

Santiago, 7 de enero de 2019

Mat.: Responde requerimiento de información.**Ant.:** Resolución Exenta D.S.C. N°1618, de fecha 26 de diciembre de 2018.

Señor
Ariel Espinoza Galdames
Jefe (S) de la División de Sanción y Cumplimiento
Superintendencia del Medio Ambiente
Teatinos N°280, piso 8
Santiago

De mi consideración:

Mediante Resolución Exenta D.S.C. N°1618, de fecha 26 de diciembre de 2018, la Superintendencia del Medio Ambiente requirió a mi representada la entrega de una serie de antecedentes relativos a la recepción de crudo iraní en las instalaciones existentes en las regiones de Valparaíso y Biobío.

Encontrándome dentro de plazo, adjunto a la presente encontrará un documento mediante el cual se da respuesta a cada uno de los requerimientos contenidos en la referida Resolución Exenta D.S.C. N°1618, así como también un CD donde se acompaña copia de dicha presentación y de los Anexos respectivos.

Sin otro particular, y quedando a su disposición en caso de requerir cualquier antecedente adicional, le saluda atentamente,




Gabriel Méndez S.
p. ENAP Refinerías S.A.



Respuesta Requerimiento de Información SMA

A. Antecedentes detallados y fundados sobre los volúmenes recibidos de crudo desde los buques Monte Toledo y/o Cabo Victoria y su destinación dentro de las instalaciones de ENAP en las regiones de Valparaíso y el Biobío y el resto del territorio nacional, incluyendo fines de almacenamiento, transporte y refinación.

La recepción del crudo *Iranian Heavy*, proveniente de la Isla Kharg, Irán (en adelante "Crudo IH"), corresponde a una operación negociada con el grupo ENAP durante el año 2017, aprobada formalmente por el directorio en julio de 2017 y respecto de la cual se suscribieron los contratos respectivos en marzo de 2018, como señalan los estados financieros y memoria de la compañía. El 2 de junio de 2018, fueron cargados 163.143 m³ de Crudo IH en el buque portugués Monte Toledo, proveniente de la Isla Kharg, Irán, los cuales fueron transportados a la Región del Biobío de Chile Anexo A1.

Terminal San Vicente y Refinería Biobío

Luego de arribado a la Región, bahía Concepción, de acuerdo a lo programado, y previa autorización de la Autoridad Marítima Anexo A2, el buque Monte Toledo procedió a realizar una maniobra de alije (*STS, ship to ship*) con el buque Cabo Victoria, de manera de entregar parte de su carga a dicha embarcación, que la transportaría al Terminal Marítimo Quintero de ENAP ("Terminal Quintero"), y disminuir así su calado, permitiendo el atraque en el Terminal San Vicente de ENAP ("Terminal San Vicente"). Las maniobras de alije se realizaron los días 3 y 4 de agosto, según la detallada cronología de que dan cuenta los documentos que se acompañan como Anexo A3 y Anexo A4 a esta presentación.

Como consta en el documento acompañado como Anexo A5 (consistente con los Anexos A3 y A4), el volumen¹ de Crudo IH trasvasiado del Monte Toledo al Cabo Victoria en la maniobra de alije fue 81.467,57 m³, zarpando luego el Cabo Victoria a Quintero y el Monte Toledo a San Vicente.

Es importante destacar que dadas las características del crudo (ver respuesta G), la maniobra de alije se realizó bajo estrictas medidas de seguridad para la salud de las tripulaciones y el medio ambiente. Lo anterior, pues una fuga de ácido sulfhídrico en la maniobra de alije podría causar daños en la salud de la tripulación, razón por la cual se extremaron las medidas de seguridad y control por parte de la empresa y la Autoridad Marítima. Por lo anterior, ENAP con el objeto de reducir al mínimo los riesgos asociados decidió preparar un análisis sistemático de riesgos ("ASR") determinando el protocolo y medidas de seguridad para la realización de esa maniobra (así como también lo realizó con otras operaciones asociadas al Crudo IH como se señala a lo largo de esta respuesta). Dicho documento, que se acompaña como Anexo A6, establece, entre otras instrucciones, que: (i) el alije se realizaría por medio de un circuito cerrado, es decir, por medio de la conexión entre ambos buques de un flexible de carga de crudo y un flexible de retorno de vapores, lo que impide la liberación de gases al ambiente; (ii) la utilización de instrumentos de

¹ Los volúmenes de crudo señalados en este documento están medidos por distintos instrumentos que poseen cierto margen de error, siendo internacionalmente aceptable una varianza de +- 0,5%.

medición de ácido sulfhídrico (H₂S) en todo momento; y (iii) la utilización de equipos de respiración por parte de los participantes en la maniobra en caso de alguna emergencia durante la misma.

Como Anexo A7, se acompaña informe en que se detallan los equipos de medición de ácido sulfhídrico utilizados, la ubicación de éstos y las mediciones arrojadas, el cual da cuenta de que no existió fuga alguna durante la maniobra de alije.

Cabe destacar que en la etapa más sensible a potenciales fugas de gases, como es la desconexión de los flexibles, se encontraba sobre la cubierta del buque Monte Toledo la Autoridad Marítima, quien fiscalizó la maniobra desde las 20:00 horas y emitió el reporte que se acompaña como Anexo A8. En dicho informe la Gobernación Marítima de Talcahuano da cuenta de que revisó los equipos de medición utilizados a bordo y que empleó sus propios instrumentos de medición, certificando “condiciones normales de medición de gases y faena de alije”, señalando que las mediciones de ácido sulfhídrico fueron 0 ppm.

Luego de terminado el alije, el buque Monte Toledo se dirigió al Terminal San Vicente, donde los días 5, 6 y 7 de agosto descargó 82.114,64 m³ de Crudo IH como da cuenta el documento acompañado como Anexo A9. Luego de esa descarga, y como se acredita en el documento acompañado como Anexo A10, el Monte Toledo quedó con sus estanques secos (sin carga).

Se adjunta informa que da cuenta de mediciones realizadas en el buque Monte Toledo durante la descarga en el Terminal San Vicente, el cual da cuenta de que no existieron emanaciones de H₂S (Anexo A11).

Desde el Terminal San Vicente, y luego de la inyección de secuestrante (PFA9210) que se explica en la respuesta F siguiente, el crudo fue transportado por oleoducto a la Refinería Biobío, donde fue recibido en el estanque T3005² (estanque de recepción del oleoducto), para luego ser derivado a los estanques de almacenamiento T3007, T3008 y T3010. Es importante destacar que tanto la descarga como el transporte se realiza en circuitos cerrados.

El volumen de crudo recibido por cada uno de los estanques de almacenamiento mencionados se señala en el documento que se acompaña como Anexo A12 a esta presentación.

Luego de recibido el Crudo IH en los estanques T3007, T3008 y T3010, a partir del 8 de agosto se realizaron las mediciones de las que da cuenta el Anexo A13. Adicionalmente, Baker Hughes realizó mediciones en dichos estanques el 10 de agosto, arrojando los resultados que se acompañan como Anexo A14 a esta presentación.

² Dado que el oleoducto que conecta el terminal San Vicente con los estanques de la Refinería Biobío almacena cierta cantidad de crudo, previo a la maniobra de descarga del Crudo IH se desplazó el contenido del oleoducto, recibiendo ese volumen, correspondiente a crudo Lula, en el estanque T-3005. Una vez desplazado el contenido de crudo Lula del oleoducto, se derivó la recepción del crudo IH a los estanques receptores T-3007, T-3008, y T-3010, únicos que recibieron crudo IH desde el Terminal en San Vicente”

En el caso del Terminal San Vicente, como se señaló, el Crudo IH fue enviado inmediatamente a la Refinería Biobío, donde se almacenó en los estanques mencionados³. Luego, para preparar la mezcla que será refinada, los distintos crudos son mezclados en ciertas proporciones en estanques especialmente diseñados para ello (T3000, T3001, T3020, T3021 y T3022)), para luego pasar a la etapa de refinación.

Terminal Quintero y Refinería Aconcagua

En el intertanto, el buque Cabo Victoria transportó su carga al Terminal Quintero, donde realizó maniobras de descarga de crudo los días 8 y 9 de agosto de 2018⁴, según da cuenta el documento que se acompaña como Anexo A15. Luego de dicha descarga, el buque Cabo Victoria quedó con sus estanques secos (sin carga), según da cuenta el documento que se acompaña como Anexo A16.

De esta manera, el Terminal Quintero recibió del Cabo Victoria 81.409,96 m³ de Crudo IH, el que fue almacenado en los estanques T5102, T5108 y T5111⁵, según se señala en el documento acompañado como Anexo A17. Para facilitar el entendimiento de la maniobra de descarga y almacenamiento en el Terminal Quintero, se acompaña un esquema denominado Anexo A18.

Luego de recibido el Crudo IH en los estanques T5102, T5108 y T5111, el 11 de agosto se realizaron las mediciones de las que da cuenta el Anexo A19. Adicionalmente, empresas externas realizaron mediciones en dichos tanques el 20 de agosto, arrojando los resultados que se acompañan como Anexo A14 y Anexo A20 a esta presentación.

En el caso del Terminal Quintero, luego de recibido el Crudo IH y durante los meses siguientes, éste es enviado vía oleoducto hacia los estanques de Refinería Aconcagua (T3102A, T3103B y T3104B). El crudo enviado a Refinería es una mezcla de crudos, en donde típicamente participan entre 2 y 6 estanques emisores desde el Terminal Quintero. Dicho envío se realiza por circuito cerrado, mediante el bombeo vía un oleoducto de 5230 m³ de capacidad y a un flujo promedio de 1200 m³/h (sin restricción). Refinería Aconcagua cuenta con un tanque receptor, el cual recibe la mezcla de crudo hasta que se complete el llenado. De esta manera, la mezcla es ejecutada en el

³ Esta diferencia se explica por la diferencia en la logística debido a la menor distancia que existe entre el Terminal San Vicente y la Refinería Biobío (aproximadamente 8 km.), que permite el transporte de crudo directamente a los estanques de la Refinería, a diferencia de lo que ocurre con el Terminal Quintero y Refinería Aconcagua, que se encuentran a una distancia de 25 km. aproximadamente, siendo necesario el almacenamiento temporal en estanques del Terminal.

⁴ Dado que el oleoducto que conecta la monoboya con los estanques del Terminal Quintero almacena cierta cantidad de crudo, previo a la maniobra de descarga del Crudo IH se cargó crudo Lula al buque Cabo Victoria desde el estanque T5101, el que fue almacenado en un tanque segregado de la nave. De esta manera, al terminar la descarga del Crudo IH se descargó del buque Cabo Victoria el crudo Lula, de manera que fuera éste el que permaneciera en la línea después de la maniobra de descarga, y no el Crudo IH que requería el tratamiento que se explica en la respuesta F.

⁵ El oleoducto que conecta la monoboya con los estanques del Terminal Quintero, que almacena cierta cantidad de crudo, se encontraba al iniciar la descarga con crudo Lula proveniente de la descarga anterior, razón por la cual éste es desplazado al estanque T5101 al iniciar la descarga de Crudo IH. Una vez que el crudo Lula es desplazado de la línea de oleoducto y almacenado en el estanque T5101 la descarga se deriva a los estanques T5102-T5108 y T5111, únicos que recibieron Crudo IH en el Terminal Quintero.

bombeo y transporte por oleoductos por el Terminal Quintero y por el área de almacenamiento de Refinería en la recepción del crudo. Luego, el crudo ya mezclado es almacenado temporalmente en estanques (T3102A, T3103B y 3104B), para luego pasar a la etapa de refinación.

Las cantidades enviadas, desde el terminal a refinación en cada una de las instalaciones (sea Biobío o Aconcagua), son determinadas por el área de programación de la producción de Refinería.

- B. Cronología detallada respecto a las distintas operaciones relacionadas con el crudo. Se deberá detallar las fechas de refinamiento y los productos derivados del petróleo crudo. Informar y detallar si se ha aplicado algún tratamiento o metodología de refinamiento especial.**

Terminal San Vicente y Refinería Biobío

Las únicas operaciones realizadas con el Crudo IH fueron la descarga en Terminal San Vicente y recepción de éste en los estanques de almacenamiento de la Refinería Biobío (ver pregunta A), la preparación de las mezclas de crudo para refinación en los estanques de mezcla (en la que el Crudo IH fue uno de los crudos utilizados mientras se disponía de él) y luego la refinación entre los días 9 de agosto y 30 de octubre de 2018. Se acompaña como Anexo B1 el detalle del volumen de Crudo IH almacenado en cada estanque de la Refinería Biobío día por día.

Terminal Quintero y Refinería Aconcagua

Las únicas operaciones realizadas con el Crudo IH fueron la descarga y recepción de éste (ver pregunta A), el almacenamiento en los estanques del Terminal Quintero (T5102, T5108 y T5111), el transporte (y mezcla) de éste a la Refinería Aconcagua entre los días 19 de agosto y 26 de noviembre de 2018 y luego la refinación entre los días 21 de agosto y 30 de noviembre de 2018.

Se acompaña como Anexo B2 el detalle del volumen de Crudo IH almacenado en cada estanque del Terminal Quintero y Refinería Aconcagua día por día. De los estanques en Refinería Aconcagua, la mezcla de crudos (en la cual había Crudo IH), pasó a refinación.

Productos derivados del Petróleo

Respecto a la refinación de las mezclas que contenían Crudo IH, y atendido que lo que se refina es siempre una mezcla variable de crudos, en ninguna de las refinerías se aplicó un tratamiento o metodología de refinación especial, siendo necesarios únicamente los ajustes propios de la utilización de cualquier crudo nuevo en la mezcla a alimentar al proceso, entre los cuales se encuentra la refinación inicial en bajas proporciones.

Dado que el proceso de refinación se realiza respecto a una mezcla de crudos que varían día a día según las necesidades de producción y que los crudos disponibles son constantemente utilizados en mayor o menor proporción, todos los productos de la refinación durante el período en que se refinó Crudo IH son -en alguna medida- derivados de dicho crudo (así como de varios otros). De

esta manera, no es posible asignar un producto o derivado del petróleo únicamente a un crudo determinado (menos a este que fue refinado en proporciones bajas). No obstante lo anterior, adjuntamos como [Anexo B3](#) el total de la producción de derivados de petróleo proveniente de los procesos durante los meses que incluyeron refinación de mezclas en las que además de otro tipo de crudos, había Crudo IH.

C. Registro de contingencias o eventos ocurridos en alguna de las instalaciones de ENAP en las operaciones de descarga, almacenamiento y/o refinamiento del petróleo crudo proveniente de los buques Monte Toledo y Cabo Victoria.

Terminal San Vicente y Refinería Biobío

En primer lugar, es necesario destacar que no existe registro de contingencia o incidente alguno relacionado con el proceso de descarga del Crudo IH, en el Terminal San Vicente o su almacenamiento en Refinería Biobío. Tampoco existió ningún tipo de incidente en la maniobra de alije entre ambos buques, realizada los días 3 y 4 de agosto de 2018, la que fue autorizada por la Gobernación Marítima de Talcahuano, según da cuenta el [Anexo A2](#).

Como se explicó anteriormente, el traspaso de crudo desde el buque madre al receptor se efectuó por circuito cerrado, es decir, incluyendo el uso de gas inerte y de un flexible de retorno de gases, y la propia Autoridad Marítima de puerto certificó en terreno la inexistencia de fugas de H₂S ([Anexo A8](#)). Dicha circunstancia se ve ratificada además en virtud del documento denominado "Mediciones Ambientales en 4 Variables H₂S/CO/LEL/O₂, Faena de Alije 3 y 4 de agosto de 2018", en el cual se describen las mediciones y equipos que utilizó ENAP para certificar que no existió ningún tipo de emanaciones a la atmósfera durante el alije ([Anexo A7](#)). Dicho informe incluye fotografías de los equipos utilizados, lugares en que se ubicaron y un detalle de las mediciones registradas en esas fechas, demostrando la inexistencia de emanaciones.

De la misma forma, dicho informe no solo se limitó a efectuar mediciones (tanto en el Monte Toledo como en el Cabo Victoria) durante la fecha en que se efectuó el alije, sino que además se extendió a la descarga del buque Monte Toledo en Terminal San Vicente (ver [Anexo A11](#)). Las mediciones nuevamente muestran que no existió fuga ni emanación alguna durante el proceso de descarga.

También es posible afirmar que no existen registros de incidentes asociados al manejo de los niveles de H₂S que contenía originalmente el Crudo IH en Refinería Biobío. Lo anterior, si bien se explica en detalle en la respuesta F, se confirma con el hecho de que a los pocos días de que se había aplicado el secuestrante en Terminal San Vicente, las concentraciones de H₂S en los estanques donde se estaba almacenando el Crudo IH bajaron drásticamente, lo cual demuestra que el secuestrante fue exitoso (ver [Anexo F6](#) y [Anexo F8](#)).

Terminal Quintero y Refinería Aconcagua

Es necesario destacar que no existe registro de contingencia o incidente alguno relacionado con el proceso de descarga del Crudo IH en el Terminal Quintero ni con el manejo de los niveles de H₂S

que contenía originalmente el Crudo IH. Lo anterior, si bien se explica en detalle en la respuesta F, queda confirmado por el hecho de que a los pocos días de que se había aplicado el secuestrante en el Terminal Quintero, las concentraciones de H₂S en los estanques donde se estaba almacenando el Crudo IH bajaron drásticamente, lo cual demuestra que el secuestrante fue exitoso (ver [Anexo F6](#) y [Anexo F8](#)).

En relación a posibles eventos durante el período de almacenamiento de Crudo IH, les hacemos presente el día viernes 17 de agosto, durante el drenaje⁶ del estanque T5111 operadores del turno de noche informaron que existía un olor fuerte en las inmediaciones del separador API del sector de Ampliación en el Terminal Quintero.

Atendido que el estanque T5111 contenía un crudo que al momento de llegar al Terminal Quintero contenía altos niveles de H₂S y respecto del cual se había aplicado un aditivo, el proceso de drenaje fue llevado a cabo observando altos estándares de seguridad de forma de verificar que los niveles de sulfhídrico fueran seguros para la operación. En este sentido, los trabajadores que llevaron a cabo el drenaje emplearon elementos de protección personal como máscaras Full face con cartuchos para vapores orgánicos, y además uno de los trabajadores operó como observador externo fuera del pretil del estanque, de forma tal de verificar que el otro trabajador que abría el drenaje no presentara ningún inconveniente. El trabajador a cargo de abrir el drenaje del estanque T5111 portaba un analizador de gases y efectuó tres mediciones para efectos de detectar la presencia de H₂S en el aire. Las tres mediciones arrojaron 0 ppm de H₂S.

Luego de haberse informado los olores, entre otras medida preventivas, se paralizaron los drenajes y se procedió a hacer un lavado de los circuitos y canaletas asociados a dicho drenaje. El agua que se utilizó para hacer dicho lavado era proveniente de la red contra incendios.

En forma paralela, se advirtió que, durante el fin de semana del 18 y 19 de agosto de 2018, en ninguna de las industrias vecinas se reportaron malos olores. Lo anterior queda de manifiesto por el hecho de que, entre los días 14 al 20 de agosto, no se reportó olor alguno en el grupo de WhatsApp de ASIVA, que integran ejecutivos de las empresas que tienen faenas en la bahía de Quintero y cuyo propósito es dar aviso de anomalías en las operaciones, y en este sentido, no existieron comunicaciones sobre malos olores.

Una de las medidas adoptadas el día 20 de agosto para efectos de determinar la posible causa de los olores del día 17 reportados por el operador y su relación con el Crudo IH, fue efectuar un muestreo del crudo almacenado en los estanques T5102, T5108 y T5111, para efectos de analizar H₂S. Tal como consta en virtud del informe emitido por la empresa Intertek acompañado en el [Anexo F8](#), los resultados de las muestras tomadas el día 20 de agosto demuestran que los niveles de H₂S estaban entre los 7 y los 20 ppm en los 3 estanques, por lo tanto, el Crudo IH, luego de la aplicación del secuestrante, presentaba características similares en H₂S al resto de los crudos que se manejan usualmente en los dos terminales y en las dos refinerías.

⁶ El proceso de drenaje busca básicamente sacar parte del agua que está contenida en el estanque y enviar dicha agua al sistema de tratamiento de Riles, para efecto de que cuando se envíe la mezcla de crudos a la Refinería Aconcagua, ésta contenga una mínima cantidad de agua.

D. Tanques de almacenamiento en que se ha depositado el crudo, incluyendo el número del respectivo tanque, carga, tipos de techo y sellos.

Estanques en los que se almacenó Crudo IH en Refinería Biobío:

Número del estanque	Carga	Tipo de techo	Sellos
T3007	Crudo IH	Flotante	Doble
T3008	Crudo IH	Flotante	Doble
T3010	Crudo IH	Flotante	Doble

Estanques en los que se almacenó Crudo IH en Quintero:

Número del estanque	Carga	Tipo de techo	Sellos
T5102	Crudo IH	Flotante	Doble
T5108	Crudo IH	Flotante	Doble
T5111	Crudo IH	Flotante	Simple

Los volúmenes recibidos por cada estanque y los volúmenes almacenados son aquellos que fueron indicados en los Anexos de las respuestas A y B precedentes.

E. Estimación de las emisiones de ácido sulfhídrico y compuestos orgánicos volátiles desde los distintos estanques y operaciones en las que se haya utilizado el crudo. Incluir variables utilizadas para la estimación de emisiones.

En primer lugar, debe recordarse que en la especie existe una serie de mediciones que se realizaron para efectos de detectar la presencia de H₂S durante las operaciones de alije y descarga del Crudo IH.

En este sentido en el [Anexo A7](#) y en el [Anexo A11](#) se acompañan las mediciones realizadas tanto durante el alije como durante la descarga en el Terminal San Vicente. De la misma forma, en el [Anexo A8](#) consta que la propia Autoridad Marítima certificó que las mediciones de ácido sulfhídrico fueron 0 ppm durante el proceso de alije, además de confirmar el funcionamiento de los instrumentos de medición de la empresa, que también arrojaron 0 ppm.

Posteriormente, una vez que el Crudo IH fue descargado en el Terminal San Vicente y en el Terminal Quintero y almacenado en los respectivos estanques de recepción en Refinería Biobío y Terminal Quintero, se efectuaron mediciones en todos los estanques en que se estaba almacenando Crudo IH (ver Anexo A14). Dichas mediciones permitieron constatar que la concentración de H₂S en el Crudo IH ya no presentaba los valores que se habían detectado en el buque Monte Toledo, sino que fluctuaban entre los 7 y los 70 ppm en los estanques que lo almacenaban.

Por otro lado, se acompaña el documento denominado “Estimación de Emisiones Atmosféricas de COVs Durante el Período de Almacenamiento de Crudo “Iranian Heavy” en el Terminal Quintero y en la Refinería Aconcagua”, elaborado por la consultora ambiental INERCO (Anexo E1). Adicionalmente, se acompaña el documento denominado “Estimación de Emisiones Atmosféricas de COVs Durante el Período de Almacenamiento de Crudo “Iranian Heavy” en la Refinería Biobío” (Anexo E2).

Por último acompañamos el documento denominado “Nota Técnica sobre Disponibilidad de Metodologías para la Estimación de Posibles Emisiones Atmosféricas de H₂S Generadas en el Almacenamiento de Crudo” elaborado por la consultora ambiental INERCO (Anexo E3), en el que se nos informó que *“De los antecedentes revisados para el presente informe, se concluye que las fuentes bibliográficas de mayor reconocimiento y respaldo a nivel nacional e internacional en materia de estimación confiable de emisiones atmosféricas, no incluyen antecedentes ni consideran metodologías o técnicas de cálculo en relación a la estimación confiable de las posibles emisiones atmosféricas de H₂S generadas durante el almacenamiento y trasiego de crudo de petróleo.”*

Sin perjuicio de lo anterior, se ha encargado a dicha consultora ambiental evaluar una metodología indirecta para estimar las emisiones de H₂S en estanques de almacenamiento de crudo y, de ser posible, realizar dichas estimaciones. Lo anterior será entregado a la Superintendencia de Medio Ambiente en cuanto este informe esté a nuestra disposición.

- F. Aclarar si se ha utilizado algún compuesto, sustancia o agente secuestrante en el crudo. En caso afirmativo, entregar información detallada sobre la o las operaciones, incluyendo fechas y cantidades agregadas.**

Luego de que con fecha en julio de 2018 ENAP tomara conocimiento de que la carga del buque Monte Toledo venía con concentraciones de H₂S, solicitó cotización de distintas empresas con experiencia internacional en el manejo de hidrocarburos, para efectos de suministrar un aditivo que fuera capaz de secuestrar las concentraciones de H₂S que estaban presentes en el Crudo IH. La empresa Baker Hughes, una empresa del grupo GE (General Electric), líder a nivel mundial en esta clase de operaciones, respondió favorablemente, en el sentido de que se podía hacer cargo del tratamiento y neutralización del H₂S por medio de un secuestrante cuya fabricación encargó a Oxiquim (en su planta Coronel).

ENAP dispuso y ejecutó un ASR (análisis sistemático de riesgos) para asegurar que el procedimiento de neutralización de crudo fuese seguro, el que se acompaña como Anexo F1. Adicionalmente, en conjunto con la empresa Baker Hughes, se preparó un procedimiento de trabajo interno denominado “Tratamiento de mitigación de sulfhídrico Enap Refinerías, Chile”, el cual provee lineamientos relacionados a cómo llevar a cabo el tratamiento químico para reducir el sulfhídrico (Anexo F2).

El secuestrante ofrecido por Baker Hughes se denomina PFA 9210, y consiste en una mezcla de formaldehído en metanol (reacciona el formaldehído), que reacciona químicamente para producir tritiano o 1,3,5 tri-tio-ciclohexano. Se adjunta hoja de seguridad del producto en Anexo F3. La

reacción de este secuestrante comienza inmediatamente luego de aplicado y termina de reaccionar 24 horas después. El procedimiento de inyección del secuestrante y el monitoreo de todo el proceso fue ejecutado por personal de Baker Hughes. Tanto en el Terminal San Vicente como en el Terminal Quintero, la inyección de secuestrante se efectuó en un punto ubicado en tierra, en circuito cerrado, de modo que hubiera seguridad que no se producirían emanaciones de H₂S u otro gas.

En este sentido, los materiales con los cuales se llevó a cabo la conexión en el punto de inyección fueron mediante bombas Grundfos modelo CRN 5, con motores Baldor de 5 hp. Asimismo, se utilizaron Conexiones de acero inoxidable 316L y flexibles con tubo interno de nitrilo reformulado. Por su parte el personal a cargo de las labores de inyección y monitoreo utilizó como elementos de protección personal máscaras Full face con cartuchos para vapores orgánicos, resistentes a ácidos marca 3M y guantes largos de nitrilo. Se adjuntan fotografías y documentos que grafican los puntos donde se inyectó el secuestrante (Anexo F4).

Se adjunta además una planilla Excel que describe los días, horas, cantidades de secuestrante y camiones, que transportaron el secuestrante tanto al Terminal San Vicente como al Terminal Quintero (Anexo F5).

Finalmente, se adjunta reporte emitido por Baker Hughes que da cuenta de que con fecha 10 de agosto de 2018 se midió el nivel de H₂S en los estanques de la Refinería Biobío y Terminal Quintero en que se estaba almacenando el Crudo IH (T3007, T3008 y T3010), arrojando concentraciones que se encuentran dentro de la normalidad de los crudos que se reciben en dicho terminal, esto es, concentraciones de entre 20 y 70 ppm de H₂S (Anexo F6). Tal como da cuenta dicho reporte, el método utilizado para la medición fue ASTM D5705: *Measurement of hydrogen sulfide in the vapor phase*. Se adjunta además copia del documento denominado "Determinación de H₂S en Fase Vapor Basado en Método ASTM D5705", el cual es una adaptación del método ASTM D5705, por lo que se describe el procedimiento para la determinación de la concentración de H₂S en fase vapor de crudos, fuel oil, diesel y aguas agrias (Anexo F7).

El significativo descenso en la concentración de H₂S demuestra que el proceso de inyección del secuestrante se hizo conforme a la técnica aplicable y fue exitoso. La existencia de restos de sulfhídrico en el Crudo IH, demuestra que no existió exceso en la aplicación de secuestrante (porque de lo contrario no habría trazas de sulfhídrico).

Por su parte, en el Terminal Quintero, las mediciones de los niveles de H₂S en los estanques que contenían Crudo IH (T5102, T5108 y T5111) se llevaron a cabo el día 20 de agosto de 2018, arrojando resultados de entre 7 y 20 ppm de H₂S. Se adjunta el certificado de Intertek en Anexo F8. En dicha oportunidad, el método de medición también fue el ASTM D5705: *Measurement of hydrogen sulfide in the vapor phase*.

G. Antecedentes, incluyendo informes de análisis, sobre la composición del crudo, detallando en particular la presencia y concentraciones de ácido sulfhídrico.

En agosto de 2017, y ante la eventualidad de poder concretarse una operación comercial que involucraba un cargamento de Crudo IH, ENAP encargó a la empresa SGS la realización de un análisis del producto que potencialmente se importaría (ASSAY). Se adjunta copia de los resultados de dicho análisis en Anexo G1. Adicionalmente, se adjunta una copia de la hoja de seguridad del Crudo IH (Anexo G2).

Dicho Crudo IH, como ya se señaló anteriormente, fue embarcado en el buque Monte Toledo con fecha 2 junio de 2018. Posteriormente en julio, ENAP Refinerías fue informada de que el crudo transportado contenía altas concentraciones de H₂S, ya que los sensores del barco detectaban concentraciones que superaban los 1.000 ppm (límite de medición de los instrumentos a bordo). Por este motivo, ENAP encargó a la empresa Oil Test International (“OTI”) que tomara una muestra del Crudo IH contenido en el buque Monte Toledo, para efectos de poder analizar en un laboratorio cuánto era en concreto la concentración de H₂S de dicho crudo. Con fecha 26 de julio de 2018, OTI emitió un certificado con los resultados de dicho análisis, dando cuenta de que el Crudo IH tenía una concentración de 9.000 ppm de H₂S (Anexo G3).

Como ya se señaló en la respuesta anterior, la alta concentración de H₂S fue lo que determinó la contratación de la empresa Baker Hughes para que preparara e inyectara al crudo un secuestrante. La aplicación de dicho secuestrante produjo el efecto esperado, ya que redujo al mínimo los niveles de H₂S en el Crudo IH (ver Anexos F6 y F8). Por lo tanto, una vez aplicado el secuestrante en cuestión, el Crudo IH presentó características similares en H₂S a cualquier otro crudo que se trata en las Refinerías de ENAP.



Listado de Anexos

- Anexo A1: documentos (Bill of lading y otros certificados) que dan cuenta del volumen de crudo iraní cargado al buque Monte Toledo
 - Anexo A2: autorización de la Autoridad Marítima para la maniobra de alije
 - Anexo A3: bitácora de alije entre los buques Monte Toledo y Cabo Victoria
 - Anexo A4: bitácora de alije entre los buques Monte Toledo y Cabo Victoria
 - Anexo A5: guía de despacho relativa al alije entre los buques Monte Toledo y Cabo Victoria
 - Anexo A6: ASR para la maniobra de alije entre el buque Monte Toledo y Cabo Victoria
 - Anexo A7: equipos de medición de ácido sulfhídrico utilizados en la maniobra de alije, ubicación de éstos y las mediciones arrojadas
 - Anexo A8: informe de terreno prevención de riesgos de la maniobra de alije realizada por la Autoridad Marítima
 - Anexo A9: certificado emitido por Oil Test International que da cuenta de la descarga del crudo iraní desde el buque Monte Toledo en el Terminal San Vicente
 - Anexo A10: ROB Calculation que acredita que los estanques del buque Monte Toledo quedaron sin carga
 - Anexo A11: informe de mediciones realizadas en el buque Monte Toledo durante la descarga en el terminal San Vicente
 - Anexo A12: volumen de crudo iraní recibido por los estanques de almacenamiento T3007, T3008 y T3010 de la Refinería Biobío
 - Anexo A13: mediciones de ácido sulfhídrico realizadas en los estanques T3007, T3008 y T3010
 - Anexo A14: mediciones de ácido sulfhídrico realizadas por Baker Hughes en los estanques T3007, T3008, T3010, T5102, T5108 y T5111
 - Anexo A15: documento que da cuenta de la descarga del crudo iraní desde el buque el buque Cabo Victoria en el Terminal
 - Anexo A16: ROB Report que acredita que los estanques del Cabo Victoria quedaron sin carga
 - Anexo A17: volumen de crudo iraní recibido por los estanques de almacenamiento T5102, T5108 y T5111 del Terminal Quintero
 - Anexo A18: esquema con las instalaciones involucradas en la maniobra de descarga y almacenamiento en el Terminal Quintero
 - Anexo A19: mediciones realizadas en los estanques T5102, T5108 y T5111
 - Anexo A20: mediciones de ácido sulfhídrico realizadas por INTERTEK en los estanques T5102, T5108 y T5111
 - Anexo B1: volumen de crudo iraní almacenado en cada estanque de la Refinería Biobío
 - Anexo B2: volumen de crudo iraní almacenado en cada estanque del Terminal Quintero y la Refinería Aconcagua
 - Anexo B3: total de la producción de derivados de petróleo proveniente de los procesos que incluyeron refinación de mezclas incluyendo crudo iraní
 - Anexo E1: informe denominado "Estimación de Emisiones Atmosféricas de COVs Durante el Período de Almacenamiento de Crudo "Iranian Heavy" en el Terminal Quintero y Refinería Aconcagua", elaborado por la consultora ambiental INERCO
-

-
- Anexo E2: informe denominado “Estimación de Emisiones Atmosféricas de COVs Durante el Período de Almacenamiento de Crudo “Iranian Heavy” en la Refinería Biobío”, elaborado por la consultora ambiental INERCO
 - Anexo E3: informe denominado “Nota Técnica sobre Disponibilidad de Metodologías para la Estimación de Posibles Emisiones Atmosféricas de H₂S Generadas en el Almacenamiento de Crudo”, elaborado por la consultora ambiental INERCO
 - Anexo F1: ASR para el procedimiento de inyección de secuestrante
 - Anexo F2: procedimiento de trabajo interno denominado “Tratamiento de mitigación de sulfhídrico Enap Refinerías, Chile”
 - Anexo F3: hoja de seguridad del producto secuestrante utilizado
 - Anexo F4: fotografías y documentos que grafican los puntos donde se inyectó el secuestrante
 - Anexo F5: planilla Excel que describe los días, horas, cantidades de secuestrante y camiones, que transportaron el secuestrante tanto al Terminal San Vicente como al Terminal Quintero
 - Anexo F6: reporte emitido por Baker Hughes sobre mediciones del nivel de ácido sulfhídrico en los estanques de la Refinería Biobío
 - Anexo F7: documento denominado “Determinación de H₂S en Fase Vapor Basado en Método ASTM D5705”
 - Anexo F8: mediciones de ácido sulfhídrico realizadas por INTERTEK en los estanques T5102, T5108 y T5111
 - Anexo G1: reporte preparado por SGS respecto la composición del crudo iraní a ser importado
 - Anexo G2: hoja de seguridad del crudo iraní
 - Anexo G3: análisis realizado por la empresa Oil Test International sobre el crudo iraní
-