

NOVA Gas Transmission Ltd.

Nom du projet: Liege Lateral Loop 2 (Thornbury Section) and Leismer East Compressor Station

Titre du document déposé

Titre du document: Liege Lateral Loop 2 (Thornbury Section) and Leismer East Compressor Station
Nom du déposant: Trishna Wirk - NOVA Gas Transmission Ltd.
Version du formulaire: 12.00

Date de dépôt: 19/09/2014
Rôle: Applicant

Renseignements sur le demandeur

Nom: Trishna Wirk
Titre:
Organization: NOVA Gas Transmission Ltd.
Adresse: 450 - 1 Street S.W.
Ville: Calgary **Province:** Alberta
Code postal: T2P-5H1
Courriel: trishna_wirk@transcanada.com

Téléphone: 403-920-5892x
Fax: 403-920-2347x

La présente demande est déposée en vertu des articles suivants de la Loi sur l'ONÉ et du RPT:

Articles de la Loi sur l'ONÉ qui s'appliquent:

Article 45 – déviations, détournement ou changement de tracé

Article 48 – exemption à l'égard des règlements d'application



Article 58 – ordonnance d'exemption

Exemptions / mesures demandée NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL) applies pursuant to section 58 of the National Energy Board Act (NEB Act) for an order approving the construction and operation of the Liege Lateral Loop 2 (Thornbury Section) and Leismer East Compressor Station (Project). Pursuant to section 58 of the NEB Act, NGTL applies for an exemption from the provisions of section 30(1)(a) and 31 of the NEB Act in respect of the Project.

For the compressor station portion of the Project, NGTL applies for an exemption from the 100% non-destructive examination (NDE) requirement from section 17 of the Onshore Pipeline Regulations (OPRs), pursuant to subsections 48(2.1) and 48(2.2) of the NEB Act for certain low-pressure piping systems associated with the Project. For the exemption request, see Attachment 5: Engineering NDE Exemption.

As explained below, NGTL requests National Energy Board (NEB) approval by March 3, 2015 to facilitate the proposed start of Project construction in May 2015.

Articles du RPT-99 qui s'appliquent:

Article 43 – augmentation de la pression maximale de service

Article 44 – mise hors service d'installations

Article 45 – remise en service d'installations

Description du projet

Nom du projet:	Liege Lateral Loop 2 (Thornbury Section) and Leismer East Compressor
Date de mise en chantier proposée:	01/05/2015
Coût estimatif:	\$218,000,000
Objet du projet:	The Liege Lateral Loop 2 (Thornbury Section) and Leismer East Compressor are required to meet aggregate firm service requirements for oil sands projects in northeast Alberta by April 2016. The Project will increase area capability by approximately 2 106m3/day.
Brève description des travaux:	The Liege Lateral Loop 2 (Thornbury Section) consists of approximately 36.3 km of 762 mm (NPS 30) outside diameter pipe, and will extend from a tie-in point at the existing Pelican Lake Compressor Station in NE 30-81-16-W4M to the proposed Leismer East Compressor Station in NE 33-80-13-W4M. The Leismer East Compressor Station will include installation of a single 15 megawatt (MW) Solar Titan 130s turbine package at a new greenfield site. The compressor station will tie into NGTL's Leismer Kettle River Crossover, Leismer Lateral and the proposed Liege Lateral Loop 2 (Thornbury Section) pipelines. The site is located approximately 100 km southwest of Fort McMurray, in NE 33-80-13-W4M on the NGTL System. The site will include a compressor building, auxiliary buildings and yard piping. For additional information, see Attachment 1: Compressor Station Project Description. The Project route parallels existing linear disturbances, including the Grand Rapids pipeline ROW, NGTL's Liege Lateral and Liege Lateral Loop, along with other physical disturbances for approximately 28 km (77%) of the route. An in-line inspection (ILI) launcher will be installed upstream, near the Pelican Lake Compressor Station. Launcher facilities for ILI will be installed at the time of construction, along the pipeline ROW, within the fenced area of the proposed pipeline facilities. Receiver facilities for ILI will be installed on the downstream end of the pipeline near the Leismer East Compressor Station. Receiver facilities for ILI will be installed at the time of construction, along the pipeline ROW, within the fenced area of the proposed facilities.

Description technique**Installations proposées:**

- ✓ Pipeline
- ✓ Appareillage de raclage
- ✓ Compresseur
- ✓ Poste de mesurage
- Réservoir

Gestion de l'intégrité - Éléments du programme s'appliquant aux installations:

Integrity Management

NGTL will implement TransCanada PipeLines Limited's (TransCanada's) comprehensive Integrity Management Process (IMP) to monitor and ensure the integrity of the Project. This process uses advanced inspection and mitigation techniques applied within a comprehensive risk-based methodology. Risk assessment is used to identify potential integrity threats and initiate inspection and mitigation activities, while results from advanced inspections for known or suspected integrity threats are used to develop specific integrity maintenance activities. The integrity management plan will be used in the operations phase to:

- reduce environmental impacts
- protect the installed pipelines and facilities
- maintain reliability
- ensure safety of public and employees

Current regular preventative maintenance programs will be incorporated in the design and operation of the pipeline, including:

- aerial patrols
- internal inspections
- cathodic protection (CP) monitoring
- pipeline markers at roads and pipeline watercourse crossings

Operations

TransCanada operates the NGTL System pursuant to an Operating Agreement between TransCanada and NGTL . TransCanada applies corporate policies in its operations of the NGTL System that are common to TransCanada's operation of other federally regulated pipelines.

TransCanada will operate the Project in accordance with all governing regulatory requirements , permit conditions and other approvals, including the NEB Onshore Pipeline Regulations (OPR) and Canadian Standards Association (CSA) Z662-11: Oil and Gas Pipeline Systems. The TransCanada Operations Control Centre (OCC) in Calgary monitors and controls NGTL System operations.

Construction et inspection - Techniques de construction à utiliser:

Pipeline construction will include surveying, clearing, grading, pipe stringing, bending, welding, non-destructive testing, trenching, lowering-in, backfilling, pressure testing, cleanup and reclamation.

Compressor station construction will include:

- clearing, grading, piling, installation of foundations, erection of buildings
- installation of compressor unit and ancillary components, fabrication and installation of high-pressure gas piping
- pressure testing of pipe components
- installation of electrical, instrumentation and controls
- testing and commissioning
- pre-startup safety review
- final site cleanup

The proposed pipeline route crosses eight watercourses. The proposed crossing method for all watercourses, except for House River, is an isolated trenched crossing if water is present or a dry open-cut crossing method if the watercourse is dry or frozen to the bottom. The proposed crossing method for House River is horizontal directional drilling (HDD). For watercourse crossing requirements, see Table 2 and Section 8.4 of the Project-specific Environmental Protection Plan (EPP). NGTL will provide the HDD Feasibility Report for the House River crossing as a supplemental report by October 15, 2014. The report will include a contingency plan.

The proposed crossing method of Highway 63 and an adjacent utility corridor composed of several third-party pipeline and utility crossings is HDD. NGTL will provide the HDD Feasibility Report for the crossing in a supplemental report by October 15, 2014 and will include a contingency plan. NGTL anticipates using one or both of open-cut or shallow-bore construction techniques for all third-party pipeline and utility crossings.

The pipeline, as well as the related pipeline components, will be joined by mechanized arc welding. The Project will be designed and constructed in accordance with applicable laws and codes, including the OPR and CSA Z662-11.

The newly constructed pipeline will be pressure tested at a minimum of 125% of the pipeline maximum operating pressure (MOP). The above-ground risers, valve assemblies and launcher assemblies will be pre-tested during fabrication, before arrival onsite.

Construction et inspection - Techniques et fréquence relative des inspections à utiliser:

Project construction will be supervised and inspected by qualified Construction and Environmental Inspectors to ensure compliance with all applicable regulations, standards and codes. Inspection staff will be onsite, as required, for each activity during the construction period.

Construction et inspection - Grandes étapes du calendrier du projet:

Project schedule milestones include the following:

- File Supplemental HDD Feasibility Reports for House River and Highway 63 – October 15, 2014
- File Supplemental Geotechnical Report for compressor station portion of the Project – October 15, 2014
- File supplemental Traditional Knowledge report – December 1, 2014
- Detailed pipeline engineering complete – January 15, 2015
- Detailed compressor station engineering complete – March 31, 2015
- NEB decision requested by – March 3, 2015
- Planned compressor station construction start – May 1, 2015, subject to ESRD approval of compressor station construction start in caribou window, as described below.
- Planned pipeline construction start – September 1, 2015
- Estimated substantial completion – March 15, 2016
- Target in-service date – April 1, 2016

The proposed construction schedule has been developed based on an “early in–early out” approach, to the extent feasible, as recommended by ESRD. Access to the compressor station site and the HDD staging area for the Highway 63 crossing will be developed during non-frozen ground conditions. Access to the majority of the pipeline route will be by winter roads constructed over frozen ground, as the Project encounters wetlands that require frozen ground conditions for construction.

Certain construction activities will encounter the following timing restrictions:

Migratory Bird:

The Project may encounter the migratory bird window (May 1 to August 10), in the event that clearing and construction activities commence at the proposed compressor site and access road as planned, in May 2015.

Key Wildlife Biodiversity Zone (KWBZ):

The recommended land use guidelines for KWBZ indicate a timing restriction of January 15 to April 30 (Government of Alberta 2013a). The proposed pipeline route associated with the House River traverses a KWBZ for an approximate length of 2.3 km, from KP 34.0 to KP 36.3. The proposed compressor station location and associated access road are not located in a KWBZ. A KWBZ Protection Plan will be developed and provided to ESRD.

Caribou Zone:

Restriction of February 15 to July 15 applies for new site preparation and construction in caribou ranges (Government of Alberta 2013a). The proposed pipeline route traverses the Egg–Pony caribou herd range for an approximate length of 4.9 km from KP 0 to KP 4.9, and the Algar caribou herd range for an approximate length of 18.9 km from KP 14.3 to KP 33.2. The proposed Leismer East Compressor Station and associated access road and the pipeline route are located in the East Side Athabasca River (ESAR) caribou range. A Caribou Mitigation Plan will be developed and provided to ESRD.

NGTL is engaging with ESRD regarding the Project. Any new mitigation resulting from discussion with ESRD will be included in the EPP, or as appropriate within the Caribou Mitigation Plan and/or KWBD Protection Plan, which will be provided to the NEB before starting construction activities.

Pièces jointes:

Nom du fichier	Nom du document	Langue
Attachment 01 - Compressor Station Project Description.pdf	Attachment 01 - Compressor Station Project Description	Anglais
Attachment 02a - Pipeline Technical Description.pdf	Attachment 02a - Pipeline Technical Description	Anglais
Attachment 02b Compressor Station Technical Description.pdf	Attachment 02b Compressor Station Technical Description	Anglais
Attachment 02c - ILI Launcher and Receiver Technical Description.pdf	Attachment 02c - ILI Launcher and Receiver Technical Description	Anglais
Attachment 02d - Control Valve Technical Description.pdf	Attachment 02d - Control Valve Technical Description	Anglais
Attachment 03 - Preliminary Engineering Specifications and Standards List.pdf	Attachment 03 - Preliminary Engineering Specifications and Standards List	Anglais
Attachment 04 - THORNBURY - Liege_Lateral_Loop_2_Fig1.pdf	Attachment 04 - THORNBURY - Liege_Lateral_Loop_2_Fig1	Anglais
Attachment 04a - Pipeline Operating Schematic.PDF	Attachment 04a - Pipeline Operating Schematic.PDF	Anglais
Attachment 04b - Compressor Station Plot Plan and PFD.pdf	Attachment 04b - Compressor Station Plot Plan and PFD	Anglais
Attachment 04c - Detailed Map.pdf	Attachment 04c - Detailed Ma	Anglais

Emplacement

Pièces jointes:

Nom du fichier	Nom du document	Langue
Attachment 05 Engineering NDE Exemption Request.pdf	Attachment 05 Engineering NDE Exemption Request	Anglais

Guides

Titre	Révision / Publication	Déposé
NGTL's construction, design, materials, installation, joining and pressure testing of the Project will meet, or exceed, the requirements of CAN/CSA Z662-11 Oil and Gas Pipeline Systems and the OPR.	11/06/2014	yes
Commentaires		

Auto-évaluation des risques par le demandeur

Aboriginal Matters

- ✓ A1 Le projet ne traverse aucune terre de réserve indienne.
- A2 Le projet traverse un terrain revendiqué à titre de territoire autochtone traditionnel et/ou une terre publique.
- ✓ L'énoncé s'applique au projet.
- L'énoncé ne s'applique pas au projet.
- A3 Consultation des groupes autochtones (Premières nations, Métis et Inuits) Cochez une des cases suivantes :
- Aucun peuple autochtone ne risque d'être touché.
- ✓ Tous les groupes autochtones qui risquent d'être touchés ont été consultés et aucune préoccupation ne subsiste.
- Tous les groupes autochtones qui risquent d'être touchés ont été consultés et des préoccupations subsistent.
- Les groupes autochtones qui risquent d'être touchés n'ont pas tous été consultés.
- A4 Avis aux groupes autochtones au sujet de la demande présentée à l'Office .
- ✓ Le demandeur peut prouver qu'il a remis tous les avis suivants à tous les groupes autochtones qui risquent d'être touchés par le projet :
- avis de son intention de déposer une demande d'approbation du projet à l'Office ;
 - avis citant la date de dépôt prévue;
 - avis portant qu'ils peuvent soulever toute préoccupation qu'ils entretiennent au sujet du projet auprès de l'Office dans les 14 jours suivant la réception de la demande par l'Office .
- Les groupes autochtones qui risquent d'être touchés n'ont pas tous reçu un ou plusieurs des avis qui suivent :
- avis de l'intention du demandeur de déposer une demande d'approbation du projet à l'Office ;
 - avis citant la date de dépôt réelle;
 - avis portant qu'ils peuvent soulever toute préoccupation qu'ils entretiennent au sujet du projet auprès de l'Office dans les 14 jours suivant la réception de la demande par l'Office .
- Il n'y a aucun groupe autochtone susceptible d'être touché à qui signifier les avis.

Justification:

NGTL confirms that it has engaged with all potentially affected Aboriginal communities that it identified, and at this time is not aware of any outstanding Project-specific concerns.

The Alberta Aboriginal Consultation Office (ACO) advised NGTL to consult with three Aboriginal communities (BLCN, FMFN 468 and HLFN). NGTL identified 15 Aboriginal communities and organizations with asserted traditional territory or interests relating to the Project area. During engagement, the Aboriginal communities and organizations were provided Project information and encouraged to raise any questions, issues or concerns about the Project.

Nine Aboriginal communities expressed an interest to participate in Traditional Land Use (TLU) studies. Five of these nine Aboriginal communities have completed a TLU study for the Project, one Aboriginal community is finalizing their study and three Aboriginal communities are working with NGTL to develop their TLU study proposals.

NGTL's engagement with identified Aboriginal communities is ongoing. NGTL will continue to work directly with Aboriginal communities to develop specific work plans, to share Traditional Knowledge (TK) and to participate in TLU studies.

For the Aboriginal Engagement Summary, see Attachment AM1, and for the Records of Engagement for the Project, see Attachment AM2.

Consultation

- ✓ C1 Le demandeur peut faire la preuve qu'il a fourni, au moins 14 jours avant le dépôt de sa demande auprès de l'Office, un avis à toutes les parties pouvant être touchées les informant de son intention de demander à l'Office d'approuver le projet.
- ✓ C2 Le demandeur peut faire la preuve qu'il a fourni, au moins 14 jours avant le dépôt de sa demande auprès de l'Office, un avis à toutes les parties pouvant être touchées de la façon dont elles peuvent faire connaître à l'Office, en temps opportun, les préoccupations qui pourraient subsister au sujet de la demande.
- C3 Les propriétaires fonciers et/ou affermateurs peuvent être touchés si le projet laisse une empreinte sur leur propriété ou s'il faut négocier des ententes spécifiques à leurs terrains.
Aucun propriétaire foncier et/ou affermeur ne risque d'être touché.
- ✓ Tous les propriétaires fonciers et/ou affermateurs pouvant être touchés ont été consultés et aucune préoccupation ne subsiste.
Tous les propriétaires fonciers et/ou affermateurs pouvant être touchés ont été consultés et quelques préoccupations subsistent.
Ce ne sont pas tous les propriétaires fonciers et/ou affermateurs pouvant être touchés qui ont été consultés.
- C4 Les résidents vivant à proximité peuvent être touchés si les installations sont visibles ou audibles ou encore si elles dégagent des odeurs perceptibles.
- ✓ Aucun résident vivant à proximité ne risque d'être touché.
Tous les résidents vivant à proximité et pouvant être touchés ont été consultés et aucune préoccupation ne subsiste.
Tous les résidents vivant à proximité et pouvant être touchés ont été consultés et quelques préoccupations subsistent.
Ce ne sont pas tous les résidents vivant à proximité et pouvant être touchés qui ont été consultés.
- C5 Utilisateurs des terres ou des eaux navigables, p. ex. trappeurs, pourvoyeurs, utilisateurs récréatifs, groupes d'utilisateurs de la navigation, etc.

Aucun utilisateur des terres ou des eaux navigables ne risque d'être touché.

- ✓ Tous les utilisateurs des terres ou des eaux navigables pouvant être touchés ont été consultés et aucune préoccupation ne subsiste.

Tous les utilisateurs des terres ou des eaux navigables pouvant être touchés ont été consultés et quelques préoccupations subsistent.

Tous les utilisateurs des terres ou des eaux navigables pouvant être touchés n'ont pas été consultés.

C6 Municipalités

Aucune municipalité ne risque d'être touchée.

- ✓ Toutes les municipalités pouvant être touchées ont été consultées et aucune préoccupation ne subsiste.

Toutes les municipalités pouvant être touchées ont été consultées et quelques préoccupations subsistent.

Ce ne sont pas toutes les municipalités pouvant être touchées qui ont été consultées.

C7 Ministères provinciaux et territoriaux p. ex., Ressources naturelles, Environnement ou Ressources patrimoniales.

Aucun ministère provincial ne risque d'être touché.

- ✓ Tous les ministères provinciaux pouvant être touchés ont été consultés et aucune préoccupation ne subsiste.

Tous les ministères provinciaux pouvant être touchés ont été consultés et quelques préoccupations subsistent.

Ce ne sont pas tous les ministères provinciaux pouvant être touchés qui ont été consultés.

C8 Ministères fédéraux p. ex., Pêches et Océans Canada, Environnement Canada ou Affaires indiennes et du Nord

Aucun ministère fédéral ne risque d'être touché.

- ✓ Tous les ministères fédéraux pouvant être touchés ont été consultés et aucune préoccupation ne subsiste.

Tous les ministères fédéraux pouvant être touchés ont été consultés et quelques préoccupations subsistent.

Ce ne sont pas tous les ministères fédéraux pouvant être touchés qui ont été consultés.

C9 Organisations non gouvernementales (ONG)

- ✓ Aucune ONG ne risque d'être touchée.

Toutes les ONG pouvant être touchées ont été consultées et aucune préoccupation ne subsiste.

Toutes les ONG pouvant être touchées ont été consultées et quelques préoccupations subsistent.

Ce ne sont pas toutes les ONG pouvant être touchées qui ont été consultées.

- ✓ C10 Outre celles précisées plus haut, il n'y a aucune autre personne ou partie pouvant être touchée.

Justification:

NGTL confirms that it has engaged with all potentially affected parties that it identified, and is not aware of any outstanding concerns arising through its engagement program for the Project. Efforts to obtain all required permits and authorizations are ongoing.

C5:

The Alberta Government Land Standing Report identified three registered trappers in the Project area. NGTL has engaged with each trapper, and no concerns have been expressed by the trappers regarding the Project. No registered or non-tenured guides/outfitters near the Project were identified in the Land Standing Report. However, NGTL identified 22 guides/outfitters in the Project area with whom NGTL shared Project information, and no concerns have been expressed.

C7:

Project information was provided to ESRD, and NGTL met with ESRD in March 2013 and May 2014. Code of Practice Notifications for pipeline and vehicle crossings will be provided to ESRD 14 days before starting construction. To date, ESRD has not expressed any concerns regarding the Project. If any concerns are expressed by ESRD, NGTL will work to resolve them. Any new mitigation measures resulting from ESRD will be included in the EPP provided to the NEB before construction activities start.

C8:

Project information was provided to Environment Canada (EC) and comments were received in June 2014. To date, EC has expressed no concerns. If any concerns are raised by EC, NGTL will work to resolve them. Any new mitigation measures resulting from engagement with EC will be included in the EPP provided to the NEB before construction activities start.

Emergency Management

- ✓ EM1 Le projet sera conforme à la version la plus récente de l'ensemble des lois, règlements et normes applicables, y compris la norme CSA Z662-11 Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz (en anglais seulement) et le Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres.

Justification:

NGTL confirms that emergency management during Project construction and operations will be governed by TransCanada's overarching corporate Emergency Management System and related operating procedures.

Environnement

- EV1.0 Le projet proposé concerne une activité inscrite dans le Règlement désignant les activités concrètes pris en vertu de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (2012).
REMARQUE : Si le projet proposé concerne une activité inscrite dans le Règlement désignant les activités concrètes, le système de demande en ligne ne peut pas être utilisé pour préparer et soumettre votre demande. Veuillez vous servir de l'outil de transmission de documents par voie électronique (<http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rthnb/rgltrydcmnt/sbmtddcmntslectrncly-fra.html>). Pour toute question au sujet de ce processus, veuillez communiquer avec l'Office au numéro 403-292-4800 et demander à parler à l'administrateur du Secteur des demandes, qui vous mettra en rapport avec le directeur ou la directrice approprié.
- EV1.1 Le projet ne s'étend pas au-delà de l'emprise ou des limites de terrain existantes approuvées; aucun nouveau terrain ne sera acquis pour la phase de construction du projet.
- EV1.2 Le fonctionnement de l'installation n'entraînera pas d'augmentation des émissions dans l'atmosphère ni du bruit.
- EV1.3 Le projet ne sera pas situé à moins de 30 mètres d'un plan d'eau.

- ✓ EV1.4 Le projet ne se situe pas à l'intérieur des limites d'un parc national.
- ✓ EV2 Le demandeur a cerné et documenté des effets environnementaux possibles en s'en remettant aux méthodes classiques acceptées.
- EV3 Le projet ne se trouve pas dans une zone désignée comme écologiquement sensible par les gouvernements provinciaux ou fédéral.
- EV4 Il n'y a pas, dans la région visée par le projet, d'espèces (végétales et/ou animales) figurant dans le tableau 1 de la Loi sur les espèces en péril, ni d'habitats de telles espèces.
- EV5 Le projet n'aura pas de répercussions sur les terres humides.
- EV6 Le demandeur a vérifié auprès des ministères ou organismes fédéraux et provinciaux concernés, et il n'y a pas de problèmes non résolus.
- ✓ EV7 Le demandeur confirme qu'il n'y a pas d'effets environnementaux possibles nécessitant le recours à des méthodes hors du commun ou l'adoption de mesures d'atténuation peu habituelles en vue de les éliminer.
- ✓ EV8 Le demandeur s'engage à disposer sur place d'un plan de protection de l'environnement ou de son équivalent et à le mettre en œuvre.
- ✓ EV9 Le fonctionnement de l'installation ne prévoit pas de liquides chimiques ou contaminants ni de débits solides.
- ✓ EV10 Les lieux touchés par le projet peuvent être remis en état en ayant recours aux mesures d'atténuation habituelles et moins coûteuses.

Justification:

EV 1.0:

This Project is not a designated project identified in the Regulations Designating Physical Activities under the Canadian Environmental Assessment Act, 2012 (CEAA 2012) and is not located on federal land.

An Environmental and Socio-Economic Assessment (ESA) was prepared according to the guidance contained in the National Energy Board Filing Manual (NEB 2014) for applications pursuant to section 58 of the NEB Act. The potential environmental effects of the Project, including cumulative effects and proposed mitigation measures, were identified and documented through a combination of environmental field surveys and desktop research. The ESA concludes that the Project is not likely to cause significant adverse environmental or socio economic effects. For further details, see the attached ESA (Attachment 7).

EV 1.1:

The Project requires the acquisition of new lands held by the Alberta Crown. The Project does not require any acquisition of privately held lands. For the land requirements for the Project, see Attachment LM1: Land Matters Summary.

EV1.2:

The Project will result in an increase in air emissions and noise emissions during operation. For the Air Quality and Greenhouse Gas Assessment and Noise Impact Assessment for the Project, see ESA Appendix 4 and Appendix 5. No significant residual effects were identified.

EV1.3:

The Project traverses eight watercourses, including five unnamed tributaries to Dropoff Creek (WC1, WC2, WC3, WC4 and WC5), Dropoff Creek (WC6), an unnamed tributary to the House River (WC7) and the House River (WC8). For details on the eight watercourses, see ESA Appendix 3: Fish Technical Report.

EV3:

The proposed pipeline route crosses a KWBZ associated with the House River for an approximate length of 2.3 km, from KP 34.0 to KP 36.3. The proposed compressor station location and associated access road are not located in a KWBZ. The recommended land use guidelines for KWBZ indicate a timing restriction of January 15 to April 30. NGTL will be completing a trenchless crossing of the House River. The period of work required to complete this crossing is anticipated to extend into the timing restriction. NGTL will request an extension of the timing restriction from ESRD to complete the crossing. A KWBZ Protection Plan will be developed and provided to ESRD. Any new mitigation resulting from discussion with ESRD will be included in the KWBZ Protection Plan, which will be provided to the NEB before construction activities start.

The proposed pipeline route crosses through the Egg–Pony caribou herd range for an approximate length of 4.9 km, from KP 0 to KP 4.9, and the Algar caribou herd range for an approximate length of 18.9 km, from KP 14.3 to KP 33.2. The proposed Leismer East Compressor Station and associated access road and the pipeline route are located in the East Side Athabasca River (ESAR) caribou range. A timing restriction of February 15 to July 15 applies for new site preparation and construction in caribou ranges (Government of Alberta 2013). Exceptions to this timing restriction include:

- site preparation/construction initiated before February 15
- activities using Class V roads
- activities within 100 m of an all-weather road, provided ground conditions are favorable

Work can continue until adverse ground conditions are encountered. Subject to regulatory approval, clearing activities for the proposed Leismer East Compressor Station are anticipated to begin May 2015 and clearing activities for the pipeline are anticipated to begin in September 2015. The amount of new land to be cleared has been reduced by paralleling existing linear disturbances for approximately 77% of the length of the proposed pipeline route. NGTL is developing a Caribou Mitigation Plan in consultation with ESRD. Any new mitigation resulting from discussion will be included in the Caribou Mitigation Plan.

Four provincial Aquatic Environmentally Significant Areas (AESAs) are encountered by the proposed pipeline route (see ESA Table 5.3.1, and Appendix 3 and Appendix 6).

The pipeline route is located in provincial significant Environmentally Significant Area 692 for approximately 1.6 km, associated with the proposed crossing of the House River from KP 34.5 to KP 36.1 (ATPR 2009). As well, Environmentally Significant Area 593 is located approximately 2.5 km from KP 36.3, and is located in the Project study area (see ESA Table 5.9.1).

The proposed compressor station location and associated access road are not located in a provincial or federal Environmentally Significant Area.

The Project is not located in or adjacent to any Parks or Protected Areas, Important Bird Areas, Migratory Bird Sanctuaries, National Wildlife Areas, Western Hemisphere Shorebird Reserves, Ramsar Wetlands or World Biosphere Reserves.

EV4:

No occurrences of rare plants with a Species at Risk Act (SARA) or Committee of Status of Endangered Wildlife in Canada (COSEWIC) designation have been previously recorded in the Project footprint or within 10 km of the Project.

The following provides an overview of the status of wildlife species listed under Schedule 1 of SARA or by COSEWIC that have the potential to occur in the vicinity of the Project based on species range and habitat requirements, existing information and professional knowledge.

- little brown myotis (Endangered by COSEWIC)
- northern myotis (Endangered by COSEWIC)
- wolverine (Special Concern by COSEWIC)
- woodland caribou (Threatened on Schedule 1 of the SARA and by COSEWIC)
- barn swallow (Threatened by COSEWIC)
- Canada warbler (Threatened on Schedule 1 of the SARA and by COSEWIC)
- common nighthawk (Threatened on Schedule 1 of the SARA and by COSEWIC)
- horned grebe (Special Concern by COSEWIC)
- olive-sided flycatcher (Threatened on Schedule 1 of the SARA and by COSEWIC)
- rusty blackbird (Special Concern on Schedule 1 of the SARA and by COSEWIC)
- short-eared owl (Special Concern by COSEWIC)
- yellow rail (Special Concern on Schedule 1 of the SARA and by COSEWIC)
- western toad (Special Concern on Schedule 1 of the SARA and by COSEWIC)

A search of the Fisheries and Wildlife Management Information System (FWMIS) database identified two occurrences of wildlife species with special conservation status within 1 km of the pipeline route: woodland caribou and common yellowthroat (see ESA Table 5.11.1). No occurrences within 1 km of the compressor station location or associated access road have been recorded for either one of these species.

During the 2013 and 2014 wildlife surveys for the Project, species listed under Schedule 1 of SARA or by COSEWIC that have the potential to occur in the vicinity of the Project that were observed include woodland caribou (Threatened on Schedule 1 of SARA and by COSEWIC), barn swallow (Threatened by COSEWIC), olive-sided flycatcher (Threatened on Schedule 1 of SARA and by COSEWIC) and western toad (Special Concern on Schedule 1 of SARA and by COSEWIC) (see ESA Table 5.11.2).

For mitigation measures for each species listed above, see ESA Section 6.2.11, the Project specific EPP (ESA Appendix 1) and ESA Appendix 8: Wildlife Report.

EV5:

The Project is located entirely in the Continental High Boreal Wetland Region (Government of Canada 1986). A total of 21 wetlands were identified, totaling approximately 20.3 km and comprising approximately 54.9% of the pipeline route. Wetlands crossed by the proposed construction right-of-way include 11 treed fens, 1 shrubby fen, 4 mixedwood treed swamps, 3 shrubby swamps, 1 deep marsh and 1 seasonal emergent marsh. The shrubby fen, deep marsh seasonal emergent marsh and one of the mixedwood treed swamps have been modified by beaver activity (see ESA Appendix 6).

EV6:

Efforts to obtain required permits and authorizations are in progress. At this time, all relevant provincial and federal agencies have been contacted, and no government agencies have expressed or identified any concerns about the Project. If any concerns are raised by provincial and federal agencies, NGTL will work to resolve them.

Exigences techniques

- ✓ E1 Le projet sera conforme à la version la plus récente de l'ensemble des lois, règlements et normes applicables, y compris la norme CSA Z662-11 Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz (en anglais seulement) et le Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres.
- ✓ E2 Le Projet s'appuie sur des matériaux, une conception, une construction et une démarche classiques et ne suppose le recours à aucune technologie nouvelle ou non éprouvée.
- ✓ E3-1 Le projet n'englobe pas la réutilisation de matériaux de canalisation, la remise en service d'un pipeline existant ou une inversion de débit.
- ✓ E3-2 Le projet n'englobe pas de changement du fluide transporté.
- ✓ E3-3 Le projet n'englobe pas une augmentation de la PME d'un pipeline existant.
- ✓ E3-4 Le projet n'englobe pas une augmentation de la capacité pour le transport de produits contenant du sulfure d'hydrogène.
- ✓ E5 Le projet n'implique l'utilisation d'aucune substance autre que l'eau pour l'essai sous pression de l'installation (y compris pression d'essai à l'air ou méthode d'essai de remplacement pour la validation de l'intégrité).
- ✓ E6 Les installations relatives au projet ne serviront pas au transport de produits sulfureux.
- ✓ E7 Les installations relatives au projet ne sont pas conçues pour transporter du CO₂, des boues ni des produits.
- E8 Les installations relatives au projet ne traversent aucun terrain sensible sur le plan géotechnique (pergélisol continu ou discontinu et zones où il y a de fortes probabilités de mouvement du sol).
- ✓ E9 Les installations relatives au projet sont de classe 1 en vertu de la norme CSA Z662-11.

Justification:

E1:

The Project will comply with the most recent version of all applicable acts, codes and regulations. For the compressor station, NGTL is applying for an exemption from the 100% NDE requirement from section 17 of the OPR pursuant to subsections 48(2.1) and 48(2.2) of the NEB Act for certain low-pressure piping systems associated with the Project. For the exemption request, see Attachment 5: Engineering NDE Exemption.

E3-3:

The Project involves an increase in historical operating pressure for existing facilities near the proposed Leismer East Compressor Station. The historical operating pressures are based on the maximum operating conditions achieved in the past five years. The historical operating pressure of the Pelican Mainline on the north side of the Leismer Compressor Station may increase by approximately 19%. The historical operating pressure of the Pelican Mainline on the south side of the Leismer Compressor Station may increase by approximately 14%. The historical operating pressure of the Leismer Lateral is expected to increase by approximately 14%. Lastly, the Leismer to Kettle River Crossover may operate up to its design pressure of 9930 kPa.

For each pipeline, after the planned increase above historical operating pressure, the operating pressure of the pipeline will still not exceed its MOP.

See Attachment 8: PC/OPP Summary for information about PC and OPP for the Project.

E5:

Compressor Station:

Low-pressure systems (i.e., those under 1034 kPag), designed under the B31.3 code, are planned to be tested with air, lube oil or water. Any lube oil or water will be trucked from site and recycled or disposed of at an approved facility.

Pipeline and Compressor Station:

For field hydrostatic testing, NGTL might use a water/methanol mix to avoid potential freezing of test water during a cold weather hydrostatic test. Any hydrostatic test water containing methanol will be trucked from site and recycled or disposed of at an approved facility.

E8:

Compressor Station:

Based on NGTL's desktop survey, the compressor station site does not traverse any geotechnically sensitive terrain. NGTL has retained an independent third-party consultant to complete an in situ geotechnical investigation and provide a geotechnical report with design recommendations. In the event that geotechnically sensitive terrain is identified, NGTL will submit a geotechnical assessment report to the NEB by October 15, 2014.

Pipeline:

The Project traverses geotechnically sensitive terrain at the House River (WC8), as identified by an independent third-party consultant. Based on the consultant's recommendation, during construction NGTL will cross the House River using HDD to mitigate slope stability concerns and to maintain slope stability with the proposed crossing method. The HDD Feasibility report will be submitted to the NEB by October 15, 2014.

Facteurs économiques

- ✓ EC1 Le requérant a fait une évaluation pour déterminer s'il y a ou s'il y aura assez d'approvisionnement pour soutenir l'utilisation du pipeline.
- ✓ EC2 Le requérant a entrepris une évaluation pour déterminer si les volumes à transporter sont adéquats pour les installations concernées et si les installations sont susceptibles d'être utilisées dans une mesure raisonnable pendant leur durée de vie économique.
- ✓ EC3 Le requérant a entrepris une évaluation pour déterminer s'il existe des marchés adéquats pour les volumes supplémentaires qui seraient disponibles sur le marché comme suite à l'exploitation des installations faisant l'objet de la demande.

- ✓ EC4 Le requérant a entrepris une évaluation pour déterminer qu'il a la capacité de financer les installations proposées.
- EC5 Des expéditeurs tiers pourraient être touchés si le projet devait avoir une incidence sur les droits, l'accès ou le service. Choisissez ce qui s'applique le mieux au projet.
- Le pipeline ne comprend aucun expéditeur tiers.
- ✓ Touts les tiers expéditeurs pouvant être touchés ont été consultés et aucune préoccupation ne subsiste.
- Touts les expéditeurs pouvant être touchés ont été consultés et quelques préoccupations subsistent.
- Ce ne sont pas tous les expéditeurs pouvant être touchés qui ont été consultés.
- EC6 Une tierce partie commerciale pourrait notamment être un fournisseur de produits de base, un utilisateur final ou un autre pipeline. Choisissez ce qui s'applique le mieux au projet.
- Aucune tierce partie commerciale ne risque d'être touchée.
- ✓ Toutes les tierces parties commerciales pouvant être touchées ont été consultées et aucune préoccupation ne subsiste.
- Toutes les tierces parties commerciales pouvant être touchées ont été consultées et quelques préoccupations subsistent.
- Ce ne sont pas toutes les tierces parties commerciales pouvant être touchées qui ont été consultées.

Justification:

In responding to the checklist items, NGTL confirms that it has completed the assessments referenced in EC1 to EC4, and that it has notified all potentially affected parties, as referenced in EC5 and EC6.

Facteurs socioéconomiques

- ✓ S1 Le demandeur a identifié et documenté des effets socio-économiques possibles, en s'appuyant sur des méthodologies classiques acceptées, et s'est engagé à mettre en place des mesures de mitigation pour contrer ces effets.
- S2 En ce qui concerne des ressources patrimoniales, veuillez choisir l'option qui décrit le plus étroitement le projet:
- Le projet sera réalisé entièrement sur des terres déjà perturbées.
- ✓ Le demandeur obtiendra une ou des lettres d'autorisation en ce qui concerne le respect des ressources patrimoniales et archéologiques auprès de la ou des provinces concernées avant d'amorcer le débroussaillage.
- Aucun des énoncés ci-dessus ne s'applique.
- S3 En cours d'exploitation, l'installation réalisée dans le cadre du projet n'entraînera aucune hausse du niveau de bruit le long de la clôture.
- ✓ S4 Le projet ne requiert pas le franchissement d'eaux navigables ou, s'il requiert le franchissement d'eaux navigables, les travaux seront exécutés quand il n'y aura pas d'écoulement de l'eau (c.-à-d. en période d'assèchement ou de gel) ou au moyen de la méthode de forage directionnel à l'horizontale (avec preuve géotechnique de la réussite probable) pour tous les franchissements.

Justification:

S1:

Potential Project socio-economic effects, including cumulative effects, have been examined and are documented in the ESA. The application of mitigation measures through a comprehensive environmental compliance strategy (environmental protection planning, environmental inspection and post construction monitoring) will avoid, eliminate and/or reduce the severity of potential Project-related adverse environmental and socio-economic effects. With the exception of potential effects and cumulative effects to woodland caribou and the subsequent traditional use related to woodland caribou, the potential adverse residual effects and cumulative effects that may result from the Project are anticipated to be not significant. For details on potential socio economic effects and proposed mitigation, see Section 6 and Section 7 of the ESA.

S2:

Alberta Culture (AC) granted NGTL Historical Resource Act (HRA) Clearance for the pipeline part of the Project on August 5, 2014 (HRA No. 004611752) and for the compressor station part of the Project on July 3, 2014 (HRA No. 005548100).

S3:

During operations, the Project will be in compliance with daytime and nighttime permissible sound levels at the LSA boundary mandated by AER Directive 038.

Security

- ✓ Sec1 Le projet sera conforme à la version la plus récente de l'ensemble des lois, règlements et normes en vigueur, y compris la norme CSA Z246.1 Gestion de la sûreté dans l'industrie du pétrole et du gaz naturel et le Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres.
- ✓ Sec2 Le demandeur a effectué et documenté une évaluation de la sûreté pour le projet.
- ✓ Sec3 Se fondant sur l'évaluation de la sûreté, le demandeur a élaboré un plan de sûreté applicable au projet.

Justification:

NGTL confirms that security management during Project construction and operations will be governed by TransCanada's Corporate Security Policy and any related operating procedure, as amended from time to time. The Project-specific security measures will be included in the Project Safety and Security Management Plan, and contained in detail in the Site-Specific Safety Plan and related project documentation.

Terres

- L1 Choisissez la description qui s'applique au projet:
 - Le projet ne nécessite pas l'acquisition de nouveau droit foncier; ou
 - ✓ Le processus d'acquisition des terres dans le cadre du projet sera conforme aux articles pertinents de la Loi sur l'Office national de l'énergie, y compris les articles 86 et 87.



L2

Le projet peut être décrit au moyen d'un ou de plusieurs des énoncés suivants:

Le projet est entièrement réalisé sur des terres de la Couronne.

Le projet a pour objet de régler une plainte déposée par un propriétaire foncier.

Le projet ne nécessite aucun nouveau droit foncier permanent (soit pour une nouvelle superficie au sol, soit pour un droit nouveau ou modifié concernant une superficie au sol existante) et les propriétaires fonciers et les locataires n'ont aucune préoccupation concernant la superficie au sol relative au projet.

Le projet nécessite de nouveaux droits fonciers (soit pour une nouvelle superficie au sol, soit pour un droit nouveau ou modifié concernant une superficie au sol existante), les propriétaires fonciers et les locataires n'ont aucune préoccupation concernant la superficie au sol relative au projet, et tous ces droits fonciers ont été acquis par la voie d'ententes négociées par les parties en présence avant de remplir le présent formulaire.

Justification:

The Project is located entirely on Crown land in the Province of Alberta. NGTL will submit applications to ESRD for Licence of Occupation (LOC), Department Pipeline Agreements (DPLs) and Pipeline Installation Leases (PILs) in Q4 2014. NGTL will acquire land rights from the Crown for construction. NGTL has engaged with disposition holders potentially affected by the Project, and will obtain any required consent before start of construction.

For details, see Attachment LM1: Land Matters Summary.

Pièces jointes

Nom du fichier

Attachment 08 - OPP_PC Summary.pdf
Attachment 06 - Interactions Table.pdf
01_ESA_MAIN_FINAL_pt1of2.pdf
02_ESA_MAIN_FINAL_pt2of2.pdf
03_ESA_FINAL_Appendix01.pdf
04_ESA_FINAL_Appendix02_pt1of3.pdf
05_ESA_FINAL_Appendix02_pt2of3.pdf
06_ESA_FINAL_Appendix02_pt3of3.pdf
07_ESA_FINAL_Appendix03_pt1of2.pdf
08_ESA_FINAL_Appendix03_pt2of2.pdf
09_ESA_FINAL_Appendix04.pdf
10_ESA_FINAL_Appendix05.pdf
11_ESA_FINAL_Appendix06.pdf
12_ESA_FINAL_Appendix07_pt1of2.pdf
13_ESA_FINAL_Appendix07_pt2of2.pdf
14_ESA_FINAL_Appendix08.pdf
15_ESA_FINAL_Appendix09.pdf
16_ESA_FINAL_Appendix10.pdf
Attachment LM1 - Land Matters Summary.pdf
Attachment AM1 - Aboriginal Engagement
Summary.pdf
Attachment AM2 - Aboriginal Records of Contact.pdf

Nom du document

Attachment 08 - OPP_PC Summary
Attachment 06 - Interactions Table
01_ESA_MAIN_FINAL_pt1of2
02_ESA_MAIN_FINAL_pt2of2
03_ESA_FINAL_Appendix01
04_ESA_FINAL_Appendix02_pt1of3
05_ESA_FINAL_Appendix02_pt2of3
06_ESA_FINAL_Appendix02_pt3of3
07_ESA_FINAL_Appendix03_pt1of2
08_ESA_FINAL_Appendix03_pt2of2
09_ESA_FINAL_Appendix04
10_ESA_FINAL_Appendix05
11_ESA_FINAL_Appendix06
12_ESA_FINAL_Appendix07_pt1of2
13_ESA_FINAL_Appendix07_pt2of2
14_ESA_FINAL_Appendix08
15_ESA_FINAL_Appendix09
16_ESA_FINAL_Appendix10
Attachment LM1 - Land Matters Summary
Attachment AM1 - Aboriginal Engagement Summary
Attachment AM2 - Aboriginal Records of Contact

Langue

Anglais
Anglais
Anglais
Anglais
Anglais
Anglais
Anglais
Anglais
Anglais
Anglais
Anglais
Anglais
Anglais
Anglais
Anglais
Anglais
Anglais
Anglais
Anglais
Anglais