

Sra. Jueza Daniela Salazar Marín
Corte Constitucional del Ecuador
Mail: daniela.salazar@cce.gob.ec

Referencia: Selección Caso No. 1489-21-EP

Versión en español a continuación

I Mark Chernaik, as an environmental scientist, appear under article 12 of the Organic Law of Jurisdictional Guarantees and Constitutional Control as AMICUS CURIAE in relation to whether the negligent omissions of OCP Ecuador S.A. contributed to the rupture of the Crude Oil Pipeline (OCP) on April 8, 2020.

Mark Lloyd Chernaik, a United States national, with passport number 499209275, under Article 12 of the Law on Jurisdictional Guarantees and Constitutional Control, presents this amicus curiae within process No. 1489-21-EP, in the following terms. My email address is: mark@elaw.org

Background.-

1. According to a document prepared by OCP Ecuador S.A titled “Memoria Técnica Proceso de Compensación” and dated 18 October 2021, the location of the rupture of the OCP crude oil pipeline was very close to the north bank of the río Coca, and very close to the confluence of the río Coca and the río Reventador, a small stream that is a tributary of the río Coca. Please see below Figure 3-1 from page 3-1 of Memoria Técnica Proceso de Compensación.



2. A Google Earth overlay of Figure 3-1 from page 3-1 of Memoria Técnica Proceso de Compensación shows that the location of the rupture of the OCP crude oil pipeline was within 20 meters of bank of the río Coca and approximately 1500 meters upstream of the

San Rafael Waterfall. See image below:



3. On February 2, 2020, the San Rafael Waterfall collapsed. Within days, if not hours, the collapse of the San Rafael Waterfall, a world-class tourist attraction, *was widely publicized*. See: CuencaHighLife (6 February 2020) “Country’s largest waterfall stops flowing after a giant sink hole swallows the Coca River.”¹
4. According to the report of Dra. Silvia Zumárraga Ramírez dated 1 December 2021, at 17:30 on the afternoon of 7 April 2020 OCP Ecuador S.A. suspended the pumping of crude oil through the OCP crude oil pipeline.
5. Nevertheless, in the early morning of 8 April 2020, the OCP crude oil pipeline, as well as the nearby Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) pipeline, ruptured, releasing an estimated 15,000 barrels of crude oil into the río Coca.

NEGLIGENT OMISSION – POOR PIPELINE DESIGN – LACK OF A RUPTURE MITIGATION VALVE

A rupture-mitigation valve, also known as a block valve, is defined as an “automatic shut-off valve (ASV) or a remote-control valve (RCV) that a pipeline operator uses to minimize the volume of hazardous liquid or carbon dioxide released from the pipeline and to mitigate the consequences of a rupture.”²

Under regulations of the United States for the purpose of preventing harm to the environment by the operation of oil pipelines:

¹ Available at: <https://cuencahighlife.com/countrys-largest-waterfall-stops-flowing-after-sink-hole-opens-under-river-bed/>

² Title 49 U.S. Code of Federal Regulations (CFR) - Part 195 Transportation of Hazardous Liquids by Pipeline, § 195.2 Definitions.

“A valve must be installed at each of the following locations. ... On each pipeline at locations along the pipeline system that will minimize or prevent safety risks, property damage, or environmental harm from accidental hazardous liquid or carbon dioxide discharges, as appropriate for onshore areas, offshore areas, and high-consequence areas (HCA).”³

Further, under these regulations:

“If an operator observes or is notified of a release of hazardous liquid or carbon dioxide that may be representative of an unintentional or uncontrolled release event meeting a notification of potential rupture, including any unexplained flow rate changes, pressure changes, equipment functions, or other pipeline instrumentation indications observed by the operator, **the operator must, as soon as practicable but within 30 minutes of rupture identification, identify the rupture and fully close any RMVs or alternative equivalent technologies necessary to minimize the volume of hazardous liquid or carbon dioxide released from a pipeline and mitigate the consequences of a rupture.**”

OCP Ecuador S.A is aware of the importance of rupture-mitigation valves to mitigate the consequences of an oil pipeline rupture. The EIA for the OCP crude oil pipeline states:

“2.3.3 Válvulas de Bloqueo y Retención de la Línea Principal

“Las válvulas de bloqueo y retención, incluyendo válvulas de bloqueo controladas y operadas en forma remota, serán instaladas en las ubicaciones requeridas según ASME B31.4. Las válvulas de bloqueo y retención serán instaladas en la línea principal para permitir el aislamiento de segmentos de la tubería durante situaciones de mantenimiento de línea o de emergencia. Las válvulas de bloqueo serán ubicadas en cada lanzador y receptor de chanco (scraper) de limpieza. Todos los cruces de ríos mayores a 30 metros de ancho tendrán una combinación de válvula de bloqueo/retención de línea principal instaladas para permitir el aislamiento del cruce por posibles daños o por propósitos de emergencia. Las ubicaciones finales de las válvulas se encuentran en un proceso de re-evaluación y serán presentadas al Ministerio del Ambiente en cuanto estén determinadas, el conjunto de válvulas se encuentran señaladas en la tabla adjunta. La ubicación de cada válvula será seleccionada tomando en consideración el terreno, la topografía y su facilidad de acceso para propósitos de mantenimiento. Las válvulas se instalarán dentro de un recinto cercado y con entrada por llave.

“Las válvulas de la línea principal serán del tipo compuerta y fabricadas de acuerdo a API 6D. Las válvulas de bloqueo ubicadas en las instalaciones de estaciones serán equipadas con actuadores de operación local y remota.

“Las válvulas principales de la línea serán conectadas al sistema de tuberías SCADA con transductores capaces de detectar la condición de la válvula, por ejemplo - abierta o cerrada, y condiciones de la tubería tales como presión de la línea y temperatura.

“Las válvulas de alivio estarán ubicadas dentro de las estaciones y descargarán mediante un sistema cerrado al tanque de alivio. Estas serán diseñadas de acuerdo a API RP 521 y ASME

³ 49 CFR § 195.260 Valves: Location.

B31.4.”

Below is a portion of the table that begins on page 2-7 of the EIA identifying the location of valves that were installed in the OCP crude oil pipeline, beginning with valve VS-O1 at Terminal Amazonas (the starting point of the OCP crude oil pipeline) until valve VS-O6, at the río Salado, which is at the confluence of the río Coca, just upstream of the Coca Codo Sinclair Dam.

Sitio de Válvula propuesto	VALVULAS EN LA LINEA PRINCIPAL				VALVULAS EN ESTACIONES		
	Válvula de Bloque control remoto	Válvula de control	Válvula Check	Diámetro	Entrada	Salida	Check a la salida
VS-O1 Terminal Amazonas	EB # 1				1	1	1 (4)
VS-O2 Río Cascales			1	32			
VS-O3 Río Aguarico	1	1	1	32	1	1	1 (4)
VS-O4 Lumbaqui	EB # 2				1	1	1 (4)
VS-O5 Río Malo	1	1	1	34			
VS-O6 Río Salado	1	1	1	34			

The Google Earth image below shows the location of valves VS-O2 through VS-O6 in relation to the location of the rupture of the OCP crude oil pipeline.



Note that OCP Ecuador S.A *failed to install a valve* near the location of the rupture of the OCP crude oil pipeline despite the following facts:

1. At the location where the OCP crude oil pipeline ruptured, the pipeline passes within 20 meters of the río Coca, a major drinking water source.
2. At the location where the OCP crude oil pipeline ruptured, the pipeline descends from an

elevation of 1763 meters above sea level at the top of a ridgeline to an elevation of only 1195 meters above sea level along the bank of the Río Coca. See image below. Therefore, the location where the OCP crude oil pipeline ruptured was a critical location, under the enormous pressure of oil in a segment of pipeline rising 568 meters in elevation in approximately 2100 meters of pipe.



In my opinion, the failure of OCP Ecuador S.A to install a block valve at a point of the OCP crude oil pipeline near the confluence of the río Coca and the río Reventador was negligent because this was a location that OCP Ecuador S.A. should have known was necessary to *minimize or prevent safety risks, property damage, or environmental harm from accidental oil discharge*. Because there was no block valve at a the point of the OCP crude oil pipeline near the confluence of the río Coca and the río Reventador, there was no block valve that OCP Ecuador S.A could have activated to prevent oil from spilling out of the 2100-meter segment of the pipeline that began at the top of the ridgeline. The suspension of pumping by OCP Ecuador S.A. at 17:30 on 7 April 2020 could not and did not minimize the release of oil from this segment. Only a block valve at this location, which OCP Ecuador S.A. failed to install, would have prevented this release of crude oil into the Río Coca.

NEGLIGENT OMISSION – FAILURE TO INSPECT THE OCP CRUDE OIL PIPELINE WITHIN 72 HOURS OF THE COLLAPSE THE SAN RAFAEL WATERFALL TO DETERMINE WHETHER REMEDIAL ACTION TO INSURE SAFE OPERATION OF THE PIPELINE

The well-publicized collapse of the San Rafael Waterfall on 2 February 2020 was a natural disaster. Under regulations of the United States for the purpose of preventing harm to the environment by the operation of oil pipelines:

“(a) General. Following an extreme weather event *or natural disaster* that has the likelihood of damage to infrastructure by the scouring or movement of the soil surrounding the

pipeline, such as a named tropical storm or hurricane; a flood that exceeds the river, shoreline, or creek high-water banks in the area of the pipeline; a landslide in the area of the pipeline; or an earthquake in the area of the pipeline, *an operator must inspect all potentially affected pipeline facilities to detect conditions that could adversely affect the safe operation of that pipeline.*

(b) Inspection method. An operator must consider the nature of the event and the physical characteristics, operating conditions, location, and prior history of the affected pipeline in determining the appropriate method for performing the initial inspection to determine the extent of any damage and the need for the additional assessments required under paragraph (a) of this section.

(c) Time period. The inspection required under paragraph (a) of this section must commence within 72 hours after the cessation of the event, defined as the point in time when the affected area can be safely accessed by the personnel and equipment required to perform the inspection as determined under paragraph (b) of this section. In the event that the operator is unable to commence the inspection due to the unavailability of personnel or equipment, the operator must notify the appropriate PHMSA Region Director as soon as practicable.

(d) Remedial action. An operator *must take prompt and appropriate remedial action to ensure the safe operation of a pipeline based on the information obtained as a result of performing the inspection required under paragraph (a) of this section. Such actions might include, but are not limited to: (1) Reducing the operating pressure or shutting down the pipeline; (2) Modifying, repairing, or replacing any damaged pipeline facilities; (3) Preventing, mitigating, or eliminating any unsafe conditions in the pipeline right-of-way; (4) Performing additional patrols, surveys, tests, or inspections; (5) Implementing emergency response activities with Federal, State, or local personnel; and (6) Notifying affected communities of the steps that can be taken to ensure public safety.*⁴

Even though the collapse of the San Rafael Waterfall on 2 February 2020 was well-publicized, and that OCP Ecuador S.A must have known that the sinkhole that initiated the collapse of the San Rafael Waterfall came within a few hundred meters of the OCP crude oil pipeline near the confluence of the río Coca and the río Reventador, there is no evidence in the record that that OCP Ecuador S.A inspected, within 72 hours, how the integrity of the OCP crude oil pipeline might have been affected by this natural disaster. According to the report of Dra. Silvia Zumárraga Ramírez dated 1 December 2021:

“37. Respecto del proceso de erosión regresiva que se acusa, OCP ha actuado conforme ordenan las normas: manteniendo su oleoducto y vigilando cualquier alteración del terreno que puede afectar su operación, con la finalidad de prevenir daños:

“37.1. Se ha realizado el monitoreo de integridad del oleoducto, realizando las correspondientes inspecciones internas para evaluar la condición del ducto por factores externos, esto es, revisar la deformación global por flexión, actividad realizada por la empresa Quanta Inline Devices (fojas 1171-1220), para lo cual se cuenta con el reporte final realizado en diciembre de 2019, sobre el monitoreo de integridad de oleoducto (fojas 1221-1233).

⁴ 40 CFR “§ 195.414 Inspections of pipelines in areas affected by extreme weather and natural disasters

“37.2. Se realiza el mantenimiento de datos y funcionamiento de los sistemas de información, control de procesos y comunicaciones instalados en el oleoducto, tal como consta del informe correspondiente al primer trimestre de 2020 (fojas 1234-1302).

“37.3. Para la correcta operación del oleoducto, se realizan planes de inspección anual, tanto del tramo 1 (fojas 1303) como del tramo 2 (fojas 1304).

“37.4. Cuando ocurre un evento sísmico, se requieren los correspondientes reportes, tal como ocurrió en los meses de enero (fojas 1305) y marzo (fojas 1306).

“37.5. Continuamente se realizan informes de susceptibilidad, como el realizado en abril de 2020, donde se indica que la susceptibilidad pasa de muy baja a muy alta, por lo que se realiza una inspección extraordinaria (fojas 1307-1308).”

However, there is no indication that OCP Ecuador S.A conducted any of these inspections within 72 hours of the collapse of the San Rafael Waterfall on 2 February 2020, or that that OCP Ecuador S.A made any inspections of the OCP crude oil pipeline at all prior to 7 April 2020, hours before the pipeline ruptured.

In my opinion, the failure of OCP Ecuador S.A to inspect OCP crude oil pipeline to detect conditions relating to the collapse of the San Rafael Waterfall that could adversely affect the safe operation of that pipeline, was negligent and a contributing factor to the damages caused by the rupture of the pipeline on 8 April 2020.

Versión en español

Yo Mark Chernaik, en calidad de científico ambiental, comparezco al tenor del artículo 12 de la Ley Orgánica de Garantías Jurisdiccionales y Control Constitucional como AMICUS CURIAE en relación con si las omisiones negligentes de OCP Ecuador S.A. contribuyeron a la ruptura del Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) el 8 de abril de 2020.

Mark Lloyd Chernaik, de nacionalidad estadounidense, con número de pasaporte 499209275, al amparo del artículo 12 de la Ley de Garantías Jurisdiccionales y Control Constitucional, presentamos este amicus curiae dentro del proceso No. 1489-21-EP, en los siguientes términos. Mi dirección de correo electrónico es: mark@elaw.org

Antecedentes.-

1. El 08 de abril de 2020, se produjo el derrame de 15800 barriles de crudo y otros combustibles en el sector San Rafael, en el límite entre las provincias de Napo y Sucumbíos. La causa fue la rotura del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) y el poliducto Shushufindi-Quito. Afectó a 27 mil personas indígenas aproximadamente, y al menos a 105 comunidades asentadas en las riberas de los ríos Napo y Coca.
2. Las comunidades indígenas lideradas por la Federación de Comunas Unidad de la Nacionalidad Kichwa de la Amazonia (FCUNAE), con el apoyo de la Confederación de Nacionalidades Indígenas de la Amazonía Ecuatoriana (CONFENIAE) y varias organizaciones sociales y

personas defensoras de derechos humanos, interpusieron una acción de protección con medidas cautelares el 29 de abril de 2020 en contra del Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables, el Ministerio del Ambiente, el Ministerio de Salud Pública, la Compañía OLEODUCTO DE CRUDOS PESADOS (OCP) ECUADOR S.A. y la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador -EP PETROECUADOR, junto con la Procuraduría General del Estado, por las omisiones en las que incurrieron y que afectaron derechos constitucionales.

3. Estas omisiones se produjeron antes de que se produzca el derrame, por no haber tomado medidas para actuar frente al avance de la erosión regresiva hacia las tuberías de los oleoductos, fenómeno evidente desde el colapso de la cascada de San Rafael producido el 2 de febrero de 2020 y alertado por expertos; como después de producido éste por su respuesta tardía, insuficiente e ineficaz para reparar los derechos vulnerados de las personas, comunidades y de la naturaleza: derechos a la vida digna, al agua, a la alimentación, a la salud, a vivir en un ambiente sano, a la información, a la integridad territorial de los pueblos y nacionalidades, así como los derechos de la Naturaleza. Todas estas omisiones que vulneraron derechos ocurrieron durante estado de excepción, en el que no se suspendieron las actividades extractivas, y durante la emergencia sanitaria producida por la COVID-19.
4. Los cantones y parroquias afectadas por el derrame son históricamente zonas de explotación petrolera; sin embargo, esta región amazónica se caracteriza por ser una de las más desiguales del país, reportando los más altos índices de Necesidades Básicas Insatisfechas. De tal modo que, según el Censo de Población y Vivienda de 2010 en Orellana el índice de Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI) ascendía al 85%; en el caso de la provincia de Sucumbíos, el mismo se registra en un 87% y en la provincia del Napo este índice asciende a 94%, muy por encima del promedio nacional que se ubica en el 60,1%.
5. Tras un un dilatado proceso, la cual que ha sido puesta en conocimiento de la Corte Constitucional⁵, la justicia constitucional negó en dos instancias la garantía jurisdiccional. En primera instancia, y luego de 5 meses, mediante sentencia notificada el 12 de octubre de 2020 -y dictada oralmente el 1 de septiembre de 2020- en la que el Juez Multicompetente Penal con sede en el cantón Francisco de Orellana, Jaime Oña Mayorga, resolvió tanto la acción de protección como las medidas cautelares conjuntas que le habían sido solicitadas el 29 de abril de 2020. En segunda instancia la Corte Provincial de Orellana dictó sentencia el 23 de marzo de 2021, también luego de cinco meses después de haber sido presentado el recurso de apelación. En las dos instancias se afirma que el caso no involucra vulneración de derechos constitucionales porque se produjo por “fuerza mayor” y que ante el evento las empresas y las instituciones del Estado “actuaron”. En las dos instancias señalaron que se debe seguir por las vías administrativa, civil o incluso penal.⁵
6. El 26 de abril de 2021, planteó la acción extraordinaria de protección ante la Corte Constitucional argumentando que tanto la decisión judicial del Juez *ad-quo* como del Tribunal *ad-quem* vulneraron los derechos a la defensa, al debido proceso en la garantía del cumplimiento de normas procesales constitucionales, así como en la garantía de motivación suficiente.

⁵ Auto de verificación No. 1-20-EE/20 y 2-20-EE acumulados de 22 de julio de 2021. Párrafos 21 y 22. Sobre las falta de respuesta del Consejo de la Judicatura de lo dispuesto por la Corte, y la persistente dilación del proceso, varios comuneros y comuneras kichwas ingresaron nuevamente un escrito a la Corte Constitucional con fecha 5 de marzo de 2020

7. El 18 de mayo de 2021, la Sala de Selección de la Corte Constitucional, avocó conocimiento de la acción de protección interpuesta por el derrame de crudo de 7 de abril de 2020, y la signó con el No. 974-21-JP, por los criterios de gravedad, novedad y relevancia nacional. Esta selección por sorteo correspondió conocer al juez Enrique Herrería.⁶
8. El 24 de junio de 2021, fue admitida a trámite la acción extraordinaria de protección considerando su relevancia para analizar el principio de interculturalidad en procesos donde se involucren pueblos y nacionalidades indígenas y la idoneidad procesal de las acciones para proteger derechos de la naturaleza. Por los daños graves e irreversibles se determinó el tratamiento prioritario como excepción al orden cronológico en la tramitación de las causas.

I. ACREDITACIÓN DEL AMICUS CURIANTE

Mark Lloyd Chernaik es doctor en bioquímica de la Escuela de Salud Pública de la Universidad de Johns Hopkins, y título de abogado de la escuela de leyes de la Universidad de Oregón, EE.UU. En 1990, obtuve un Ph.D. en bioquímica de la Escuela de Salud Pública de la Universidad Johns Hopkins. En 1993, obtuve una licenciatura en derecho de la Facultad de derecho de la Universidad de Oregón con énfasis en derecho ambiental. Desde 1993, me he desempeñado como científico de planta para Environmental Law Alliance Worldwide asesorando a abogados ambientales de interés público fuera de los EE. UU. sobre una variedad de asuntos científicos, incluidos más de 100 casos relacionados con la importancia de las emisiones contaminantes de las instalaciones industriales. En junio de 2005,¹ y nuevamente en febrero de 2011,² el Tribunal Europeo de Derechos Humanos se basó en mis opiniones para llegar a decisiones históricas sobre los derechos de las personas expuestas a sustancias tóxicas de instalaciones industriales. El testimonio que brindé sobre los impactos en la calidad del aire de los proyectos de desarrollo propuestos contribuyó a sentencias históricas del Tribunal Superior de Kenia y el Tribunal Ambiental Nacional de Kenia, incluida la cancelación de una licencia otorgada a una instalación industrial. En mi calidad de científico de plantilla, he proporcionado análisis a abogados de interés público en más de sesenta (60) países. En junio de 2005 y febrero de 2011, el Tribunal Europeo de Derechos Humanos se basó ampliamente en mi trabajo para llegar a decisiones históricas (Fadeyeva c. Rusia; Dubetska c. Ucrania) con respecto a los derechos de las personas expuestas a sustancias tóxicas. [Cita Fadeyeva c. Rusia 55723/00 [2005] ECHR 376 (9 de junio de 2005); Dubetska c. Ucrania 30499/03 [2011] TEDH (10 de febrero de 2011)]. Soy coautor de un estudio revisado por pares de 2014 en el que interpreté la importancia de los niveles de contaminantes cerca de los pozos de producción de gas natural.

II. INFORMACIÓN RELEVANTE PARA RESOLVER

Este documento contiene dos secciones:

- La primera sección contiene mi opinión de que OCP Ecuador S.A fue negligente por no instalar una válvula de bloqueo en el oleoducto de crudo OCP en su punto más cercano al río Coca
- La segunda sección contiene mi opinión que OCP Ecuador S.A fue negligente porque no instaló la inspección del oleoducto de crudo OCP dentro de las 72 horas posteriores al derrumbe de la cascada San Rafael.

Firmamos en la calidad en la que comparecemos.

⁶ <https://twitter.com/CorteConstEcu/status/1399802932879671296?s=20>

Eugene, Oregón 25 de Abril del 2023



Mark Chernaik

**AMICUS CURIAE
PRIMERA SECCIÓN**

OMISIÓN NEGLIGENTE – DISEÑO DEL OLEODUCTO – FALTA DE UNA VÁLVULA PARA MITIGAR ROTURAS

Mi opinión está fundamentada en los siguientes hechos:

1. Según un documento preparado por OCP Ecuador S.A. titulado “Memoria técnica proceso de compensación”, fechado el 18 de octubre de 2021, la ubicación de la rotura del oleoducto de crudo OCP se encontraba muy cerca de la ribera norte del río Coca, y muy cerca de la confluencia del río Coca y del río Reventador, un pequeño riachuelo que es un afluente del río Coca. Véase a continuación la Figura 3-1 de la página 3-1 de la Memoria técnica proceso de compensación.



2. Una capa adicional de Google Earth en la Figura 3-1 de la página 3-1 de la Memoria técnica proceso de compensación, muestra que la ubicación de la rotura del oleoducto de crudo de OCP se

encontraba a 20 metros de la ribera del río Coca, y aproximadamente 1.500 metros río arriba de la cascada San Rafael. Véase la imagen a continuación.



2. El 2 de febrero de 2020, la cascada San Rafael se derrumbó. Dentro de días, por no decir horas, la noticia del derrumbe de la cascada San Rafael, una atracción turística a nivel internacional, se diseminó ampliamente. Véase: CuencaHighLife (6 de febrero de 2020), “Country’s largest waterfall stops flowing after a giant sink hole swallows the Coca River” [Cascada más grande del país deja de fluir tras un gigantesco socavón que se tragó el río Coca].⁷
3. Según el informe de la Dra. Silvia Zumárraga Ramírez fechado el 1 de diciembre de 2021, a las 17:30 de la tarde del día 7 de abril de 2020, OCP Ecuador S.A. suspendió el bombeo de crudo a través del oleoducto de crudo de OCP.
4. Sin embargo, en la madrugada del 8 de abril de 2020, ambos el oleoducto de crudo de OCP, junto con el oleoducto cercano del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), se estropearon, generando un derrame de aproximadamente 15.000 barriles de crudo en el río Coca.

Una válvula para mitigar roturas, además conocida como una válvula de bloqueo, se define como “una válvula de cierre automático (ASV, por sus siglas en inglés) o una válvula de control remoto (RCV, por sus siglas en inglés) utilizado por el operador de un oleoducto, para minimizar el volumen de líquido peligroso o de dióxido de carbono derramado de un oleoducto, y para mitigar las consecuencias de la rotura”.⁸

⁷ Disponible en: <https://cuencahighlife.com/countrys-largest-waterfall-stops-flowing-after-sink-hole-opens-under-river-bed/>

⁸ Título 49 Código de Reglamentos Federales de EEUU (CFR, por sus siglas en inglés) - Parte 195 Transportation of

Bajo los reglamentos de Estados Unidos de Norteamérica para los propósitos de prevenir daños al medio ambiente debido a la operación de los oleoductos:

“Se debe instalar una válvula en cada uno de los siguientes sitios. . . . En cada oleoducto, en sitios a lo largo del sistema de oleoducto que minimizará o evitará los riesgos a la seguridad, el daño a la propiedad o los daños ambientales provenientes de los derrames accidentales de líquidos peligrosos o de dióxido de carbono, según sea apropiado para las áreas costeras, áreas en el mar y áreas de alta consecuencia (HCA, por sus siglas en inglés)”.⁹

Es más, bajo dichos reglamentos:

“Si un operador observa o es notificado sobre un derrame de líquido peligroso o de dióxido de carbono que pueda ser representativo de un evento de derrame involuntario o no controlado que cumple con una notificación de una posible rotura, incluso cualquier cambio inexplicado de la tasa de flujo, cambios de presión, funciones del equipo u otras indicaciones de la instrumentación del oleoducto observadas por el operador, el operador debe, lo antes que sea factible, pero dentro de los 30 minutos tras la identificación de la rotura, identificar la rotura y completamente cerrar toda RMV o tecnología equivalente alternativa que sea necesario para minimizar el volumen del líquido peligroso o de dióxido de carbono derramado de un oleoducto, y mitigar las consecuencias de la rotura”.

OCP Ecuador S.A., está consciente de la importancia de la mitigación de roturas en las válvulas, para mitigar las consecuencias de una rotura de un oleoducto. La Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) del oleoducto de crudo OCP, declara lo siguiente, en las páginas indicadas:

“2.3.3 Válvulas de Bloqueo y Retención de la Línea Principal

“Las válvulas de bloqueo y retención, incluyendo válvulas de bloqueo controladas y operadas en forma remota, serán instaladas en las ubicaciones requeridas según ASME B31.4. Las válvulas de bloqueo y retención serán instaladas en la línea principal para permitir el aislamiento de segmentos de la tubería durante situaciones de mantenimiento de línea o de emergencia. Las válvulas de bloqueo serán ubicadas en cada lanzador y receptor de chanco (scraper) de limpieza. Todos los cruces de ríos mayores a 30 metros de ancho tendrán una combinación de válvula de bloqueo/retención de línea principal instaladas para permitir el aislamiento del cruce por posibles daños o por propósitos de emergencia. Las ubicaciones finales de las válvulas se encuentran en un proceso de re-evaluación y serán presentadas al Ministerio del Ambiente en cuanto estén determinadas, el conjunto de válvulas se encuentran señaladas en la tabla adjunta. La ubicación de cada válvula será seleccionada tomando en consideración el terreno, la topografía y su facilidad de acceso para propósitos de mantenimiento. Las válvulas se instalarán dentro de un recinto cercado y con entrada por llave.

“Las válvulas de la línea principal serán del tipo compuerta y fabricadas de acuerdo a API 6D. Las válvulas de bloqueo ubicadas en las instalaciones de estaciones serán equipadas con actuadores de operación local y remota.

“Las válvulas principales de la línea serán conectadas al sistema de tuberías SCADA con

Hazardous Liquids by Pipeline [El transporte de líquidos peligrosos por oleoductos], § 195.2 Definiciones.

⁹ 49 CFR § 195.260 Valves: Location [Válvulas: Ubicación]

transductores capaces de detectar la condición de la válvula, por ejemplo - abierta o cerrada, y condiciones de la tubería tales como presión de la línea y temperatura.

“Las válvulas de alivio estarán ubicadas dentro de las estaciones y descargarán mediante un sistema cerrado al tanque de alivio. Estas serán diseñadas de acuerdo a API RP 521 y ASME B31.4.”

A continuación se encuentra una porción de una tabla que empieza en la página 2-7 de la EIA, la cual identifica la ubicación de las válvulas que fueron instaladas en el oleoducto de crudo OCP, comenzando con la válvula VS-O1 en la Terminal Amazonas (el comienzo del oleoducto de crudo OCP), hasta la válvula VS-O6, en el río Salado, lo cual se encuentra en la confluencia con el río Coca, justo río arriba de la Represa Coca Codo Sinclair.

Sitio de Válvula propuesto	VALVULAS EN LA LINEA PRINCIPAL				VALVULAS EN ESTACIONES		
	Válvula de Bloque control remoto	Válvula de control	Válvula Check	Diámetro	Entrada	Salida	Check a la salida
VS-O1 Terminal Amazonas	EB # 1				1	1	1 (4)
VS-O2 Río Cascales			1	32			
VS-O3 Río Aguarico	1	1	1	32	1	1	1 (4)
VS-O4 Lumbaqui	EB # 2				1	1	1 (4)
VS-O5 Río Malo	1	1	1	34			
VS-O6 Río Salado	1	1	1	34			

La imagen de Google Earth a continuación, muestra la ubicación de las válvulas VS-O2 hasta VS O6, en relación con la ubicación de la rotura del oleoducto de crudo OCP.



Ojo: OCP Ecuador S.A. no instaló una válvula cerca del sitio de la rotura del oleoducto de crudo OCP, a pesar de los siguientes hechos:

1. En el sitio donde el oleoducto de crudo OCP se fracturó, el oleoducto pasa a 20 metros del río Coca, una fuente principal de agua potable.
2. En el sitio donde el oleoducto de crudo OCP se fracturó, el oleoducto desciende desde una elevación de 1.763 metros sobre el nivel del mar en la parte superior de una línea de cresta, a una elevación de solamente 1.195 metros sobre el nivel del mar, a lo largo de la ribera del río Coca. Véase la imagen a continuación. Por lo tanto, el sitio donde se fracturó el oleoducto de crudo OCP era un sitio crítico, bajo la presión enorme del petróleo en un segmento de oleoducto que subía 568 metros de elevación, a través de aproximadamente 2.100 metros de tubería.



En mi opinión, la falta de OCP Ecuador S.A. de instalar una válvula de bloqueo en un sitio del oleoducto de crudo OCP cerca de la confluencia del río Coca y del río Reventador, fue negligente porque dicho sitio fue uno que OCP Ecuador S.A. debería haber sabido que era necesario para minimizar o evitar los riesgos a la seguridad, el daño a la propiedad o los daños ambientales provenientes de los derrames accidentales de petróleo. Debido a que no hubo válvula de bloqueo en el sitio del oleoducto de crudo OCP cerca de la confluencia del río Coca y del río Reventador, no hubo una válvula de bloqueo que OCP Ecuador S.A. pudo haber activado, para prevenir un derrame de petróleo del segmento de 2.100 metros del oleoducto, que comenzó en la parte superior de la línea de cresta. La suspensión del bombeo por OCP Ecuador S.A. a las 17:30 el 7 de abril de 2020, no pudo minimizar, ni minimizó, el derrame de petróleo de dicho segmento. Solo una válvula de bloqueo en dicho sitio, la cual OCP Ecuador S.A. no instaló, hubiera prevenido dicho derrame de crudo en el río Coca.

SEGUNDA SECCIÓN

OMISIÓN NEGLIGENTE – FALTA DE INSPECCIONAR EL OLEODUCTO DE CRUDO OCP DENTRO DE 72 HORAS DESPUÉS DEL DERRUMBE DE LA CASCADA SAN RAFAEL PARA DETERMINAR SI ERA NECESARIO REALIZAR ACCIONES CORRECTIVAS PARA ASEGURAR LA OPERACIÓN SEGURA DEL OLEODUCTO

El derrumbe bien publicitado de la cascada San Rafael el 2 de febrero de 2020, fue un desastre natural. Bajo los reglamentos de Estados Unidos de Norteamérica, para el propósito de prevenir daños al medio ambiente debido a la operación de oleoductos:

“(a) General. Después de un fenómeno meteorológico extremo o un desastre natural que tiene la posibilidad de dañar la infraestructura, debido a la abrasión o el movimiento de la tierra alrededor del oleoducto, como ser una tormenta tropical o un huracán nombrados; una inundación que excede la altura máxima del agua en las riberas de ríos, costas o riachuelos en el área de un oleoducto; un derrumbe en el área de un oleoducto o un terremoto en el área de un oleoducto, un operador está obligado a inspeccionar toda instalación posiblemente afectada de un oleoducto, para detectar las condiciones que podrían negativamente afectar la operación segura de dicho oleoducto.

(b) Método de inspección. Un operador, está obligado a considerar la naturaleza del evento y las características físicas, condiciones de funcionamiento, ubicación e historia previa del oleoducto afectado, para determinar el método apropiado de realizar la inspección inicial y determinar el alcance de cualquier daño y la necesidad de realizar las evaluaciones adicionales requeridas bajo el párrafo (a) de esta sección.

(c) Periodo de tiempo. La inspección requerida bajo el párrafo (a) de esta sección debe comenzar dentro de las 72 horas después del cese del evento, definido como el momento cuando el personal y equipo que se requieren pueden acceder al área afectada para realizar la inspección bajo el párrafo (b) de esta sección. En caso de que el operador no pueda comenzar la inspección, debido a la indisponibilidad de personal o de equipo, el operador debe notificar al Director Regional de PHMSA apropiado, lo antes posible.

(d) Medidas correctivas. Un operador está obligado a tomar medidas correctivas apropiadas prontas, para asegurar la operación segura de un oleoducto, basadas en la información obtenida a través de la realización de la inspección requerida bajo el párrafo (a) de esta sección. Dichas acciones, pueden incluir, aunque no se limitan a las siguientes:

(1) Reduciendo la presión de operación, o cerrando el oleoducto;

(2) Modificando, reparando o reemplazando toda instalación dañada del oleoducto; (3)

Prevenir, mitigar o eliminar toda condición peligrosa en la prioridad de paso del oleoducto;

(4) Realizar patrullas, agrimensuras, pruebas o inspecciones;

(5) Implementar actividades de respuesta de emergencia con el personal a nivel federal, estatal o local y

(6) Notificar a las comunidades afectadas, de los pasos que se pueden tomar, para asegurar la seguridad pública”.¹⁰

Aunque el derrumbe de la cascada San Rafael el 2 de febrero de 2020 fue bien publicitado, y el hecho que OCP Ecuador S.A. debe de haber sabido que el hundimiento de tierra que inició el derrumbe de la cascada San Rafael llegó a unos cientos de metros del oleoducto de crudo OCP,

¹⁰ 49 CFR “§ 195.414 Inspecciones de oleoductos en áreas afectadas por el clima severo y desastres naturales.

cerca de la confluencia del río Coca y el río Reventador, no existe ninguna prueba en el historial que OCP

Ecuador S.A. inspeccionó, dentro de 72 horas, cómo la integridad del oleoducto de crudo OCP podría haber sido afectada por este desastre natural. Según el informe de la Dra. Silvia Zumárraga Ramírez fechado el 1 de diciembre de 2021:

“37. Respecto del proceso de erosión regresiva que se acusa, OCP ha actuado conforme ordenan las normas: manteniendo su oleoducto y vigilando cualquier alteración del terreno que puede afectar su operación, con la finalidad de prevenir daños:

“37.1. Se ha realizado el monitoreo de integridad del oleoducto, realizando las correspondientes inspecciones internas para evaluar la condición del ducto por factores externos, esto es, revisar la deformación global por flexión, actividad realizada por la empresa Quanta Inline Devices (fojas 1171-1220), para lo cual se cuenta con el reporte final realizado en diciembre de 2019, sobre el monitoreo de integridad de oleoducto (fojas 1221-1233).

“37.2. Se realiza el mantenimiento de datos y funcionamiento de los sistemas de información, control de procesos y comunicaciones instalados en el oleoducto, tal como consta del informe correspondiente al primer trimestre de 2020 (fojas 1234-1302).

“37.3. Para la correcta operación del oleoducto, se realizan planes de inspección anual, tanto del tramo 1 (fojas 1303) como del tramo 2 (fojas 1304).

“37.4. Cuando ocurre un evento sísmico, se requieren los correspondientes reportes, tal como ocurrió en los meses de enero (fojas 1305) y marzo (fojas 1306).

“37.5. Continuamente se realizan informes de susceptibilidad, como el realizado en abril de 2020, donde se indica que la susceptibilidad pasa de muy baja a muy alta, por lo que se realiza una inspección extraordinaria (fojas 1307-1308).”

Sin embargo, no hay ninguna indicación, de que OCP Ecuador S.A. hizo alguna de dichas inspecciones dentro de las 72 horas después del derrumbe de la cascada San Rafael el 2 de febrero de 2020, o de que OCP Ecuador S.A. realizó alguna de las inspecciones del oleoducto de crudo OCP, antes del 7 de abril de 2020, unas horas antes de la rotura del oleoducto.

En mi opinión, la falta de OCP Ecuador S.A. de inspeccionar el oleoducto de crudo OCP para detectar las condiciones relacionadas al derrumbe de la cascada San Rafael, que podrían adversamente afectar la operación segura de dicho oleoducto, fue negligente y fue un factor contribuyente a los daños causados por la rotura del oleoducto el 8 de abril de 2020.