidos por ésta, lo que resultaría en mediciones bajas. Se deberá tener mucho cuidado en el transporte si se usan botellas de vidrio. Enviar una muestra adicional es una buena precaución.

Nunca emplee recipientes metálicos: el agua producida los corroerá (disolviéndolos) y se contaminará.

3.1.2 Volumen de Muestra

El volumen mínimo de una muestra es de 500 ml. Es una buena práctica mandar varias muestras para asegurarse que el análisis sea representativo, especialmente si el laboratorio se halla a gran distancia.

Se recomienda llenar tres botellas durante un período prolongado - por ejemplo una hora - y enviarlas a cada analizador. De haber duda acerca de si se está enviando suficiente, envíe más muestras.

3.1.3 Prácticas de Muestreo

Si la muestra ha de analizarse solamente para el contenido de mineral disuelto, y hay disponible una válvula de muestreo, conecte un trozo de tubo plástico al extremo de la válvula. Abra la válvula y deje correr el agua por lo menos un minuto. Observe y vea que el color sea constante. Acuérdesse que, probablemente, habrá algún sedimento en la válvula o en el fondo de la línea, y que éste deberá ser evacuado antes que se pueda obtener una buena muestra. Una vez que el agua esté limpia y el color constante, ponga el extremo de la manguera en el fondo de la botella y deje que la botella desborde aproximadamente diez (10) volúmenes. Extraiga suavemente la manguera y ponga la tapa rápidamente.

Si la muestra se ha de analizar para el contenido de petróleo, no se puede emplear una manguera plástica. Llene una botella de vidrio directamente del pico de muestreo. No permita que rebose la botella, ya que el petróleo puede adherirse al vidrio o puede ser arrastrado con el rebose, causando mediciones erróneas.

Una vez llena la botella, tápese en forma segura y rotúlela inmediatamente. Despache la muestra con un manifiesto completo e instrucciones para el análisis. Se recomienda mucho acompañar una descripción completa de la muestra, asentando cuándo y dónde fue obtenida la muestra, bajo cuáles condiciones de temperatura y presión, y otros datos pertinentes.

Anote a dónde se envió la muestra y en qué tiempo es razonable esperar que el análisis esté listo. Si el análisis no llega dentro del plazo esperado, averigüe con el transportista para asegurarse que la muestra fue entregada, y con el laboratorio para determinar en qué etapa se halla el análisis.

Otras sugerencias para el muestreo incluyen:

- Tome muestras desde el cabezal del pozo si es posible.
- Si se toman muestras de un tanque, muestre a varios niveles de la columna de fluido. Esto podrá requerir equipo especial, tal como un "muestreador".
- Tome muestras cuando el sistema funciona normalmente. A menudo es más conveniente muestrear cuando el sistema está parado, pero estas muestras no serán representativas. También es aconsejable controlar corriente arriba del punto de muestreo, para asegurar que no esté sucediendo, ni que haya sucedido recientemente, nada fuera de lo normal.
- Si se muestrean aguas de superficie para evaluarlas para inyección o para determinar contaminantes, se debe recordar que la composición del agua puede cambiar considerablemente con la época del año. Esto es especialmente importante cuando se mide la turbidez, el contenido de oxígeno disuelto y la población microbiológica.
- El agua producida puede cambiar considerablemente con el transcurso del tiempo. A veces se agregan aguas residuales o de purga de la planta, y el agua puede mostrar un cambio cíclico en su composición debido a la regeneración por intercambio de iones o al ciclado de purga. Se recomiendan mucho las conversaciones con el personal operativo.

3.2 Análisis Cuantitativo de las Aguas Producidas

Los análisis de agua se llevan a cabo en un laboratorio en forma rutinaria por químicos analíticos expertos. Estos tienen la capacidad de realizar mediciones muy exactas en las muestras recibidas. Lamentablemente, algunas propiedades del agua pueden cambiar muy rápidamente después del muestreo; típicamente el pH, la temperatura, el contenido de gas disuelto, los sólidos en suspensión y la población bacteriana. Muchas de las propiedades que son de mayor preocupación solo pueden determinarse con mediciones "in situ" (en el campo). Un análisis completo por lo tanto involucra mediciones tanto "in situ" como en el laboratorio.

Es importante que cualquiera que esté involucrado en proyectos de aguas producidas tenga conocimiento de:

- Los componentes del sistema de agua producida de mayor importancia para los métodos de disposición en uso.
- La importancia de cada uno de ellos.
- Los métodos analíticos que típicamente se utilizan para medir las concentraciones de cada componente, y las ventajas y desventajas de cada método.

3.2.1 Los Componentes Primarios

Los componentes primarios de las aguas producidas dependen del agua específica que se produce, y los componentes que se muestran en un análisis, a menudo dependen de la razón por la cual se realiza el análisis del agua. La mayoría de los componentes han sido estudiados en forma extensa e individualmente en varias oportunidades por muchas razones. Estos estudios han sido resumidos² y son descritos con bastante detalle. Por ejemplo, la preocupación con aguas de inyección tiende a realzar aquellos cationes que tienden a formar sales o compuestos insolubles y que llevan a la obstrucción del sistema, mientras que el agua que se elimina al océano se analiza fundamentalmente para determinar el contenido de aceite y grasa.

Los componentes normales y las propiedades de los mismos que se miden en el laboratorio son:

<u>Cationes</u>	<u>Aniones</u>	<u>Otras propiedades</u>
Calcio(Ca ⁺⁺)	Cloruro(Cl ⁻)	pH
Magnesio(Mg ⁺⁺)	Carbonato(CO ₃ ⁻)	Sólidos en suspensión - cantidad, tamaño. forma. composición
Sodio(Na ⁺)	Bicarbonato(HCO ₃ ⁻)	Turbidez
Hierro(Fe ⁺⁺⁺)	Sulfato(SO ₄ ⁻)	Temperatura
Bario(Ba ⁺⁺)		Peso específico
Estroncio(Sr ⁺⁺⁺)		Oxígeno disuelto
Radio(Ra ⁺⁺⁺)		Anhídrido carbónico disuelto
		H ₂ S
		Conteo bacteriano
		Contenido de petróleo

Además, se acostumbra medir la concentración de los sólidos disueltos totales (TDS) la cual es simplemente la suma de las concentraciones de todos los iones individuales.

3.2.2 Significado de los Componentes y sus Propiedades

Cationes

Calcio: los iones son un componente principal de las salmueras de yacimientos petrolíferos. El ión calcio se combina fácilmente con bicarbonatos, carbonatos y sulfatos para formar precipitados insolubles.

Magnesio: los iones se presentan solamente en bajas concentraciones y también forman incrustaciones. Normalmente se encuentra como un componente de la incrustación del carbonato de calcio.

Sodio: es el catión más abundante en las salmueras de yacimientos petrolíferos. Generalmente se halla en concentraciones superiores a 35,000 partes por millón (ppm). El sodio generalmente no presenta problemas en el manejo, pero vuelve al agua no apta para el consumo humano o de animales, y es a menudo fatal para la vida vegetal.

Hierro: naturalmente se halla en concentraciones muy bajas. Su presencia muchas veces indica problemas de corrosión. El hierro también se combina con los sulfatos y materias orgánicas para formar un lodo de hierro, y es particularmente susceptible de formar lodos si hay ácidos presentes.

Bario: es uno de los metales pesados, y se puede combinar con los sulfatos para formar sulfato de bario insoluble. Aún en cantidades pequeñas puede causar grandes problemas. El bario se queda en la superficie por mucho tiempo, y se debe evitar la descarga en la superficie. Todos los metales pesados tienden a ser tóxicos para los seres humanos en cantidades muy pequeñas, y tienden a concentrarse en la población marina (crustáceos, camarones, etc.). Como ejemplo de los niveles admisibles de metales pesados, las normas de California aparecen en el Anexo C.

Estroncio y Radio: pueden ser radioactivos y pueden concentrarse en moluscos tales como las ostras. También pueden formar costras, pero generalmente solo se encuentran como trazas en productos de calcio.

Aniones

Cloruros: son casi siempre uno de los componentes principales de las salmueras. El problema principal del manejo de los cloruros es que la corrosividad de la salmuera aumenta drásticamente con el contenido de cloruro. Además el contenido de cloruro generalmente es demasiado elevado para que el agua sea utilizable como agua potable para los seres humanos o el ganado, y es muchas veces lo suficientemente elevado como para matar la mayor parte de la vegetación.

Carbonatos y Bicarbonatos: pueden formar costras insolubles.

Sulfatos: también forman costras pero además son la "fuente alimenticia" para las bacterias reductoras de sulfatos que pueden llevar a la formación de H₂S en el yacimiento.

Otras Propiedades

pH: es una medida de acidez o alcalinidad. Este es importante en la formación de costras - la tendencia de formar costras disminuye con pH más bajos - y en el efecto del agua sobre la flora y fauna. Un pH neutro es de 7.0, con un rango entre 6.5 y 7.5 para aguas naturales. Los pH fuera de esta escala conducen a la degradación de la vegetación y a la mortandad de los peces, aunque se informa que hay especies de peces que sobreviven a pH entre 5 a 8.5.

El pH puede cambiar rápidamente una vez que se toma la muestra y, de ser posible, deberá medirse en el lugar.

Contenido de Sólidos en Suspensión: es la cantidad de sólidos que pueden separarse por filtrado de un volumen dado, y se usa para estimar la tendencia de taponamiento de los sistemas de inyección. Generalmente se usa un filtro con poros de 0.45µ de diámetro.

Sólidos Disueltos Totales: es simplemente el residuo de la evaporación, o la suma de los aniones y cationes del análisis.

Contenido de Petróleo: es la cantidad de petróleo disperso en el agua producida. Muchas veces se ve como iridiscencia sobre las aguas donde se elimina o derrama, y causa problemas severos. Estos incluyen la toxicidad para los peces, la reducción de la aireación, sabores y olores y la interferencia con las plantas de tratamiento de agua. Si se descarga el agua en la superficie es un problema estético y, a menudo, tóxico para los mamíferos marinos y para las aves. En pozos de inyección puede causar emulsión en la formación.

4.0 POTENCIAL PARA PROBLEMAS AMBIENTALES

El agua producida contiene cantidades variables de sales y gases disueltos (CO, CO₂, H₂S). Puede haber algunos sólidos en suspensión que pueden contener trazas de metales pesados y, posiblemente, niveles excesivos de radiación en el estroncio y el radio. Generalmente, antes del tratamiento, el agua producida contiene niveles demasiado altos de gotitas de petróleo suspendidas y emulsificadas. Generalmente las salmueras de yacimientos petrolíferos no son aptas para el consumo humano ni para el uso de los animales. El agua producida también puede aparecer relativamente clara y a menudo es difícil distinguirla de otras aguas.

4.1 Fuentes de Agua Potable

Uno de los mayores problemas potenciales del agua salada es la contaminación de las fuentes de aguas potables. La mayoría de las aguas potables mundiales se hallan bajo tierra pero a pocos metros de la superficie, o en ríos y arroyos. La mayoría de estos acuíferos son alimentados por filtración desde la superficie, y son muy susceptibles a la contaminación por otros fluidos. El agua producida es un contaminante ideal -de la misma gravedad específica que la capa acuífera, potencial fuente de alimentación de la capa freática, con una movilidad equivalente y fácilmente mezclable con el agua dulce de la capa freática. Si una capa freática con un nivel de cloruro de, por ejemplo, 100 ppm fuese contaminada por una salmuera de yacimiento petrolero con 180,000 ppm de cloruros, se requeriría un nivel de dilución de 1200 para volver el agua a un nivel aceptable de cloruros de 250 ppm.

La calidad de las aguas superficiales es importante para todos: los estándares que trata de mantener Alberta se muestran en el Apéndice B, y algunos de los aplicables en los Estados Unidos de Norte América se muestran en el Apéndice D. El programa de los Estados Unidos para eliminar la contaminación del agua se ejerce bajo el Acta de Contaminación del Agua de 1972³ y modificaciones subsiguientes, y es administrado por la Agencia de Protección Ambiental (EPA).

La preocupación por las fuentes de agua potable ha enfocado la atención pública sobre la forma en que compañías productoras eliminan al agua salada. Ahora, las evaluaciones económicas deben considerar el costo de eliminación de agua como un costo básico de producción que no se puede dejar a la libre discreción.

4.2 Volumen

Cuando comienza la producción, los volúmenes iniciales de agua salada generalmente son bajos, y muchas veces es tentadora la idea de descargar el fluido en las cercanías sin ejercer ningún control. Esto es totalmente inaceptable. Es extremadamente improbable que los volúmenes disminuyan, excepto bajo circunstancias poco comunes. Si se está produciendo en varias zonas es posible que una reconstrucción de pozo pueda demorar o postergar la producción de agua, pero en la mayoría de las zonas la permeabilidad relativa de la roca al agua asegura que una vez que ocurre la irrupción la producción de agua no solo continuará sino que aumentará.

De hecho es bastante normal que la relación agua-petróleo aumente muy rápidamente inicialmente - una o más veces. Después de este "estallido" inicial la relación agua-petróleo aumenta en forma cada vez más paulatina, a medida que la saturación de agua en la vecindad del pozo continúa aumentando. Eventualmente el costo de sacar, manejar, procesar y eliminar el agua, adicionado al bajo nivel de producción de petróleo, hace que la operación de un pozo deje de ser económica. No obstante, se producen volúmenes considerables de agua durante la vida de un pozo. Como ejemplo, en Ohio, en 1988 se produjeron 350,000 barriles de agua, en Louisiana 1.2 mil millones de barriles y 1.65 mil millones de barriles en Wyoming. La producción total en los Estados Unidos fue estimada en más de 25 millones de barriles por día - unos 10 mil millones de barriles por año.

Este nivel de producción de agua es enorme, y el potencial de contaminación por tales volúmenes se está volviendo una preocupación mayor.

4.3 Sales y Sólidos en Suspensión

El agua producida contiene una gran variedad de sales disueltas (como cationes y aniones), sólidos suspendidos y gases. Algunos son simplemente objetables mientras otros son tóxicos y pueden concentrarse en la cadena alimenticia. Las sales y sólidos han sido discutidos individualmente previamente en esta guía.

Los efectos de varios de los compuestos e iones más comunes sobre las aguas dulces de superficie se indican a continuación:

4.3.1 Sodio y Cloruros

Los estándares para agua potable de los Estados Unidos de Norte América permiten hasta 250 mg/l de sodio, 250 mg/l de cloruros y un contenido total de sólidos disueltos de 500 mg/l. No se admiten niveles por encima de éstos en fuentes de agua potables, y las metas propuestas deberían ser mucho menores - digamos unos 100 mg/l. El sodio en particular es perjudicial para la calidad del agua, sobre todo cuando se la usa para la irrigación, ya que su evaporación conduce a una acumulación severa y dañina de sal. Cuando el sodio se combina con sulfatos también causa problemas de salud (diarrea) y espuma en las calderas.

4.3.2 Sólidos en Suspensión

Esta es una medida del material que excede el tamaño coloidal. Estos sólidos interfieren con la autopurificación, conducen a los depósitos de lodos, dañan las pesquerías y dan mal aspecto.

4.3.3 Metales Pesados

El metal pesado primario en el agua producida es el bario, pero pueden presentarse vestigios de mercurio, arsénico y selenio. Estos elementos son extremadamente tóxicos para los seres humanos aún en cantidades pequeñas, y son concentrados por varios organismos - los crustáceos particularmente. Las concentraciones máximas deben ser menores de 1 mg/l.

4.3.4 Sulfuros

Los sulfuros matan a los peces, producen sabor y olor y son perjudiciales para el uso en procesos industriales. Se recomiendan niveles máximos permisibles de 0.5 mg/l.

4.3.5 Aceites y Grasas

Los aceites y grasas son tóxicos para los peces, reducen la aireación, producen sabor y son estéticamente inaceptables. Los límites para la descarga en el océano abierto varían desde 30 mg/l en Australia hasta 40 mg/l (promedio) en aguas del Mar del Norte y de los Estados Unidos. Se puede anticipar que todos estos límites han de disminuir, y todas las plantas nuevas de tratamiento deberían anticipar dicha reducción y ser diseñadas para una cifra menor. Se sugiere 25 mg/l.

4.3.6 Radioactividad

Tanto el Radio 226 como el Estroncio 90 son radioactivos y a menudo se presentan en el agua producida. Ambos son concentrados por los mismos organismos que concentran a los otros metales pesados. Los crustáceos son especialmente significativos para los seres humanos. Los niveles máximos recomendados son una Beta total de 1000 pCi/l, menos de 3 pCi/l de Radio 226, y menos de 10 pCi/l de Estroncio 90.

4.4 Concentración Salina

La mayoría de las aguas producidas contienen concentraciones salinas muy altas. Se encuentran niveles de cloruro de 150,000 a 180,000 ppm (el agua de mar tiene aproximadamente 35,000 ppm). A estos niveles el agua producida es tóxica para casi todas las formas de vida. A menos que el agua producida se reinyecte a la formación productiva, ésta deberá diluirse, sea por descarga en aguas de alto caudal y alta corriente (el mar) o por la adición de agua dulce para reducir el contenido de sal a un nivel aceptable - menos de 500 mg/l. Debe notarse que aún cuando se acostumbra la descarga al mar, habrá una zona en la vecindad inmediata del punto de descarga donde las concentraciones serán excesivas, y donde se notará una reducción marcada en los organismos marinos. El área de la zona afectada será una función del volumen de descarga, la concentración de sales y de la forma de dispersión.

4.5 Temperatura

La temperatura de los yacimientos es una función de la profundidad. Las temperaturas de las aguas producidas reflejan la temperatura del yacimiento, la tasa de flujo, la geometría del agujero del pozo, la temperatura ambiente y el método de procesamiento en la superficie. En el punto de eliminación las aguas producidas tienen todavía temperaturas elevadas. Las descargas en aguas de superficie elevará su temperatura y este cambio disminuirá los niveles de oxígeno disuelto causando mortandad de peces, interferirá con la procreación y propagación de las especies, aumentará las tasas de crecimiento de las bacterias, de organismos benéficos y perjudiciales, acelerará las reacciones químicas y conducirá a la eutroficación.

Se recomienda no exceder una elevación máxima de temperatura de 3°C por encima de una línea de base para la temporada en las aguas receptoras.

5.0 MINIMIZACION DE LOS CAUDALES DE LAS AGUAS PRODUCIDAS

El tratamiento y la eliminación de todos los desperdicios, incluyendo el agua producida, en conformidad con reglamentaciones y guías ambientales aceptadas, trata el síntoma pero no contempla necesariamente al origen del problema.

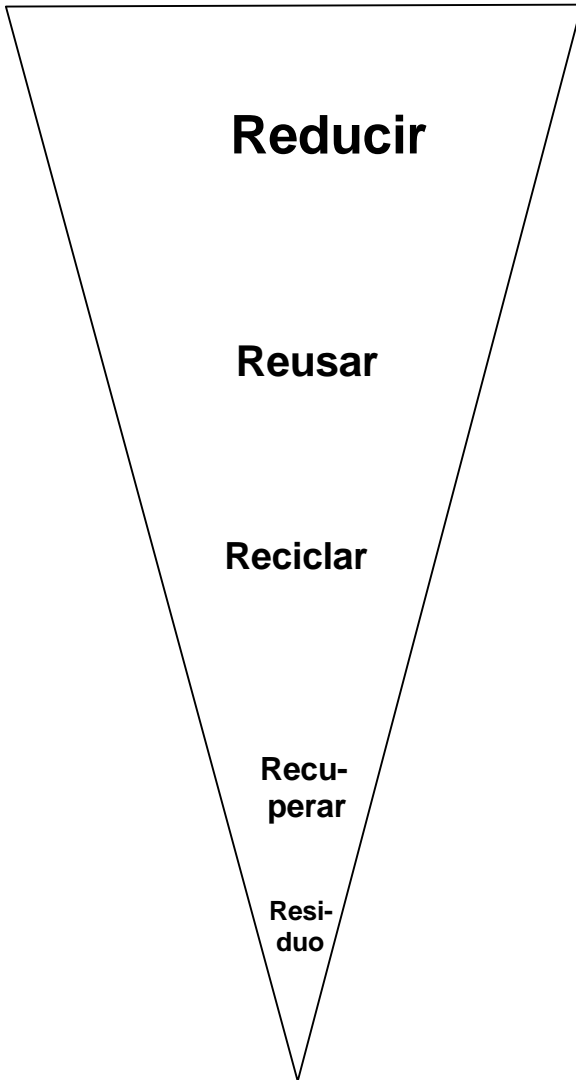
Por otra parte el tratamiento y la forma de eliminación elegidos, aunque puedan satisfacer los requisitos para la protección ambiental, pueden no ser la forma óptima de manejar el desperdicio dentro del cuadro general de producción considerado. Es mucho más efectivo considerar la operación total con todas sus partes constitutivas e incluir al agua producida como solamente uno de tales componentes.

El lugar del agua producida dentro de la operación global es un tema que requiere un entendimiento completo del proceso entero, incluyendo los mecanismos efectivos de producción del yacimiento, la homogeneidad y/o estratificación del yacimiento, métodos de producción, tratamientos de superficie, predicciones de volúmenes y alternativas de eliminación. Este entendimiento global conducirá a una mejor forma de manejar todos los desperdicios del proyecto total de producción. Los planes de desarrollo deberán exigir la aprobación de la dirección del proyecto o de la dirección del área, y deberán incorporar métodos de reducción de desperdicios tales como las "4R" (Reducción, reutilización, reciclado, recuperación).

Las "4R" se muestran en forma gráfica en la figura adjunta.

5.1 Reducción de la Cantidad de Agua Producida

La reducción del agua es la opción preferida - producir la menor cantidad de agua posible. Sin embargo, el agua es producida conjuntamente con el petróleo y muchas veces es extremadamente difícil reducir la producción de agua. Existen algunas opciones basadas en cada situación específica.



... generar menos desperdicios con métodos más eficaces.

Por ejemplo: para los envases de productos químicos, ordenar los mismos a granel, para reducir la cantidad de envases a eliminar.

... volver a usar materiales en su forma original.

Por ejemplo: devolver los recipientes de sustancias químicas al proveedor para que los vuelva a llenar.

... convertir los desperdicios en un producto que se pueda usar.

Por ejemplo: procesar metales o plásticos viejos para producir productos de plástico o metal nuevos.

... extraer materiales o energía de un desperdicio para otros usos.

Por ejemplo: quemar desechos de aceite para la recuperación de energía.

... lo que inevitablemente queda y requiere un método de eliminación.

5.1.1 Cierre de Pozos Productores de Agua

En las situaciones en que hay un exceso de productividad - por ejemplo, las ventas podrán ser restringidas por cuotas de la OPEP, la capacidad de los oleoductos, etc. - se deberá considerar la forma en que la producción se retira del yacimiento. Es posible que se puedan cerrar aquellos pozos que producen las cantidades más elevadas de agua y mantener los niveles de producción con otros pozos (limpios). En estos casos deberá asignarse una prioridad para asegurar que el aumento en los niveles de producción con los pozos buenos no produzca un daño permanente (por ejemplo, conificación de agua) al yacimiento y una reducción de la recuperación total de petróleo del campo.

Se debe recalcar que, en la mayoría de los casos, el cierre de pozos solo reducirá la producción de agua en forma temporal: el aumento de cuotas, el descenso continuado del nivel del yacimiento y el movimiento del contacto petróleo/agua resultarán eventualmente (¡o quizás rápidamente!) en que los pozos limpios comiencen a producir agua y en la necesidad de aumentar la producción en aquellos pozos que ya tienen un corte de agua significativo. Se recomienda muy seriamente a los operadores que usen este tiempo de respiro o de preaviso para planear cómo extraer, recolectar, tratar, y eliminar el agua de producción prevista.

5.1.2 Rehabilitación de Pozos Productores de Agua

En algunos campos, la rehabilitación de pozos ha eliminado la producción de agua - o por lo menos postergado el ascenso a niveles altos. Estas rehabilitaciones han tenido mayor éxito en yacimientos grandes y homogéneos con un empuje inferior por agua y sin permeabilidad vertical excesiva. En estos casos, la restricción de la producción a la parte más cercana al tope de la zona mediante perforación controlada, el taponamiento con cemento de las perforaciones en las zonas inferiores, retrotaponamientos y la limitación a descensos de nivel muchas veces han extendido la producción limpia por varios años. Aún en estos casos el agua ha llegado inevitablemente a la zona de producción, dando como resultado la producción de agua.

Algunas rehabilitaciones han sido exitosas y otras han fracasado. El éxito depende, en gran parte, de la causa de la producción de agua. Los problemas de cementación se pueden reparar, las fajas de alta productividad (permeabilidad) se pueden aislar (a veces),

etc., y cada pozo productor de agua debe ser investigado para determinar si tiene un problema mecánico que puede ser reparado, alguna zona peculiar del yacimiento que pueda ser aislada, o si la producción de agua es simplemente parte de la progresión natural de la vida del pozo.

Las rehabilitaciones de pozos son caras y tienen, en este caso, solamente una posibilidad limitada de éxito. Además, aún en el mejor de los casos son sólo una solución temporal al problema de la producción del agua. Cada caso se deberá evaluar en detalle, basado en sus propios méritos, y se deberá seguir adelante si aparenta tener una posibilidad razonable de éxito.

5.1.3 Aditivos a las Corrientes de Aguas Producidas

Los componentes del agua producida son en general relativamente inocuos y bien conocidos. Esto puede cambiar con la adición de varios productos químicos a lo largo del sistema. Algunos de los aditivos químicos son extremadamente tóxicos, y pueden cambiar considerablemente las propiedades del agua producida. Nuevamente, es preciso evaluar todo el sistema de producción y decidir qué productos químicos deberán añadirse, en qué puntos, por qué y cuales son las alternativas.

Algunos ejemplos de productos químicos que se añaden al sistema son:

- Rompedores de emulsión - empleados para facilitar la recuperación del petróleo. A menudo son una combinación compleja de compuestos aniónicos.
- Inhibidores de corrosión - pueden, muy probablemente, ser aminas formadoras de películas solubles en agua, que pueden ser tóxicas.
- Inhibidores de parafina - utilizados con levantamiento artificial en áreas donde la deposición de parafina presentará un problema.
- Inhibidores de incrustación - utilizados a menudo en áreas de alto corte de agua para impedir la deposición de costras de carbonatos y sulfatos.
- Bactericidas.
- Removedores de oxígeno.
- Elementos que minimizan los hidratos - generalmente metanol o glicol.

Se deberá cuidar, luego de una rehabilitación o estimulación, que los fluidos usados no se adicionen a la corriente de agua producida. Estos fluidos pueden contener ácido (HCl), tanto vivo como gastado, inhibidores de ácido (muchas veces a base de arsénico), agentes gelatinantes, etc.

5.2 Reutilización del Agua Producida

En términos prácticos, el agua no es un producto de desecho, sino más bien un subproducto generado por la producción del petróleo. No puede ser reutilizada en la superficie para la producción del petróleo. En algunos casos el agua puede tener usos alternativos, pero éstos están limitados severamente debido a la calidad del agua.

5.3 Reciclado del Agua Producida

El reciclado puede ser interpretado como la reinyección del agua producida al yacimiento del cual fue producida. Donde existen planes de inundaciones de agua o de mantenimiento de presión sería un uso obvio de reciclado para el agua.

Operadores costa afuera han elegido muchas veces usar agua de mar como fluido de inyección, descargando el agua producida al mar. Han reconocido que el costo del tratamiento adicional requerido para el agua producida antes de su inyección puede ser evitado de esta manera. Enfrentan una presión pública considerable y creciente en regiones tales como el Mar del Norte con sus centros de poblaciones cercanas para que suspendan tales prácticas y reciclen el agua producida, aceptando los costos adicionales de tratamiento como uno de los costos de hacer negocios en esta zona.

5.4 Recuperación a Partir del Agua Producida

La recuperación de la energía y de los componentes específicos del agua producida lamentablemente no es económicamente factible en la actualidad, aunque la recuperación del calor desperdiciado es practicado en algunos climas fríos.

5.5 Residuo

En el caso del agua producida, la mayor parte deberá considerarse como residuo y deberá ser eliminada (Sección 6) luego de ser tratada (Sección 7) de una manera que sea ambiental y económicamente aceptable.

6.0 METODOS DE DISPOSICION

Anteriormente, se disponía del agua salada o producida de forma tal que causaba serios problemas ambientales. Los efectos de muchos de los problemas no fueron notados rápidamente debido a la naturaleza de la descarga del producto (agua) y porque muchas de las descargas ocurrieron en zonas remotas y de poca población. A continuación se enumeran muchos de los métodos de disposición empleados sin considerar su efecto sobre el medio ambiente, y no debe interpretarse como una recomendación de los mismos.

Los métodos recomendados, aceptables pero no recomendados, y ambientalmente inaceptables son tratados con más detalle a partir de la Sección 6.2 de esta guía. La legislación en muchas zonas ya está restringiendo severamente los métodos aptos aceptables para la disposición del agua.

6.1 Métodos Disponibles de Disposición

A continuación se da una breve reseña de los métodos disponibles empleados. Consulte a la Sección 6.2 de esta guía para conocer aquellos considerados aceptables.

6.1.1 Descarga sin Control a la Superficie

En este caso, el agua producida original fue simplemente descargada de la concesión al suelo. El contenido de petróleo no fue medido o controlado y los efectos no fueron considerados. Esta costumbre llevó a la contaminación de las capas freáticas superficiales y del agua potable y a la acumulación de grandes cantidades de sal en el suelo, tornándolo inutilizable.

6.1.2 Descarga sin Control en Agua Dulce

La descarga de agua producida en arroyos, ríos y lagos ha conducido a la destrucción de estos cuerpos de agua, a la destrucción de peces y especies, a la matanza de otras especies acuáticas, y a paisajes deplorables. La contaminación de estas corrientes también ha llevado a la polución de las aguas freáticas y de otras fuentes de agua potable.

6.1.3 Descarga Controlada en la Superficie

La descarga controlada en la superficie es practicada algunas zonas, principalmente en los estados septentrionales de los Estados Unidos de Norte América. El agua producida es usada para rociar los caminos en el invierno y su contenido salino aprovechado para derretir el hielo y la nieve a temperaturas cercanas al punto de congelamiento. La descarga en la superficie también se practica en algunas zonas áridas del mundo en donde el agua es rociada sobre los caminos para controlar al polvo.

6.1.4 Descarga Controlada en Aguas Superficiales

La descarga controlada en aguas dulces superficiales⁵ se practica también en algunas zonas, por ejemplo, en Wyoming. Se ejerce el control sobre la cantidad de sales disueltas totales en el fluido (en Wyoming el límite es de 5000 ppm), en el uso del agua - por ejemplo, alimento para ganado - y en su concentración en las zonas de la descarga relacionándola con la población y con el uso del agua en la zona.

6.1.5 Evaporación

En las zonas áridas donde las tasas de evaporación son altas, el agua producida se coloca en fosas y se deja para que se evapore. El agua se purifica por la evaporación pero las sales y sólidos disueltos permanecen en la fosa de evaporación. Eventualmente, se deberá disponer de estos sólidos en forma segura.

6.1.6 Descarga sin Control en Ambientes Marinos Costeros

La descarga sin control en ambientes marinos costeros ha sido común debido a la ubicación de muchos campos (estuarinos) de petróleo. Esto ha llevado a la concentración de metales y aceites pesados en la vida marina y a la contaminación costera.

6.1.7 Descarga Controlada en Ambientes Marinos Costeros

Las descargas controladas en ambientes marinos costeros comprenden principalmente un control del contenido del petróleo y del punto de descarga. Los objetivos principales son evitar las aguas muertas o estancadas y las zonas pesqueras.

6.1.8 Descarga en Aguas Profundas (Sin Mareas)

Las descargas desde plataformas han sido comunes. Los controles en donde se han aplicado, han sido dirigidos principalmente al contenido de petróleo.

6.1.9 Inyección por el Espacio Anular

Se ha practicado la inyección de agua por el espacio anular de pozos productivos en varios campos. Esencialmente, es lo mismo que la inyección en pozo somero o poco profundo pues el fluido se dirige a la primera zona permeable debajo de la primera tubería de revestimiento. Además, los controles de la cementación de la primera tubería de revestimiento no se adecuan a la disposición de las aguas, y la tubería de revestimiento se perforó hace algún tiempo y bien podría estar desgastada hasta el punto de falla.

6.1.10 Inyección en Pozo Poco Profundo

La inyección en pozos poco profundos es popular en algunas zonas. El riesgo de contaminación de las capas freáticas poco profundas y del agua potable subterránea aumenta obviamente a medida que disminuye la profundidad de inyección.

6.1.11 Inyección en Pozo Profundo

La inyección de agua a zonas profundas, no asociadas (a una profundidad de más de 600 pies) se ha utilizado por varios años en muchas zonas.

6.1.12 Inyección para Mantenimiento de Presión, Recuperación Secundaria

Los fluidos son reinyectados para apoyar la recuperación adicional de petróleo del campo.

Cuando la disposición produce daño al medio ambiente, se exigen programas correctivos a la industria. Estos programas probablemente requerirán altos niveles de desembolso, multas y otras medidas punitivas, la demostración de que los métodos de disposición propuestos evitarán problemas adicionales y de que las opciones de tratamiento para la corrección de los problemas causados son las más adecuadas. El Programa de Acción Correctiva⁶ de los Estados Unidos de Norte América proporciona detalles de estos programas.

6.2 Detalles de Métodos de Disposición Recomendados, Aceptables y no Aceptables

Los métodos de disposición han sido divididos en tres categorías - recomendados, aceptables pero no recomendados y no aceptables. Se enumeran comenzando con la opción preferida (reciclado) y terminando con la menos aceptable (descarga sin control).

6.2.1 Métodos de Disposición Recomendados

Reciclado

La recuperación de hidrocarburos de cualquier yacimiento dado, en la mayoría de los casos, puede ser mejorada al inyectar agua al yacimiento - sea en el acuífero (mantenimiento de presión) o en toda la zona para barrer al petróleo hacia los pozos productores (inundación de agua). En estos casos, especialmente en las zonas donde no es fácil conseguir agua dulce o ésta es costosa, el agua producida tiene un valor comercial apreciable. La reinyección también tiene, generalmente, menor impacto ambiental⁷.

Antes de comenzar a inyectar, el yacimiento debe ser estudiado detalladamente para asegurar de que es apto para el plan y el método específico de recuperación asistida que se propone. No todos los yacimientos pueden recibir inyección de agua y este factor debe reconocerse de inmediato: si se inyecta a yacimientos no aptos o incompatibles puede causar el abandono prematuro del pozo y una pérdida económica importante.

Los datos para el estudio completo de yacimiento deberán obtenerse a partir de los pozos productivos existentes y deberán incluir:

Propiedades de las rocas:

- Porosidad
- Permeabilidad
- Capilaridad
- Humectabilidad
- Heterogeneidad del yacimiento
- Saturaciones iniciales
- Efectos de permeabilidad direccional

Propiedades del fluido:

- Viscosidad

- Miscibilidad
- Movilidad
- Compatibilidad
- Saturaciones irreducibles

El estudio del yacimiento deberá ser llevado a cabo por un grupo competente de ingeniería, y deberá considerar:

- Mecanismos de desplazamiento
- Movimiento frontal
- Movimiento del contacto petróleo-agua
- Efectos de la gravedad
- Potencial para la canalización del agua a través del petróleo
- Saturaciones detrás del frente de agua
- Rendimiento de barrido
- Efectos sobre las capas gasíferas, si las hubiera

El estudio deberá considerar:

- El mantenimiento de la presión versus la inyección de agua
- Diferentes esquemas de inyección
- Efectos de distintas velocidades de inyección
- Variaciones de inyektividad y de conductividad

Finalmente, el estudio deberá producir una serie de pronósticos de producción de petróleo, gas y agua para diferentes situaciones de inyección. Se deberá incluir en estos pronósticos una medida de la recuperación total del yacimiento. Existen varios procedimientos para realizar estos cálculos, los cuales varían en cuanto a disponibilidad, complejidad y costo. Entre ellos se encuentran unos modelos de aceite negro y otros modelos basados en los trabajos de Dykstra y Parsons⁸, Stiles⁹, Hurst¹⁰, Craig y Geffen y Morse¹¹ y, más recientemente, Craig¹², Higgins y Leighton¹³, y muchos otros.

Hasta ahora se ha considerado muy poco el factor económico. La decisión de inyectar se basará, por supuesto, en este factor, el cual deberá considerar la operación de producción que se obtendría sin la inyección, e incluyendo el costo de un plan alternativo para la

eliminación del agua producida, las diferentes alternativas posibles propuestas por los estudios del yacimiento, y todos los costos de capital y de operación.

Una vez realizados los estudios del yacimiento y que las evaluaciones económicas hayan determinado el esquema a seguir, se deberá obtener la aprobación reglamentaria y el permiso para el plan, posiblemente para cada uno de los pozos individuales de inyección.

El Apéndice "A" muestra un ejemplo de los permisos requeridos en la provincia de Alberta.

Se deberá comenzar a inyectar temprano en la vida del yacimiento y es posible que se necesite una fuente independiente de agua, pues es probable que no haya agua producida obtenible a esa altura del procedimiento. Se tendrá cuidado en la selección de la fuente de agua y en el diseño de las instalaciones de tratamiento para asegurar que el agua y el equipo sean compatibles con el agua producida (cuando llegue) y con el yacimiento.

El propósito del pozo de inyección es doble: canalizar al agua producida a la zona correcta y proteger cualesquiera otras zonas de los efectos del agua. Las zonas a proteger incluyen otras zonas que puedan contener hidrocarburos y zonas en estratos superiores que contengan aguas dulces o potables. Para asegurar que se cumplan estos propósitos, todos los pozos de inyección deberán completarse de la siguiente manera:

1. Todos los pozos se perforarán y se dejarán sin entubar solamente en la zona en la que se inyectará el agua.
2. Se deberá obtener prueba de aislamiento hidráulico de otras zonas (generalmente es suficiente un registro fraguado del cemento) después de la terminación inicial.
3. Todos los pozos deberán tener recubrimiento de superficie por debajo de cualquier arena que pudiera contener agua dulce. Se recomienda una profundidad mínima de 600 pies o 180 m. Esta tubería de superficie deberá ser cementada hasta la superficie.
4. Cuando se deba perforar un pozo de inyección, se deberá considerar el empleo de cemento de mejor calidad que el Grado "A" usado generalmente - se sugiere el Grado "G" para pozo petrolero.

5. Cuando se deba perforar un pozo como pozo de inyección, se deberá considerar el empleo de tubería de mayor espesor que la usada generalmente, para asegurar de que no haya daño por desgaste durante la perforación.
6. Se deberá instalar un obturador en el pozo para aislar la zona de inyección del espacio anular. El obturador deberá instalarse lo más cerca posible del espacio de inyección, pero nunca a más de 50 m por encima del punto más alto de inyección.
7. El espacio anular deberá llenarse con un fluido no-corrosivo y no- contaminante. Deberá controlarse rutinariamente la presión por lo menos mensualmente. Todos los pozos en los cuales se observe que hay presión en el espacio anular deberán cerrarse inmediatamente y reparar la causa de esta pérdida determinada.
8. Se exigirá a los operarios que demuestren la separación entre el fluido de inyección y el espacio anular a una autoridad reguladora por lo menos anualmente.
9. Se exigirá a los operadores que mantengan un registro de las presiones de inyección y que demuestren que estas presiones no han excedido la presión de fractura de la formación en la cual se está inyectando el fluido.

La reglamentación para la eliminación por inyección pozo abajo o por pozos profundos como parte de un plan de reciclado, es probablemente la más estricta en la provincia de Alberta, donde se supone que esencialmente **toda** eliminación será pozo abajo y la reglamentación se basa en esta suposición. En el Apéndice E se muestra un modelo de solicitud con los requisitos sugeridos.

Disposición en Pozo Profundo

La disposición de agua producida en pozo profundo consiste en la inyección, a través de un pozo de inyección, a una zona a una profundidad mayor de 2000 pies o 600 m, que no sea la zona productora. Es un método de disposición muy popular en los Estados Unidos de Norte América y en Canadá, y muchos pozos de disposición son de propiedad privada y operados comercialmente.

Cada pozo profundo de disposición deberá contar con un permiso. La solicitud describirá la zona en la cual se bombeará el agua, y deberá asegurar a la autoridad otorgante que esta zona no contiene hidrocarburos económicamente recuperables dentro de una distancia razonable, por ejemplo, 5 kilómetros. La solicitud también considerará la posibilidad de movimiento del agua salada producida hacia cualquier capa acuífera local de agua dulce que pueda estar conectada a la zona en la que tendrá lugar la inyección. Este movimiento ocurriría más probablemente a través de la formación misma - los problemas mecánicos serán resueltos mediante las condiciones de terminación de pozo.

En la disposición en pozo profundo no se tendrán muy en cuenta las zonas de agua dulce por encima del sitio de inyección. Para la inyección a una profundidad menor que 600 m ó 2000 pies deberá asegurar que no haya comunicación entre la zona de inyección y las zonas de agua dulce cercanas a la superficie. Los requisitos mecánicos para un pozo de disposición profundo deberán ser los mismos que para un pozo de inyección dentro de un plan de recuperación asistida, por ejemplo, el aislamiento hidráulico, un obturador, un fluido de obturador y monitoreo anular.

Estudios realizados en los Estados Unidos de Norte América muestran poca o ninguna contaminación de aguas del subsuelo, aunque se han establecido¹⁴ algunos reglamentos para "áreas de control" para asegurar de que no existen "conductos" entre las formaciones de inyección y tales zonas.

6.2.2 Otros Métodos de Disposición Aceptados (No Recomendados)

Existen otros métodos empleados mundialmente para la disposición de agua producida que son aceptados pero que, fundamentalmente, no son aceptables en lo que se refiere al medio ambiente. A medida que la opinión pública y la educación ejerzan presión sobre las empresas, los gobiernos a su vez presionarán a los operadores para que abandonen estas prácticas. En vista de la corta duración prevista para tales proyectos, se recomienda que no se inicien proyectos nuevos utilizando estas técnicas, a pesar de ser económicamente atractivos a corto plazo.

Descarga Costa Afuera

La descarga al mar es permitida por la mayoría de las autoridades reguladoras y está sujeta generalmente sólo a controles del nivel de aceites y grasa contenidos en el agua. Estos niveles varían desde 30 mg/l en Australia hasta 40 mg/l en el Mar del Norte y el Golfo de México.

Hay presión para los niveles más altos, especialmente en el Mar del Norte, y se espera una disminución hasta un nivel uniforme de 30 mg/l para 1995.

La descarga al mar ocurre normalmente en aguas profundas (más de 30 m) y más allá de la profundidad en la que se crían y pescan mariscos. Hay muy pocos o ningún trabajo para determinar los efectos de estas descargas en aguas profundas en el océano abierto, aunque se ha notado algún deterioro y concentración de productos de descarga en las inmediaciones del punto de descarga^{15,16,17,18}.

La descarga usa frecuentemente un pilote desnatador para descargar el agua en el océano. Este equipo es sencillamente un pilote que está abierto al mar en el fondo. Se vierte el agua cerca de la superficie por debajo del nivel del agua. El pilote proporciona algún tiempo de separación adicional para el aceite todavía atrapado en el agua. El hidrocarburo que se separa se desnata y se recicla al sistema de tratamiento de agua para su recuperación.

El uso de agua dulce o de mar para dilución mientras se descarga el agua producida en el mar, es cada vez más difícil de justificar¹⁹. El reciclado elimina la mayor parte, si no todas, de las descargas y eventualmente será exigido por la mayoría de las autoridades reguladoras.

Evaporación

La evaporación se ha usado durante muchos años en muchas jurisdicciones. En Alberta, se permite colocar hasta 100 barriles/mes por instalación en una pileta, siempre que ésta sea impermeable y lo suficientemente grande como para almacenar la posible lluvia, y permitir su evaporación. Evidentemente, las restricciones de volumen hacen que este

método de eliminación sea poco práctico, excepto para situaciones a corto plazo, o para casos en que los volúmenes de producción y los volúmenes de agua esperados sean extremadamente bajos y las consideraciones económicas indiquen la bondad de la evaporación o el abandono del pozo.

La evaporación se emplea en otros casos, por ejemplo en áreas en que la evapotranspiración anual excede a la precipitación por una cantidad considerable y cuando los vientos predominantes contribuyen al efecto de secado. Los campos gasíferos de la provincia de Saskatchewan proporcionan un muy buen ejemplo²⁰.

Se deben considerar varios posibles problemas cuando se propone la evaporación. Estos incluyen:

- **La Contaminación de Aguas Subterráneas** constituye probablemente la preocupación más importante. Esta puede aliviarse asegurando que las instalaciones de evaporación y retención son impermeables (se deberá considerar el uso de piletas con doble revestimiento y control de la zona entre los revestimientos) estableciendo las instalaciones de evaporación en zonas de descarga de aguas subterráneas, si éstas están ubicadas en las cercanías.
- **La Mala Utilización del Terreno** es frecuentemente causa de preocupación cuando se requieren grandes extensiones para evaporar grandes volúmenes del agua producida. En la mayoría de los casos la tierra que se utiliza es tan pobre que generalmente no tiene otro uso.
- **La Intervención Humana** y los problemas relacionados con gente que habita en la zona deben ser considerados. Generalmente son de poca trascendencia pues las zonas que cumplen con las condiciones de evapotranspiración mencionadas arriba son casi siempre desérticas y poco pobladas.
- **La Mortandad de la Fauna Salvaje** es un problema obvio. En zonas de donde cae poca lluvia, y donde aquella que cae se evapora rápidamente, los animales

salvajes se encontrarán atraídos por las zonas de evaporación. Todas las instalaciones de evaporación deberán ser protegidas por alambrados. Se recomienda una altura mínima de 10 pies o 3 m y el alambrado deberá ser inspeccionado por lo menos semanalmente.

- **La Contaminación de la Superficie** debido a arrastre causa gran preocupación. Muchas de las zonas apropiadas tienen un promedio bajo de precipitación pero presentan lluvias muy intensas de corta duración. Se deben construir piletas de evaporación para contener el agua producida y la precipitación más alta previsible. Los datos meteorológicos sugieren que se utilicen los datos de la tormenta máxima de los últimos 100 años como base para el diseño de dichas instalaciones.

- **Los Sólidos Disueltos**, tales como las sales, se acumularán en los fosos de eliminación y deberán ser evacuados periódicamente y eliminados convenientemente. Probablemente estos sólidos tendrán algún nivel de contaminación y no tendrán ningún valor comercial. La eliminación de estos sólidos deberá ser estudiada antes de construir la instalación y deberá formar parte del permiso.

Cada instalación para evaporación deberá recibir su permiso de la autoridad responsable. La solicitud deberá contener:

- a) Documentación de un hidrólogo competente sobre las condiciones de las aguas subterráneas existentes, incluyendo la calidad y cualquier formación de lagunas dentro de varios kilómetros.
- b) Una descripción de las características del suelo a una profundidad de por lo menos 10 m, obtenidas de pozos de prueba perforados en el sitio propuesto.
- c) La máxima precipitación prevista para la zona.
- d) Una simulación de niveles de fluido dentro de la instalación, que abarque varios años.
- e) Cálculos estimados de la evaporación total y neta y una memoria de cálculo para los mismos.
- f) Una descripción y evaluación del aislamiento hidrológico propuesto para la zona

de evaporación recomendada, incluyendo informes de un profesional habilitado colegiado en esta materia.

- g) Detalles de un programa de monitoreo para asegurar la contención.
- h) Una descripción química detallada del agua a ser evaporada.
- i) Planes de medidas a adoptar en el caso de inundaciones, rebosamientos, etc.
- j) Planes para el cierre de las operaciones, incluyendo la disposición de productos de evaporación y la eliminación/restauración de suelos contaminados de sal.
- k) Un informe sobre las otras formas consideradas para la eliminación de agua y las razones por las cuales no han sido puestas en práctica.

Disposición en Pozos de Poca Profundidad

La disposición en pozos someros o de poca profundidad todavía se practica en varias zonas y consiste en inyectar a pozos por debajo de los 600 m o 2000 pies.

Algunos pozos están bien terminados con tubería superficial de revestimiento, tubería de revestimiento para producción, tubería de producción y un espacio anular aislado. Siempre que se haya realizado un estudio completo de cualquier arena de agua dulce dentro de la zona inmediata, por ejemplo en un radio de 10 km., y siempre que la zona en donde se realiza la inyección no se encuentre en comunicación con cualquier arena de agua dulce en la dirección de flujo de la capa acuífera, este método de eliminación se considera aceptable^{21,22}.

El problema principal es el potencial de comunicación con arena de agua dulce y la contaminación de las fuentes de agua potable. Muchos de los pozos de poca profundidad en uso, nunca fueron destinados a ser pozos de inyección, y algunos resultaron ser pozos secos o de exploración abandonados que cuentan con una sarta de tubería de poca longitud. El uso de cualquier pozo sin una separación mecánica entre la zona de inyección y cualquier arena con potencial de contener agua no puede considerarse como una buena práctica, particularmente donde se inyectan grandes volúmenes de fluidos. En algunos de estos pozos no está claro a dónde va el agua eliminada, lo cual es inaceptable.

Descarga Controlada en Agua Dulce

No se recomiendan las descargas en ningún cuerpo de agua dulce. La práctica es aceptada, sin embargo, en una variedad de zonas en las que el agua superficial es muy escasa, donde el contenido total de los sólidos disueltos de las aguas producidas es anormalmente bajo, y donde existe un uso específico e inmediato para el agua.

Una región en donde se permite esta práctica es el estado de Wyoming²³, donde la descarga en aguas receptoras es permitida siempre que:

1. El total de los sólidos disueltos en el agua a ser descargada sea menor de 5000 ppm.
2. La descarga se realice en una zona del estado considerada como árida (al oeste del meridiano 98).
3. El aceite arrastrado en el agua de descarga sea menor de 20 mg/l.
4. Exista la necesidad continua y demostrable de que el agua es indispensable para mantener a la fauna salvaje y a los animales domésticos.

Recientemente ha sido expresada cierta intranquilidad acerca del nivel de Radio 226 y de Estroncio 90 en el agua, pero todavía no se ha promulgado reglamento alguno al respecto.

La legislación en los Estados Unidos es compleja y el agua producida está excluida de la definición de la Agencia Protectora del Medio Ambiente de un material peligroso. Siempre que estados individuales tengan legislación que cumpla con o exceda los requisitos de la Ley de Aguas Limpias, y estos se refieren a aguas en su lugar, gobierna la ley del estado. En el estado de Wyoming, la ley del estado permite la descarga en la superficie.

La práctica no se recomienda aun con el control regulador impuesto sobre los niveles de aceite en el fluido y los sólidos disueltos totales. Trastornos en los procesos pueden producir fácilmente contenidos excesivos de aceite en la descarga que muchos operarios independientes descargarían de muy buena gana en forma ilegal. Aun a niveles de sal relativamente bajos (aproximadamente 20% de la salinidad del agua de mar) existe el potencial para una acumulación considerable de sal en los suelos adyacentes, conducente a daño permanente.

6.2.3 Métodos de Disposición Inaceptables

Los métodos de disposición no tratados en los párrafos anteriores son considerados inaceptables. Estos incluyen cualquier tipo de descarga sin control y descargas controladas en zonas ambientalmente sensibles. Algunas de las prácticas inaceptables más comunes se presentan a continuación.

Descarga Controlada en Zonas Costeras

Las descargas controladas en zonas costeras son comunes, particularmente en los estados de Tejas y Luisiana. Cada estado descarga casi 2 000 000 de barriles de agua en las regiones pantanosas costeras y en los estuarios salinos. Esta práctica se ha realizado durante muchos años y se están empezando a notar los efectos en las zonas^{24,25}. Estos efectos son, como es de esperar, más pronunciados en los cuerpos de agua que están semi-estancados, donde las corrientes son bajas y donde la reposición por marea es limitada. Los efectos han sido la destrucción de comunidades bentónicas en las cercanías de las desembocaduras y la severa limitación de su crecimiento en zonas adyacentes a las mismas. También se ha observado la contaminación de criaderos de ostras y mariscos con fenoles y otras materias orgánicas, la concentración de metales pesados y niveles excepcionalmente altos de Radio 226 y Estroncio 90.

Es probable que se impongan restricciones y reglamentos adicionales sobre la descarga de agua producida en zonas costeras y pantanosas en un futuro no muy lejano y es posible que estas restricciones sean muy severas. Teniendo en cuenta la cantidad de alimentos cosechados en estas aguas se recomienda que las descargas en estas zonas sean consideradas como ambientalmente inaceptables.

Disposición por Espacio Anular

La disposición por espacio anular es otra forma de descarga sin control. Hay poca información respecto hacia dónde van realmente los fluidos²⁶ y, en muchos casos, se excede la presión de fractura de la formación en la zapata de cementación de la tubería de revestimiento superficial. La mayoría de estos fluidos probablemente migran hacia arriba a través de las fracturas creadas y terminarán eventualmente en arena de agua potable o dulce.

Estos lineamientos no contemplan el problema de la eliminación del fluido de perforación, donde los lodos a base de agua, contienen muchas veces altos niveles de sólidos, especialmente de bentonita (arcilla), se bombean por el espacio anular si el pozo ha sido entubado, o por debajo de la primera tubería de revestimiento, si no lo ha sido. Sin embargo, es de notar que esto ocurre una sola vez, generalmente se limita a pozos secos (muchas compañías consideran que bombear por el espacio anular de un pozo productivo constituye un riesgo mecánico inaceptable) y con bajos volúmenes de fluidos.

Cualquier otra Descarga no Controlada

Como se ha destacado arriba, cualquier otra descarga no controlada perjudica al medio ambiente y es inaceptable²⁶. El uso de agua salada en los caminos es irresponsable.

Descargar en arroyos de agua dulce, ríos y otros cuerpos de agua dulce es inaceptable. La opinión pública y la legislación están tomando esta posición y sólo es cuestión de tiempo (limitado) antes de que tales métodos de eliminación, y otros aceptados actualmente, sean completamente proscritos.

7.0 TRATAMIENTOS REQUERIDOS ANTES DE LA DISPOSICION

Los requerimientos para el tratamiento de fluidos producidos dependen de su origen, su condición y el método de descarga elegido para la salmuera. Los tratamientos convencionales incluyen separadores de agua libre, separadores de tres fases y tratadores para quitar el agua del aceite y establecer una corriente de agua primaria. Para cumplir con los requerimientos de descarga se necesitan tanques desnatadores, interceptores de placas paralelas, celdas de flotación por gas, coalescedores e hidrociclones²⁷. Estos se describen a continuación.

Se están proponiendo y evaluando continuamente métodos adicionales de tratamiento. Técnicas nuevas incluyen el uso de centrifugadoras y filtrado por membranas²⁸. Sin embargo, estas técnicas no han sido aún probadas ni están en el mercado, y no serán discutidas aquí.

7.1 Deshidratadores Mecánicos y Separadores de Tres Fases

Para los pozos que producen cantidades moderadas de agua, el aceite y el agua pueden separarse del gas en separadores de tres fases. Este tipo de separación es aplicable en donde las caídas de presión en el pozo a través de estranguladores no han emulsionado el agua. La separación de aceite y agua debe ser positiva.

La separación del aceite del agua ocurre inicialmente en una cámara de gravedad con salidas separadas para el aceite y el agua. La descarga del aceite y del agua es controlada por válvulas de flotación individuales.

Estos separadores son útiles para la separación rutinaria del aceite, agua y gas en bajos volúmenes o para pruebas de pozos individuales en campos con flujos en tres fases.

7.1.1 Controles de los Separadores

Los separadores tienen dos puntos de control principales:

1. Control de presión
2. Control de nivel

En un separador de tres fases los flujos de salida son gas y dos líquidos. En el campo petrolero una de las fases líquidas generalmente es agua y la otra generalmente petróleo, aunque los mismos principios y recipientes pueden usarse con glicol, aminas y otras combinaciones líquidas no solubles.

En los recipientes de tres fases hay dos reguladores de nivel - uno para cada fluido. El control de nivel puede ser más difícil puesto que el tiempo de retención de cada fluido puede ser afectado por el regulador de nivel del otro, y los volúmenes de cada fluido pueden cambiar dramáticamente con el tiempo.

7.2 Tratadores

Una emulsión es una combinación de dos líquidos no miscibles, o de líquidos que no se mezclan bajo condiciones normales. Uno de los líquidos se extiende o esparce a través del otro en forma de gotitas pequeñas. Estas gotitas pueden ser de todos los tamaños, desde medianamente grandes hasta muy pequeñas. A veces las gotitas son tan pequeñas que cabrían más de cincuenta sobre la cabeza de un alfiler. Una emulsión estable es una que no se descompone sin alguna forma de tratamiento. Se requieren tres condiciones para la formación de una emulsión estable:

1. Los líquidos deben ser no miscibles.
2. Debe haber agitación suficiente como para dispersar uno de los líquidos en forma de gotitas dentro del otro.
3. Debe estar presente un agente emulsificador, o emulsificante.

Una emulsión aceite-agua podrá contener desde muy poco hasta 90% de agua. Además, una emulsión puede ser dura (difícil de romper) o floja (fácil de romper). Que una emulsión resulte dura o floja depende de varios factores que incluyen las propiedades del aceite y del agua, el porcentaje de cada uno en la emulsión, y el tipo y cantidad de emulsificante presente.

7.2.1 Principios Básicos de los Tratamientos

El tratamiento puede incluir a uno o más de los procedimientos siguientes:

1. dejar tiempo de reposo y drenar el agua separada,
2. aplicar calor,

3. aplicar productos químicos,
4. aplicar electricidad,
5. operar varios dispositivos mecánicos, tales como tanques de decantación, tanques de lavado, deshidratadores mecánicos, etc., y
6. añadir diluyentes para reducir la viscosidad.

Los factores involucrados en el tratamiento de emulsiones de agua en aceite incluyen:

1. romper las películas que rodean a las gotitas de agua y coalescer las gotitas para formar gotas mayores, y
2. dejar que precipiten las gotas de agua durante o después de su coalescencia.

Todas las emulsiones se separan en aceite y agua si se les permite asentar durante un tiempo ilimitado. En efecto, mucha del agua producida con aceite se separa sin la ayuda del calor, productos químicos, u otros recursos. Sin embargo, las partículas pequeñas de agua en las emulsiones de agua en aceite están generalmente rodeadas de una película resistente, con la apariencia de una envoltura plástica cuando es estudiada con el microscopio. Esta película es difícil de romper, y, hasta que se rompe, las gotitas de agua no coalescen - por lo menos en un tiempo razonable. Por lo tanto, el calor, los productos químicos, la electricidad, los dispositivos mecánicos, y varias combinaciones de todos estos factores son generalmente necesarias para que se rompa la película que rodea a las gotas de agua y éstas coalezcan.

Un separador de agua libre (abreviado FWKO) es sencillamente un recipiente que proporciona un espacio para que el agua libre se separe de una emulsión. Muchas veces contiene un filtro o excelsior para quitar partículas de petróleo o emulsión que puedan estar atrapadas en el agua a medida que pasan por el filtro. El agua libre se retira automáticamente del fondo de la unidad, y la emulsión o el petróleo sale por arriba y pasa al sistema de tratamiento. De esta manera, se elimina el agua en estado libre; y sólo la emulsión se trata por el sistema de calefacción o tratamiento.

El agua libre es el agua asociada con el aceite que precipita en cinco minutos cuando los fluidos del pozo se dejan decantar en un tanque de sedimentación. El agua libre no forma parte de la emulsión y puede ser separada fácilmente por la sola fuerza de gravedad.

Separar el agua libre evita las sobrecargas en la planta de tratamiento y el gasto de energía.

Por ejemplo, considere que se necesita alrededor de tres veces y media más energía calorífica para aumentar la temperatura del agua que la del aceite. Por lo tanto, si previamente se retira toda o la mayor parte del agua libre, se puede obtener un considerable ahorro de combustible necesario para operar el calentador. Un separador de agua libre es un recipiente usado para sacar cantidades excesivas de agua libre en las líneas de flujo antes de la planta de tratamiento.

Existen muchos tipos de separadores de agua libre, desde las unidades de fabricación casera hasta las unidades verticales u horizontales capaces de una operación de dos o tres fases. Un separador de agua libre de dos fases está diseñado de tal manera que solamente el agua libre se separa del aceite o emulsión. Un separador de agua libre de tres fases separa el agua libre y el gas del aceite de la emulsión.

7.2.2 Aplicación de Calor en el Tratamiento

Una emulsión no se separa solamente con calor, excepto en casos poco frecuentes. Generalmente la aplicación de calor es un proceso auxiliar para acelerar la separación.

Los calentadores de emulsión pueden ser: directos o indirectos. La mayoría de las plantas de tratamiento no utilizan calentadores independientes; el calentador generalmente forma parte integral de un sistema de tratamiento en el cual se lleva a cabo el calentamiento y el tratamiento.

7.2.3 Tratamiento Químico

Para que un producto químico pueda actuar como separador de emulsión en una emulsión de agua en aceite, debe poder desactivar al agente emulsificador que rodea a las gotitas de aguas dispersas. Los productos químicos usados para separar emulsiones de agua en aceite se agregan en cantidades pequeñas en algún punto del tratamiento. Tales productos químicos deben ser solubles en aceite y activos en la superficie (disolverse en el aceite y trabajar sobre las superficies de las gotitas de agua para que se separen). Los productos químicos separadores de emulsión son también materiales

polares. Los productos químicos usados para tratar emulsiones inversas, o sea aceite en agua, difieren de los usados para tratar emulsiones de agua en aceite por cuanto éstos son solubles en agua. Al disolverse en el agua el producto químico puede hacer contacto con la superficie de las gotitas de aceite suspendidas en el agua. El producto químico deberá separar al emulsificante que rodea a las gotitas de aceite al entrar en contacto con el mismo y hacer que las gotitas de aceite se adhieran, o coalezcan, en glóbulos grandes.

El aceite así coagulado se retira de la superficie del agua, y el agua se puede disponer.

7.2.4 Tratamientos con Tratadores por Calentamiento

Un tratador por calentamiento (también llamado tratador de flujo o de emulsión) es un dispositivo que combina todos los componentes necesarios para tratar una emulsión en un sólo recipiente. En el recipiente se aplican los productos químicos, el calor, la sedimentación, y, frecuentemente, la electricidad.

El tratador por calentamiento está diseñado para incluir en una unidad cualquiera o todos de los siguientes elementos: separador de aceite y gas, separador de agua libre, calentador, lavado de agua, sección de filtros, sección de estabilización, intercambiador de calor, y campo electroestático. Existe un gran número de modificaciones del modelo básico de tratadores por calentamiento; es decir, una de las funciones puede ser más importante que otra, dependiendo del servicio para el cual ha sido diseñado. Por ejemplo, puede tener mayor capacidad para agua libre o menor capacidad de calefacción, y puede o no tener una sección de "heno" - una sección empaquetada con excelsior (pajilla o paja de madera) que actúa como filtro. Además, cada modelo puede obtenerse en diversos tamaños para manejar diferentes volúmenes de fluidos de pozo. Algunos tratadores están diseñados para uso en climas excesivamente fríos; otros modelos están diseñados especialmente para tratar aceite espumante. La selección del tratador apropiado para cualquier conjunto de condiciones dadas es una compleja decisión de ingeniería que puede ser tomada solamente luego de conocer una gran cantidad de factores.

7.3 Remoción del Petróleo Disperso

El aceite en el agua producida es un problema importante. Actualmente, los niveles aceptados de aceite y grasa en el agua a ser descargada en el mar están en un promedio

de 40 mg/l con una concentración máxima en una muestra de 72 mg/l. Estos niveles, sin lugar a duda, se restringirán.

El aceite también puede causar problemas pozo abajo en el sistema de inyección, especialmente donde se está utilizando un pozo de eliminación en una zona que no contenía petróleo y no tiene saturación de aceite residual. El aceite también ensuciará rápidamente a la mayoría de los filtros.

Por lo tanto se deberá minimizar el aceite en el agua. Si la concentración de aceite en el agua que sale de los separadores de agua libre es demasiado alta, se deberá considerar el uso de un tratador u otra forma de quitar el aceite. Si el agua del tratador contiene altas concentraciones de aceite y un control muestra que el tratador está operando óptimamente, entonces se necesitará tratamiento adicional.

Los siguientes procesos se encuentran entre los más usados en los campos petrolíferos.

7.3.1 Tanques Desnatadores

Los tanques desnatadores son simplemente recipientes grandes que proporcionan el tiempo de retención necesario para que el aceite suba a la superficie donde puede ser desnatado y recogido.

7.3.2 Separadores de Placas Paralelas

El separador de placas paralelas es un separador por gravedad que consiste en una pila de placas paralelas separadas por un espacio de 4 a 10 cm. El agua aceitosa pasa entre las placas y las partículas de aceite suben a la superficie de la placa superior donde coalescen. El aceite aglutinado se traslada por la placa hasta llegar a la superficie de agua, donde se desnata. Básicamente, las placas paralelas reducen la distancia que debe viajar el aceite antes de llegar a una superficie donde puede coalescer. El espaciamiento entre las placas es muy importante en el diseño.

Existen dos tipos básicos de coalescedor de placa paralela - el interceptor de placa paralela y el separador de placa inclinada. El separador de placa inclinada utiliza una pila de placas inclinada a 45°.

Los separadores de placa inclinada son utilizados frecuentemente costa afuera donde los niveles de espaciamiento y peso son muy restrictivos.

7.3.3 Celdas de Flotación con Gas

En una celda de flotación con gas se forman burbujas finas de gas en el agua que se adhieren a las gotitas de aceite, levantándolas a la superficie para ser recogidas. Las características principales son la introducción de burbujas finas de gas dispersadas en el fluido, una zona de turbulencia mínima y un medio de colección.

En el sistema de **Flotación con Gas Disuelto**, el gas se disuelve por presión en el agua y se libera a presión más baja en el recipiente de flotación. Estas unidades son muy grandes y no funcionan tan bien como las unidades de gas disperso.

En el sistema de **Flotación con Gas Disperso** el gas es dispersado en el agua utilizando un rotor mecánico o un eyector. El tipo de eyector usa menos energía y menos gas que el rotor y tiene una relación de gas-agua de alrededor de 10 pies cúbicos por barril.

Los resultados están influenciados por la concentración de gas, la salinidad, la temperatura, el pH, el tipo de crudo, la concentración de aceite, y los aditivos químicos para flotación. Son comunes las recuperaciones de aceite de más del 90%.

7.3.4 Coalescedores

Los coalescedores son recipientes que tienen una gran superficie. A medida que el agua aceitosa fluye, las gotitas de aceite finamente dispersas coalescen hasta tener el tamaño suficiente como para flotar hacia la superficie y ser recogidas.

Los Coalescedores de Medios Granulares usan sistemas de flujo ascendente y descendente similares a filtros. Frecuentemente se utilizan los mismos medios.

El poliuretano es usado en forma de un paquete mojado en aceite. El aceite y los sólidos mojados en aceite se juntan sobre el paquete de poliuretano y se retiran automáticamente. A medida que se junta el aceite la caída de presión a través de la unidad aumenta y se requiere la regeneración. La regeneración se hace comprimiendo y expandiendo alternativamente el paquete y colectando los fluidos exprimidos.

7.3.5 Hidrociclones

Los hidrociclones son relativamente nuevos y están en uso actualmente sólo en el Mar del Norte. La operación se basa en el uso de un flujo arremolinado para generar fuerzas centrífugas que separan el aceite del agua basándose en sus diferencias de densidad.

En los hidrociclones estáticos se inducen fuerzas centrífugas con una alta velocidad y presión en la boca de entrada. En los hidrociclones giratorios la rotación mecánica proporciona el movimiento. Hasta la fecha existen 50 plataformas con hidrociclones estáticos completos instalados.

7.4 Remoción de Gas Disuelto

Las plantas de tratamiento de agua se clasifican un tanto arbitrariamente en sistemas abiertos o cerrados. Los sistemas cerrados son los diseñados para impedir el contacto del agua con el aire y minimizar así las pérdidas de gas disuelto y el atrapamiento de aire. Ambos sistemas tienen ventajas y desventajas.

En un sistema cerrado los gases disueltos se mantienen en solución. Si hay dióxido de carbono y calcio, el pH es estable y se inhibe la precipitación de carbonatos de calcio. También se evita la oxidación de hierro disuelto y de sulfuros. Sin embargo, el sistema se mantiene a presión y el equipo es más costoso. Además, se permite que continúe cualquier corrosión resultante de gases corrosivos disueltos, principalmente H_2S y CO_2 .

En un sistema abierto no se trata de excluir al aire. En efecto, en muchas plantas el agua es aireada para extraer los gases no deseables tales como el H_2S . Los sistemas abiertos permiten usar grandes estanques de retención que dan tiempo al agua para estabilizarse, las partículas suspendidas se depositan y las gotitas de aceite coalescen en la superficie. Sin embargo, es posible que la corrosión aumente y se produzcan problemas de incrustación.

7.4.1 Remoción del Oxígeno

Una vez que el oxígeno se ha introducido en las salmueras, rara vez se extrae. Cuando se debe inyectar el agua, frecuentemente es más económico retirar el oxígeno o usar cañería y tubería recubierta de plástico resistente a la corrosión. Cuando debe descargarse el agua, la presencia de oxígeno disuelto es favorable.

Sin embargo, en algunos casos, particularmente cuando se usan grandes cantidades de agua dulce de reposición, hay que retirar el oxígeno. Existen varios métodos para extracción de oxígeno:

Separación del Gas: generalmente se realiza con gas natural en una torre de desorción en contracorriente que contiene empaque o bandejas. Las bandejas son más comunes debido a que el empaquetamiento tiende a ensuciarse con los sólidos suspendidos.

El principio de la separación es el de reducir la concentración de oxígeno hasta la solución, reduciendo su presión parcial y por lo tanto su solubilidad.

La cantidad de oxígeno extraída es una función de:

- la concentración de Oxígeno Disuelto en el agua
- la cantidad de bandejas teóricas
- la relación Gas-Agua
- la Presión
- la Temperatura

Una torre de separación bien diseñada puede reducir al oxígeno disuelto a 0.01 a 0.02 ppm.

La Desaireación en Vacío reduce la presión parcial del oxígeno por encima de la superficie del agua por reducción de la presión encima del agua hasta que el agua hierve. La desaireación en vacío también se lleva a cabo en una torre que contiene empaquetamiento o bandejas, aunque el empaquetamiento es menos complejo.

La presión se reduce en la torre usando una bomba de vacío o una bomba de vacío asistida por un eductor. Las concentraciones de oxígeno se bajan a alrededor de 0.1 ppm en una torre de una etapa y a alrededor de 0.01 ppm en una torre de tres etapas.

7.4.2 Remoción del Acido Sulfhídrico

La clave para la remoción exitosa de H_2S es el control del pH. Con un pH menor de 5, casi todo el H_2S está presente como un gas asociado y puede ser eliminado fácilmente.

Los procesos utilizados incluyen:

- **La Aireación** satura al agua con aire, causando la liberación del H₂S. Frecuentemente esto resuelve el problema pero causa muchos más.
- **La Separación con Gases de Combustión** obtenidos de escapes de combustiones de motores ha sido usada en varios sitios. El CO₂ en el gas ayuda a reducir el pH y ayuda a la separación. Los gases de combustión deben ser controlados cuidadosamente para asegurar la combustión completa y evitar la introducción del oxígeno en el sistema. Una torre de desorción en contracorriente es usada generalmente con el gas de combustión alimentado por la parte inferior.

7.4.3 Remoción del CO₂

La ionización del CO₂ también depende del pH y la cantidad que puede ser eliminada es una función del pH. Un pH de 5 produce 95% del gas disponible y un pH de 4 logra 100%. Los métodos de eliminación incluyen:

- **La Aireación** o barrido mecánico con aire.
- **La Desgasificación al Vacío**, donde se reduce la presión parcial sobre el agua. Se debe cuidar de mantener un pH bajo para impedir que se formen incrustaciones. El pH se corrige después de haber eliminado el CO₂.

7.5 Remoción de Sólidos en Suspensión

Los sólidos en suspensión deben removerse de cualquier agua que se va a inyectar, pues es probable que tapen la formación. Se usan varios tipos de filtros para retirar los sólidos. Las aguas a ser descargadas al mar generalmente se filtran, pues los sólidos no son perjudiciales. Hay varios sistemas de filtro disponibles y los más comunes se tratan brevemente a continuación:

7.5.1 Filtros de Lecho Graduado Convencionales

Se colocan capas de medio filtrante de diferente tamaño en un recipiente. Las partículas más grandes están en la parte inferior y las más pequeñas en la parte superior. Sólo las partículas más pequeñas actúan como filtro, las demás son capas de apoyo solamente.

Los medios de filtración más comunes son arena, antracita y carbón (grafito).

Los filtros operan generalmente de arriba hacia abajo. Cuando la caída de presión alcanza a 3.5 psia (25 kPa), el filtro se retrolava rápidamente para eliminar los sólidos que han sido retenidos - usualmente sólo en la primera o segunda pulgada superior de la capa.

Generalmente estos filtros tienen una capacidad nominal de 2.5 U.S.GPM por pie cuadrado de superficie. Las partículas de hasta 25 - 50 μm de diámetro pueden ser eliminadas.

Estos filtros se pueden obstruir fácil y seriamente con aceite. El aceite debe ser eliminado antes de la filtración, y se debe instalar alguna forma de prevención de reboses.

7.5.2 Filtros de Alta Velocidad, Lecho Profundo y Flujo Ascendente

Este es básicamente un filtro de lecho graduado convencional donde el flujo es ascendente a través de los lechos graduados y con alta velocidad de circulación. El filtro completo actúa como medio filtrante. Los lechos se sostienen con una estructura de acero en reticulado, y la arena formará arcos de compresión bajo las mallas de acero.

El retrolavado es en el mismo sentido que el flujo. Es precedido por aire para romper los arcos de compresión y fluidizar o expandir el lecho.

Generalmente estos filtros tienen una capacidad fijada de 6 a 8 U.S.GPM por pie cuadrado de superficie. Partículas tan finas como 5 - 10 μm de diámetro pueden eliminarse sin coagulación, y hasta 1 a 2 μm si se introduce una ayuda coagulante tal como el alumbre.

Estos filtros se pueden ensuciar fácil y seriamente con petróleo. Por lo tanto, el petróleo debe separarse antes del filtrado, y deberá instalarse algún medio para evitar el arrastre.

7.5.3 Filtros de Alta Velocidad, Lecho Profundo y Flujo Descendente

Estos son iguales que los de flujo ascendente, pero invertidos. Medios filtrantes comunes son la antracita y el granate, donde la diferencia de la gravedad específica (1.5 vs. 4.2) mantiene al granate en el fondo.

La mayoría de estas unidades operan en el rango de 10-12 U.S.GPM, y se pueden separar partículas de hasta 7-10 μm sin el uso de coagulantes, y hasta 1 a 2 μm con asistencia.

7.5.4. Filtros de Tierra Diatomácea (TD)

La tierra diatomácea (TD) es esencialmente sílice puro, formado por plantas marinas unicelulares fosilizadas. Se alimenta una suspensión de TD dentro del filtro, y la TD forma una torta filtrante sobre la membrana de sostén o el género de sostén. La operación del filtro continúa hasta que la caída de presión llega a 35 psi o 240 kPa, cuando se comienza el retrolavado. Tanto el medio de filtración (TD) como el material filtrado se descartan.

Debe notarse que :

- Los filtros de TD son los más complicados de todos los filtros usados en campos petroleros en cuanto a operación y mantenimiento.
- Los filtros TD sólo son económicamente viables cuando los sólidos suspendidos son menores que 30 - 50 mg/l.
- Las velocidades de filtración se limitan a unos 2.0 U.S.GPM por pie cuadrado, pero los requerimientos de tamaño total pueden ser algo menores que para los filtros convencionales.
- Los filtros TD retiran el aceite al costo de una vida más corta de operación.
- Se pueden eliminar partículas de hasta 0.5 μm .
- La TD pasa a través del material filtrante y es un agente excelente para obturar formaciones. En sistemas de inyección generalmente se requieren filtros cartucho ubicados corriente abajo.
- La TD puede presentar un problema logístico de suministro. También puede presentar problemas serios la eliminación de TD agotada y sucia.

7.5.5 Filtros Cartucho

Hay disponibles filtros cartucho en una gama amplia de materiales y tamaños de poros, en configuración descartable o enjuagable. Los filtros cartucho generalmente se clasifican con un grado nominal (es decir, 10 μm al 98% significa que el 98 % de los sólidos con tamaño de partícula de 10 μm serán retenidos) y la variación de cualquiera de

las condiciones puede cambiar considerablemente el desempeño. Si fuera posible deberían llevarse a cabo pruebas en el lugar para determinar la eficiencia real antes de finalizar la selección.

7.5.6 Sedimentación

En proyectos muy grandes, o donde hay presentes sólidos suspendidos muy finos se usan métodos de coagulación y sedimentación. La sedimentación por gravedad en lagunas grandes es efectiva pero no ha sido usada en forma amplia hasta hace poco debido a la carencia de coagulantes apropiados. El desarrollo de polímeros sintéticos (polielectrólitos) ha ampliado mucho la gama de aguas que pueden tratarse y clarificarse.

Los polímeros causan coagulación y floculación hasta que las partículas crecen a un tamaño que se precipitan a una velocidad razonable.

La selección de los coagulantes se hace a menudo, en base a la recomendación de la compañía química, y muchas veces por tanteo.

El agua de las lagunas de sedimentación deberá ser filtrada luego de la sedimentación y antes de su uso, para retirar cualquier sólido restante.

7.5.7 Selección de Filtros

El desempeño de los filtros no puede predecirse en forma teórica. El mejor proceso de selección es llevar a cabo pruebas comparativas de efectividad en el lugar, con filtros piloto a pequeña escala y con el agua específica que interesa.

7.6 Biocidas

7.6.1 Bacterias

Se deben añadir biocidas al agua que se inyectará si hay bacterias presentes en el agua, ya que varios tipos de bacterias pueden conducir a serios problemas en el yacimiento y en los sistemas de tuberías.

Las bacterias son extremadamente pequeñas (0.5 μ m en diámetro) y hay miles de especies. Pueden configurarse como bastones, esferas o curvas. Algunas pueden

duplicar su población en menos de 20 minutos, abrumando literalmente un fluido.

Las bacterias pueden soportar variaciones amplias de temperatura (-10 a 100°C), de valores de pH (0 a 10.5) y variaciones en las concentraciones de oxígeno (0 a 100%). En el agua se desarrollan mejor con un pH de 5 - 9, temperaturas menores de 80°C y, aunque prefieren el agua dulce, se adaptan bastante a las salmueras.

En el campo petrolero, las bacterias se clasifican en tres categorías:

1. Aeróbicas - requieren oxígeno para vivir.
2. Anaeróbicas - crecen mejor en ausencia del oxígeno.
3. Facultativas - crecen con o sin oxígeno.

7.6.2 Bacterias que Causan Problemas

Las bacterias que causan los problemas más serios son las bacterias reductoras de sulfatos (SRB). Estas reducen los iones de sulfatos y sulfitos presentes en muchas aguas de campos petroleros a iones de sulfuros, y liberan el H₂S como subproducto. Pueden surgir cuatro problemas:

1. Las bacterias pueden participar directamente en la reacción de corrosión, causando picadura severa en la tubería de acero.
2. La generación de H₂S puede aumentar mucho la corrosividad general del agua. Hay también varios casos en que yacimientos enteros dulces se han vuelto sulfurosos agrios, resultando en problemas serios. El mecanismo agriante no es bien entendido, pero las bacterias reductoras de sulfatos son una posibilidad obvia.
3. El H₂S libre puede conducir a la rajadura y ampolladura sulfurosa de los aceros.
4. La corrosión agria resulta en sulfuro ferroso - un polvillo negro que es un agente excelente de obturación de yacimientos.

Se reconocen cuatro familias principales de SRB:

<u>Género</u>	<u>Especie</u>	<u>Forma</u>
Desulphavibrio	Africans	Bastón sigmoideo
	Desulphuricans	Vibrión
	Salexigens	Vibrión
	Vulgaris	Vibrión
Desulphotomaculum	Nigrificans	Bastón
	Orientis	Bastón curvado

Las SRB requieren nutrientes para crecer. Entre los nutrientes primarios se hallan el carbono, el nitrógeno y el fósforo (generalmente hallado en alcoholes, ácidos orgánicos, inhibidores de incrustación), el hierro disuelto y los iones de sulfatos o sulfitos.

Otras bacterias que causan problemas serios son las bacterias del hierro y formadoras de lama. Las bacterias del hierro depositan una lámina de hidróxido férrico alrededor suyo a medida que crecen, causando la corrosión y obturación. Cantidades grandes pueden producir hidróxido férrico suficiente para causar obturación severa del yacimiento. Las formadoras de lama generan masas de lama densa sobre superficies sólidas y causan corrosión y obturación similares a las bacterias del hierro.

7.6.3 Cultivo e Identificación de las Bacterias

El monitoreo de un sistema de agua involucra el muestreo, cultivo (crecimiento) de las bacterias para determinar el número presente y para identificar las especies, para que se pueda seleccionar un biocida eficaz. El API RP 38 describe un método para examinar las aguas de inyección, y es usado por muchos laboratorios.

7.6.4 Control Químico

Los productos químicos o matan a las bacterias (bactericidas) o retrasan o inhiben su crecimiento (bacteriostatos). También se obtienen productos químicos de alcance más

amplio como biocidas que matan toda forma de vida, y los bioestatos que retrasan toda forma de vida.

El biocida inorgánico más común es el cloro agregado al agua. Los bactericidas orgánicos son las aminas, fenoles clorados, aldehidos y los compuestos de amonio cuaternario. Se recomienda la evaluación de los distintos productos químicos por un laboratorio como paso inicial en la selección. En la selección de los productos químicos debe considerarse si matar o controlar - e.g. para reductoras de sulfatos se requiere una matanza total y se recomienda un bactericida, mientras que un control (bioestato) de las lamas muchas veces es suficiente.

Adicionalmente, muchas bacterias desarrollan una resistencia contra productos químicos particulares con el transcurso del tiempo. El uso de dos bactericidas (en forma alternada) generalmente resuelve este problema, pero es prudente hacer evaluaciones de laboratorio anualmente.

7.6.5 Compatibilidad

Asegure que el producto que se use sea compatible con el agua. Algunos pueden causar precipitados que son un problema tan serio como las bacterias. También controle la compatibilidad con otros productos químicos tales como los removedores de oxígeno o inhibidores de incrustación, etc.

7.6.6 Aplicación

El tratamiento puede ser continuo por inyección - a una concentración más elevada inicialmente si es que se ha permitido el desarrollo de un problema, y reduciendo luego a medida que desaparece éste - o en tratamiento por baches. En el proceso por bache se bombea periódicamente un bache de alta concentración a través del sistema con el propósito de producir una matanza total. Los bactericidas orgánicos son empleados de esta manera.

Cuando se trata con bactericidas, hágase lo siguiente:

1. Límpiense a fondo las líneas de inyección, tuberías, etc.
2. Limpie a mano todo el lodo, lama, etc. de los tanques, recipientes y filtros.

3. Enjuague por contraflujo todos los pozos de inyección.
4. Elimine zonas de estancamiento o de baja velocidad.
5. Esterilice el sistema - use un bache de alta concentración de bactericida con suficiente tiempo de residencia para asegurarse una matanza completa.

Luego será necesario un monitoreo continuo y estricto para determinar si el tratamiento elegido ha sido exitoso.

El biocida inorgánico más común, el cloro, es ampliamente eficaz y generalmente barato. Se obtiene como líquido en recipientes de acero, como solución de hipoclorito y como dióxido de cloro generado por clorato de sodio o clorito de sodio. Todos son eficaces.

Se debe notar que el cloro es sumamente venenoso y debe manejarse con cuidado.

8.0 OTROS

8.1 Monitoreo

El monitoreo de las descargas es una parte importante del cumplimiento reglamentario.

La API²⁹ sugiere lo siguiente:

1. Estime el potencial de contaminación del efluente de la planta.
2. Mida el rendimiento del tratamiento del desperdicio.
3. Determine el efecto del desperdicio sobre las aguas receptoras.
4. Cumpla con los requerimientos de la agencia reguladora.

Este es un manual de refinería, pero los mismos principios son aplicables toda vez que se estén eliminando aguas producidas.

El manual también discute métodos para inspeccionar corrientes de agua, sugiriendo que los operarios establezcan informes acerca de las condiciones preexistentes y actuales en el cuerpo receptor y que estimen los efectos de la descarga. Los datos hidrológicos que se requieren incluyen cortes transversales, datos de flujo (velocidad, caudal), datos biológicos y químicos y una evaluación de la capacidad de asimilación de las aguas receptoras.

Siempre que se propongan descargas en corrientes de agua dulce, se requieren tales estudios. Se deben emplear técnicas de predicción para asegurar que la calidad del agua no caiga por debajo de las normas para el uso final.

LECTURA RECOMENDADA

LECTURA RECOMENDADA

1. Subsurface Salt Water Injection and Disposal, Vol 3, 2nd Edition, API., Dallas, Texas
2. Surface Production Operations, Volume 1, Design of Oil Handling Systems and Facilities, Arnold and Stewart., Gulf Publishing, Houston Texas, 1990.
3. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. Forrest F. Craig Jr., API Monograph Vol 3, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas. 1971.

REFERENCIAS

REFERENCIAS

1. Area Waste Management Plan for Drilling and Production Operations, CT Stilwell, Arco Oil and Gas Co., Midland, Texas. Presented at the First International Symposium on Oil and Gas Exploration and Production Waster Management Practices, September 10-13, 1990, New Orleans, Louisiana, Sponsored by U.S. EPA.
2. Components of Produced Water: A Compilation of Results From Several Industrial Studies, MT Stevenson, Texaco Inc., SPE Paper 23313. Presented at the First International Conference on Health, Safety and Environment held in the Hague, Netherlands, 10 -14 November 1991.
3. Standards and Enforcement for Air and Water Pollution Control, US Environmental Protection Agency, March 1973, Washington, DC, 20460
4. An overview of Produced Brine Injection Practices in Kentucky, W. Mann, US Environmental Protection Agency, Groundwater Protection Branch, Atlanta, Georgia, 30365. Presented at the First International Symposium on Oil and Gas Exploration and Production Waster Management Practices, September 10-13, 1990, New Orleans, Louisiana, Sponsored by U.S. EPA.
5. Alternatives of Wastewater Disposal to Direct Stream Discharge Including Land Utilization, Paul G Shewchuk, November 3 1978, Alberta Environment
6. Corrective Action: Technologies and Application, US Environmental Protection Agency, Seminar Publication, September 1989, Centre for Environmental Research Information, Cincinnati, Ohio, 45268. Presented at the First International Symposium on Oil and Gas Exploration and Production Waster Management Practices, September 10-13, 1990, New Orleans, Louisiana, Sponsored by U.S. EPA.
7. Onshore Water Disposal In the Netherlands: Environmental and Legal Developments. JM Marquenie, G Kamminga, H Koop, TO Elferink, NAM BV, SPE Paper 23320, Presented at the First International Conference on Health, Safety and Environment held in the Hague, Netherlands, 10 -14 November 1991.
8. Prediction of Oil Recovery by Waterflooding, Dykstra and Parsons, API, D&PP, 1950
9. Use of Permeability Distribution in Waterflood Calculations, WG Stiles, 18G, 9, 1950
10. Determination of Performance Curves in 5 Spot Waterflood, W Hurst, Pet Engr, 24(4), B-40, 1953
11. Oil Recovery Performance of Pattern Gas and Water Injection Operations from Model Tests, Craig, Geffern and Morse, Trans AIME, 204, 7, 1953
12. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding, FF Craig, SPE Monograph Vol 3, 1971
13. Computer Prediction of Water Drive of Oil and Gas Mixtures through Irregularly Bounded Porous Media, Higgins and Leighton, Jour Pet Tech, 14, 1048, Sept 1962

14. An Evaluation of the Area of Review Regulation for Class II Injection Wells, Georges Korsun and Matthew Pierce, Cadmus Group Inc, Waltham Massachusetts. Presented at the First International Symposium on Oil and Gas Exploration and Production Waster Management Practices, September 10-13, 1990, New Orleans, Louisiana, Sponsored by U.S. EPA.
15. Produced Water Management, ME Lyngbaek and LH Blidegn, Maersk Olie & Gas AS, SPE Paper 23312, Presented at the First International Conference on Health, Safety and Environment held in the Hague, Netherlands, 10 -14 November 1991.
16. The Dispersion of Produced Water, VT Nguyen, Shell Research Ltd and D Prandle, Proudman Oceanographic Laboratory, SPE Paper 23314, Presented at the First International Conference on Health, Safety and Environment held in the Hague, Netherlands, 10 -14 November 1991.
17. Produced Water Discharges from Gas/Condensate Platforms: Environmental Considerations, RPWM Jacobs and JM Marquenie, Shell Intl Petroleum BV, SPE Paper 23321, Presented at the First International Conference on Health, Safety and Environment held in the Hague, Netherlands, 10 -14 November 1991.
18. The use of Environmental Assessments in the Brae Field Development, WC Grogan, Marathon Oil UK Ltd, SPE Paper 23328, Presented at the First International Conference on Health, Safety and Environment held in the Hague, Netherlands, 10 -14 November 1991.
19. The Elimination of Waste Emissions From Oil and Gas Production Operations, D Callaghan, Shell Intl Petroleum BV, SPE Paper 23325, Presented at the First International Conference on Health, Safety and Environment held in the Hague, Netherlands, 10 -14 November 1991.
20. Environmental Protection Planning for Produced Brine Disposal In Southwestern Saskatchewan Gas Fields, Graham RP Mutch, Environmental Assessment Branch, Saskatchewan Environment and Public Safety, Regina, Saskatchewan. Presented at the First International Symposium on Oil and Gas Exploration and Production Waster Management Practices, September 10-13, 1990, New Orleans, Louisiana, Sponsored by U.S. EPA.
21. Evaluation of Salt Water Disposal into Potential Ground water Resources, Fred A Norris, Project 16060 HIJ,. February 1972, Office of Research and Monitoring, US Environmental Protection Agency, Washington, DC, 20460
22. Oil Production and Water Management in Oman, DH Parker, RD Waterland, M Smies, Petroleum Development Oman LLC, SPE Paper 23322, Presented at the First International Conference on Health, Safety and Environment held in the Hague, Netherlands, 10 -14 November 1991.

23. Toxicity and Radium 226 in Produced Water - Wyoming's Regulatory Approach, John F Wagner, Water Quality Division, Wyoming Department of Environmental Quality, Cheyenne, Wyoming, 82002. Presented at the First International Symposium on Oil and Gas Exploration and Production Waster Management Practices, September 10-13, 1990, New Orleans, Louisiana, Sponsored by U.S. EPA.
24. An Assessment of Produced Water Impacts to Low Energy, Brackish Water Systems in Southeast Louisiana: A Project Summary, Kerry M St. Pe, Jay Means, Matt Schlenker, Sherri Courtney, Louisiana Department of Environmental Quality, Water Pollution Control Division, Lockport, Louisiana, 70374
25. Fate and Effects of Produced Water Discharges in Coastal Environments, Nancy A Rabalais, Jay C Means, Donald F Boesch, Louisiana Universities Marine Consortium, Chauvin, Louisiana, 70344. Presented at the First International Symposium on Oil and Gas Exploration and Production Waster Management Practices, September 10-13, 1990, New Orleans, Louisiana, Sponsored by U.S. EPA.
26. Brine Management Practices In Ohio, Dennis R Crist, UIC Program Administrator, Ohio Department of Natural Resources, Division of Oil and Gas, Columbus, Ohio. Presented at the First International Symposium on Oil and Gas Exploration and Production Waster Management Practices, September 10-13, 1990, New Orleans, Louisiana, Sponsored by U.S. EPA.
27. Alternative Processes for the Removal of Oil from Oilfield Brines, K Simms, S Kok, A Zaidi, Environment Canada, Wastewater Technology Centre, Burlington, Ontario. Presented at the First International Symposium on Oil and Gas Exploration and Production Waster Management Practices, September 10-13, 1990, New Orleans, Louisiana, Sponsored by U.S. EPA.
28. Characteristics and Possibilities of Some Techniques for Deoiling Production Water, WMGT van der Broek, R Plat, Delft U. of Technology, SPE Paper 23315, Presented at the First International Conference on Health, Safety and Environment held in the Hague, Netherlands, 10 -14 November 1991.
29. API Manual on The Disposal of Refinery Wastes
30. Public Health Service Drinking Water Standards, 1962, US Department of Health, Education and Welfare. Public Health Service Publication No. 956

APENDICE A

Fragmentos Escogidos de los Reglamentos del Alberta Energy Conservation Board (Consejo de Conservación de Energía de Alberta)

Requisitos para la Solicitud de Eliminación de Agua

ELIMINACION DEL AGUA

15.070 Una solicitud bajo la sección 26, cláusula (c) del Acta para la aprobación de un plan para la recolección, almacenamiento y eliminación del agua producida conjuntamente con gas y petróleo incluirá, cuando corresponda,

- (a) mapas que muestren
 - (i) la ubicación del pozo de eliminación,
 - (ii) los arrendadores y arrendatarios dentro de los 3 km a la redonda del pozo de eliminación propuesto,
 - (iii) condición de cada pozo adyacente al pozo de eliminación y
 - (iv) la estructura o isopacas del depósito dentro del cual se dispondrán los fluidos,
- (b) figuras que muestren
 - (i) cortes geológicos transversales que incluyan el tope y la base de la formación, interfaces de agua-petróleo, gas-petróleo y gas-agua,
 - (ii) detalles de completamiento del pozo de eliminación propuesto que incluyan
 - (A) la profundidad del tapón
 - (B) el intervalo de completamiento existente y el intervalo de eliminación propuesto, y
 - (C) el fluido inhibido que se usará en el espacio anular y
 - (iii) las instalaciones y equipos de medición y manejo del agua,
- (c) una tabulación de
 - (i) los parámetros de reservorios que incluyan las permeabilidades verticales y horizontales, espesores del acuífero y del yacimiento,
 - (ii) la presión del reservorio virgen, la presión de punto de burbuja, la presión actual del yacimiento, los gradientes de presión y la velocidad de disminución de presión,
 - (iii) los resultados de los cálculos de balance de materiales incluyendo los movimientos interfaciales esperados y los índices de empuje
 - (iv) la historia de producción del yacimiento, y

- (v) la historia de producción del pozo de eliminación y de cada uno de los pozos en las dos primeras filas adyacentes al pozo de eliminación, mostrando las relaciones agua-petróleo,
- y
- (d) una discusión de la estratificación dentro del yacimiento que indique si es necesario limitar la velocidad de eliminación para proteger los pozos adyacentes y para obtener la máxima recuperación de petróleo y gas.

(AR 151/71; AR 229/79)

APENDICE B

Criterios de Calidad del Agua de Superficie Provincia de Alberta 1982

PROLOGO

Este documento reemplaza el titulado "Criterios para la Calidad del Agua de Superficie, Provincia de Alberta", publicado en 1970. Los objetivos usados en este documento están basados en el conocimiento actual y estarán sujetos a revisión periódica como resultado de los adelantos en la tecnología de purificación de agua y tratamiento del agua de desecho y cambios en los requisitos de calidad de agua para la preservación del medio ambiente. Los objetivos numéricos proporcionan una base para la determinación de la capacidad que tiene un curso de agua receptor para asimilar sustancias contaminantes del agua que se originan de fuentes naturales y efluentes líquidos industriales y municipales. Las cantidades de desecho calculadas para las descargas en la boca de las cañerías pueden ser estimadas cuando se implemente la mejor tecnología de control y se sigue la guía de rendimiento industrial en conjunción con estos objetivos ambientales en materia de calidad de agua de superficie. Cada caso de eliminación de desecho se revisa entonces desde el punto de vista más amplio del manejo de la calidad del agua.

INTRODUCCION

La "calidad" de un cuerpo de agua es relativa.⁽¹⁾ No existen estándares de calidad absolutos. La aceptabilidad del agua está directamente relacionada con las necesidades de los usuarios - individuos, grupos, municipalidades, industrias y la vida silvestre. Tradicionalmente, la calidad del agua se evalúa en relación con parámetros físicos, químicos y biológicos y en relación al uso que se le quiera dar al agua. No existe un único conjunto de niveles de estos parámetros medibles que satisfaga todos los usos. Agua que contiene una cierta combinación de sustancias medibles puede ser aceptable para un propósito y totalmente inaceptable para otro.

La calidad del agua de superficie raramente es consistente.⁽²⁾ Influencias naturales y producidas por el hombre provocan fluctuaciones de los parámetros medibles. Además, la forma de evaluación general de estos parámetros, y por consiguiente la calidad, puede cambiar a medida que aparecen nuevas tecnologías e información. Lo que es más importante, las necesidades y exigencias del usuario cambian.

Es difícil definir la "calidad" de un cuerpo de agua en términos científicos precisos. La evaluación es complicada, parcialmente subjetiva y limitada por el estado actual de conocimiento. De todas maneras, parece necesario tener lineamientos y objetivos aunque éstos sean imprecisos. Son necesarios algunos niveles mínimos de calidad por debajo de los cuales no se permite que ningún cuerpo de agua se deteriore⁽³⁾.

GENERALIDADES

El Departamento del Medio Ambiente reconoce que hay muchas demandas legítimas sobre los recursos de agua de Alberta.⁽⁴⁾ Estas demandas incluyen, entre otras, agua para la provisión pública, para la industria, la agricultura, la recreación y para la preservación de los peces, la vida salvaje y la estética de las áreas cercanas a la cuenca de agua. Ninguna acción que ponga en peligro los usos legítimos o provoque un deterioro del medio ambiente acuático en general, puede ni debe ser permitida. Es importante que todos los usos válidos sean satisfechos en el presente y en el futuro.

Que la calidad del agua no se modifique en forma perceptible en el ínterin no significa que no se producirán cambios a largo plazo significativos y que perturben el área cercana a la cuenca de agua y la vida en ella. En términos generales, la degradación del medio ambiente de un área circundante a una cuenca es el resultado de interacciones acumulativas entre los componentes físicos, químicos y biológicos que componen el ecosistema.⁽⁵⁾ Los cambios que resulten de estas interacciones pueden ser tan sutiles en sus efectos sobre las plantas, animales y aún en el hombre, que no sean perceptibles en el corto plazo. Es en este contexto que Alberta desarrolló sus objetivos de calidad de agua de superficie para las áreas circundantes a las cuencas de agua en Alberta.

OBJETIVOS DE LA CALIDAD DEL AGUA DE SUPERFICIE

Hay muchos usos legítimos del agua dentro de una provincia. Algunos de estos usos han sido mencionados anteriormente en forma breve. La escala de calidad de agua aceptable (medida en relación a parámetros biológicos, físicos y químicos significativos) varía de acuerdo con cada requerimiento en particular.⁽⁶⁾ Los diversos usos varios pueden ser clasificados de acuerdo con el rango de calidad de agua que puede ser tolerada para el uso en particular. Hay otros factores involucrados en la clasificación, tales como la disponibilidad de tecnología para el tratamiento, costos sociales y económicos para los individuos, grupos, la industria y para la provincia en su totalidad, la demanda de agua para un propósito específico y la susceptibilidad de los peces y la vida salvaje a cambios menores o mayores. Generalmente se ha acordado que el agua para el suministro público, la recreación en que hay un contacto directo con el agua, la vida silvestre y la protección de la vida acuática requieren la calidad de agua más alta con una variación permitida mínima.

Alberta, en asociación con Saskatchewan y Manitoba, ha establecido una guía de calidad mínima de agua que permitiría el uso más sensible. De esta manera, todas las otras demandas de menor calidad o demandas más tolerantes de una variación más amplia serán también satisfechas.

Los objetivos de calidad de agua de superficie para Alberta se presentan en la Tabla 1. Los valores numéricos establecidos para los varios parámetros listados en la Tabla 1 representan un objetivo que debe ser alcanzado o sobrepasado. En algunas regiones de la provincia las condiciones naturales resultan con niveles de ciertos metales, nutrientes y otros parámetros de calidad de agua que exceden aquellos presentados como objetivos. Esto no significa que los objetivos deben ser revisados para explicar estas situaciones particulares. Por el contrario, estos casos individuales serán tratados como especiales y revisados en forma acorde. Los objetivos de calidad de agua de superficie se aplican a todas las aguas de superficie de Alberta.

TABLA 1

OBJETIVOS DE CALIDAD DEL AGUA DE SUPERFICIE

(ver las notas explicativas para la definición de parámetros)

Estos objetivos representan una calidad de agua apropiada para la mayoría de los usos ya sea en su uso directo o preparada para el uso con un grado de tratamiento económicamente práctico. Son aplicables a las aguas de superficie excepto en áreas muy cercanas a descargas de agua.

Hay muchas instancias en las cuales la calidad natural del agua de un lago o río no cumple con algunos de los límites sugeridos. En estos casos, los límites obviamente no se aplican. Se debe notar, sin embargo, que donde la calidad natural existente es inferior a los criterios deseados, no sería prudente permitir un deterioro mayor con la introducción ilimitada y sin control de sustancias contaminantes. Las circunstancias naturales no serán tomadas en cuenta en estos objetivos y la debida atención será dada donde corresponda. (ej. efecto de las aguas de escurrimiento de manantial en el color, olor, etc...)

<p>1. Bacteriología (Grupo Coliforme)</p> <p>(a) En aguas que se sacan para tratamiento y distribución como suministro potable o que se usan para la recreación al exterior, diferente al contacto directo, por los menos el 90 por ciento de las muestras (no menos de 5 muestras en cualquier período consecutivo de 30 días) deberá tener una densidad coliforme total de no menos de 5.000 por 100ml y una densidad coliforme fecal de menos de 1000 por 100ml.</p> <p>(b) En aguas que se usan para el contacto directo en recreación o para la irrigación de plantaciones de vegetales, el promedio geométrico de no menos de 5 muestras tomadas durante un período no mayor de 30 días, no debe exceder 1000 por 100ml de coliformes en total, ni 200 por 100 ml de coliformes fecales, ni exceder estos números en más del 20% de las muestras examinadas durante cualquier mes, ni exceder 2.400 por 100ml de coliformes totales en ningún día.</p> <p>2. Oxígeno disuelto</p> <p>Un mínimo de 5 mg/l en cualquier momento dado.</p> <p>3. Demanda bioquímica de oxígeno</p> <p>Dependiendo de la capacidad de asimilación del agua receptora, esta demanda bioquímica de oxígeno debe exceder el límite que crearía un contenido de oxígeno disuelto de menos de 5 mg/l.</p> <p>4. Sólidos suspendidos</p> <p>No se incrementarán en más de 10 mg/l sobre el valor del ambiente.</p> <p>5. pH</p> <p>Dentro del rango de 6.5 a 8.5 unidades de pH pero no alteradas en más de 0,5 unidades de pH del valor del ambiente.</p>	<p>6. Temperatura</p> <p>No se incrementará en más de 3 grados C por encima de la temperatura ambiente del agua.</p> <p>7. Olor</p> <p>El número de umbral de olor frío (20 gradosC) no debe exceder 8.</p> <p>8. Color</p> <p>No se incrementará en más de 30 unidades por encima del valor natural.</p> <p>9. Turbidez</p> <p>No excederá más de 25 unidades Jackson sobre la turbidez natural.</p> <p>10. Químicos orgánicos</p> <table border="0" style="width: 100%;"> <thead> <tr> <th style="text-align: left;">Componentes</th> <th style="text-align: left;">Máxima Concentración (mg/l)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Extracto de cloroformo carbónico(incluye extracto de alcohol carbónico).</td> <td>0,2</td> </tr> <tr> <td>Mercaptano de Metilo</td> <td>0,05</td> </tr> <tr> <td>Sustancias activas de Azul de Metileno</td> <td>0,5</td> </tr> <tr> <td>Aceite y grasa.</td> <td>sustancialmente brillo iridiscente</td> </tr> <tr> <td>Fenolio</td> <td>0,005</td> </tr> <tr> <td>Acidos de resina</td> <td>0,1</td> </tr> </tbody> </table>	Componentes	Máxima Concentración (mg/l)	Extracto de cloroformo carbónico(incluye extracto de alcohol carbónico).	0,2	Mercaptano de Metilo	0,05	Sustancias activas de Azul de Metileno	0,5	Aceite y grasa.	sustancialmente brillo iridiscente	Fenolio	0,005	Acidos de resina	0,1
Componentes	Máxima Concentración (mg/l)														
Extracto de cloroformo carbónico(incluye extracto de alcohol carbónico).	0,2														
Mercaptano de Metilo	0,05														
Sustancias activas de Azul de Metileno	0,5														
Aceite y grasa.	sustancialmente brillo iridiscente														
Fenolio	0,005														
Acidos de resina	0,1														

11. **Pesticidas**

Para proporcionar concentraciones razonablemente seguras de estos materiales en las aguas receptoras, una aplicación no debe exceder 1/100 del T1m de 48 horas. No se puede usar ningún pesticida en Alberta a menos que haya sido registrado en el Acta de Productos de Control de Pestes. Cualquier pesticida que se usa en o cerca de agua (dentro de los 100 pies lineales) debe ser aprobado por el Departamento del Medio Ambiente con un permiso y de acuerdo al Acta de Químicos de la Agricultura.

12. **Químicos tóxicos**

Componentes	Máxima concentración (mg/l)
-------------	-----------------------------

Arsénico	0,01
Bario	1,0
Cadmio	0,01
Cromo	0,05
Cianuro	0,01
Plomo	0,05
Mercurio	0,0001
Selenio	0,01
Plata	0,05

13. **Radioactividad**

Beta total que no exceda 1.000 pCi/l
 Radio 226 que no exceda 3 pCi/l
 Estroncio que no exceda 10 pCi/l

14. **Químicos inorgánicos**

Componentes	Máxima concentración (mg/l)
Boro	0,5
Cobre	0,02
Fluoruro	1,5
Hierro	0,3
Manganeso	0,05
Nitrógeno(orgánico e inorgánico total)	1,0
Fósforo como PO4 (orgánico e inorgánico total)	0,15
Sodio(porcentaje de cationes)	entre 30 y 75
Sulfídrico	0,05
Zinc	0,05

Nota: Los cationes predominantes de SODIO, CALCIO y MAGNESIO y los aniones de SULFATO, CLORURO y BICARBONATO son demasiado variables en el estado de calidad del agua natural como para tratar de definir límites. Sin embargo, para prevenir el perjuicio a la calidad del agua, donde se descargan efluentes que contienen estos iones en un cuerpo de agua, la concentración admitida será determinada por la autoridad administrativa de acuerdo con la calidad y el uso existentes.

15. **Sustancias no especificadas**

Las sustancias que no se especifican aquí no deberán exceder los valores que son considerados dañinos para el uso más crítico como esté establecido por la autoridad administrativa.

NOTAS EXPLICATIVAS PARA LOS PARAMETROS DE LOS OBJETIVOS DE CALIDAD DE AGUA

- | | |
|---|---|
| <p>1. Demanda bioquímica de oxígeno</p> <p>Generalmente, una prueba de 5 días a 20 grados C (BOD5), este parámetro es una medida de la materia orgánica y por consiguiente una medida del grado de polución orgánica.</p> | <p>9. Hierro (Fe)</p> <p>Mancha la ropa lavada y las instalaciones de plomería, produce sabor e interfiere con las unidades de intercambio de iones.</p> |
| <p>2. Boro</p> <p>Es perjudicial para las plantas sensibles al boro y puede tener un efecto a largo plazo sobre la salud si se ingiere en grandes cantidades durante un período prolongado.</p> | <p>10. Manganeso(Mn)</p> <p>Mancha la ropa lavada y las instalaciones de plomería y no es deseado en muchos procesos industriales aún en bajas concentraciones.</p> |
| <p>3. Extracto de cloroformo carbónico(CCE) y Extracto de alcoholcarbónico(CAE)</p> <p>Una medida de materias orgánicas tales como los insecticidas, pesticidas, herbicidas y químicos industriales sintéticos que son tóxicos en cantidades rastreables.</p> | <p>11. Sustancias activas de azul de metileno (MBAS)</p> <p>Es un término que se usa para describir detergentes sintéticos y su método de detección. Los detergentes sintéticos reducen el grado de reaireación, pueden producir sabor en el suministro de agua y, en altas concentraciones, son tóxicos para los peces y causan espuma.</p> |
| <p>4. Bacteria coliforme</p> <p>Se usa como indicador de la calidad bacteriológica del agua en relación a la posible presencia de organismos que produzcan enfermedades.</p> <p>Es menos probable que los coliformes fecales crezcan fuera de los intestinos de los animales de sangre caliente, y son un poco menos resistentes que los coliformes totales.</p> | <p>12. Mercaptano de metilo</p> <p>En bajas concentraciones causa sabor y olor y es tóxico para los peces.</p> |
| <p>5. Color</p> <p>Causa un efecto estético no deseado en el agua que se usa para el suministro doméstico y es perjudicial para varios procesos industriales.</p> | <p>13. Nitrógeno</p> <p>Es un nutriente para el crecimiento de las plantas. El nitrógeno de amonio(NH3N) crea una demanda de oxígeno, indica polución, puede ser tóxico para los peces e interfiere con el tratamiento del agua y la elaboración de bebidas. Niveles de nitrato (NO3) por encima de 40 mg3/l como nitrato pueden ser perjudiciales para los niños.</p> |
| <p>6. Cobre (Cu)</p> <p>Produce un gusto no deseado en el agua potable, es objetable para el enlatado y es tóxico para los peces y la vida acuática.</p> | <p>14. Aceite y grasa (solubles en éter)</p> <p>Objetables desde el punto de vista estético, reducen la reaeración, son tóxicos para los pescados, manchan la piel de los pescados, crean sabor y olores e interfieren con el tratamiento del agua y la vida de las aves acuáticas.</p> |
| <p>7. Oxígeno disuelto(DO)</p> <p>El efecto de la polución orgánica se refleja en el agotamiento de oxígeno disuelto (DO) resultante. Se requiere un nivel adecuado de oxígeno disuelto para mantener un equilibrio apropiado de pescados y vida acuática para la purificación natural del río y para prevenir condiciones anaeróbicas repugnantes.</p> | <p>15. Pesticidas</p> <p>Este término se usa como sinónimo de biocida pero generalmente se refiere a químicos de hidrocarburos clorados y fosforados orgánicos.</p> |
| <p>8. Fluoruro (F)</p> <p>Concentraciones óptimas de fluoruro en el agua potable reducirán el número de caries dentales mientras que cantidades excesivas inducirán fluorosis dental.</p> | <p>16. pH</p> <p>Medida de la intensidad de acidez o alcalinidad y relacionado con el sabor, la corrosión, la eficiencia de clorinación, la coagulación y la conveniencia para el uso industrial.</p> |
| | <p>17. Fenólicos</p> <p>Concentraciones diminutas provocan sabor en el agua que se intensifica con la clorinación, y pequeñas cantidades manchan la piel de los peces.</p> |

18. **Fósforo**

Un nutriente para el crecimiento de las plantas, interfiere marcadamente con la coagulación, a menudo se mide como fosfato(P04).

19. **Radioactividad**

Es especialmente importante en relación a la salud humana, primero a través del consumo directo del agua y segundo a través de la ingestión de productos de la agricultura, ganado y vida acuática que han acumulado radioactividad.

20. **Acidos de resina**

Pueden ser tóxicos para los pescados.

21. **Sodio (Na)**

En combinación con sulfato provoca un efecto laxativo y espuma de ebullición, lo que es indeseable para personas a dieta sin sal y perjudicial para la irrigación.

22. **Sodio (como porcentaje de cationes -%Na)**

Una medida de que el agua sea apropiada para la irrigación.

23. **Sulfuro**

Puede ser tóxico para los peces, causa olores y sabor y es perjudicial para el uso industrial.

24. **Sólidos suspendidos (SS)**

Una medida del material que excede un tamaño coloidal. Estos sólidos interfieren con la autopurificación, provocan depósitos de lodo, arruinan la pesca y producen problemas estéticos.

25. **Temperatura**

Afecta el sabor, el tratamiento del agua, los procesos industriales, la autopurificación y la vida acuática.

26. **Número umbral de olor (TON)**

Medida de sustancias que producen sabor y olor en el agua. Altas concentraciones de olor requieren un tratamiento extensivo.

27. **T1_m**

Límite de tolerancia medio o la concentración que mata el 50 por ciento de los organismos a prueba en un bioensayo dentro de un lapso de tiempo específico, generalmente 48 horas o menos.

28. **Químicos tóxicos**

Generalmente relacionados con metales pesados. Estos incluyen: arsénico(As), bario(Ba), cadmio(Cd), cromo(Cr), cianuro(CN), plomo(Pb), mercurio(Hg), níquel(Ni), selenio(Se) y plata(Ag). Debido a la capacidad de los organismos de concentrar estos químicos y su toxicidad para los humanos en cantidades diminutas, la concentración de cualquier químico tóxico debe ser mantenido a un nivel muy bajo.

29. **Turbidez**

Una medida de la carga de sólidos suspendidos coloidales, tiene efecto en la estética, el tratamiento del agua, la vida acuática y el uso industrial.

30. **Zinc (Zn)**

Produce sabor indeseable y puede ser sinérgico.

DISCUSION

Los factores que afectan la habilidad de un cuerpo de agua de mantener un ambiente saludable incluyen los niveles de oxígeno disuelto, los niveles de sólidos suspendidos, aceite y grasa, pH, temperatura, color, turbidez, nutrientes, elementos tóxicos, población bacteriana, niveles de inorgánicos disueltos, y materia orgánica como son medidos por la demanda bioquímica de oxígeno u otra prueba equivalente. Cada uno de los parámetros mencionados serán discutidos en forma separada en los párrafos siguientes.⁽⁷⁾

1. Oxígeno Disuelto

Los niveles de oxígeno disuelto deben ser mantenidos en 5mg/l o más para proteger las pesquerías y la vida vegetal, para prevenir la aparición de condiciones sépticas y para permitir que el cuerpo de agua asimile el material orgánico en forma adecuada. Los niveles de oxígeno disuelto son afectados por la temperatura, los niveles de materia orgánica disuelta y en suspensión y la presencia de sedimentos o lodos en el fondo, los organismos naturales y compuestos inorgánicos oxidantes. Si se incrementa la temperatura se reduce la solubilidad del oxígeno en el agua para una presión y una concentración de sólidos disueltos dadas. Las temperaturas más altas generalmente incrementan la velocidad de utilización del oxígeno por los organismos. La disponibilidad de nutrientes incrementará la velocidad de consumo de oxígeno producido por las plantas y los organismos. Los depósitos de lodos también ejercen una demanda de oxígeno a medida que el material se estabiliza; esta demanda resulta de una descomposición bacteriana del material del lodo y una reacción química de especies químicas orgánicas e inorgánicas para formar compuestos oxidados estables. La presencia de altas concentraciones de sólidos en suspensión, así como también la presencia de películas aceitosas y color, interfieren con las reacciones de fotosíntesis y la aireación de la superficie, reduciendo de esta manera la reaireación de los cuerpos de agua.

El mantenimiento de niveles adecuados de oxígeno disuelto en aguas superficiales depende de varios factores complejos interrelacionados. Estos factores pueden ser modificados por efectos naturales o a través de la influencia del hombre. La temperatura del agua superficial aumentará en verano con el incremento de la radiación solar. Algunas causas de incrementos de temperatura producidos por el hombre incluyen la descarga de efluentes industriales calientes. Altos niveles de sólidos en suspensión ocurrirán generalmente durante el período de

escurrimiento de primavera debido a que hay flujos altos en un corto plazo. Pero el hombre puede alterar los niveles de sólidos suspendidos cambiando la superficie del terreno en las cuencas de drenaje, cambiando el régimen de flujo de un río, o descargando efluentes industriales con gran cantidad de sólidos suspendidos. Las descargas de cloacas sin tratar o parcialmente tratadas pueden proporcionar nutrientes orgánicos e inorgánicos que estimulan el crecimiento de organismos perjudiciales y bacterianos. Las variaciones en material orgánico y en los niveles de nutrientes ocurren naturalmente a través de la lixiviación, el escurrimiento de superficie y la actividad biológica. Las variaciones en los niveles de oxígeno, por lo tanto, son un fenómeno esperado el cual puede ser modificado aún más por la actividad humana.

2. Sólidos Suspendidos

Los sólidos suspendidos y la turbidez resultante pueden causar la muerte de los peces (obstruyendo los bronquios, lo que interfiere con la respiración) y perturbar la crianza cuando se destruyen los hábitats de la vida silvestre y los peces. El rol de los sólidos suspendidos en regular los niveles de oxígeno disuelto ya ha sido discutido. Altas concentraciones de sólidos en suspensión también reducen el valor recreativo del agua superficial y crean restricciones económicas adicionales en el suministro de agua apropiada para el consumo humano o la industria. Los sólidos suspendidos naturales son en su mayor parte materiales de erosión, limo y arcilla, detritos orgánicos y organismos. Las concentraciones de estos materiales varían con las estaciones, incrementándose en períodos de alto escurrimiento de superficie. Las modificaciones hechas a los patrones normales de escurrimiento, las perturbaciones a ríos o a la tierra y los efluentes industriales pueden afectar los patrones estacionales y causar un incremento en las cargas a través de una erosión y desgaste más rápidos.

3. Aceite y Grasa

El aceite y la grasa son generalmente menos densos que el agua y como tales formarán películas en la superficie. El aceite y la grasa son tóxicos para muchas variedades de la vida vegetal y acuática. Los efectos tóxicos incluyen la inmovilización, la esterilización y la interferencia con la respiración y otras funciones normales del cuerpo. El efecto más adverso del aceite y la grasa, sin embargo, es el daño a los valores estéticos y de recreación de las áreas circundantes a la cuenca de agua. La grasa y el aceite ocurren en forma natural a través de filtraciones y desgaste. Se suman cantidades adicionales a través de descargas domésticas e industriales. La formación de emulsiones de aceite y agua crean problemas especiales que son

generalmente estables y requieren métodos de tratamiento para su eliminación.

4. **pH**

El pH es una medida del complejo equilibrio químico que existe en un cuerpo de agua. Las aguas superficiales normales contienen químicos disueltos tales como carbonatos, que ayudan al agua a amortiguar cambios rápidos en las concentraciones de iones de hidrógeno e hidróxilos. La vida acuática, las plantas y la vida silvestre sólo pueden sobrevivir dentro de un rango de pH muy estrecho. Los niveles excesivos de pH pueden causar perturbaciones celulares y una eventual destrucción y esterilización del área circundante a la cuenca de agua. Continuos niveles excesivos de pH pueden causar problemas de corrosión en la industria y hacer que el agua sea inadecuada para el consumo humano.

5. **Temperatura**

La mayoría de los organismos, incluyendo los humanos, pueden sobrevivir sólo dentro de un rango de temperatura relativamente estrecho. Las reacciones biológicas, físicas y químicas son frecuentemente sensibles a la temperatura. Las temperaturas extremadamente bajas o altas pueden causar mortalidad a través de la inhibición o deterioro de las funciones celulares. Una temperatura de agua superficial alta reduce los niveles de oxígeno disuelto, causa la muerte de los peces, interfiere con la propagación y crianza de las especies, incrementa las velocidades de crecimiento de organismos benéficos y perjudiciales y acelera las reacciones químicas del agua. La temperatura de un cuerpo de agua superficial fluctúa con las estaciones y la cantidad de radiación solar incidente. Estas fluctuaciones pueden ser incrementadas por grandes descargas de efluentes industriales y domésticos.

6. **Color y Turbidez**

El color en los cuerpos de agua surge naturalmente a través de la degradación de materiales orgánicos e inorgánicos. Tales materiales incluyen compuestos de hierro y manganeso, humus, turba, tanino, algas, malezas y organismos. Estos materiales, como también los sólidos suspendidos, no sólo dan color sino también turbidez, lo que hace que el agua no sea clara y previene la penetración de la luz. Los efluentes industriales y domésticos también pueden contener compuestos con color que desvirtúan la estética del área de una cuenca de agua.

El color y la turbidez no son deseables en el agua para el consumo humano, la industria de procesamiento de alimento y para muchos otros propósitos industriales. El excesivo color y turbidez en un agua superficial requiere extensos procedimientos de tratamiento que resultan una carga económica para las comunidades y la industria.

7. Nutrientes y Materiales Orgánicos e Inorgánicos

Cualquier ecosistema viable debe contener ciertos niveles mínimos de nutrientes y materiales orgánicos e inorgánicos. Sin embargo, como en otras áreas, las cantidades en exceso a las requeridas para un equilibrio ecológico saludable pueden causar efectos secundarios no deseados. Excesivos nutrientes y material orgánico estimulan el crecimiento de organismos benéficos y perjudiciales y una vida vegetal acuática por encima del equilibrio normal. Esto, a su vez, puede interferir con los niveles de oxígeno disuelto, el color, los sólidos suspendidos y los niveles de turbidez y eventualmente puede resultar en problemas de salud públicos.

Los nutrientes y los materiales orgánicos e inorgánicos proveen una capacidad mitigadora a las aguas de superficie. Esta capacidad permite al área circundante a la cuenca mantener un ambiente acuático razonablemente estable cuando está expuesto a fluctuaciones externas. Excesivas cantidades de materiales orgánicos e inorgánicos alterarán este efecto estabilizador y producirán cambios en el equilibrio químico del agua con la consecuente deposición o disolución de especies químicas deseables e indeseables.

Todas las aguas de superficie pasan por un proceso de eutroficación - un proceso de enriquecimiento gradual que lleva eventualmente al fallecimiento o extinción del cuerpo de agua. Niveles excesivos niveles de nutrientes tales como el fósforo, el nitrógeno y los materiales orgánicos e inorgánicos aceleran los procesos de envejecimiento natural. El crecimiento acelerado de malezas lleva a un agotamiento del oxígeno y una eutroficación más rápida. Sin embargo, hay métodos para controlar y verificar este crecimiento.

Los niveles de nutrientes, de materiales orgánicos e inorgánicos ocurren naturalmente a través de la acción del escurrimiento, la lixiviación y la decadencia. Cantidades excesivas pueden entrar al área circundante a la cuenca de agua por escurrimiento no controlado de tierras cultivadas y desde efluentes municipales e industriales.

8. Poblaciones Bacterianas

Las bacterias y otros organismos son una parte esencial de un ecosistema. Promueven la decadencia y destrucción de material para permitir un reciclaje de la cadena alimentaria del medio ambiente. Las bacterias y otros organismos son también el alimento de organismos superiores. No todos los organismos, sin embargo, son beneficiosos ya sea para el hombre u otros organismos. Muchos organismos acuáticos que se originan de desechos intestinales pueden causar enfermedades o toxicidad. Por lo tanto, el tipo y las cantidades de poblaciones bacterianas constituyen una preocupación principal de la salud pública. Las preocupaciones secundarias se relacionan a los niveles de oxígeno disuelto y la eutroficación.

9. Elementos Tóxicos y Biocidas

Muchos químicos, por ejemplo el mercurio, el cobre, el arsénico, el zinc, etc., por encima de ciertas concentraciones, son tóxicos para la vida acuática y humana. Otros químicos, en general compuestos orgánicos complejos, han sido desarrollados y se agrupan como biocidas. Tales compuestos incluyen los herbicidas, los herbicidas acuáticos, los algicidas y los fungicidas. Ellos han sido desarrollados para matar selectivamente los crecimientos no deseados. Como en el caso de los elementos tóxicos, los niveles excesivos de biocidas pueden producir toxicidad en otros organismos. Los biocidas tienden a persistir en el medio ambiente ya sea como el compuesto original o como un producto de degradación. Pueden causar problemas directos a la salud humana o pueden tener efectos indirectos sobre los humanos, la vida acuática y la vida silvestre debido a la concentración biológica en la cadena alimentaria. Un ejemplo es la concentración de DDT en los animales a medida que se avanza en la cadena alimentaria. Los elementos tóxicos también pueden experimentar este efecto de concentración. Además, los niveles de toxicidad de los elementos y biocidas pueden cambiar drásticamente (ej. las concentraciones mínimas para que se produzcan efectos tóxicos pueden ser reducidas debido a los efectos sinérgicos de los materiales como grupo). Los materiales y elementos que no son tóxicos por sí mismos pueden tornarse tóxicos en presencia de otros compuestos.

Los elementos tóxicos ocurren naturalmente en las áreas circundantes a las cuencas de agua debido a la lixiviación y desgaste de la tierra. Los biocidas, sin embargo, son virtualmente el resultado de la inventiva humana. Estos materiales pueden entrar al agua por efluentes industriales y domésticos, tierras para la agricultura y a través de su aplicación directa al cuerpo de agua para propósitos de control específicos.

APENDICE C

Límites para los Metales Pesados

Extracto del Manual de Evaluación de California, 1986

Manual de Evaluación de California- Límites para los Metales Pesados

Sustancia	TTLC (mg/kg)	STLC (mg/l)
Antimonio(Sb)	500	15.00
Arsénico(As)	500	5.00
Bario(Ba)	10.000	100.00
Berilio(Be)	75	0.75
Cadmio(Cd)	100	1.00
Cromo(VI)	500	5.00
Cromo(Cr)	2500	560.00
Cobalto(Co)	8000	80.00
Cobre(Cu)	2500	25.00
Fluoruro(F)	18000	180.00
Plomo(Pb)	1000	5.00
Mercurio(Hg)	20	0.20
Molibdeno(Mo)	3500	350.00
Níquel(Ni)	2000	20.00
Selenio(Se)	100	1.00
Plata(Ag)	500	5.00
Talio(Tl)	700	7.00
Vanadio(V)	2400	24.00
Zinc(Zn)	5000	250.00

TTLC: Límite umbral de concentración total: si la concentración de la muestra excede este nivel el material es peligroso.

STLC: Límite umbral de concentración soluble: si la concentración de la prueba de extracción de residuo (WET) excede este nivel el material es peligroso.

APENDICE D

Ejemplos de Estándares Compuestos de Calidad de Agua de los Estados Unidos

Ejemplos de estándares compuestos de calidad de agua de los Estados Unidos

Compuesto	Estándar de Calidad del Agua mg/l	Reglamentación
Inorgánicos		
Bario	1	a.
Flúor	4	b.
Cromo	0.05	a.
Níquel	0.5	c.
Cadmio	0.01	a.
Plomo	0.05	a.
Arsénico	0.05	a.
Antimonio	0.01	c.
Boro	1	d.
Zinc	5	a.
Hierro	0.3	a.
Manganeso	0.05	a.
Cloro	250	b.
Sodio	250	b.
Orgánicos		
Tolueno	10	a.
Benceno	0.005	a.
2-Butanone	2	c.
Fenol	1	c.
Fenantreno	0.002	e.

- a. Reglamentación primaria nacional de agua potable, 40 CFR, parte 141
- b. Reglamentación secundaria nacional de agua potable, 40 CFR, parte 153
- c. Dosis de referencia de la EPA para la toxicidad de sistema.
- d. Nivel de toxicidad en la vegetación, Sanks y Asano, 1976
- e. Dosis de referencia no verificada EPA para un sistema de toxicidad.

APENDICE E

Sugerencias para Reglamentos Modelos, Propuestas por las Autoridades Reguladoras Provinciales de Petróleo y Gas de Canadá 1979

INTRODUCCION

Estas reglamentaciones contienen 4 partes:

1. Una Autoridad General que recomienda que las reglamentaciones con respecto a la eliminación de agua salada producida en los campos de petróleo y gas obtengan su autoridad primaria de un Acta de Control de Polución. La eliminación en sí debe ser administrada sólo por la agencia de conservación de petróleo y gas.
2. Las reglamentaciones de eliminación de agua salada explican en forma detallada la cantidad máxima de agua que será dispuesta en un foso superficial, las especificaciones para el foso y otros detalles con respecto a la disposición en superficie.
3. El agua salada en exceso de la cantidad aprobada para su disposición en superficie debe ser eliminada con un plan de inyección aprobado por la agencia de conservación. Los detalles requeridos en la Solicitud para la Aprobación de la Inyección constituyen la tercera parte de las reglamentaciones. Su intención es indicar el tipo de estudio que se debe hacer para asegurarse que efectos perjudiciales no resulten de la inyección de agua salada.
4. Una Aprobación Modelo de Eliminación en Subsuelo da los detalles con respecto al completamiento y operación de un pozo de inyección. Se incluyen cláusulas opcionales para controlar la cantidad de agua salada inyectada si tal control es necesario.

Se recomienda el uso de estas cuatro Partes como la base para la legislación de la eliminación de agua, las cuales pueden ser redactadas por cualquier agencia de conservación.

Se hace notar que la eliminación en subsuelo de efluentes industriales puede ser controlada muy efectivamente con las reglamentaciones propuestas en las secciones 1,3 y 4.

(firmado) V.E.Bohme
Presidente

REGLAMENTACIONES MODELO CON RESPECTO A LA DISPOSICION DE AGUA SALADA

A. AUTORIDAD GENERAL

Para asegurarse un control apropiado y un tratamiento equitativo de todas las industrias con respecto a la disposición de residuos líquidos, la Comisión recomienda que:

1. La autoridad primaria para legislar la eliminación de agua salada debe provenir de un Acta de Control de Polución que aplique estándares comunes para tal eliminación.
2. Cualquier eliminación que ocurra bajo la aprobación de la agencia de Conservación de Petróleo y Gas debe estar exenta del Acta de Control de Polución.
3. La agencia de Conservación de Petróleo y Gas debe ser la única agencia que maneja la disposición del agua salada producida.

Al hacer la segunda recomendación, la Comisión asume que los estándares de eliminación impuestos por la agencia de Conservación del Petróleo y Gas concuerdan con el Acta de Control de Polución.

B. REGLAMENTACIONES PARA LA DISPOSICION DE AGUA SALADA

1. El concesionario de un pozo dispondrá de toda el agua producida en dicho pozo en un tanque, foso o bajo tierra en una manera satisfactoria para la Junta.

2. No se usará más de un foso para la eliminación o depósito de agua producida en una planta procesadora de gas o batería o producida de un pozo no conectado a una planta procesadora de gas, y deberá:

- (a) tener una superficie no mayor que 2000 pies cuadrados,
- (b) ser excavado
- (c) tener paredes por lo menos a dos pies por encima del nivel del piso y estar construido con arcilla u otro material impermeable, y
- (d) estar localizado de tal manera que no recoja agua de escurrimiento natural.

3. No se dispondrán ni se almacenarán más de 100 barriles de agua en un foso de tierra en cualquier mes pero la Junta puede prescribir un mayor o menor volumen en cualquier área, considerando la salinidad del agua, la naturaleza del suelo y otras circunstancias.

4. Toda agua producida en una planta procesadora de gas o acumulador eléctrico o producida en un pozo no conectado a una planta procesadora de gas o acumulador eléctrico en exceso del límite especificado en la subsección (3) se dispondrá de acuerdo con un plan

aprobado por la Junta.

5. Se prohíbe la transferencia de agua salada de un foso de tierra a otro foso de eliminación de agua salada a menos que se obtenga una aprobación escrita de la Junta. Dicha aprobación puede ser dada primero en forma oral.

C. DETALLES RELACIONADOS CON UNA SOLICITUD PARA LA APROBACION DE UN PLAN PARA LA ELIMINACION EN SUBSUELO

Una solicitud para la aprobación de un plan para la recolección, depósito y eliminación de agua producida en conjunción con el petróleo y gas incluirá, **cuando corresponda**:

1. Mapas que muestren
 - (a) la ubicación del pozo de eliminación,
 - (b) los arrendatarios y arrendadores dentro de las dos millas del pozo de disposición propuesto,
 - (c) la condición de cada pozo adyacente al pozo de eliminación,
 - (d) la estructura o isopacas de la formación dentro de la cual se dispondrán los fluidos, y
2. Figuras que muestren
 - (a) correlaciones geológicas que incluyan el tope y la base de la formación, las interfaces agua-petróleo, gas-petróleo y gas-agua, y
 - (b) detalles de completamiento del pozo de eliminación propuesto incluyendo:
 - (i) profundidad del tapón,
 - (ii) el intervalo de completamiento existente y el intervalo de eliminación propuesto, y
 - (iii) la naturaleza del fluido inhibido que se usará en el espacio anular y
 - (c) las instalaciones y equipos de medición y manejo del agua,
3. Una tabulación de:
 - (a) los parámetros de reservorios que incluyan las permeabilidades verticales y horizontales, acuífero y espesores y área del yacimiento y
 - (b) la presión virgen del reservorio, la presión de punto de burbuja, el grado de declinación de presión del reservorio corriente y
 - (c) los resultados de los cálculos de equilibrio de material incluyendo los movimientos interfaciales anticipados, los índices de perforación, y
 - (d) la historia de producción del yacimiento, y

- (e) la historia de producción del pozo de eliminación y cada uno de los pozos en las dos primeras filas adyacentes del pozo de eliminación, y
 - (f) la fuente y el análisis del agua que se inyectará y el análisis del agua de la formación y los resultados de pruebas de compatibilidad, y
 - (g) el grado de inyección diario propuesto y su efecto en la recuperación de petróleo o gas de la formación donde se realiza la eliminación.
4. Informes escritos de otras personas interesadas indicando su reacción al plan propuesto.

D. MODELO DE APROBACION PARA LA ELIMINACION EN SUBSUELO

La Junta de Conservación de Petróleo y Gas, de acuerdo con el Acta de Conservación de Petróleo y Gas, por la presente ordena lo siguiente:

1. El plan de R.S.T. Oil Co.Ltd. para la eliminación del agua producida en conjunción con el petróleo y gas del yacimiento Sary C/ por inyección dentro de su zona de origen a través del pozo, R.S.T. Chin 10-26-42-2, de la manera que tal plan se describe en la solicitud fechada 22 de octubre de 1969 de R.S.T. Oil Co Ltd dirigida a la Junta, es aprobado, sujeto a las condiciones contenidas aquí.
2. Ningún agua será inyectada dentro de la formación por encima de una profundidad de 715 pies por debajo del nivel del mar.
3. Se instalará un tapón de producción por debajo de los 685 pies por debajo del nivel del mar y el espacio anular por encima del tapón se mantendrá lleno con un líquido no corrosivo.
4. La compañía R.S.T. Ltd. probará anualmente para la satisfacción de la Junta que el líquido entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento está aislado del agua que se inyecta.
5. El volumen de agua inyectada de acuerdo con esta aprobación durante cualquier mes no excederá..... barriles y el volumen total inyectado no excederá barriles.(opcional)
6. La compañía R.S.T. Ltd deberá registrar anualmente (semestralmente) un informe en la Junta que muestre el movimiento calculado de la interface de gas-petróleo(petróleo-agua)(opcional).

7. La Junta puede variar los términos y condiciones en cualquier momento o puede rescindir esta aprobación.

NOTA: Todas las condiciones mencionadas anteriormente pueden no ser aplicables en el caso de un plan en particular.

APENDICE F
Estándares del Agua para la Irrigación

Crterios para el Agua Potable y el Agua de Irrigación

	Uso Humano	Ganado	Irrigación	
			100 años	20 años
mg/l				
Amoníaco	(no hay una guía definida; la toxicidad potencial se incrementa con el incremento de pH por arriba de 8.5)			
Aluminio		5.0	5.0	20.0
Arsénico	0.05	5.0**	0.1	2.0
Bario	1.0	-	-	-
Boro	5.0	5.0	0.5 a 6.0*	-
Cadmio	0.005	0.02	0.01	0.01
Calcio		1000.0	-	-
Cloruro	250.0	-	100 a 700*	-
Cromo	0.05	1.0	0.1	1.0
Cobre	1.0	0.5 - 5.0	0.2 - 1.0	5.0
Cianuro	0.2	-	-	-
Hierro	0.3	-	5.0	20.0
Plomo	0.05***	-	0.2	2.0
Magnesio	(no hay una guía definida, el peligro potencial basado en consideraciones de salud y sabor en el agua potable y restricciones operativas debidas a depósitos para la irrigación)			
Manganeso	0.05		0.2	10.0
Mercurio	0.001	0.003		
Molibdeno	-	0.5	0.01	0.05
Níquel	-	1.0	0.2	2.0
Nitrato	10.0	100.0	-	-
Nitrito	10.0	10.0	-	-
Selenio	0.01	0.05	0.02 0.05 (intermit.)	-
Plata	0.05	-	-	-
Sodio	(no hay una guía definida; peligro relacionado con la salinidad total en el agua potable y su concentración , factores SAR y de suelo tales como infiltración, estructura y sales solubles si se usa como agua de irrigación)			
Sulfato	500.0	1000.0	-	-
Vanadio	-	0.1	0.1	1.0
Zinc	5.0	50.0	1.0 a pH de suelo < 6.5 5.0 a pH de suelo > 6.5	
pH	6.5 a 8.5	6.5 a 8.5	6.0 a 8.5 preferido	
Sólidos disueltos totales	<500	<3000	<1000 preferido	
Conductividad eléctrica (mS/m)	<0.8	<4.5	<1.5	

Notas: La guía de irrigación considera que se puede agregar agua a un ritmo de 1000mm por año durante 100 años sin peligro de alcanzar niveles tóxicos en la categoría de "Todos los suelos". Los suelos neutros y alcalinos de textura fina son tratados separadamente en la categoría "Especial" donde la misma velocidad de irrigación puede ser llevado pero sólo por 20 años. En todos los casos el grado de irrigación debe ser tal que las sales acumuladas se lixivien justo por debajo de la zona de raíces.

Varios de los puntos de la guía para el agua potable están basados en la estética o sabor más que en un peligro potencial a la salud. El texto que acompaña debe ser consultado para una discusión más completa de cada elemento.

* la sensibilidad al cloruro y boro varía ampliamente entre diferentes especies de plantas.

** Si se provee otra fuente de arsénico en la provisión, entonces redúzcase a 0,5 mg/l.

*** La guía para el agua potable está en revisión actualmente y será posiblemente reducida.

(La información fue tomada de Environment Canada(1987))

Tabla 2

**Concentración de Elementos a Nivel de Trazas
en Tejidos de Plantas Para Diagnósticos y Soluciones de
Crecimiento en Condiciones de Crecimiento Normal y Tóxico**

Elemento	Concentración del elemento en solución		Concentración del elem. en planta	
	Crecimiento óptimo*	Umbral tóxico	escala normal	crecimien- to toxico
	ppm		ppm	
Arsénico	-	0.5 - 10	<0.3	2 - 45
Bario	-	(160 - 1000)	(<200)	(>2000)
Boro	0.30 - 0.70	0.75 - 6.0	5 - 50	80 - 330
Cadmio	-	0.1 - 1.0	<0.2	5 - 160
Cromo	-	0.5 - 10	<0.5	4 - 30
Cobre	0.03 - 0.20	0.1 - 18	3 - 10	20 - 100
Plomo	-	20 - 25	0.2 - 4	30 - 300
Manganeso	0.25 - 0.50	(75)	20 - 150	300 - 500
Mercurio	-	(4)	<0.05	1 - 3
Molibdeno	0.01 - 0.05	70	0.2 - 1.0**	(10 - 135)
Níquel	-	0.4 - 1.5	0.1 - 4	10 - 100
Selenio	-	1 - 5	0.01 - 1	5 - 30
Plata	-	0.5	<2	4 - 10
Vanadio	-	0.4 - 1.0	<1	2 - 8
Zinc	0.10 - 0.50	7 - 13	20 - 100	250 - 400

Notas:

* guía típica para el cultivo hidropónico en invernadero del pepino y el tomate.

** Hasta 20 ppm de molibdeno comúnmente encontrado en legumbres

() estimación basada en datos limitados.

Los niveles de toxicidad para el tejido de las plantas están citados en base al peso seco para las partes de las plantas por encima de la tierra y representan concentraciones con a las cuales se les ha determinado disminución de rendimiento en el rango de 10-25% Se han encontrado variaciones grandes debido a las diferentes tolerancias de las especies de plantas y una acumulación diferencial entre el tejido del retoño y la raíz. Con algunos elementos, el nivel tóxico está muy por encima del rango que haría el material de la planta no apropiado como alimentación para animales.

Los niveles de toxicidad en solución normalmente se han obtenido de estudios hechos en cultivos de arena o en un medio similar sin suelo y representan valores umbrales de toxicidad.

Los niveles normales de tejido se refieren a la concentración de los elementos en una base de peso seca de tejido para diagnóstico como una hoja o partes totales por encima de la tierra de plantas saludables que crecen en una variedad de situaciones naturales y de agricultura. A menudo se encuentra una gran variación entre las distintas especies de plantas y diferentes condiciones de crecimiento.

(Fuentes generales: Jones, 1972; Dudas y Pawluk, 1977; Davis et al., 1978; Kabata-Pendias y Pendias, 1984; Environment Canada, 1987. Las referencias individuales y la discusión para elementos individuales se pueden encontrar en la sección de revisión bibliográfica.)

Tabla 3 Concentraciones normales y tóxicas de elementos rastreados en suelos, relacionadas con el crecimiento de las plantas

Elemento	Concentración normal del elemento en suelo		Datos de Alberta	Concentración total en suelo, inhibidora del crecimiento de las plantas
	Datos de suelos del mundo			
	Media	Escala normal		
	ppm			ppm
Arsénico	8	1 - 30	-	15 - 90
Bario	500	100 - 1500	-	(2000)
Boro	30	2 - 80	-	25 - 100
Cadmio	0.5	0.01 - 1	0.07 - 0.40	1 - >640
Cromo	70	2 - 300	-	5 - 500 Cr(VI) 50 - 5000 Cr(III)
Cobre	20	2 - 100	1.8 - 7.4	25 - 400
Plomo	30	5 - 70	5.2 - 7.4	100 - 1000
Manganeso	500	100 - 2000	180 - 460	3000 - 6000
Mercurio	0.1	0.005 - 0.5	0.016 - 0.041	0.3 - 50
Molibdeno	2	0.3 - 6	-	2 - 160
Níquel	20	1 - 80	1.2 - 8.1	50 - 500
Selenio	0.4	0.1 - 1	-	5 - 10
Plata	0.1	0.03 - 0.4	-	(2)
Vanadio	90	20 - 500	-	(50 - 100)
Zinc	50	10 - 200	5.7 - 26.0	70 - 500

Notas:

El impacto de sumar altas concentraciones de boro en los suelos está más relacionado a su solubilidad en agua caliente y su movilidad que a su concentración total.

Las concentraciones de cadmio, plomo, mercurio, molibdeno y selenio en partes comestibles de las plantas son potencialmente peligrosas para los animales que pastan, a concentraciones en suelo por debajo de aquellas que causan la inhibición del crecimiento de las plantas.

Las plantas son menos tolerantes al cobre, manganeso, níquel y zinc en suelos ácidos donde estos elementos son más solubles.

() Datos limitados disponibles como base para un juicio.

(Fuentes generales: Berrow y Burridge(1979); Kabata-Pendias y Pendias(1984); Dudas y Pawluk(1977); Chapman(1972), referencias y discusión se pueden encontrar en la sección de revisión para elementos individuales.)

Tabla 4 Concentraciones de elementos en Plantas Relacionadas con la Toxicidad y las Tolerancias en los Alimentos de Animales

Elemento	Niveles Fitotóxicos	Máximos Niveles recomendados en Alimentos de Animales				
		Ganado	Ovejas	Cerdos	Aves de corral	Caballo
Nutrientes menores y micronutrientes (ug/g peso seco)						
Aluminio	-	1000	1000	(200)	200	(200)
Arsénico (inorgán.)	2 - 45	50	50	50	50	(50)
Arsénico (orgánico)	-	100	100	100	100	(100)
Bario	(>2000)	(20)*	(20)*	(20)*	(20)*	(20)*
Boro	80 - 330	150	(150)	(150)	(150)	(150)
Cadmio	5 - 160	0.5**	0.5**	0.5**	0.5**	(0.5)**
Cromo (como CrIII)	4 - 30 (óxido cloruro)	(3000) (1000)	(3000) (1000)	(3000) (1000)	(3000) (1000)	(3000) (1000)
Cobalto	25 - 100	10	10	10	(10)	(10)
Cobre	20 - 100	100	25	250	300	800
Hierro	(250 - 500)	1000	500	3000	1000	(500)
Plomo	30 - 300	30	30	30	30	(30)
Manganeso	300 - 500	1000	1000	400	2000	(400)
Mercurio	1 - 3	2	2	2	2	(2)
Molibdeno	10 - 135	10	10	20	100	(5)
Níquel	10 - 100	50	(50)	(100)	(300)	(50)
Selenio	5 - 30	(2)	(2)	2	2	(2)
Plata	4 - 10	(100)	(100)	(100)	(100)	(100)
Vanadio	2 - 8	50	50	(10)	10	(10)
Zinc	250 - 400	500	300	1000	1000	(500)
Nutrientes mayores (% de peso seco)						
Calcio		2.0	2.0	1.0	1.2 - 4.0	2.0
Cloruro		2.4 - 5.5	5.5	4.9	1.2	(1.8)
Magnesio		0.5	0.5	(0.3)	(0.3)	(0.3)
Nitrato	(0,5% nitrato potencialmente peligroso; 1,0% tóxico)					
Fósforo		1.0	0.6	1.5	0.8 - 1.0	1.0
Potasio		3	3	(2)	(2)	(3)
Sodio		1.6 - 3.5	3.5	3.1	0.8	(1.2)
Azufre		(0.4)	(0.4)	-	-	-

* La concentración, normalmente en el tejido de la hoja, que indica el potencial de reducción de crecimiento.

** Cuando es suministrado como una sal soluble de alta biodisponibilidad

*** Límite basado en consideraciones de residuo de alimento humano.

() Estimación basada en datos experimentales limitados. (Fuente usada para los datos de nutrición animal, Academia Nacional de Ciencias(1980); para discusión y referencias para los niveles fitotóxicos de los elementos individuales, vea la sección de revisión.)

Tabla 5 Algunos Ejemplos de Cargas Totales Acumuladas Máximas Recomendadas para Elementos

Elemento	Cargas Acumuladas Permitidas en el Suelo (kg/ha)								
	a	b	c	d	e	f	g	h	i
Arsénico	-	15	14	-	2	-	10	14	20
Bario	-	-	-	-	-	-	-	-	2000
Boro	10*	-	-	-	-	-	4.5	90-360	20
Cadmio	1.5	4	1.6	8.4	2.0	0.2	5	1.8	2
Cromo	100	-	210	210	100	4	1000	18	100**
Cobalto	-	30	30	-	-	0.4	-	900	-
Cobre	200	-	150	210	120	30	280	36-900	100
Plomo	100	100	90	210	100	6	1000	360	100
Mercurio	0.5	1.0	0.8	5.7	2.0	0.14	2.0	-	0.4
Molibdeno	-	4	4	-	-	-	4	9	4
Níquel	25	36	32	60	20	2	70	360	30
Selenio	-	2.8	2.4	-	-	5	5	3.6-9	4
Plata	-	-	-	-	-	-	-	-	2
Vanadio	-	-	-	-	-	-	-	180	50
Zinc	300	370	330	750	400	60	560	900	300

Fuentes:

a-g Se refieren principalmente a la aplicación de lodos cloacales a los suelos.

a Alberta Environment(1982) guía de uso para los suelos más apropiados

b British Columbia (1982); Agriculture Canada(1981)

c Ministerio de Agricultura y Alimentos de Ontario (1980)

d Alemania (Webber et al.,1983)

e Países Bajos (Webber et al.,1983)

f Noruega (Webber et al.,1983)

g Reino Unido (Webber et al.,1983)

h Academia Nacional de Ciencias (1973) velocidad de carga para el agua de irrigación de 1000mm/año aplicada a suelos alcalinos y neutros de textura alcalina fina durante un período de 20 años. Los rangos para B, Cu y Se son citados para acomodar distintas sensibilidades de los cultivos.

i Recomendaciones propuestas en este informe para adiciones de líquidos + sólidos para la eliminación de residuos de las perforaciones (vea Tabla 6). Basadas en datos publicados para metales adicionados al suelo en formas que se cree se parecen más a la forma encontrada en residuos de perforaciones. Refiérase a la sección de revisión para una discusión detallada de los elementos individuales.

* Boro soluble en agua caliente, todo el resto es boro total.

** Como cromo trivalente; el cromo hexavalente puede ser 10 veces más tóxico pero se convertirá normalmente en trivalente en el suelo.

El presente documento forma parte del Proyecto Ambiental de ARPEL, subvencionado por la Agencia Canadiense para el Desarrollo Internacional (A.C.D.I.) y dirigido por el Departamento de Servicios de Dirección Internacional de Petro-Canada.

Preparado por:

ALCONSULT
INTERNATIONAL LTD.

**Suite 1720 – 7 Avenue SW
Calgary, Alberta, CANADA
T2P 3P8**

TELÉFONO: (403) 262-5886 FAX: (403) 262-3544
alconslt@nucleus.com