



02

# Conceptualización de la calidad de agua asociada a la extracción del petróleo

José Guillermo Velásquez Penagos  
Édgar Fernando Almansa Manrique

**La explotación de hidrocarburos genera una gran cantidad de agua proveniente de los yacimientos o de la reinyección (recobro mejorado), denominada agua de producción. Este capítulo da a conocer el origen de este líquido y la cantidad que se podría extraer por cada barril de crudo. Además, se exponen los tratamientos por los que debe pasar para alcanzar las características fisicoquímicas que no generan impacto en el medio ambiente, cumpliendo la normatividad que regula la disposición final. Por otra parte, se describen algunos parámetros fisicoquímicos del agua producida por Ecopetrol utilizada en la investigación desarrollada.**

Cuando se realiza la perforación de los yacimientos, se extraen petróleo, gas y agua de producción (Ecopetrol, 2014). De esta manera, la industria de hidrocarburos trae como consecuencia la producción de grandes cantidades de agua que se caracteriza por ser la mezcla de varios componentes, principalmente hidrocarburos aromáticos polinucleados (HAP), metales pesados, fenoles, sales disueltas, etc. (Guerrero, Escobar y Ramírez, 2005; Pardo, Rojas, Roldán, Brandão y Almansa, 2017).

El agua que se extrae del subsuelo durante la explotación petrolera proviene de la formación geológica del yacimiento (De Araújo, 2011), además de la reutilizada para recobro mejorado (Ecopetrol, 2014). Según Martel, Foroughbakchik y Benavides (2016), “se cree que el agua que sale del yacimiento se originó por medio de la filtración o infiltración meteórica en el subsuelo y quedó atrapada en formaciones geológicas, lo que explica que este fluido no participe en el ciclo hídrico”.

Se estima que por cada barril de petróleo se producen 13 barriles de agua, lo que representa una relación agua-petróleo (RAP) de 13:1. Sin embargo, el RAP varía de acuerdo a las características del yacimiento debido a que la producción de agua aumenta con la vida productiva del pozo, de modo que se podría llegar a alcanzar hasta el 98% de fluidos producidos (Castiblanco, 2017). Esto se explica por el hecho de que la explotación continua de hidrocarburos en los pozos petroleros disminuye la presión del yacimiento, con reducción en la recuperación de crudo, lo que ha obligado a las industrias petroleras a implementar nuevas técnicas para maximizar la extracción en yacimientos maduros.

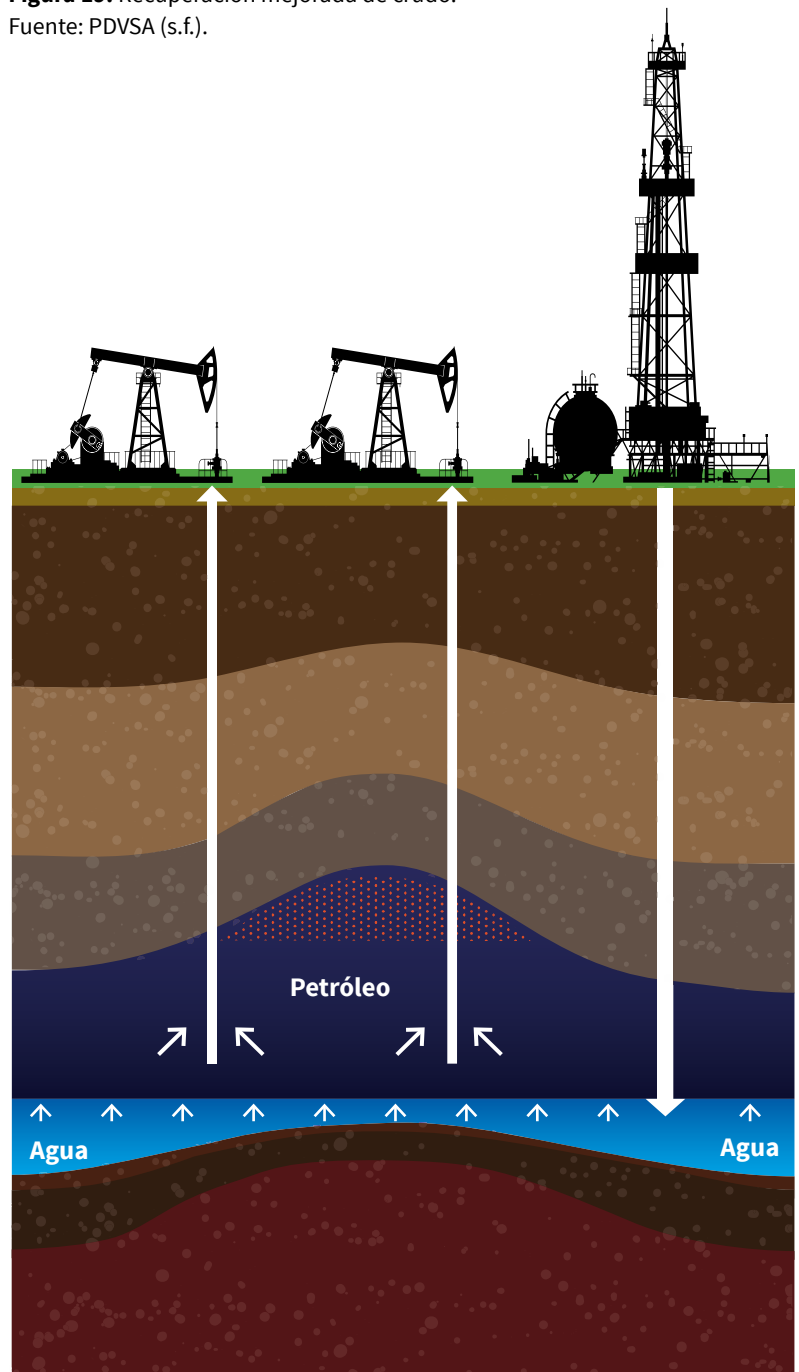
En esa medida, actualmente ha cobrado gran importancia en Colombia la reinyección de agua, también denominada recobro mejorado (Ecopetrol, 2018), que permite mantener la presión y barrer el petróleo de los poros del yacimiento hacia el pozo (Sánchez, 2013) (figura 19). Este proceso incrementa la RAP y se ve reflejado en las proyecciones de Ecopetrol (2014), donde reporta que la producción de agua en los campos colombianos podría llegar a presentar un RAP de 16:1 para el año 2020.

**Conceptualización de la calidad de agua asociada a la extracción del petróleo**



**Figura 19.** Recuperación mejorada de crudo.

Fuente: PDVSA (s.f.).





# Sistema de tratamiento de aguas de producción (STAP)

El agua de producción, al contener trazas de hidrocarburos, debe pasar por tratamientos específicos que permitan recuperar la mayor cantidad de sólidos importantes para la industria. Esto permite un mayor aprovechamiento de los hidrocarburos reduciendo las concentraciones en el agua (Arthur, Langhus y Patel, 2005), de modo que se puedan cumplir los requisitos legales (Rodríguez, Morais y Alves, 2013), evitando así cualquier tipo de afectación ambiental.

Las técnicas de tratamiento del agua dependen de la composición, la producción, la ubicación, la cantidad y la disponibilidad de los recursos (Arthur *et al.*, 2005). Según Mesa, Orjuela, Ortega y Sandoval (2018), “en Colombia, la mayor parte del tratamiento para el agua residual de la industria petrolera se concentra en tratamientos primarios ya sea de tipo físico, químico o biológico, con tecnologías convencionales como desengrasado, remoción de compuestos orgánicos, evaporación y tratamientos con membranas bajo cambios de presión, que poco a poco se han venido optimizando en algunos casos, ya sea de manera individual o en configuraciones, también llamados sistemas híbridos” (p. 95).

De esta manera, Ecopetrol cuenta en la estación Acacias, del campo Castilla, con un sistema de tratamiento de aguas de producción (STAP) donde se tienen separadores de aceites y grasas en placas CPI, celdas de flotación, filtros cáscara de nuez, decantadores horizontales o barcazas y piscinas de estabilización. Todo esto funciona bajo la regulación de la Corporación para el Desarrollo Sostenible del Área de Manejo Especial (Cormacarena) mediante la Resolución 1012 expedida en el año 2016 (figura 20).

Después de todos los procesos iniciales de separación para la recuperación de crudo y gas, el agua llega al STAP, donde se realizan principalmente tres fases con miras a la recuperación de los productos oleicos y sólidos:

- 1 El tratamiento inicia en los separadores de grasas y aceites CPI.
- 2 El agua pasa por celdas de flotación donde se producen burbujas de gas que entran en contacto con el crudo, desplazándolo hacia la superficie para ser separado (Gomes, 2009). Este efecto se produce debido al incremento de la densidad de los dos fluidos al juntar las burbujas de gas con las del aceite (Jaimes y Pico, 2009).
- 3 El agua continúa su recorrido por unidades en las que se retienen las impurezas a través de filtros a base de cascarilla de nuez negra, que tiene propiedades oleofilicas (preferencia hacia el crudo), permitiendo la filtración del agua de producción. Este producto, sin ningún tipo de tratamiento o adición de químicos, ha presentado capacidades de remoción de crudo en plantas de filtración del orden de 90-99% (Villegas, Arcila, Ortega, Franco y Cortés, 2017).

El fluido sobrenadante (aceites o grasas) de los filtros es dirigido a los decantadores horizontales o barcazas, mientras que el agua continúa su recorrido hacia las piscinas de aspersion y torres de enfriamiento, donde se regula la temperatura.





# Mecanismos utilizados para la disposición final

El volumen total de agua de producción generado por la industria de hidrocarburos para el año 2018 fue de aproximadamente 382,2 millones de metros cúbicos, es decir, cerca del 91% del volumen total del agua residual producida (420,5 millones de metros cúbicos) por las operaciones de Ecopetrol (Ecopetrol, 2018).

Por las características y la gran cantidad de agua de producción generada, las autoridades ambientales y energéticas y las industrias de hidrocarburos han surgido e implementado diversos mecanismos de usos o destinos finales que permiten el mayor aprovechamiento del recurso, minimizando el impacto ambiental. De esta manera estrategias como inyección de agua, vertimientos, asignación a otras industrias, agricultura e incluso almacenamiento han sido empleadas en Colombia (Mesa *et al.*, 2018).

En particular, el *disposal* y el recobro mejorado son dos mecanismos que involucran técnicas de manejo en el subsuelo y alternativas de reúso del agua para la recuperación de crudo. Estos se llevan a cabo mediante los pozos perforados para la extracción del petróleo (Mesa *et al.*, 2018); sin embargo, en el *disposal* el agua se inyecta en acuíferos inferiores o superiores al yacimiento productor, mientras que en el recobro mejorado, como se señaló anteriormente, se usa el agua producida en un campo para reinyectarla allí mismo, pero a presión, para que suba la tasa diaria de recuperación del petróleo (Ecopetrol, 2014).

Otras alternativas para la reutilización de agua en las industrias petroleras son la petroquímica, la preparación de lodos de perforación, el mantenimiento de pozos, los sistemas contraincendios, el almacenamiento, entre otros (Ecopetrol, 2018).

Por otra parte, la calidad del agua de producción en el departamento del Meta ha presentado características fisicoquímicas que permiten implementar el reúso en sistemas agropecuarios como otra alternativa para la gestión de aguas residuales, regulada por la normatividad ambiental (Resolución 1207 de 2014 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible).

Actualmente, el campo Castilla cuenta con un permiso por parte de la autoridad ambiental para reúso hasta de 90.000 barriles por día (BWPD) para el proyecto conocido como ASA (Ecopetrol, 2018), donde se trabaja con sistemas agroforestales y pecuarios (figura 21).



**Figura 21.** Reúso del agua de producción en sistemas forestales y pecuarios del ASA

**Fuente:** Gloria Pastrana, Guillermo González.





# Características del agua de producción generada y tratada por Ecopetrol

**Si bien se conoce que la intervención de las industrias de hidrocarburos en las diferentes zonas del mundo ha generado gran polémica por el efecto negativo que pueden crear sobre los recursos naturales o el medio ambiente, así mismo las empresas han tomado diversos mecanismos que de manera integral buscan reducir y controlar todas las acciones que repercuten en el ambiente (Ecopetrol, 2018).**

Entre los efectos nocivos que se le atribuyen a la explotación petrolera se encuentra la producción de gran cantidad de agua. Muchos estudios caracterizan este líquido por sus contenidos de hidrocarburos aromáticos policíclicos (PAH), metales pesados, minerales (Almansa, Velásquez y Rodríguez, 2018; Manfra *et al.*, 2010; Sánchez, 2013), fenoles (Pardo *et al.*, 2017), entre otros. Sin embargo, también se ha reportado que sus características finales varían de acuerdo al origen y las tecnologías que se implementan para su tratamiento (Martel *et al.*, 2016).

Para entender mejor los resultados del estudio realizado a propósito de las ATAEP, es importante mencionar que el agua de producción de la estación Acacias fue evaluada en el ASA, mientras que la generada en la estación Apiay se monitoreó en el CI La Libertad. De esta manera, los resultados se muestran como agua de producción ASA y CI La Libertad, haciendo referencia al agua de producción de las estaciones Castilla y Apiay, respectivamente.

En el ASA desde hace varios años se vienen adelantando diversos estudios referentes al agua de producción de la estación Acacias, dentro de los cuales se ha utilizado este fluido en el riego de sistemas agroforestales y praderas para pastoreo de bovinos mediante un sistema de riego superficial por gravedad. Esto obedece al propósito de las instituciones vinculadas en este experimento de mitigar el impacto ambiental y generar nuevas alternativas innovadoras con un enfoque sistémico, que promuevan el desarrollo del sector agropecuario mediante el aprovechamiento de los recursos.



- ASA
- Áreas bajo riego
- Caños
- Laguna de amortiguación



**Figura 22.** ASA: caños, laguna de amortiguación y áreas bajo riego  
**Fuente:** Google Earth.

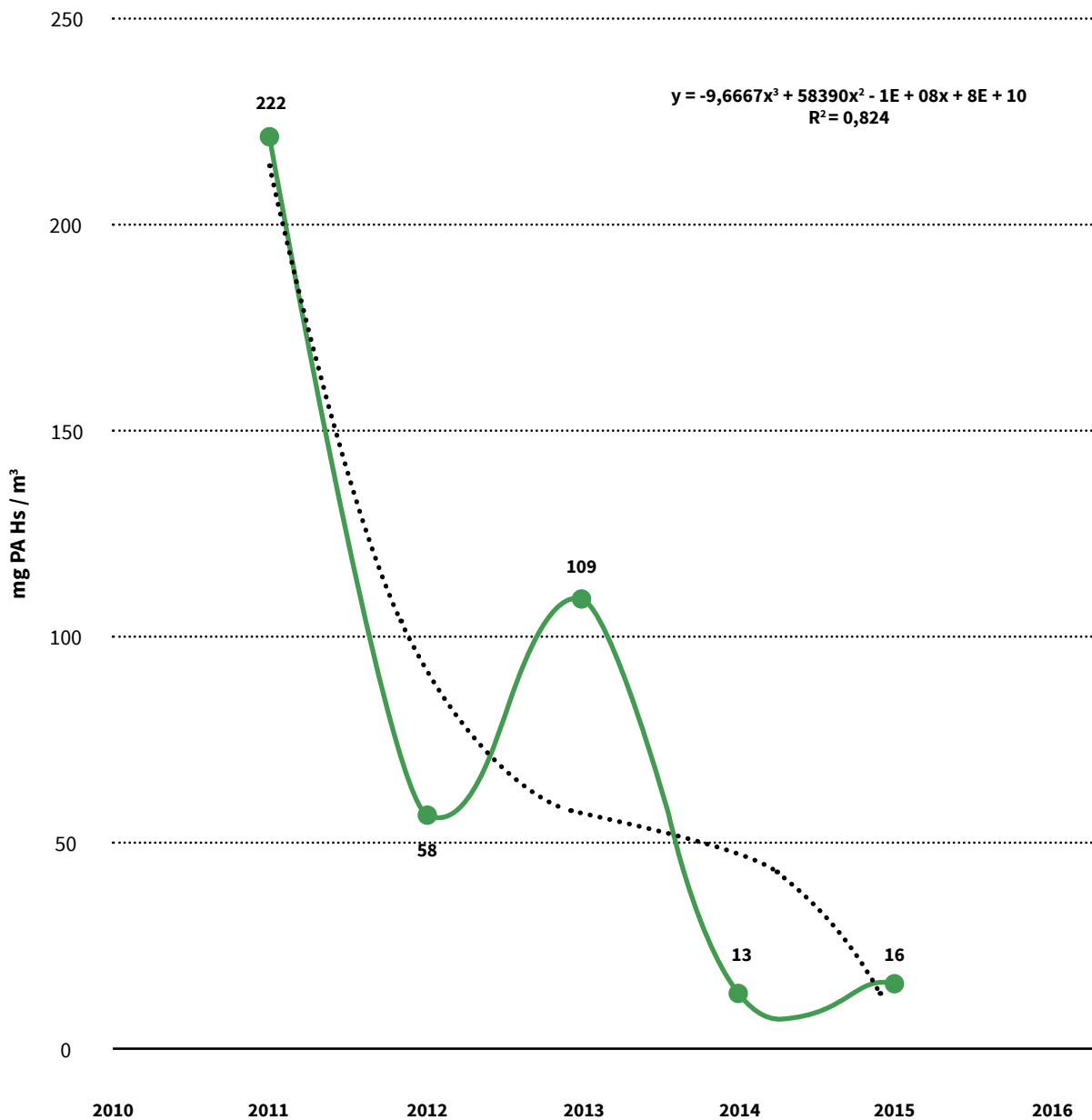
## Concentraciones de hidrocarburos en ATAEP para sistemas de producción pecuaria

Al evaluar la concentración media anual de PAH entre 2011 y 2015 en el agua suministrada para el ASA y el CI La Libertad, se puede observar que el año fue una fuente significativa de variación asociada a la proporción de PAH ya que las concentraciones anuales de PAH decrecieron con respecto al valor del primer año de evaluación en cada localidad (figura 23). Estos cambios descendentes se asocian

con las estrategias implementadas de mejora en el tratamiento de las aguas de producción como la construcción de barcazas en la parte final de disposición de aguas al ASA.

## Parámetros fisicoquímicos de las ATAEP en el ASA

Para el análisis de los diferentes tratamientos de ATAEP, se consideró información durante 216 días de indicadores fisicoquímicos para alcalinidad, dureza, nitritos, amonio no ionizado y amonio ionizado, por 280 días para el parámetro de conductividad y durante 140 días para temperatura y pH.



→ **Figura 23.** Tendencia de variación en la concentración media anual de PAH entre 2011 y 2015 (junio) en aguas de producción evaluadas en el ASA

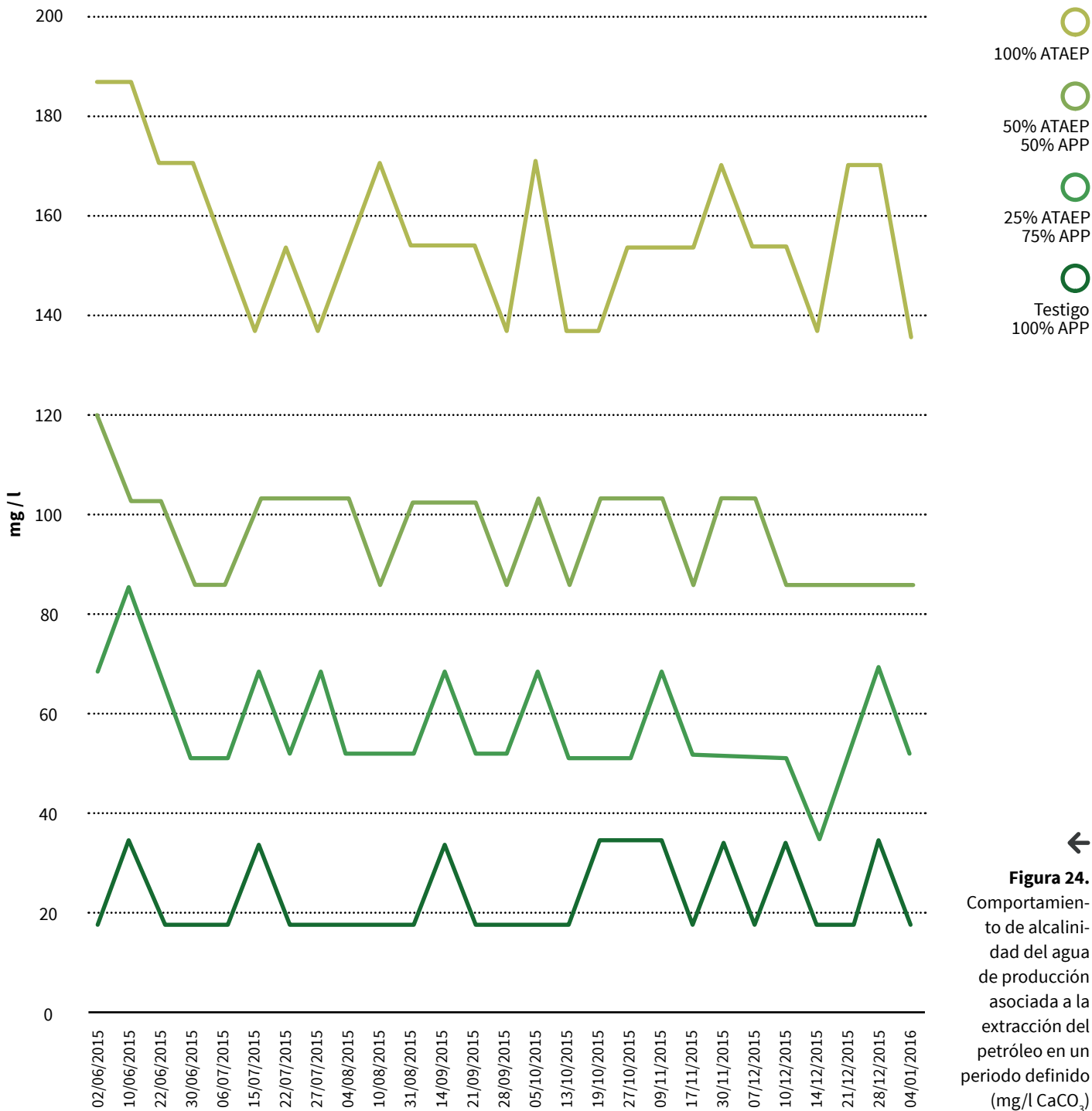
## Alcalinidad

La alcalinidad tiene la capacidad de neutralizar ácidos o aceptar protones y está determinada generalmente por el contenido de carbonatos, bicarbonatos e hidróxidos. Por lo tanto, este parámetro se toma como un indicador de dichas especies iónicas.

En la figura 24 se puede observar el comportamiento de las concentraciones de alcalinidad determina-

das por colorimetría en un periodo de 216 días para cada tratamiento. Los resultados indican que las aguas del tratamiento 100% presentan los mayores valores, seguido por el 50%, el 25% y el testigo respectivamente. También podemos apreciar que no hay superposiciones entre los tratamientos. Estos registros de alcalinidad se enmarcan en los rangos permisibles, por ejemplo, para el desarrollo y supervivencia de los peces (entre 20 y 350 mg/l, según Rodríguez y Anzola, 2001).

Conceptualización de la calidad de agua asociada a la extracción del petróleo



←  
**Figura 24.** Comportamiento de alcalinidad del agua de producción asociada a la extracción del petróleo en un periodo definido (mg/l CaCO<sub>3</sub>)

## Dureza

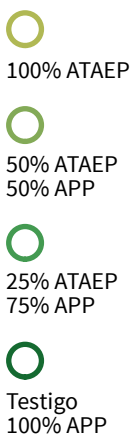
Las aguas subterráneas procedentes de acuíferos con composición silicatada (p. e., granitos) se consideran blandas, es decir, con cantidades muy bajas de sales de calcio y magnesio, lo que sucede con el agua testigo que procede de un pozo profundo. Por otro lado, el agua denominada como “dura” tiene una elevada concentración de dichas sales. Esto sitúa al agua de producción y sus mezclas dentro de aguas de dureza intermedia a agua dura.

En las aguas de distribución se visualiza la misma tendencia que para la alcalinidad, esto es, cada tratamiento presenta un intervalo de fluctuación, sin superponerse. El tratamiento 25% oscila entre 34,2 y 68,5 mg/l; el 50%, entre 68,4 y 85,5 mg/l, y el 100%, entre 119,7 y 153,9 mg/l. Dependiendo de las cantidades de la carga de sales de calcio y magnesio que tenga en determinado momento el agua de producción, se observará la fluctuación descrita (figura 25).

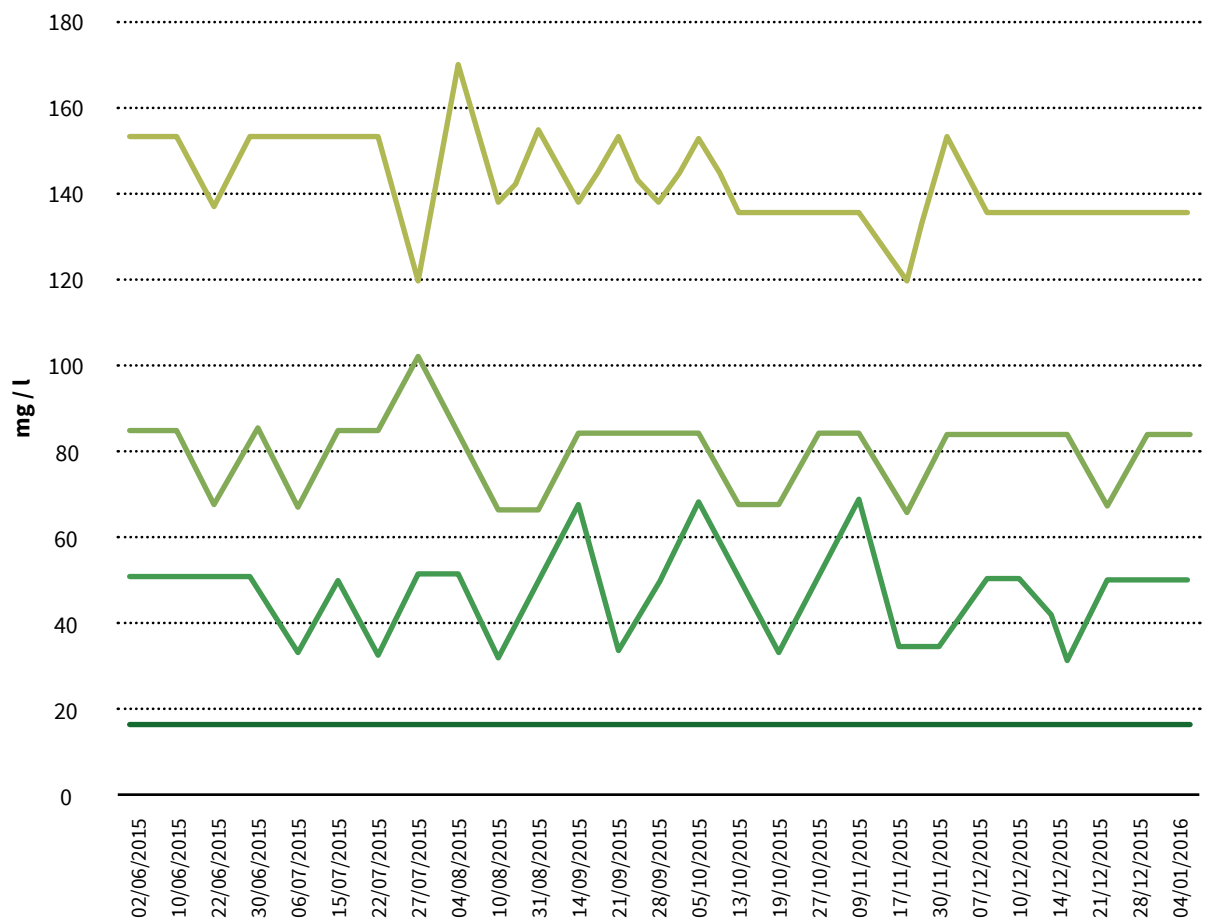
Ahora bien, si en el agua se encuentra dióxido de carbono, este incrementará la habilidad del líquido para disolver el calcio y el magnesio. Este tipo de dureza es llamada “dureza temporal o de carbonatos”. Por otro lado, la dureza permanente o no carbonatada está dada por cloruros y sulfatos de calcio y magnesio, y no puede ser removida por la simple ebullición.

Es común comparar el valor de la alcalinidad en una muestra de agua con su valor de dureza, ambos expresados en mg CaCO<sub>3</sub>/l. En el caso de que el valor de la dureza del agua sea mayor que el de la alcalinidad total, la diferencia entre ellos se conoce como “dureza de no carbonatos”, mientras que si la dureza es menor o igual a la alcalinidad se trata de una muestra de agua con “dureza de carbonatos”.

En este sentido, al observar que los valores de dureza encontrados en los diferentes tratamientos son iguales o inferiores a los reportados para alcalinidad, se puede afirmar que la dureza de las ATAEP es de carbonatos, con niveles permisibles para, por ejemplo, el cultivo de peces.



→ **Figura 25.** Comportamiento de la dureza del agua de producción asociada a la extracción del petróleo en un periodo definido (mg/L CaCO<sub>3</sub>)



## Amoníaco no ionizado (NH<sub>3</sub>)

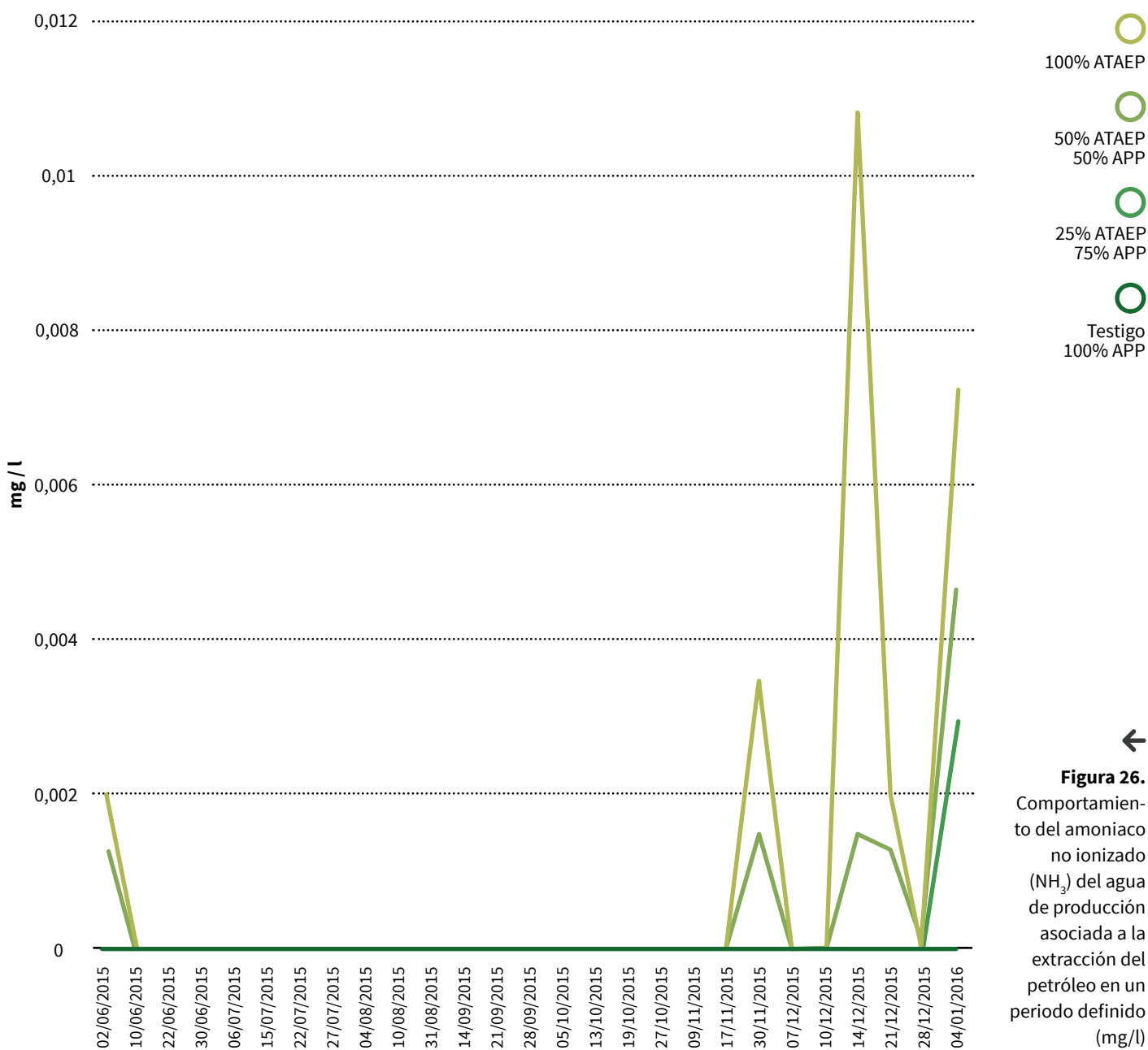
El NH<sub>3</sub> forma parte de los volúmenes de residuos que son eliminados de las aguas de la industria del petróleo (Gomes de Lima *et al.*, 2008). Sin embargo, los valores registrados en las aguas de producción en la estación Acacias son mínimos, casi nulos (figura 26).

En el agua, la suma de NH<sub>3</sub> y NH<sub>4</sub><sup>+</sup> constituye el amoníaco que se mide analíticamente (considerando que el NH<sub>3</sub> sin ionizar es altamente tóxico para los peces y la vida acuática). Al analizar las aguas de los distintos tratamientos, se encontraron unos

ligeros aumentos de este parámetro hacia el inicio y hacia el final de los tratamientos 100% y 50%.

Es de aclarar que las aguas testigo no reportaron valores para este parámetro, por lo que la presencia de este elemento está relacionada con el contenido de amoníaco no ionizado en las aguas de producción, el cual estuvo muy por debajo del límite de tolerancia. De esta manera las aguas de producción no representaron riesgo, por ejemplo, para la salud de las especies acuáticas, para las cuales los valores de amonio deben fluctuar entre 0.01 a 0.1 ppm (valores cercanos a 2 ppm son críticos) (Cantor, 2007) (figura 26).

Conceptualización de la calidad de agua asociada a la extracción del petróleo







←  
**Figura 26.** Comportamiento del amoníaco no ionizado (NH<sub>3</sub>) del agua de producción asociada a la extracción del petróleo en un periodo definido (mg/l)

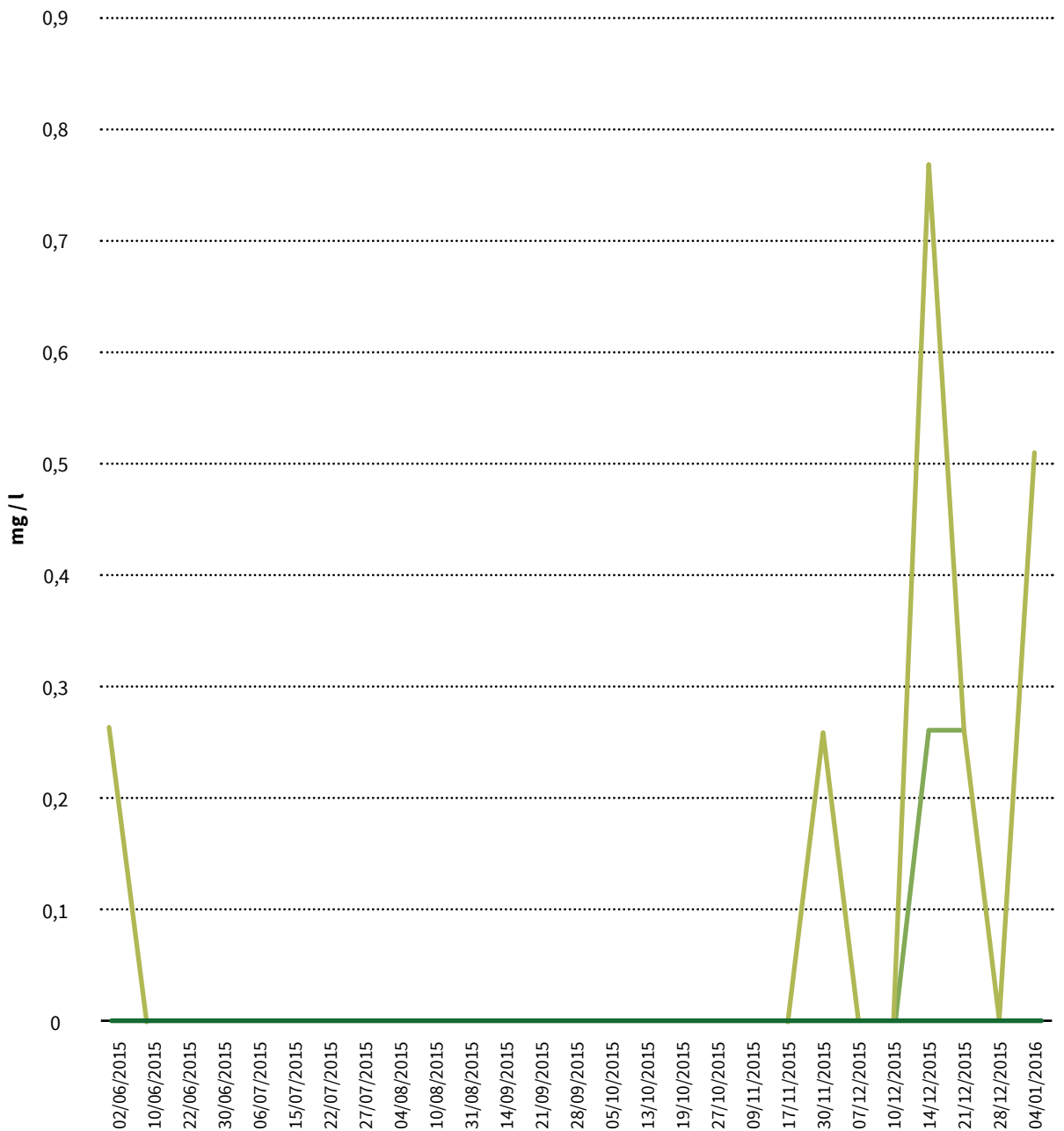
### Nitritos (NO<sub>2</sub>)

Los muestreos realizados para este parámetro por el método utilizado no evidenciaron presencia de nitritos en ninguno de los tratamientos o mezclas hechas. Esto se debe a que los análisis se hicieron en aguas que no tenían peces, mientras que tales elementos son un producto del metabolismo de los organismos bajo cultivo y son liberados durante la descomposición que hacen las bacterias sobre la materia orgánica.

### Amonio (NH<sub>4</sub><sup>+</sup>)

El medio ambiente acuático hace que la excreción de nitrogenados de peces sea un proceso sencillo y de baja demanda de consumo de energía. El amoníaco es el principal de estos residuos, evacuado por los peces a través de branquias directamente en el agua. La proporción relativa en el agua de NH<sub>3</sub> y NH<sub>4</sub> depende de la temperatura del agua y del pH. Para nuestro caso, como se observa en la figura 27, en el agua testigo no se evidencia reporte, mientras que el agua de producción 100% y las mezclas de 50% y 25% demuestran, al inicio del ejercicio y a finales de este, algunos niveles de presencia que no son perjudiciales.

-  100% ATAEP
-  50% ATAEP  
50% APP
-  25% ATAEP  
75% APP
-  Testigo  
100% APP



→ **Figura 27.** Comportamiento del ion amonio en el agua de producción asociada a la extracción del petróleo en un periodo definido (mg/l NH<sub>4</sub><sup>+</sup>).

## pH

En las aguas en estudio se evidenciaron valores entre 6,5 y 7,6 que, para peces por ejemplo, estarían dentro de los rangos de confort (figura 28).

## Concentraciones de conductividad eléctrica determinadas por multiparámetros

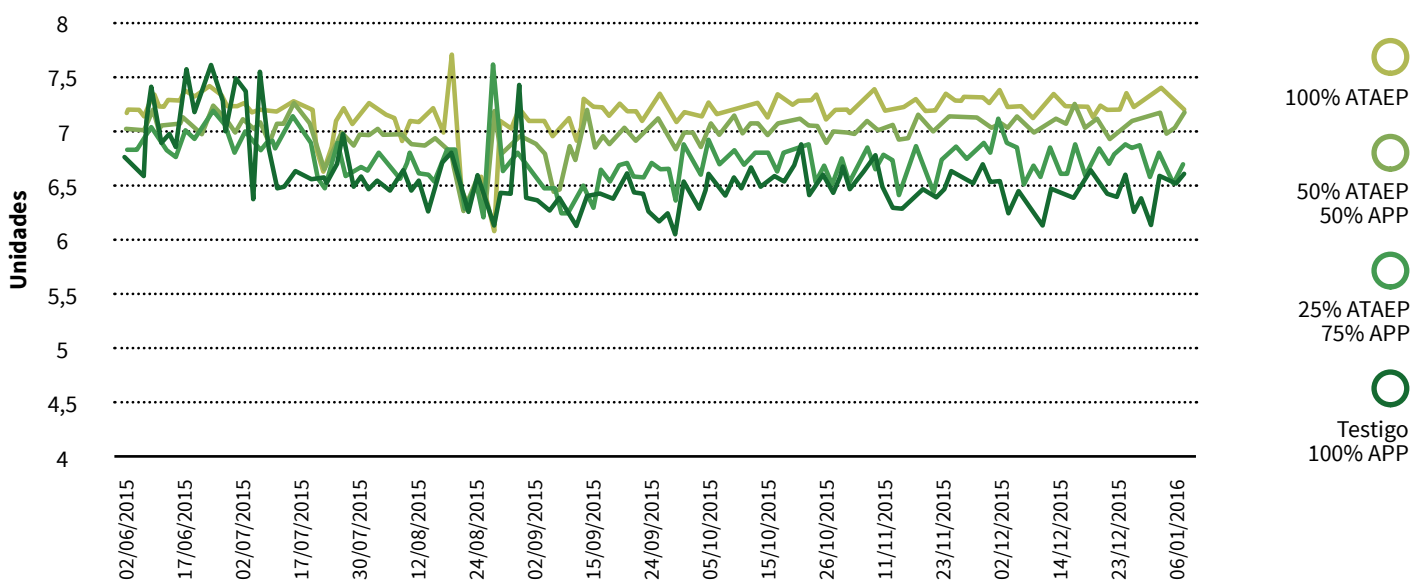
En la figura 29 se observa claramente que la mayor conductividad está dada para el tratamiento de

ATAEP de 100%, seguido de los de 50%, 25% y testigo respectivamente. La relación entre las concentraciones para cada tratamiento y la conductividad llega a ser proporcional, de tal manera que, al aumentar la concentración de agua de producción, su valor de conductividad se incrementa de igual forma. Esto sugiere que a mayor carga electrolítica, mayor conductividad, y funciona como un indicador que verifica además la diferenciación de los tratamientos. A pesar de estas variaciones, en cualquier caso estas aguas pueden ser consideradas aptas para irrigación ya que no superan los 750  $\mu\text{S}/\text{cm}$  a 25 °C (Rodríguez, 2009).

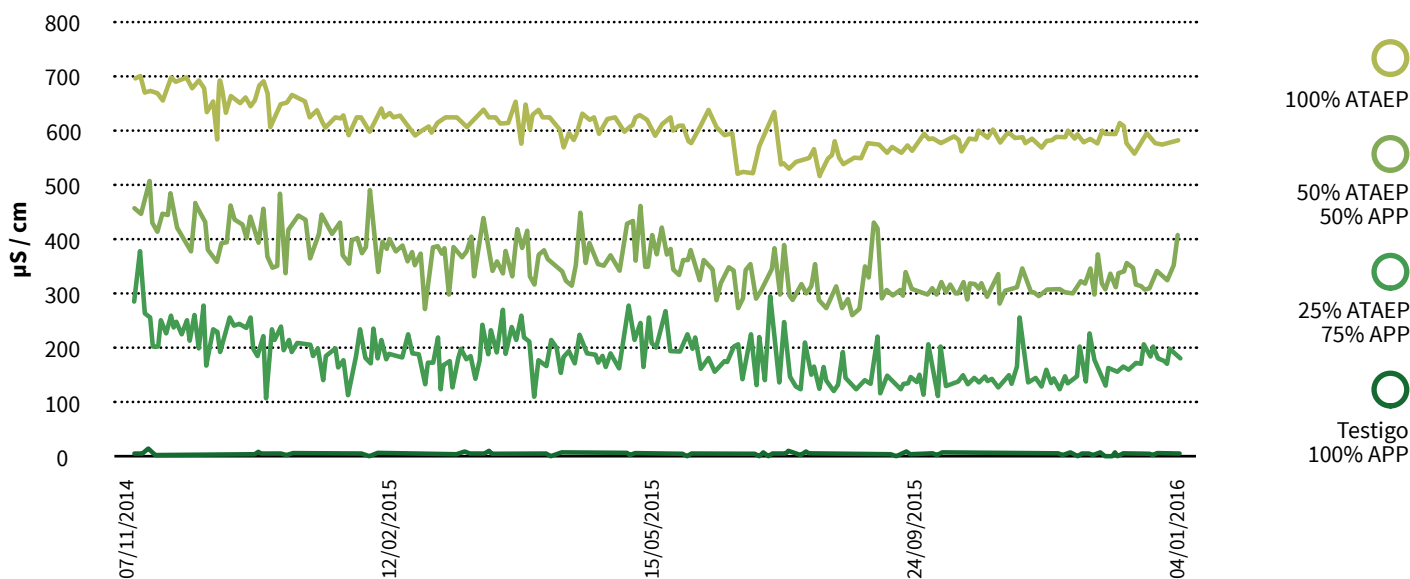
Conceptualización de la calidad de agua asociada a la extracción del petróleo



**Figura 28.** Comportamiento del pH del agua de producción asociada a la extracción del petróleo en un periodo definido



**Figura 29.** Comportamiento de la conductividad del agua de producción asociada a la extracción del petróleo en un periodo definido ( $\mu\text{S}/\text{cm}$ )



## Temperatura

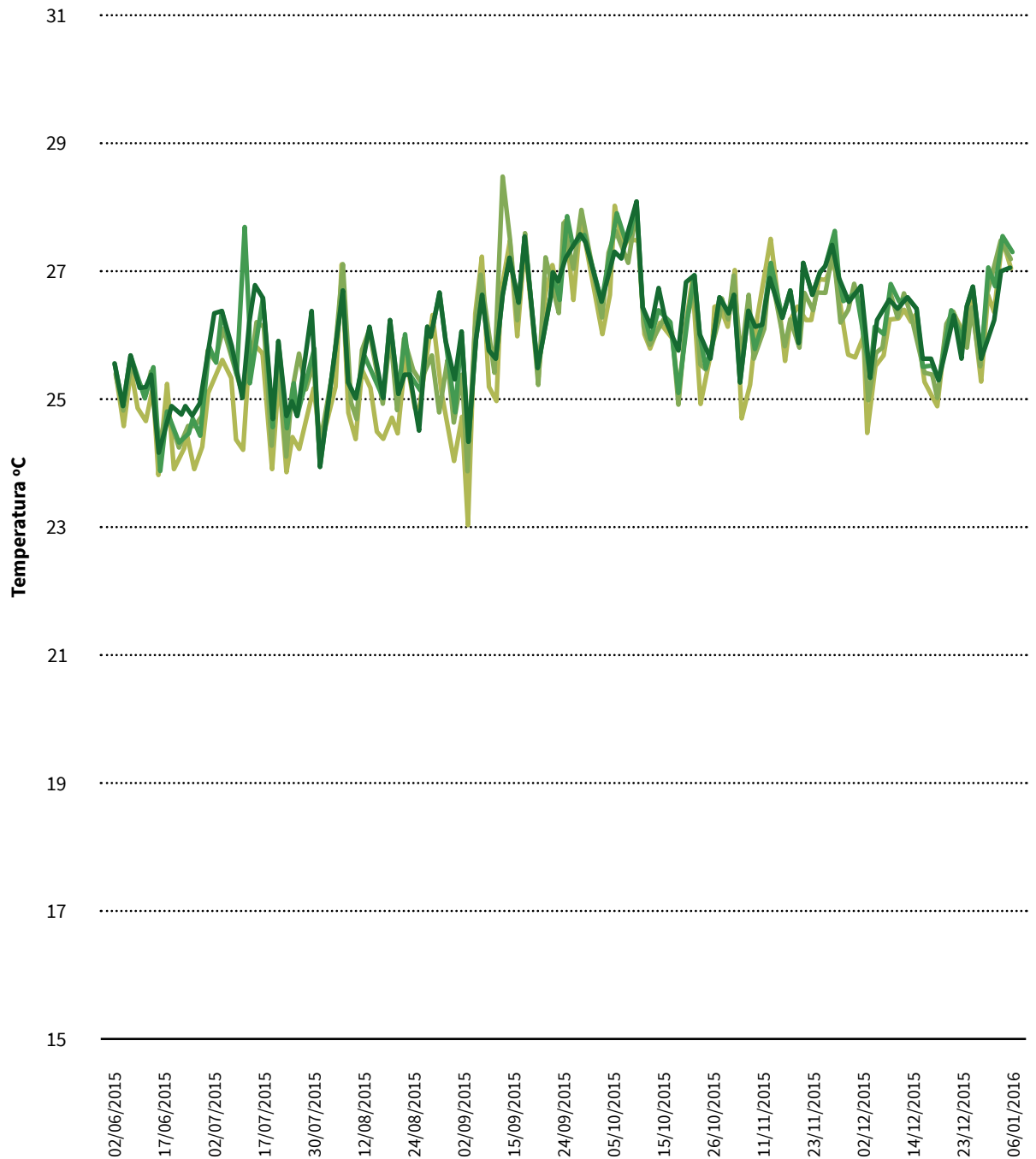
En general, la temperatura fluctúa de la misma manera entre tratamientos, así que los cambios se presentan para todos de la misma forma. Los valores obtenidos en este parámetro están dentro de rangos normales que no afectan la supervivencia o salud de especies acuáticas (figura 30).

En general, puede afirmarse que los parámetros fisicoquímicos de las aguas tratadas asociadas a la producción de hidrocarburos son aptos, por ejemplo,

para un buen desarrollo de la actividad acuicola, sin que generen traumatismos de ninguna índole.

En las tablas 6 y 7 se pueden observar los indicadores de calidad fisicoquímica en las diferentes mezclas de agua tratada de producción en cada tratamiento. Es de anotar que, si bien algunas variables presentan diferencias significativas, se mantienen dentro de los límites permisibles establecidos por Cantor (2007) y Rodríguez y Anzola (2001) para actividades como, por ejemplo, el cultivo de especies acuáticas.

- 100% ATAEP
- 50% ATAEP  
50% APP
- 25% ATAEP  
75% APP
- Testigo  
100% APP



→  
**Figura 30.** Comportamiento de la temperatura en el agua de producción asociada a la extracción del petróleo en un periodo definido (°C)



**Tabla 6.** Comportamiento de la calidad fisicoquímica de las diferentes mezclas de agua asociadas a la producción del petróleo durante los tiempos de cultivo

**Tratamiento (% de mezclas)**

Variable	n	100%	n	50%	n	25%	n	Testigo
Alcalinidad (mg/l CaCO <sub>3</sub> )	279	114,06 ± 48,73 a	138	88,10 ± 35,84 ab	281	52,06 ± 24,06 abc	281	32,41 ± 16,34 c
Dureza (mg/l)	279	133,19 ± 52,15 a	138	91,70 ± 27,01 abc	281	74,82 ± 33,21 abc	281	38,03 ± 28,45 c
Amonio (mg/l) NH <sub>3</sub>	279	0,00 ± 0,00 a	138	0,01 ± 0,01 a	281	0,00 ± 0,01 a	281	0,00 ± 0,01 a
NO <sub>2</sub> nitritos (mg/l)	279	0,04 ± 0,05 a	138	0,05 ± 0,05 a	281	0,03 ± 0,04 a	281	0,02 ± 0,04 a
Ion amonio (mg/l NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> )	279	0,36 ± 0,43 a	138	0,65 ± 0,69 a	281	0,50 ± 0,63 a	281	0,61 ± 0,74 a

\*Letras diferentes dentro de una fila se corresponden con diferencias significativas de acuerdo a la prueba de Tukey (p<0,05).



**Tabla 7.** Comportamiento de la calidad fisicoquímica de las diferentes mezclas de agua asociadas a la producción del petróleo durante los tiempos de cultivo

**Tratamiento (% de mezclas)**

Variable	n	100%	n	50%	n	25%	n	Testigo
pH	714	7,20 ± 0,41 a	397	7,07 ± 0,28 a	675	6,86 ± 0,39 a	734	6,84 ± 0,50 a
Conductividad (μS/cm)	675	639,31 ± 109,22 a	370	363,28 ± 99,30 b	675	255,86 ± 65,87 b	678	45,57 ± 40,18 c
Temperatura (°C)	714	26,92 ± 1,32 a	397	26,29 ± 2,15 a	675	26,69 ± 1,76 a	734	26,71 ± 1,78 a
Oxígeno (mg/l)	675	6,89 ± 0,58 a	370	6,80 ± 0,68 a	675	6,94 ± 0,61 a	678	7,04 ± 0,70 a

\*Letras diferentes dentro de una fila se corresponden con diferencias significativas de acuerdo a la prueba de Tukey (p<0,05).