



Canada

## Shell Canada Limited

Demandes d'approbation d'une mine de sables bitumineux,  
d'une usine d'extraction du bitume, d'une centrale de  
cogénération et d'un pipeline d'eau douce dans la région de  
Fort McMurray

5 février 2004

# **Ce rapport français a été traduit du texte anglais**

## **RAPPORT DE LA COMMISSION D'EXAMEN CONJOINT DE L'ALBERTA ENERGY AND UTILITIES BOARD ET DU GOUVERNEMENT DU CANADA**

Décision 2004-009: Shell Canada Limited, Demandes d'approbation d'une mine de sables bitumineux, d'une usine d'extraction de bitume, d'une centrale de cogénération et d'un pipeline d'eau douce dans la région de Fort McMurray

5 Février 2004

Publié conjointement par

Alberta Energy and Utilities Board  
640, 5<sup>e</sup> Avenue Sud-Ouest  
Calgary (Alberta)  
T2P 3G4  
Téléphone : (403) 297-8311  
Télécopieur : (403) 297-7040  
Site Internet : [www.eub.gov.ab.ca](http://www.eub.gov.ab.ca)

et

L'Agence canadienne d'évaluation environnementale  
200, boulevard Sacré-Cœur  
Gatineau (Québec)  
K1A 0H3  
Téléphone : (819) 997-1000  
Télécopieur : (819) 994-1469  
Site Internet : [www.ceaa-acee.gc.ca](http://www.ceaa-acee.gc.ca)

## TABLE DES MATIÈRES

<b>SOMMAIRE .....</b>	<b>IX</b>
<b>1 DÉCISION ET RECOMMANDATIONS AU CANADA ET À L'ALBERTA.....</b>	<b>1</b>
<b>2 INTRODUCTION.....</b>	<b>4</b>
<b>2.1 DEMANDES.....</b>	<b>4</b>
<b>2.2 PROCESSUS D'EXAMEN CONJOINT .....</b>	<b>5</b>
<b>2.3 AUDIENCE .....</b>	<b>6</b>
<b>3 ENTENTES .....</b>	<b>6</b>
<b>3.1 ENTENTE ENTRE L'OSEC ET SHELL .....</b>	<b>6</b>
<b>3.2 ENTENTE ENTRE LA PNCM ET SHELL .....</b>	<b>7</b>
<b>3.3 ENTENTE ENTRE LA PNCA ET SHELL.....</b>	<b>7</b>
<b>3.4 ENTENTE ENTRE FORT MCKAY ET SHELL .....</b>	<b>8</b>
<b>3.5 ENTENTE DE NON-RENDICATION DES DROITS .....</b>	<b>8</b>
<b>3.6 OPINIONS DE LA COMMISSION.....</b>	<b>8</b>
<b>4 ENJEUX.....</b>	<b>8</b>
<b>5 RAISONS D'ÊTRE, NÉCESSITÉ ET SOLUTIONS DE RECHANGE AU PROJET .....</b>	<b>9</b>
<b>5.1 OBJET ET NÉCESSITÉ DU PROJET .....</b>	<b>9</b>
5.1.1 <i>Opinions de Shell.....</i>	<i>9</i>
5.1.2 <i>Opinions de la Commission .....</i>	<i>10</i>
<b>5.2 AUTRES MOYENS DE RÉALISER LE PROJET .....</b>	<b>10</b>
5.2.1 <i>Opinions de Shell.....</i>	<i>10</i>
5.2.2 <i>Opinions de la Commission .....</i>	<i>13</i>
<b>6 PLANIFICATION DE LA MINE ET CONSERVATION DES RESSOURCES.....</b>	<b>14</b>
<b>6.1 ZONE DU PROJET DE MINE.....</b>	<b>14</b>
6.1.1 <i>Opinions de Shell.....</i>	<i>14</i>
6.1.2 <i>Opinions de la Commission .....</i>	<i>14</i>
<b>6.2 EXPLOITATION DES ZONES LIMITOPHES DE LA CONCESSION .....</b>	<b>14</b>
6.2.1 <i>Opinions de Shell.....</i>	<i>14</i>
6.2.2 <i>Opinions de la Commission .....</i>	<i>15</i>
<b>6.3 VOIES D'ACCÈS, COULOIRS DE PASSAGE DES SERVICES PUBLICS ET SITE DE L'USINE.....</b>	<b>16</b>
6.3.1 <i>Opinions de Shell.....</i>	<i>16</i>
6.3.2 <i>Opinions de la Commission .....</i>	<i>16</i>
<b>6.4 AIRES DES MORTS-TERRAINS ET AMR .....</b>	<b>17</b>
6.4.1 <i>Opinions de Shell.....</i>	<i>17</i>
6.4.2 <i>Opinions de la Commission .....</i>	<i>18</i>
<b>6.5 CRITÈRES DE FONCTIONNEMENT .....</b>	<b>19</b>
6.5.1 <i>Opinions de Shell.....</i>	<i>19</i>
6.5.2 <i>Opinions de la Commission .....</i>	<i>19</i>
<b>6.6 DISTANCES D'ÉLOIGNEMENT.....</b>	<b>21</b>
6.6.1 <i>Opinions de Shell.....</i>	<i>21</i>
6.6.2 <i>Opinions de la Commission .....</i>	<i>21</i>
<b>6.7 EMPLACEMENT ET CONCEPTION DE L' AIRE DES RÉSIDUS MINIERES EXTERNE.....</b>	<b>22</b>
6.7.1 <i>Opinions de Shell.....</i>	<i>22</i>
6.7.2 <i>Opinions de la Commission .....</i>	<i>23</i>

<b>6.8</b>	<b>ÉCHÉANCIER DU PROJET</b> .....	<b>24</b>
6.8.1	<i>Opinions de Shell</i> .....	24
6.8.2	<i>Opinions de la Commission</i> .....	24
<b>7</b>	<b>PRODUCTION DE BITUME</b> .....	<b>25</b>
7.1	OPINIONS DE SHELL .....	25
7.2	OPINIONS DE L' ALBERTA .....	26
7.3	OPINIONS DE LA COMMISSION.....	26
<b>8</b>	<b>GESTION DES RÉSIDUS</b> .....	<b>27</b>
8.1	OPINIONS DE SHELL .....	27
8.2	OPINIONS DE LA COMMISSION.....	28
<b>9</b>	<b>GESTION DE L'EAU</b> .....	<b>31</b>
9.1	OPINIONS DE SHELL .....	31
9.2	OPINIONS DE L' OSEC .....	32
9.3	OPINIONS DE LA PNCM .....	33
9.4	OPINIONS DE LA PNWB .....	33
9.5	OPINIONS DE L' ALBERTA .....	34
9.6	OPINIONS DE LA COMMISSION.....	34
<b>10</b>	<b>QUALITÉ DES EAUX DE SURFACE</b> .....	<b>36</b>
10.1	OPINIONS DE SHELL .....	36
10.2	OPINIONS DE L' OSEC .....	37
10.3	OPINIONS DE LA PNCM .....	37
10.4	OPINIONS DE LA PNWB .....	37
10.5	OPINIONS DE LA PNCA .....	38
10.6	OPINIONS DU SCC.....	38
10.7	OPINIONS DU CANADA .....	38
10.8	OPINIONS DE L' ALBERTA .....	40
10.9	OPINIONS DE LA COMMISSION.....	40
<b>11</b>	<b>HYDROLOGIE DE SURFACE</b> .....	<b>41</b>
11.1	OPINIONS DE SHELL .....	41
11.2	OPINIONS DE LA PNCM .....	42
11.3	OPINIONS DE LA PNCA .....	43
11.4	OPINIONS DE FORT MCKAY .....	43
11.5	OPINIONS DU SCC.....	43
11.6	OPINIONS DU CANADA .....	43
11.7	OPINIONS DE L' ALBERTA .....	44
11.8	OPINIONS DE LA COMMISSION.....	44
<b>12</b>	<b>RESSOURCES AQUATIQUES</b> .....	<b>45</b>
12.1	OPINIONS DE SHELL .....	45
12.2	OPINIONS DE LA PNCM .....	46
12.3	OPINIONS DU CANADA .....	46
12.4	OPINIONS DE L' ALBERTA .....	48
12.5	OPINIONS DE LA COMMISSION.....	48
<b>13</b>	<b>EAUX SOUTERRAINES</b> .....	<b>49</b>
13.1	QUATERNAIRE.....	49
13.1.1	<i>Opinions de Shell</i> .....	49
13.1.2	<i>Opinions de la PNCM</i> .....	52
13.1.3	<i>Opinions de la PNCA</i> .....	52
13.1.4	<i>Opinions de Fort McKay</i> .....	52
13.1.5	<i>Opinions de l'Alberta</i> .....	53
13.1.6	<i>Opinions de la Commission</i> .....	53
13.2	AQUIFÈRE DE FOND .....	55
13.2.1	<i>Opinions de Shell</i> .....	55

13.2.2	<i>Opinions de la Commission</i> .....	55
<b>14</b>	<b>ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES</b> .....	<b>56</b>
14.1	OPINIONS DE SHELL .....	56
14.2	OPINIONS DE L'OSEC .....	58
14.3	OPINIONS DU SCC .....	58
14.4	OPINIONS DU CANADA .....	58
14.5	OPINIONS DE L'ALBERTA .....	59
14.6	OPINIONS DE LA COMMISSION .....	60
<b>15</b>	<b>CHANGEMENT CLIMATIQUE</b> .....	<b>61</b>
15.1	OPINIONS DE SHELL .....	61
15.2	OPINIONS DE LA PNCM .....	62
15.3	OPINIONS DU SCC .....	62
15.4	OPINIONS DE L'ALBERTA .....	63
15.5	OPINIONS DE LA COMMISSION .....	63
<b>16</b>	<b>RESSOURCES TERRESTRES</b> .....	<b>63</b>
16.1	FAUNE .....	63
16.1.1	<i>Opinions de Shell</i> .....	63
16.1.2	<i>Opinions de l'OSEC</i> .....	64
16.1.3	<i>Opinions de la PNCM</i> .....	64
16.1.4	<i>Opinions de la PNCA</i> .....	64
16.1.5	<i>Opinions de Fort McKay</i> .....	65
16.1.6	<i>Opinions du SCC</i> .....	65
16.1.7	<i>Opinions du Canada</i> .....	65
16.1.8	<i>Opinions de l'Alberta</i> .....	66
16.1.9	<i>Opinions de la Commission</i> .....	66
16.2	VÉGÉTATION, SOLS, TERRES HUMIDES ET RESSOURCES FORESTIÈRES .....	67
16.2.1	<i>Opinions de Shell</i> .....	67
16.2.2	<i>Opinions de l'OSEC</i> .....	69
16.2.3	<i>Opinions de la PNCM</i> .....	69
16.2.4	<i>Opinions de la PNCA</i> .....	69
16.2.5	<i>Opinions de Fort McKay</i> .....	69
16.2.6	<i>Opinions du SCC</i> .....	69
16.2.7	<i>Opinions du Canada</i> .....	69
16.2.8	<i>Opinions de l'Alberta</i> .....	69
16.2.9	<i>Opinions de la Commission</i> .....	70
16.3	REMISE EN ÉTAT .....	70
16.3.1	<i>Opinions de Shell</i> .....	70
16.3.2	<i>Opinions de l'OSEC</i> .....	71
16.3.3	<i>Opinions de l'Alberta</i> .....	71
16.3.4	<i>Opinions de la Commission</i> .....	72
16.4	LACS DE KETTLE .....	73
16.4.1	<i>Opinions de Shell</i> .....	73
16.4.2	<i>Opinions du Canada</i> .....	73
16.4.3	<i>Opinions de l'Alberta</i> .....	74
16.4.4	<i>Opinions de la Commission</i> .....	75
<b>17</b>	<b>INTÉGRITÉ DE LA RIVIÈRE MUSKEG</b> .....	<b>75</b>
17.1	OPINIONS DE SHELL .....	75
17.2	OPINIONS DE FORT MCKAY .....	76
17.3	OPINIONS DU SCC .....	77
17.4	OPINIONS DU CANADA .....	77
17.5	OPINIONS DE L'ALBERTA .....	77
17.6	OPINIONS DE LA COMMISSION .....	77

<b>18</b>	<b>DÉVELOPPEMENT RÉGIONAL COOPÉRATIF .....</b>	<b>79</b>
18.1	OPINIONS DE SHELL .....	79
18.2	OPINIONS DE SYNCRUDE .....	80
18.3	OPINIONS DE L' ALBERTA .....	80
18.4	OPINIONS DE LA COMMISSION .....	81
<b>19</b>	<b>MESURES VISANT À ACCROÎTRE LES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX BÉNÉFIQUES .....</b>	<b>82</b>
19.1	OPINIONS DE SHELL .....	82
19.2	OPINIONS DE LA COMMISSION .....	83
<b>20</b>	<b>NÉCESSITÉ D'UN SUIVI DE L'EIE .....</b>	<b>83</b>
20.1	OPINIONS DE LA COMMISSION .....	83
<b>21</b>	<b>INITIATIVES ENVIRONNEMENTALES RÉGIONALES.....</b>	<b>84</b>
21.1	OPINIONS DE SHELL .....	84
21.2	OPINIONS DE L' OSEC .....	86
21.3	OPINIONS DE LA PNCM .....	86
21.4	OPINIONS DE LA PNWB .....	86
21.5	OPINIONS DE LA PNCA .....	86
21.6	OPINIONS DE FORT MCKAY .....	87
21.7	OPINIONS DU SCC.....	87
21.8	OPINIONS DU CANADA .....	87
21.9	OPINIONS DE L' ALBERTA .....	87
21.10	OPINIONS DE LA COMMISSION .....	88
<b>22</b>	<b>IMPACTS SOCIO-ÉCONOMIQUES .....</b>	<b>90</b>
22.1	IMPACTS MACRO-ÉCONOMIQUES .....	90
22.1.1	<i>Opinions de Shell</i> .....	90
22.1.2	<i>Opinions de la Commission</i> .....	91
22.2	INFRASTRUCTURES/SERVICES PUBLICS .....	91
22.2.1	<i>Opinions de Shell</i> .....	91
22.2.2	<i>Opinions de l'OSEC</i> .....	92
22.2.3	<i>Opinions de la PNWB</i> .....	92
22.2.4	<i>Opinions de la PNCM</i> .....	92
22.2.5	<i>Opinions de la PNCA</i> .....	92
22.2.6	<i>Opinions de Fort McKay</i> .....	93
22.2.7	<i>Opinions de la FMMSA</i> .....	93
22.2.8	<i>Opinions de l'Alberta</i> .....	94
22.2.9	<i>Opinions de la Commission</i> .....	94
<b>23</b>	<b>UTILISATION TRADITIONNELLE DES TERRES .....</b>	<b>96</b>
23.1	OPINIONS DE SHELL .....	96
23.2	OPINIONS DE LA PNCM .....	96
23.3	OPINIONS DE LA PNWB .....	97
23.4	OPINIONS DE LA PNCA .....	97
23.5	OPINIONS DE FORT MCKAY .....	97
23.6	OPINIONS DE LA COMMISSION .....	97
<b>24</b>	<b>SANTÉ HUMAINE.....</b>	<b>98</b>
24.1	OPINIONS DE SHELL .....	98
24.2	OPINIONS DE LA PNCM .....	98
24.3	OPINIONS DE LA FMMSA .....	98
24.4	OPINIONS DU CANADA .....	99
24.5	OPINIONS DE L' ALBERTA .....	99
24.6	OPINIONS DE LA COMMISSION .....	100
<b>25</b>	<b>RESSOURCES PATRIMONIALES ET CULTURELLES .....</b>	<b>100</b>
25.1	OPINIONS DE SHELL .....	100
25.2	OPINIONS DE LA COMMISSION .....	101

<b>26</b>	<b>CONSULTATION PUBLIQUE.....</b>	<b>101</b>
26.1	OPINIONS DE SHELL .....	101
26.2	OPINIONS DE L'OSEC .....	102
26.3	OPINIONS DE LA PNCM .....	102
26.4	OPINIONS DE LA PNWB .....	102
26.5	OPINIONS DE LA PNCA .....	102
26.6	OPINIONS DE FORT MCKAY .....	102
26.7	OPINIONS DE LA COMMISSION .....	102
<b>27</b>	<b>DISPONIBILITÉ DES RESSOURCES RENOUVELABLES.....</b>	<b>103</b>
27.1	OPINIONS DE SHELL .....	103
27.2	OPINIONS DE LA COMMISSION .....	105
<b>28</b>	<b>CENTRALE DE COGÉNÉRATION ET PIPELINE D'EAU DOUCE .....</b>	<b>105</b>
28.1	OPINIONS DE SHELL .....	105
28.2	OPINIONS DE LA COMMISSION .....	106
<b>ANNEXE I</b>	<b>SOMMAIRE DES CONDITIONS .....</b>	<b>109</b>
<b>ANNEXE 2</b>	<b>ENTENTE POUR LA CRÉATION D'UNE COMMISSION.....</b>	<b>113</b>
<b>ANNEXE 3</b>	<b>PARTICIPANTS À L'AUDIENCE.....</b>	<b>123</b>
<b>FIGURE 1.</b>	<b>ZONE DE LA MINE JACKPINE ET PERIPHERIE .....</b>	<b>127</b>
<b>FIGURE 2.</b>	<b>BASSIN VERSANT DU RUISSEAU MUSKEG.....</b>	<b>128</b>





## SOMMAIRE

Shell Canada Limited (Shell) a déposé les Demandes d'approbation n<sup>os</sup> 1271285, 1271307, et 1271383 auprès de l'Alberta Energy and Utilities Board (EUB). La Demande d'approbation n<sup>o</sup> 1271285 a été faite en application des articles 10 et 11 de l'*Oil Sands Conservation Act*, concernant une mine de sables bitumineux et une usine d'extraction de bitume. La Demande n<sup>o</sup> 1271307 a été faite en application de l'article 11 de l'*Hydro and Electric Energy Act*, concernant une centrale de cogénération. La Demande d'approbation n<sup>o</sup> 1271383 a été faite conformément à la Partie 4 de la *Pipeline Act*, concernant un pipeline d'eau douce.

Le projet serait situé à environ 70 kilomètres au nord de Fort McMurray et à 10 kilomètres à l'est de Fort McKay. Il est conçu pour produire 31 800 mètres cubes par jour de bitume.

Le projet nécessitait une évaluation environnementale en application de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCEE). Le 26 juin 2003, le ministre des Pêches et des Océans du Canada a confié l'évaluation environnementale du projet à une commission d'examen. Le 18 août 2003, le gouvernement du Canada et l'EUB ont conclu une entente visant l'institution d'une commission mixte d'évaluation environnementale (la Commission) pour le projet. En vertu de cette entente, la Commission est chargée de satisfaire aux exigences d'examen de la LCEE et de l'*Energy Resources Conservation Act* (l'ERCA).

La Commission a pris les Demandes n<sup>os</sup> 1271285, 1271307, et 1271383 en considération lors d'une audience publique qui s'est tenue à Fort McMurray, en Alberta, du 6 au 10 octobre et le 15 octobre 2003. Les participants qui ont témoigné lors de l'audience incluaient Shell, d'autres exploitants de sables bitumineux, des Premières nations, des groupes autochtones locaux, des résidents de la région, des groupes environnementaux non gouvernementaux, une association locale regroupant du personnel médical ainsi que des représentants des organismes de réglementation fédéral et provincial. Les participants ont soumis de nombreuses questions à l'attention de la Commission, mais la plupart portaient sur les impacts environnementaux et socioéconomiques du projet.

Eu égard aux responsabilités que lui confèrent l'ERCA et la LCEE, la Commission a étudié attentivement tous les éléments à l'appui des demandes. Considérant que le projet est dans l'intérêt public, la Commission est disposée à approuver les Demandes n<sup>os</sup> 1271307 et 1271383. Elle est également disposée à approuver la Demande n<sup>o</sup> 1271285, sous réserve de l'approbation de la lieutenante gouverneure en conseil. La Commission conclut en outre que le projet ne risque pas d'avoir d'effets environnementaux négatifs importants, sous réserve que les mesures d'atténuation proposées par Shell de même que ses recommandations soient mises en œuvre.

Dans le cadre de l'approbation de la Demande n° 1271285, la Commission a défini un certain nombre de conditions à respecter en matière d'exploitation minière, de conservation des ressources et de gestion des résidus. Elle a également fait des recommandations aux gouvernements fédéral et provincial pour qu'ils contribuent à atténuer les effets environnementaux prévus et examinent la nécessité de mettre en place des mesures de suivi.

---

***Le présent sommaire est fourni à titre informatif pour le lecteur et ne fait pas partie du rapport. Il est rappelé à toute personne qui se sert de ce sommaire que, pour toute question relative à l'interprétation et à la mise en œuvre des opinions de la Commission, elle doit se reporter au rapport lui-même.***

## COMMISSION D'EXAMEN CONJOINT DU PROJET JACKPINE

Calgary (Alberta)

**SHELL CANADA LIMITÉE**

**DEMANDES D'APPROBATION D'UNE MINE DE SABLES BITUMINEUX,**

**D'UNE USINE D'EXTRACTION DE BITUME, D'UNE**

**CENTRALE DE COGÉNÉRATION ET D'UN PIPELINE D'EAU  
DOUCE DANS LA RÉGION DE FORT MCMURRAY**

**Décision 2004-00X**

**Demandes n<sup>os</sup> 1271285,  
1271307 et 1271383**

### 1 DÉCISION ET RECOMMANDATIONS AU CANADA ET À L'ALBERTA

Eu égard aux responsabilités que lui confèrent l'*Energy Resources Conservation Act* (ERCA) et la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCEE), la commission d'examen conjoint (la Commission) du Canada et de l'Alberta Energy and Utilities Board (l'EUB) a étudié attentivement tous les éléments à l'appui des demandes, et est d'avis que la Phase 1 du projet Jackpine de Shell Canada Limitée (Shell) est dans l'intérêt public pour les motifs exposés dans le présent rapport. Dans le cadre du mandat qui lui a été attribué par l'entremise de l'EUB, la Commission est disposée à approuver les Demandes n<sup>os</sup> 1271307 (centrale de cogénération) et 1271383 (pipeline). La Commission est également disposée à approuver la Demande n<sup>o</sup> 1271285 (mine de sables bitumineux et usine d'extraction du bitume), sous réserve de l'approbation de la lieutenant-gouverneure en conseil. Les approbations de la Commission sont assujetties aux conditions indiquées dans l'[Annexe 1](#). La Commission exige de Shell le respect de tous les engagements qu'elle a pris pendant le processus de consultation, dans la demande et à l'audience dans la mesure où ces engagements n'entrent pas en conflit avec les dispositions d'une autorisation ou d'un permis touchant le projet, ni d'une loi, d'un règlement ou d'exigences de même nature que Shell est tenue de respecter.

Eu égard aux responsabilités que lui confèrent la LCEE et son mandat, la Commission conclut que le projet ne risque pas d'avoir d'effets environnementaux négatifs importants, sous réserve que les mesures d'atténuation proposées de même que ses recommandations soient mises en œuvre.

La Commission recommande au Canada que

- le ministère des Pêches et des Océans (MPO), en collaboration avec le ministère de l'Environnement de l'Alberta (AENV), établisse les besoins en débits minimaux à réserver (BDMR) relatifs à la rivière Athabasca advenant que la Cumulative Environmental Management Association (CEMA) ne respecte pas son échéance (Section 9.6);
- le MPO tienne compte des objectifs en matière de BDMR et des modes de gestion dans ses autorisations (Section 11.8);
- le MPO, de concert avec AENV, l'Alberta Sustainable Resource Development (ASRD), Environnement Canada (EC) et les intervenants régionaux, demande à Shell d'élaborer et de mettre en œuvre un programme de surveillance exhaustif des macro-invertébrés benthiques et des poissons (Section 12.5);

- le MPO exige de Shell le dépôt d'un rapport sur les résultats de la surveillance concernant le lac de compensation, et la communication de ses constatations aux autres intervenants régionaux (Section 12.5);
- EC fournisse une expertise scientifique aux groupes de travail de la CEMA quant au choix des indicateurs appropriés des écosystèmes terrestres et aquatiques et à l'établissement de systèmes de surveillance fondés sur les effets des dépôts acides dans la région (Section 16.2.9);
- le MPO envisage de rendre son approbation conditionnelle à la participation de Shell aux travaux de la CEMA (Section 21.10); et que
- Santé Canada (SC), en collaboration avec l'Alberta Health and Wellness (AHW), envisage d'entreprendre une étude régionale de base sur la santé portant principalement sur les Premières nations, les Métis et les autres groupes autochtones, et envisage d'offrir son expertise et son financement pour appuyer les efforts de la Wood Buffalo Environmental Association (WBEA) visant la mise en œuvre d'un programme de surveillance continue de la santé, conforme aux recommandations de l'Alberta Oil Sands Community Exposure and Health Effects Assessment Program (Section 24.6).

La Commission recommande à l'Alberta que

- dans son examen de l'application par Shell de la *Water Act*, AENV étudie les prélèvements d'eau autorisés en fonction des besoins en eau des différentes phases du projet (Section 9.6);
- AENV détermine les BDMR relatifs à la rivière Athabasca en collaboration avec le MPO advenant que la CEMA ne respecte pas son échéance (Section 9.6);
- AENV examine les programmes de communication en place pour garantir aux parties intéressées l'accès à des renseignements compréhensibles sur la qualité et l'utilisation de l'eau dans la région (Section 9.6);
- AENV ajoute dans l'autorisation relative à la *Environmental Protection and Enhancement Act* (EPEA) une condition exigeant de Shell l'élaboration et la mise en œuvre de programmes de surveillance de la qualité des sédiments et de l'eau, pour les eaux pouvant être affectées par le projet (Section 10.9);
- AENV veille à ce que des plans de surveillance soient conçus pour assurer la détection précoce des changements potentiels de la qualité de l'eau des nappes souterraines et de surface attribuables à leurs interactions (Section 10.9);
- AENV assujettisse toutes ses autorisations en vertu de la EPEA à la surveillance des dépôts acides dans les nappes d'eau (Section 10.9);
- AENV tienne compte des objectifs en matière de BDMR et des modes de gestion dans ses autorisations (Section 11.8);
- ASRD oblige Shell à tenir également compte des largeurs et des types des zones tampons aux fins de l'aménagement des bassins hydrographiques dans son évaluation des couloirs de migration des animaux sauvages (Section 11.8);
- AENV exige que Shell dirige ou soutienne la surveillance des niveaux d'eau du lac Kearn afin de valider les projections faites dans l'évaluation des incidences environnementales (EIE) (Section 11.8);

- AENV et ASRD, de concert avec le MPO et EC, exigent que Shell effectue des études de suivi sur les impacts possibles des composés qui altèrent la chair des poissons (Section 12.5);
- AENV envisage de demander à Shell de fournir, avant la construction des installations, des plans d'atténuation additionnels afin de limiter les fuites en provenance de l'aire des résidus miniers externe (Section 13.1.6);
- la Dam Safety Branch d'AENV exige de Shell l'inclusion de résultats de modélisation à jour sur les fuites, des cartes des dépôts quaternaires, des plans de surveillance et des mesures d'atténuation dans son rapport de conception détaillée des aires des résidus (Section 13.1.6);
- AENV insère dans son autorisation des conditions exigeant que Shell, de concert avec les autres exploitants, définisse et mène une étude régionale sur les eaux souterraines de l'aquifère du chenal datant du Pléistocène (ACP) afin d'évaluer les caractéristiques régionales de ces eaux souterraines (Section 13.1.6);
- AENV et ASRD exigent que Shell participe à une étude technique des couloirs de migration des animaux sauvages incluant des analyses de leur efficacité du point de vue des déplacements des animaux (Section 16.1.9);
- AENV et ASRD étudient avec Shell un plan d'action destiné à assurer le maintien d'autres îlots ou bandes de végétation indigène non perturbés dans la concession de Shell, de pair avec les couloirs de migration des animaux sauvages (Section 16.1.9);
- ASRD exige que Shell élabore un programme de surveillance de la faune dont la mise en œuvre précédera la construction de ses installations (Section 16.1.9);
- ASRD et AENV établissent que la recherche sur les terres humides doit être prioritaire pour la CEMA, et envisagent d'exiger que Shell appuie un programme d'incitation à la réhabilitation des terres humides (Section 16.2.9);
- AENV et ASRD évaluent la pertinence d'élaborer d'autres critères de rendement en matière de remise en état progressive (Section 16.3.4);
- AENV surveille l'aménagement et l'expérimentation par Shell et les autres exploitants de LK (LK) (Section 16.4.4);
- AENV tient compte des effets environnementaux à long terme sur la rivière Muskeg dans son examen des programmes de surveillance de l'eau conçus par Shell (Section 17.6);
- AENV met au point des plans et des objectifs de gestion pour le bassin de la rivière Muskeg advenant que les échéances du sous-groupe chargé de l'étude de l'intégrité du bassin hydrographique de la rivière Muskeg (IBRM) ne soient pas respectées (Section 17.6);
- outre les recommandations relatives aux BDMR et à l'IBRM, AENV et ASRD envisagent l'établissement de plans ou d'objectifs de gestion concernant d'autres enjeux environnementaux advenant que l'échéance de la CEMA ne soit pas respectée (Section 21.10); et que
- l'AHW, de concert avec SC, envisage d'entreprendre une étude régionale de base sur la santé portant principalement sur les Premières nations, les Métis et les autres groupes autochtones, et de fournir son expertise et son financement pour appuyer les efforts de la WBEA visant la mise en œuvre d'un programme de surveillance continue de la santé, conforme aux recommandations du programme de l'Alberta Oil Sands Community Exposure and Health Effects Assessment (Section 24.6).

## 2 INTRODUCTION

### 2.1 Demandes

La Demande d'approbation n° 1271285 a été faite par Shell en application des articles 10 et 11 de l'*Oil Sands Conservation Act* (OSCA), concernant une mine de sables bitumineux et une usine d'extraction de bitume dans la région de Fort McMurray. Shell a également demandé l'autorisation de traiter les sables bitumineux acheminés par des tiers, et de produire des sables bitumineux destinés à être acheminés à des tiers aux fins de traitement.

La Demande d'approbation n° 1271307 a été faite par Shell en application de l'article 11 de l'*Hydro and Electric Energy Act*, concernant une centrale de cogénération dotée d'un turbogénérateur à gaz de 160 mégawatts (MW), qui sera située dans la partie sud-est de la section dix du canton 95, rang neuf, à l'ouest du quatrième méridien (SE 10-95-9 W4M).

La Demande d'approbation n° 1271383 a été faite par Shell conformément à la Partie 4 de la *Pipeline Act*, concernant un pipeline d'eau douce de 8,5 kilomètres (km) s'étendant des subdivisions officielles (LSD) 02-23-95-10 W4M à LSD 08-16-95-10 W4M.

À l'appui de sa proposition et dans le cadre de sa demande à l'EUB, Shell a également déposé un rapport d'EIE auprès d'AENV, conformément à la EPEA.

Le projet serait situé à environ 70 km au nord de Fort McMurray et à 10 km à l'est de Fort McKay dans le canton 95, rangs huit et neuf, à l'ouest du quatrième méridien. Le projet porte sur la planification, la construction et l'exploitation des grandes installations de sables bitumineux suivantes :

- une mine à ciel ouvert dotée d'un système de transport avec pelles et camions, conçue pour produire 31 800 mètres cubes par jour (m<sup>3</sup>/j) de bitume pendant 20 ans;
- un système de concassage et de transport relocalisable pour calibrer et acheminer les sables bitumineux vers une usine de préparation du minerai;
- trois chaînes de traitement du bitume qui utiliseraient un procédé d'extraction et de conditionnement à l'eau chaude (entre 40 et 50 °C), sans soude caustique;
- un procédé de traitement des mousses aux solvants paraffiniques;
- des épaisseurs pour épaisir les résidus fins dilués et recycler l'eau;
- une centrale de cogénération;
- un pipeline d'eau douce pour acheminer l'eau prélevée actuellement de la rivière Athabasca par la mine de la rivière Muskeg (voir la [Figure 1](#)) au site du projet;
- l'infrastructure associée à la mine et aux installations connexes; et
- un plan de gestion des résidus.

La proposition de projet comprend également :

- un plan de remise en état intégré;

- un plan de gestion de l'eau intégré;
- le détournement de 63,5 millions ( $10^6$ ) de  $m^3$  d'eau par an de la rivière Athabasca, le débit de retrait instantané maximum devant être égal à la capacité autorisée de la prise d'eau à raison de 4,17  $m^3$  par seconde (s);
- des plans de gestion des déchets;
- des consultations initiales et continues avec les intervenants quant aux impacts sociaux, économiques et environnementaux du projet; et
- un certain nombre d'ententes.

La [Figure 1](#) illustre l'emplacement du projet et d'autres caractéristiques de la zone.

## 2.2 Processus d'examen conjoint

Shell a demandé au MPO l'autorisation, en vertu de l'article 35(2) de *la Loi sur les pêches*, d'altérer, de perturber ou de détruire des habitats aquatiques. L'émission de l'autorisation du MPO est conditionnelle à l'exécution d'une évaluation environnementale du projet en vertu de la LCEE.

Le 26 juin 2003, l'Honorable Robert Thibeault, ministre des Pêches et des Océans, a confié l'évaluation environnementale du projet à une commission d'examen, conformément à l'article 21(b) de la LCEE.

Le 30 juillet 2003, l'Agence canadienne d'évaluation environnementale a annoncé qu'elle proposait l'institution d'une commission pour l'évaluation environnementale conjointe du projet. Après une période de commentaires du public de 21 jours, l'honorable David Anderson, ministre de l'Environnement, et Neil McCrank, Q.R., président de l'EUB, ont signé une entente (voir l'[Annexe 2](#)) concernant la création de la Commission.

En vertu de cette entente, la Commission est chargée de satisfaire aux exigences d'examen de la LCEE et de l'ERCA. Sous le régime de l'ERCA, la Commission doit déterminer si le projet est dans l'intérêt public. Ce faisant, la Commission est tenue de prendre en considération un éventail de facteurs dont la conservation des ressources, la sécurité ainsi que les impacts économiques, sociaux et environnementaux du projet.

En vertu de la LCEE, la Commission est tenue de soumettre au ministre de l'Environnement et au ministre des Pêches et des Océans un rapport faisant état de son argumentation, de ses conclusions et de ses recommandations quant à l'évaluation environnementale du projet, y compris les mesures d'atténuation et les programmes de suivi.

Dans le cadre du mandat que lui confère la LCEE, la Commission doit évaluer les effets environnementaux du projet, dont les effets environnementaux des défaillances ou des accidents liés au projet susceptibles de survenir, et les effets environnementaux cumulatifs possibles que sa réalisation combinée à d'autres projets ou activités existants ou planifiés, est susceptible de produire.

Dans le cadre du mandat que lui confère la LCEE, la Commission doit également déterminer la portée des effets environnementaux du projet. Dans son évaluation de l'importance des effets négatifs possibles associés au projet, la Commission doit tenir compte de l'ampleur, de l'étendue

géographique, de la durée et de la fréquence, de leur degré de réversibilité ou d'irréversibilité ainsi que du contexte écologique.

Dans le cadre du mandat que lui confère la LCEE, la Commission doit également prendre en considération les éventuelles mesures techniquement et économiquement viables qui atténueraient les effets environnementaux négatifs importants du projet.

Le présent rapport fait état de la décision, des motifs, de l'argumentation, des conclusions et des recommandations de la Commission relativement à son examen du projet en vertu de l'ERCA et de la LCEE et il traite des mesures d'atténuation et des programmes de suivi recommandés. Ce rapport présente en outre un résumé des commentaires reçus du public.

### **2.3 Audience**

La Commission était composée de J. D. Dilay (président), de R. Houlihan et de G. Kupfer. La Commission a pris les demandes en considération lors d'une audience publique qui s'est tenue à Fort McMurray, en Alberta, du 6 au 10 octobre et le 15 octobre 2003.

Les noms des participants à l'audience et les abréviations utilisées dans le présent rapport figurent à l'[Annexe 3](#).

Syncrude Canada Limited (Syncrude) a participé à l'audience afin de présenter l'argument final. Canadian Natural Resources Limited (CNRL) a pris part à l'audience afin de poser des questions. UTS Energy Corp., Suncor Energy Limited, la Pétrolière Impériale Ressources Limitée et ExxonMobil (ExxonMobil) se sont inscrites à l'audience, mais n'ont pas posé de question ni présenté d'argument final.

## **3 ENTENTES**

### **3.1 Entente entre l'OSEC et Shell**

L'Oil Sands Environmental Coalition (OSEC) a déclaré qu'elle ne s'opposait pas au projet, étant entendu que Shell générerait et atténuerait les effets négatifs de celui-ci conformément aux conditions de son entente avec Shell.

L'OSEC a déclaré que cette entente portait sur les enjeux du projet qu'elle estimait prioritaires, et sur les effets cumulatifs de la mise en valeur des sables bitumineux. Les enjeux concernaient les espèces menacées, les particules, les dépôts acides, les prélèvements d'eau dans la rivière Athabasca, la perturbation des sols, dont la perte de terres humides, la migration des animaux sauvages et les habitats y afférent, la création de LK, les gaz à effet de serre (GES) et les impacts sur l'infrastructure municipale, la santé, la sécurité de la circulation, l'habitation et les services sociaux.

L'OSEC a noté que les prochaines étapes pour Shell et l'OSEC consisteraient à élaborer un plan d'action indiquant les travaux à exécuter et les échéanciers à respecter pour atteindre les objectifs convenus.



L'OSEC a demandé que la Commission prenne l'entente en considération dans ses délibérations. De plus, elle a demandé que l'EUB reconnaisse officiellement l'entente dans toutes les autorisations qu'il émettrait relativement au projet.

### **3.2 Entente entre la PNCM et Shell**

À l'ouverture de l'audience, la Première nation crie Mikisew (PNCM) a déclaré qu'elle avait conclu une entente avec Shell, qu'elle ne s'opposait plus aux demandes de Shell et qu'un grand nombre de ses préoccupations relatives à l'EIE et au projet avaient été dissipées.

Les principales préoccupations de la PNCM quant au projet concernaient ses impacts sur le régime et la qualité de l'eau de la rivière Athabasca. La PNCM s'était également dite préoccupée par les impacts socio-économiques et culturels, les incidences sur la santé et les autres impacts du projet sur la population et les terres ancestrales. La PNCM a déclaré que ces questions avaient été abordées dans le Plan d'action environnemental de Shell. Dans ce document, Shell s'est engagée à assurer le stockage de l'eau in situ pendant 30 jours, et a convenu de faire intervenir la PNCM dans la conception, la mise en œuvre et l'examen de ses plans de surveillance et de remise en état. Une entente a en outre été conclue relativement à un certain nombre d'impacts sociaux, économiques et culturels. Cette entente évoque la possibilité que Shell finance une étude sur la santé à Fort Chipewyan. La PNCM a déclaré que Shell et elle-même s'étaient engagées à élaborer un plan d'action pour assurer le respect de l'entente.

La PNCM a déclaré que le changement climatique, les débits à long terme de la rivière Athabasca ainsi que l'avancement des travaux de la CEMA relatifs à la définition des BDMR demeuraient des motifs de préoccupation. La PNCM a présenté des éléments à l'appui de ces enjeux à l'audience.

### **3.3 Entente entre la PNCA et Shell**

La Première nation des Chipewyans d'Athabasca (PNCA) a déclaré qu'elle ne s'opposait pas au projet, étant entendu que Shell atténuerait ses effets négatifs conformément aux conditions de l'entente relative aux mesures d'atténuation intervenue entre les deux parties.

La PNCA a déclaré que la question de l'eau constituait sa principale préoccupation, et que Shell y avait répondu en acceptant de limiter ses prélèvements d'eau dans la rivière Athabasca et de se conformer à toutes les recommandations approuvées de la CEMA en matière de BDMR. Shell a également convenu de ne pas perturber les lacs Kearl et McLelland.

La PNCA a observé que l'entente comportait également une exigence quant à l'établissement d'un dialogue continu entre Shell et elle-même.

La PNCA a demandé que la Commission tienne compte de son entente avec Shell dans ses délibérations. De plus, la PNCA a demandé que l'approbation de l'EUB contienne des précisions quant à ses attentes et ses exigences touchant les questions décrites dans l'entente conclue entre la PNCA et Shell.

### **3.4 Entente entre Fort McKay et Shell**

Les Premières nations de Fort McKay et l'association locale 122 des Métis (Fort McKay) ont déclaré qu'elles ne s'opposaient pas au projet, étant entendu que Shell gérerait et atténuerait ses effets négatifs conformément aux conditions de leur entente avec Shell. Fort McKay a demandé que la Commission examine attentivement les enjeux et les mesures d'atténuation dont l'entente fait état. Fort McKay a exprimé l'espoir que les mesures d'atténuation proposées soient appuyées et facilitées par l'EUB et AENV.

### **3.5 Entente de non-revendication des droits**

La province de l'Alberta et la PNCM ont informé la Commission qu'elles avaient conclu une entente de non-revendication des droits dans laquelle la PNCM avait accepté de ne pas revendiquer ses droits constitutionnels auprès de la Commission. La province de l'Alberta a convenu qu'elle ne contesterait pas les revendications de la PNCM en matière d'occupation traditionnelle des terres du projet auprès de la Commission. L'entente autorise la province de l'Alberta ou la PNCM à saisir d'autres tribunes de ces enjeux.

### **3.6 Opinions de la Commission**

La Commission reconnaît les efforts déployés par Shell, la PNCM, la PNCA, Fort McKay et l'OSEC pour parvenir à des ententes et les en félicite. Bien que ces ententes ne soient pas destinées à faire partie intégrante de l'autorisation de l'EUB, la Commission exige que Shell remplisse ses engagements et poursuive ses efforts de consultation et de communication pendant toute la vie du projet.

## **4 ENJEUX**

De l'avis de la Commission, les enjeux relatifs aux demandes consistent en ce qui suit :

- Raions d'être, nécessité et solutions de rechange au projet;
- récupération des ressources;
- gestion des résidus;
- effets environnementaux (sur l'eau, le sol et l'air);
- effets sur la santé;
- mesures destinées à rehausser les effets environnementaux bénéfiques;
- nécessité d'effectuer un suivi de l'EIE;
- initiatives régionales;
- expansion régionale;
- effets socio-économiques;
- consultation publique;
- disponibilité des ressources renouvelables; et

- utilisation traditionnelle et ressources culturelles.

Les sections suivantes du rapport résument les éléments à l'appui fournis par Shell et les intervenants, et présentent l'évaluation des enjeux par la Commission. Dans les cas où Shell ou un intervenant n'a exprimé aucun avis sur une question donnée, le rapport ne contient aucune section correspondante.

## **5 RAISONS D'ÊTRE, NÉCESSITÉ ET SOLUTIONS DE RECHANGE AU PROJET**

### **5.1 Objet et nécessité du projet**

#### **5.1.1 Opinions de Shell**

Shell a déclaré que son objectif était de continuer à fournir de l'énergie d'une manière responsable et d'être un membre responsable des collectivités dans lesquelles elle exerçait son activité. Shell a fait valoir qu'elle se devait de demeurer une entreprise viable afin de procurer un rendement raisonnable à ses actionnaires et des emplois à son personnel, et de continuer à soutenir les collectivités dans lesquelles se trouvent ses implantations.

Shell a acquis la concession 13 en 1956 et a consacré plus de 250 millions de dollars à l'évaluation de ses ressources potentielles. En 1999, elle a obtenu l'autorisation d'exploiter la mine de la rivière Muskeg et l'usine de valorisation de Scotford, et a affecté environ sept milliards de dollars à la mise en valeur de ces projets. Shell a déclaré que le projet était nécessaire pour tirer pleinement parti des réserves de la concession 13.

Shell a indiqué que le projet faisant l'objet des demandes d'approbation visait à exploiter plus avant les ressources de la concession 13 et à assurer un approvisionnement de bitume en vue de la valorisation, du raffinage et de la vente de pétrole au public. Selon Shell, les carburants de transport et les autres produits pétroliers feront l'objet d'une demande continue en Amérique du Nord, demande à laquelle elle pourra répondre grâce à la mise en valeur et à l'utilisation de ces ressources.

Des projets de mise en valeur tels que celui-ci ont contribué au succès à long terme de Shell en tant que société pétrolière entièrement intégrée et membre responsable des collectivités où elle exerce son activité. Shell a déclaré que les sables bitumineux constituaient pour l'Amérique du Nord une source sûre de pétrole canadien pour remplacer les réserves pétrolières classiques décroissantes.

Shell a déclaré qu'elle avait entrepris l'essai de méthodes de production dans la concession 13 en 1955, et qu'elle avait déposé une première demande d'approbation concernant un projet in situ auprès de l'administration publique de l'Alberta en 1962. Cette demande avait été retirée en raison de l'évolution des méthodes d'exploitation et de l'avancement du projet de la Great Canadian Oil Sands (aujourd'hui, Suncor).

Shell a indiqué que l'atteinte de ses objectifs de production économique à l'aide d'un procédé de récupération in situ requerrait que toutes les conditions suivantes soient satisfaites :

- teneur marchande minimale du minerai;

- roche couverture adéquate;
- profondeur suffisante; et
- absence de zones de faible perméabilité dans une zone contiguë.

Shell considère que les emplacements situés dans le périmètre du projet ne seraient pas économiquement viables si des techniques in situ étaient utilisées. Elle n'a donc pas poursuivi l'étude des procédés d'extraction in situ comme solutions de rechange.

Shell a conclu qu'il n'existait aucune solution de rechange viable ou réaliste au projet. Elle a déclaré que la nécessité d'optimiser la valeur de l'actif qu'elle détenait depuis 1956 et d'obtenir une source d'approvisionnement en bitume à des fins de valorisation, de raffinage et de vente au public ne pouvait être satisfaite que par la mise en valeur du projet.

### **5.1.2 Opinions de la Commission**

La Commission observe qu'aucun intervenant ne s'est opposé aux motifs déclarés par Shell quant à la nécessité et aux raisons d'être de la mise en œuvre du projet. La Commission accepte les motifs invoqués par Shell ainsi que les critères utilisés par cette dernière pour évaluer les solutions de rechange envisagées. La Commission observe que les raisons d'être et la nécessité de la conduite du projet constituent le contexte dans lequel les solutions de rechange ont été examinées.

Le projet, tel qu'établi par les signataires de l'entente de la Commission, consiste à construire et exploiter une mine à ciel ouvert, une installation d'extraction du bitume, une centrale de cogénération et un pipeline d'eau douce. Ayant pris en considération les solutions de rechange possibles au projet, la Commission conclut qu'elle dispose de données suffisantes sur la nécessité et les raisons d'être de l'entreprise proposée et qu'il n'existe aucune solution de rechange viable au projet.

## **5.2 Autres moyens de réaliser le projet**

### **5.2.1 Opinions de Shell**

Shell a étudié un certain nombre d'autres moyens permettant de mener à bien le projet. Elle a évalué de façon détaillée les emplacements de la mine, des installations et de l'infrastructure ainsi que les méthodes de traitement qui suivent :

- les phases de l'ouverture de la mine et les emplacements possibles;
- les emplacements des aires des résidus miniers externes;
- les emplacements de l'usine;
- les méthodes de préparation du minerai;
- les méthodes de conditionnement du minerai et d'extraction du bitume;
- les méthodes de traitement des mousses;
- les méthodes de gestion des résidus;
- les emplacements des couloirs de passage des services publics;

- les emplacements des voies d'accès; et
- les dérivations de cours d'eau.

Shell a évalué trois options concernant l'emplacement où la mine serait ouverte et les phases des opérations. Selon l'option 1, l'exploitation débuterait dans la zone la plus proche de l'aire des résidus et de l'usine, et se poursuivrait d'ouest en est. Selon l'option 2, l'exploitation démarrerait du côté nord de la concession, à l'est de l'aire des morts-terrains nord. Selon l'option 3, l'exploitation débuterait dans l'angle nord-est de la concession. Pour comparer les mérites respectifs des trois options, Shell s'est fondée sur des phases de mise en valeur tenant compte de la quantité initiale des morts-terrains, de la qualité de l'alimentation en sables bitumineux, des immobilisations initiales au titre des systèmes de manutention et de préparation du minerai, et de l'ordre dans lequel les amoncellements de matières à récupérer (AMR) et les aires des morts-terrains seraient constitués. Shell a retenu l'option 1 en raison de ses avantages techniques et de la possibilité de reporter à plus tard la perturbation de certains cours d'eau.

Shell a demandé l'autorisation de constituer une aire des résidus externe à l'angle sud-est de la concession 13, après avoir évalué six emplacements possibles. Elle a indiqué qu'en raison de la présence d'argiles de la formation de Clearwater sous-jacentes à une partie de la zone sud-est, des travaux additionnels seraient nécessaires pour assurer la stabilité géotechnique. De plus, la zone sud-est présentait un certain nombre de caractéristiques limitant son extensibilité. L'emplacement faisant l'objet de la demande est l'option privilégiée par Shell pour des motifs tant économiques qu'environnementaux.

Shell a déclaré que l'emplacement de l'usine devait être suffisamment vaste pour accueillir une usine d'extraction du bitume dotée de trois chaînes. Shell a étudié quatre emplacements possibles, tous situés dans des zones où les sables bitumineux présentaient un faible potentiel économique, mais à une proximité raisonnable de la masse minéralisée principale. Shell a demandé l'approbation de l'emplacement adjacent au ruisseau Jackpine et du côté est de celui-ci (Figure 1). Cet emplacement représentait la meilleure option dans toutes les grandes catégories utilisées par Shell pour évaluer les emplacements possibles.

En ce qui concerne les méthodes possibles de préparation du minerai, Shell a demandé l'approbation d'un procédé utilisant un concasseur rotatif et une boîte pour recueillir les boues résiduelles, ce procédé s'étant révélé efficace à la mine de la rivière Muskeg. Shell a étudié les possibilités d'acheminer le minerai vers un mélangeur ou un cyclodistributeur, mais elle n'a pas pu obtenir de données détaillées sur les coûts et le rendement pour les comparer aux données de l'option ayant fait l'objet de sa demande.

Shell a opté pour un procédé de conditionnement du minerai utilisant un additif chimique non caustique et de l'eau à une température de 40 à 50 °C, en raison principalement de la supériorité sur le plan environnemental de ce procédé par rapport aux méthodes utilisant des substances caustiques ou des températures plus élevées. De plus, les boues résiduelles devaient être conditionnées mécaniquement dans un pipeline, le conditionnement en tambours rotatifs n'ayant pas été mis à l'échelle pour une utilisation commerciale adéquate, et le conditionnement en réservoirs n'offrant apparemment pas les avantages techniques ou économiques du conditionnement en pipeline. Shell a déclaré qu'à la lumière des données recueillies, elle ne considérerait pas le conditionnement en tambours comme une option de « conditionnement seulement » viable.

Shell a conclu de cette étude que le recours au procédé sans substance caustique n'aurait pas d'incidence sur le choix de la température. De plus, l'utilisation d'un procédé sans substance caustique et d'un apport thermique n'aurait pas d'incidence sur le choix du procédé de conditionnement mécanique. Shell a déclaré qu'elle avait retenu le procédé d'extraction et de conditionnement du minerai de la mine de la rivière Muskeg parce que cette méthode était plus avantageuse sur le double plan économique et technique, et qu'elle ne présentait que d'infimes écarts par rapport au scénario environnemental le plus favorable.

Shell a évalué quatre procédés de traitement des mousses. L'un d'eux était identique sur le plan de la conception à celui de la mine de la rivière Muskeg. Les trois autres procédés étudiés ont été l'utilisation :

- d'un diluant à base de naphta;
- de séparateurs à plaques inclinées au lieu de réservoirs de séparation gravitaire à contre-courant; et
- du dessalage électrostatique en remplacement de l'une des étapes du nettoyage des mousses.

Shell a précisé que ses évaluations de ces procédés reposaient sur des études faites antérieurement à la mine de la rivière Muskeg.

Shell a observé que la mine de la rivière Muskeg utilisait un procédé de traitement des mousses à base paraffinique parce que celui-ci fournissait la qualité du produit recherchée. Elle a rejeté trois autres méthodes de traitement des mousses qui ne fournissaient pas le rendement ni la qualité du produit requis.

Tous les flux de résidus en provenance de la zone d'extraction et de traitement des mousses seraient évacués vers une aire des résidus miniers externe jusqu'à ce qu'il y ait suffisamment d'espace pour les transférer dans l'excavation. Shell a déclaré que l'élimination des résidus en confinement externe nécessitait une gestion technique différente de l'élimination dans les fosses. Elle a évalué séparément les deux types de méthode, et a étudié un certain nombre d'options dans les deux cas.

Les méthodes de gestion des résidus miniers en bassin externe consistent à :

- utiliser des épaisseurs;
- ne pas utiliser des épaisseurs; ou
- utiliser un épaisseur et récupérer les résidus fins dilués (RFD) dans l'aire des résidus pour l'épaississement.

Bien que la troisième option ait été jugée supérieure à la deuxième, les données de recherche sur la récupération des RFD de l'aire des résidus sont trop préliminaires pour que cette option puisse être retenue. Shell privilégie l'utilisation d'épaisseurs parce qu'il en résulte une meilleure gestion des résidus et une réduction du volume des RFD.

Les alternatives aux différentes méthodes de gestion des résidus dans les fosses consistent à :

- mélanger le sable et tous les autres flux de résidus avec du gypse;
- mélanger le sable et tous les autres flux de résidus sans gypse; ou
- étager et assécher les résidus.

Shell a privilégié l'utilisation de gypse, et accordé le deuxième rang à la méthode d'étagement et d'assèchement. L'étude de Shell montre que seule la méthode utilisant du sable et du gypse est corroborée par les données techniques requises dans le cadre d'un scénario de demande. Shell a signalé qu'elle effectuerait des travaux de recherche-développement en se servant des flux de résidus de la mine de la rivière Muskeg lorsque les résidus de cette mine seraient transférés dans les fosses.

Shell a étudié trois couloirs de passage des services publics pour l'électricité et l'eau, et trois pour le gaz naturel. Le contenu des couloirs, à savoir du gaz naturel, des solvants, de l'électricité ou de l'eau, n'a pas influé sur leur classement. Shell a évalué trois possibilités concernant le passage de l'électricité et de l'eau, et a choisi la plus avantageuse. Les trois couloirs possibles de passage du gazoduc ont ensuite été évalués comparativement au couloir combiné de passage de l'électricité et de l'eau. L'option privilégiée est le couloir qui permet le passage de tous les services publics, soit l'électricité, l'eau et le gaz, et minimise les perturbations terrestres.

Shell a étudié sept plans de dérivation des ruisseaux représentant les options techniquement viables dans chaque cas (voir la [Figure 2](#)). Dans la région, les ruisseaux Khahago, Muskeg, Wesukemina, Shelley, Pemmican, Green Stocking et Blackfly seraient affectés.

En ce qui concerne les options de dérivation des ruisseaux, Shell a opté pour la construction d'une digue basse et d'une installation de contre-foulement dans le cours supérieur du ruisseau Khahago afin d'atténuer les effets des précipitations et du ruissellement, même si cette option présente un attrait économique moindre. Ce choix est motivé par le fait que cette option répond aux attentes des intervenants.

### **5.2.2 Opinions de la Commission**

La Commission conclut que les informations fournies par Shell au sujet des technologies et des méthodes de construction possibles permettent l'examen de ces options et de leurs effets environnementaux. En ce qui concerne les études comparatives faites par Shell, la Commission autorise cette dernière à exécuter le projet en utilisant un système de transport avec pelles et camions, un procédé d'extraction du bitume sans substance caustique, une méthode de traitement des mousses à base paraffinique, une aire des résidus miniers externe et le stockage des résidus solidifiés à l'aide de gypse dans les fosses. La Commission convient de la nécessité de détourner un certain nombre de cours d'eau pour rendre les réserves accessibles. Elle est d'avis que le plan de la mine de Shell et la localisation de l'usine, de l'aire des résidus et de l'infrastructure concilient raisonnablement de bonnes pratiques de gestion technique et de gestion environnementale.

## 6 PLANIFICATION DE LA MINE ET CONSERVATION DES RESSOURCES

### 6.1 Zone du projet de mine

#### 6.1.1 Opinions de Shell

Shell a déclaré que la zone proposée s'étendrait de la zone du projet de la mine de la rivière Muskeg aux limites de la concession 13. Elle a indiqué que les activités de mise en valeur du projet se dérouleraient à l'est du ruisseau Jackpine et de la rivière Muskeg (Figure 1). Shell a inclus la zone située à l'ouest du ruisseau Jackpine dans la zone proposée pour le projet parce que les couloirs de passage des voies d'accès, des services publics et des conduites de solvants et de produits, qui n'avaient pas été inclus antérieurement dans la zone du projet de la mine de la rivière Muskeg, passeraient par là. Shell a précisé que la zone comprise entre le ruisseau Jackpine et la rivière Muskeg, désignée « secteur de Sharkbite », était une zone d'expansion possible de la mine de la rivière Muskeg. Elle a déclaré qu'Albian Sands Energy Inc. (Albian Sands) exploiterait la zone d'expansion de la mine de la rivière Muskeg.

#### 6.1.2 Opinions de la Commission

La Commission est d'avis que la zone proposée permettrait la mise en œuvre du projet de Shell. Elle prend acte du fait que les couloirs décrits par Shell s'étendraient au-delà de la zone proposée et feraient l'objet d'autres demandes d'approbation. De plus, bien que Shell ait donné à la Commission l'assurance qu'une entente pouvait être conclue avec Albian Sands, la Commission estime que la zone proposée pour le projet de la mine Jackpine pourrait avoir un impact sur la capacité d'Albian Sands d'optimiser la récupération des ressources dans la zone d'expansion potentielle. La Commission estime que la zone du projet devrait occuper l'aire couvrant la partie de la concession 13 à l'est du ruisseau Jackpine et de la rivière Muskeg, tel qu'indiqué à la Figure 1.

### 6.2 Exploitation des zones limitrophes de la concession

#### 6.2.1 Opinions de Shell

Shell a déclaré que le projet serait délimité par la mine de la rivière Muskeg à l'ouest, la concession 34 de Syncrude au nord, la concession de la Couronne et la concession 36 d'ExxonMobil également au nord, et le projet Aurora sud de Syncrude à l'est et au sud. Elle a indiqué que la masse minéralisée des sables bitumineux s'étendait au-delà des limites de la concession de la mine Jackpine jusqu'au projet Aurora sud de Syncrude, à la concession 34 de Syncrude, à la concession 36 d'ExxonMobil et à une concession de la Couronne.

Shell a fait état d'un certain nombre d'options concernant la zone limitrophe comprise entre la mine Aurora sud de Syncrude et la mine Jackpine, chacune nécessitant des travaux de stérilisation des ressources d'une certaine envergure. Shell a déclaré qu'elle privilégiait la conclusion d'ententes commerciales relatives à l'échange de réserves afin de réduire ou d'éliminer la perte de minerai exploitable dans les zones limitrophes de la concession. Shell a



indiqué qu'elle envisageait plusieurs options en matière d'échange de minerai, mais qu'aucune entente n'avait été conclue dans l'immédiat.

Selon Shell, bien que les sables bitumineux exploitables s'étendent au-delà de la limite nord jusque dans d'autres concessions, la mise en valeur des concessions attenantes à la sienne n'avait fait l'objet d'aucune approbation ni d'aucune proposition de projet.

Shell a proposé que le couloir de dérivation du ruisseau Muskeg consiste en un corridor de 100 m de largeur en bordure de la limite nord de la concession, situé principalement sur cette dernière. Shell a inclus le couloir de dérivation du ruisseau Muskeg dans son Plan de perte nette nulle (PPNN) au chapitre de l'indemnisation des pertes d'habitats aquatiques. Elle a cependant fait observer que dans le cadre de son entente de coopération avec ExxonMobil, elle s'efforcera d'optimiser la récupération des ressources et que ces mesures pourraient avoir une incidence sur l'emplacement du couloir de dérivation du ruisseau Muskeg. Shell a proposé de construire le couloir de dérivation en 2018.

Shell a déclaré qu'elle s'était engagée à collaborer tant avec Syncrude qu'avec ExxonMobil afin d'optimiser la récupération du minerai dans les zones limitrophes de la concession. Elle a accepté de remettre, cinq ans avant le début des travaux d'exploitation, un compte rendu détaillé de la manière dont les ressources s'étendant au-delà des limites de sa concession seraient exploitées, y compris l'impact sur son plan de mine et son plan de gestion des résidus miniers de même que toutes les modifications à apporter au périmètre du projet.

## 6.2.2 Opinions de la Commission

La Commission observe que Shell s'est engagée à poursuivre ses pourparlers avec ExxonMobil et Syncrude concernant l'établissement de plans de récupération des ressources le long des limites communes des concessions. Elle fait l'éloge des efforts déployés par Shell pour conclure des ententes commerciales relatives à l'échange de minerai et, partant, réduire les travaux de stérilisation dans les zones limitrophes. La Commission serait favorable à l'établissement d'ententes visant à optimiser la récupération des ressources. Elle est d'avis que Shell et ExxonMobil ont la possibilité d'optimiser l'emplacement du couloir de dérivation du ruisseau Muskeg à cette fin. Pour ce faire, Shell devra rendre compte de la localisation du couloir de dérivation et des travaux de stérilisation des sables bitumineux qui y sont associés dans un rapport sur les zones limitrophes de la concession.

La Commission est d'avis que les plans des zones limitrophes de la concession doivent être définis bien avant le début de l'exploitation de la mine afin de permettre l'élaboration d'un plan de mine exploitable comprenant les travaux de déboisement, l'aménagement de tranchées et l'assèchement des fondrières, la localisation ou la relocalisation de l'infrastructure et l'apport de volumes de matières. La Commission estime qu'il serait prudent que Shell dépose un rapport faisant état en détail de l'exploitation de la mine et des scénarios de rechange au moins cinq ans avant le début des travaux dans les zones limitrophes de la concession. Ce délai serait suffisant pour permettre la collecte de données additionnelles et l'évaluation des options de gestion définies. Le respect du délai de cinq ans se justifie en outre par l'éventualité que les détenteurs des concessions ne parviennent pas à un accord et que l'intervention de l'EUB soit requise.

La Commission enjoint Shell de remettre un rapport sur les zones limitrophes de la concession cinq ans avant que les activités d'exploitation de la mine atteignent les limites communes des

concessions. Le rapport doit comporter une description exhaustive de la géologie et des réserves de ces zones, des conditions géotechniques, des scénarios d'exploitation, des impacts et des coûts associés à chaque scénario, et ce, conformément à la Section 3.1 de l'*Interim Directive (ID) 2001-7: Operating Criteria—Resource Recovery for Oil Sands Mines and Processing Sites* de l'EUB.

### **6.3 Voies d'accès, couloirs de passage des services publics et site de l'usine**

#### **6.3.1 Opinions de Shell**

Shell a déclaré que le chemin Canterra donnerait accès au projet. Les couloirs de passage des services publics proposés par Shell de même que le chemin Canterra traversent le secteur de Sharkbite. Shell a reconnu l'existence de sables bitumineux exploitables dans cette zone, mais n'a pas demandé l'autorisation de mettre en valeur les réserves du secteur de Sharkbite dans les demandes relatives au projet Jackpine. Elle a souligné l'intérêt de la récupération des ressources dans le secteur de Sharkbite et elle a l'intention de s'assurer de son optimisation. Shell a indiqué que le forage de ressources additionnelles dans ce secteur serait effectué au cours des hivers 2003 et 2004, avant le parachèvement des voies d'accès à l'infrastructure.

Shell a mentionné que le chemin Canterra était privé et qu'il appartenait à plusieurs propriétaires; le tronçon traversant la concession 13 est la propriété de Shell. Elle a également déclaré qu'elle n'avait aucune responsabilité à l'égard des voies d'accès régionales de rechange. Shell a toutefois signalé que Syncrude et elle-même cherchaient une voie d'accès acceptable de la route 63 aux sites de leurs projets respectifs. Elle a indiqué que cette voie d'accès longerait en grande partie la limite sud de la concession 13 et que les résultats de ses pourparlers avec Syncrude pourraient entraîner la modification du tracé de la voie d'accès à la mine Jackpine. À compter de 2007, année prévue de la mise en chantier du projet, la reconfiguration du chemin Canterra à l'ouest et au nord de la zone du projet serait nécessaire pour assurer la continuité de l'accès aux zones de mise en valeur des sables bitumineux à l'est de la concession 13. À plus long terme, le chemin serait fermé en 2010, soit l'année prévue du démarrage des activités d'exploitation. Shell a déclaré que le sous-comité des transports du Regional Issues Working Group (RIWG) étudiait un axe d'accès plus permanent du côté est.

Une zone d'expansion limitrophe, désignée SH02-537, empiéterait sur le tracé de l'emplacement de l'usine. Selon l'évaluation de Shell, l'exploitation de cette zone ne serait pas économiquement viable (Figure 1). Shell a cependant déclaré qu'elle effectuerait d'autres forages complets le long du pourtour du site d'excavation dans ce secteur avant d'arrêter définitivement la délimitation du site de l'usine.

#### **6.3.2 Opinions de la Commission**

La Commission observe que des forages additionnels dans le secteur de Sharkbite permettront de mieux connaître la zone des sables bitumineux exploitables. Elle prend acte de la possibilité que la voie d'accès actuelle soit modifiée, compte tenu des résultats des travaux menés conjointement par Shell et Syncrude pour trouver une voie d'accès adéquate au projet et à la mine Aurora sud de Syncrude. La Commission note que Shell participe aux travaux du sous-comité des transports du RIWG, dont sont également membres d'autres exploitants de sables bitumineux, le ministère

des Transports de l'Alberta et la municipalité régionale de Wood Buffalo (MRWB), afin de trouver des solutions de rechange au chemin Canterra. La Commission prend note en outre qu'aucune modification importante ne sera apportée au tracé du chemin Canterra avant 2007. De ce fait, elle est d'avis que le couloir de passage des services publics et la voie d'accès proposés pourraient être modifiés. Ces modifications devront être considérées sous différents aspects, notamment celui de la récupération des ressources.

La Commission estime que Shell dispose de délais suffisants pour obtenir les renseignements requis afin d'optimiser la récupération des sables bitumineux exploitables dans le secteur de Sharkbite, et la localisation de la voie d'accès et du couloir de passage des services publics pour le projet. En conséquence, elle enjoint Shell d'inclure, aux fins d'approbation par l'EUB, un dossier sur la voie d'accès et le couloir de passage des services publics dans son rapport annuel de 2006. Ce dossier devra comprendre une évaluation des réserves de sables bitumineux que recèlent le secteur de Sharkbite et le sous-sol du couloir de l'infrastructure modifié. Ce document devra aussi contenir une évaluation comparative des tracés de rechange de la voie d'accès et du couloir de passage des services publics, en fonction de la récupération des ressources et d'autres critères pertinents.

La Commission est d'avis que la superficie du site de l'usine est suffisante pour le projet proposé. Cependant, elle exige que Shell obtienne l'approbation de l'EUB advenant la nécessité d'une zone plus étendue. La Commission enjoint Shell de remettre, aux fins d'approbation par l'EUB, une évaluation des ressources que recèle la zone de l'usine, deux ans avant le début des travaux de construction.

## **6.4 Aires des morts-terrains et AMR**

### **6.4.1 Opinions de Shell**

Shell a décrit un certain nombre d'aires des morts-terrains et des autres déchets qui seraient nécessaires pendant la vie du projet. Elle a indiqué qu'elle avait entrepris l'étude des conditions géotechniques de ces aires afin de déterminer les enjeux géotechniques clés associés à l'exécution du plan de mine. Shell a également déclaré qu'elle n'avait obtenu aucune nouvelle donnée de terrain ou de laboratoire pour cette analyse. Elle a utilisé une base de données des résultats des tests géotechniques effectués à la mine de la rivière Muskeg, ainsi que des données d'exploitation de Suncor et Syncrude. Shell a indiqué qu'elle devrait mener d'autres travaux géotechniques propres à l'emplacement avant la construction.

Shell a indiqué son intention d'aménager dans un premier temps l'aire des morts-terrains est. Cette aire a été divisée en deux parties pour faire place à un couloir de halage reliant la mine à l'installation de concassage du site d'excavation. L'aire est correspondrait en grande partie au tracé de l'ACP (voir Section 13). D'après Shell, jusqu'à 50 m de sables bitumineux ont été entraînés par l'érosion et, de ce fait, les ressources exploitables ont considérablement diminué. Shell a pratiqué une carotte de forage et des trous de tarière en 2001-2002 afin d'accroître la fiabilité des données sur la superficie et l'élévation de l'aquifère établies d'après un levé aérien. Elle a toutefois déclaré qu'elle effectuerait d'autres forages dans les zones d'exploitation entourant l'aire des morts-terrains est afin de mieux définir le minerai exploitable et l'emplacement de la paroi de la fosse définitive. Shell a déclaré que cette paroi permettrait d'optimiser les coûts d'exploitation par rapport aux impacts environnementaux de l'empiètement sur l'ACP. Elle a convenu de remettre cette information à l'EUB aux fins d'étude et

d'approbation, et a déclaré qu'elle préférerait la joindre au plan de mine annuel un an avant la mise en place des morts-terrains. Shell a indiqué que, selon les résultats des forages additionnels, elle serait disposée à modifier le tracé de l'emplacement de l'aire des morts-terrains afin d'éviter leur dépôt dans une zone de sables bitumineux exploitables.

Shell a déclaré que l'aire des morts-terrains ouest commencerait à recevoir des matières en 2013. Elle a observé que les 24 trous de forage situés sur le tracé de l'emplacement présentaient un rapport du bitume en place au volume total de matières (RBP/VT) supérieur à 12. L'aire des morts-terrains ouest serait entourée de trois AMR, désignés 1, 3 et 4. Shell a indiqué qu'elle effectuerait des forages additionnels dans les zones d'exploitation afin de mieux délimiter la fosse avant la mise en place de matières dans les AMR. En ce qui concerne les AMR 3 et 4, Shell a indiqué que si les forages révélaient la présence de sables bitumineux dans ce secteur, les matières à récupérer ne seraient pas déposées dans la zone des sables bitumineux exploitables. Shell a répété qu'elle préférerait joindre cette information au plan de mine annuel aux fins d'examen et d'approbation par l'EUB.

Shell a indiqué que l'aire des morts-terrains nord recevrait des matières à partir de 2018. Elle a observé qu'elle effectuerait des forages dans ce secteur cinq ans avant le début de la mise en place des morts-terrains. Elle a convenu d'effectuer d'autres forages sur le tracé de cette aire et de remettre à l'EUB une évaluation des ressources que recèle l'aire des morts-terrains nord, et ce, deux ans avant la mise en place de matières.

Shell a convenu que les forages additionnels pourraient l'amener à modifier les limites du site d'excavation, et a accepté d'effectuer des travaux complémentaires de caractérisation de la masse minéralisée. Elle s'est dite disposée à remettre, au plus tard en 2008, un plan de mine et un bilan matière à jour portant sur dix ans.

#### **6.4.2 Opinions de la Commission**

La Commission estime qu'à la lumière des renseignements actuellement disponibles sur les caractéristiques géotechniques du site et des matières, les travaux de conception préliminaire effectués par Shell pour les aires des morts-terrains sont raisonnables et qu'il est approprié de les utiliser pour la planification à long terme des besoins en matière de stockage des déchets. Toutefois, la Commission enjoint Shell de remettre, aux fins d'approbation par l'EUB, un plan géotechnique détaillé de toutes les aires des morts-terrains externes, au moins six mois avant les travaux de préparation de terrain dans ces zones.

La Commission convient qu'à la lumière des données disponibles, Shell a optimisé les emplacements des aires des morts-terrains est et ouest, de même que des AMR, de manière à minimiser la stérilisation des sables bitumineux exploitables. Il se pourrait toutefois que les forages effectués ultérieurement dans ces secteurs révèlent que les tracés existants des aires des morts-terrains et des AMR obligent Shell à effectuer des travaux de stérilisation additionnels des sables bitumineux exploitables. L'aire des morts-terrains nord n'ayant pas fait l'objet de forages suffisants pour justifier dans l'immédiat l'approbation du tracé, Shell devra y effectuer d'autres forages. La Commission enjoint Shell de remettre, aux fins d'approbation par l'EUB, une évaluation des ressources des trois aires des déchets et des AMR, deux ans avant la mise en place des matières.

La Commission estime que les renseignements relatifs aux ressources de chaque aire devront être remis au moins deux ans avant la mise en place des matières afin de prévoir un délai suffisant pour l'exécution d'éventuels forages. Ce délai est suffisant pour permettre une saison complète de forages et une période d'examen appropriée. Les renseignements pourront être joints au plan de mine annuel ou remis sous pli séparé, mais il est essentiel que ce délai soit respecté.

La Commission observe que les tracés des emplacements de toutes les aires des morts-terrains manquent de précision, et que cela risque d'avoir un impact sur la capacité d'élimination globale. Elle note également que Shell a l'intention d'effectuer des travaux de forage importants avant le démarrage, ce qui pourrait avoir une incidence sur le bilan matière global du projet. De l'avis de la Commission, bien que Shell dispose d'une information suffisante pour produire un bon plan de préfaisabilité de la mine, un plan de mine et un bilan matière à jour portant sur dix ans seront exigés après l'achèvement de l'étude de faisabilité. Ces mesures garantiront l'avancement du projet conformément à l'intérêt public. La Commission enjoint donc Shell de remettre, aux fins d'approbation par l'EUB, un plan de mine et un bilan matière portant sur dix ans, en 2008 ou six mois avant la mise en valeur du site d'excavation, la date la plus rapprochée étant retenue.

## **6.5 Critères de fonctionnement**

### **6.5.1 Opinions de Shell**

Shell a déclaré qu'elle avait évalué les réserves de la mine Jackpine en fonction des critères de fonctionnement établis dans l'*ID 2001-7*. Elle a établi le périmètre définitif du site d'excavation en utilisant un RBP/VT de 12:1, compte tenu d'un certain nombre de contraintes matérielles dont les limites de la concession, la rivière Muskeg, le ruisseau Jackpine et l'ACP.

Shell a indiqué que la récupération de bitume projetée dans le cadre du processus d'extraction satisfierait ou dépasserait les normes de récupération du bitume définies dans l'*ID 2001-7* pour une teneur marchande moyenne de 10,7 pour cent en masse. Elle a précisé qu'il s'agirait de la teneur marchande moyenne du minerai pendant les 15 premières années de la vie de la mine. Shell envisage toutefois que certaines situations empêchant le respect de ces critères, en particulier pour le minerai à faible teneur marchande, puissent survenir dans la conduite des opérations. Elle a déclaré qu'elle s'était engagée à déposer auprès de l'EUB, à la fin de chaque année, un rapport faisant état des activités de récupération globales de l'année écoulée et des dérogations aux normes de l'*ID 2001-7*. Shell a indiqué qu'elle poursuivrait ses travaux de recherche-développement afin d'accroître les taux de récupération estimatifs actuels.

Shell a fait observer qu'un certain nombre d'améliorations apportées à l'usine permettraient d'accroître la récupération du bitume. Elle a mentionné deux autres facteurs qui favoriseraient une récupération accrue du minerai : l'absence de minerai de transition dans le chenal maritime ou le chenal de marée au cours des premières années de l'exploitation de la mine, et sa capacité de mélanger le minerai transporté par les pelles mécaniques utilisées sur le site.

Shell a également déclaré qu'elle participerait à l'étude de l'*ID 2001-7*.

### **6.5.2 Opinions de la Commission**

La Commission enjoint Shell de répondre aux exigences en matière de récupération des ressources énoncées dans l'*ID 2001-7* pour les motifs ci-dessous.

La Commission observe que bien que Shell ait affirmé qu'elle répondrait aux critères de fonctionnement pendant les 15 premières années du projet, elle n'a pris aucun engagement pour les années finales du projet. Elle comprend que, selon Shell, l'extraction probable de minerais à faible teneur au cours des dernières années du projet risque d'avoir une incidence négative sur la récupération. La Commission est toutefois d'avis que Shell dispose d'un délai suffisant avant le début de l'exploitation en 2010 et au cours des 15 années de production suivantes pour optimiser son procédé d'extraction afin d'accroître la récupération de minerais à teneur marchande peu élevée.

Le concept sous-jacent aux critères de fonctionnement établit les exigences relatives à la conservation des ressources en fonction de quatre critères (RBP/VT, sélectivité, teneur limite et récupération via le processus d'extraction) que Shell n'est pas tenue de respecter individuellement. Les résultats de Shell seront mesurés en fonction de la récupération globale du bitume sur une base annuelle. Si la quantité de bitume récupérée par l'usine d'extraction est faible, Shell aura la possibilité de compenser l'éventuel déficit par l'exploitation des matières présentant un RBP/VT de 12, d'où une réduction de la teneur limite ou une modification de la sélectivité. La Commission estime que ces critères constituent des normes minimales sectorielles, et elle s'attend à ce que les exploitants conçoivent des installations et des procédés qui leur permettent de répondre à ces normes.

La Commission prend acte de l'engagement de Shell à remettre à la fin de chaque année un rapport expliquant les résultats obtenus en matière de récupération via le processus d'extraction, ainsi que les écarts par rapport à l'*ID 2001-7*. Elle observe que le système de mesure du rendement relatif aux critères de fonctionnement constitue un système « après coup » en ce sens que la quantité de bitume qui aurait dû être récupérée au cours d'une année donnée est estimée une fois l'année écoulée. Advenant la nécessité d'appliquer des mesures, celles-ci seraient prises dans la période suivant l'année pour laquelle les critères de fonctionnement n'ont pas été respectés. Tel qu'indiqué dans l'*ID 2001-7*, la remise en fin d'année d'un rapport faisant état des écarts par rapport à la directive de l'EUB n'empêcherait pas cette dernière d'appliquer des mesures subséquentes.

Nonobstant ce qui précède, la Commission comprend également que de nombreuses difficultés peuvent survenir pendant la conduite d'un projet de mise en valeur des sables bitumineux. Advenant que Shell ne puisse respecter les exigences de l'*ID 2001-7* pendant la durée du projet, la Commission lui demande de soumettre un plan détaillé précisant les pertes de bitume majorées et fournissant une justification technique et économique à l'EUB aux fins d'approbation. Le plan en question devra être soumis au moins trois mois avant le traitement des sables bitumineux à l'usine d'extraction.

L'*ID 2001-7* stipule que l'EUB devra examiner les critères de fonctionnement en 2005 afin de déterminer s'ils sont raisonnables et pertinents. La Commission note que le projet ne démarrera pas avant 2010 et que, de ce fait, l'EUB pourra modifier en conséquence les critères de fonctionnement.

## 6.6 Distances d'éloignement

### 6.6.1 Opinions de Shell

Shell a indiqué qu'elle avait utilisé trois critères pour déterminer les distances qui sépareraient les aires d'exploitation de la rivière Muskeg : zones marécageuses couvertes d'une végétation arbustive, distance d'éloignement de 100 m non perturbée à partir du bord du chenal d'eau libre de la rivière, et couloir de migration des animaux sauvages de 400 m, mesuré à partir de la concession de surfaces diverses (CSD) de la mine de la rivière Muskeg jusqu'à la lisière de l'aire de perturbation du projet. Shell a déclaré qu'elle construirait une berme pour le contrôle des crues de 100 m de largeur ainsi qu'un couloir de 65 m pour le passage d'un chemin et le transport d'électricité entre la limite d'éloignement et la crête de l'excavation. Shell a reconnu la possibilité que le minerai exploitable s'étende sous le lit de la rivière Muskeg, et a indiqué que  $17,3 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  de bitume en place, mesurés de la limite de la CSD au pied du front de l'excavation proposée, seraient laissés sous la rivière Muskeg, le couloir de détournement de la rivière Muskeg et l'infrastructure connexe.

Shell a déclaré que la conduite d'une étude régionale sur le couloir de migration des animaux sauvages relevait du mandat de la CEMA. Elle a, par ailleurs, indiqué qu'elle participerait aux travaux du sous-groupe concerné de la CEMA ainsi qu'au financement et à l'élaboration de l'étude.

Shell a indiqué qu'une distance d'éloignement de 100 m serait observée entre l'aire d'exploitation et le ruisseau Jackpine. La construction d'une berme pour le contrôle des crues serait également nécessaire dans la section la plus au nord du ruisseau Jackpine, près du confluent avec la rivière Muskeg.

### 6.6.2 Opinions de la Commission

La Commission reconnaît que les distances d'éloignement respectent les exigences environnementales en matière de couloirs de migration des animaux sauvages et de protection des habitats. Elle note toutefois que cela a pour effet de stériliser des sables bitumineux exploitables, ce qui est préjudiciable à la récupération des ressources. La Commission est disposée à accepter les distances d'éloignement proposées et la perte des ressources en sables bitumineux qui en résultera pour protéger l'environnement.

La Commission reconnaît qu'un sous-groupe de la CEMA procède à la mise en œuvre d'une étude régionale sur les couloirs de migration des animaux sauvages et que ses constatations pourront avoir une incidence sur la largeur proposée du couloir de 400 m. L'examen de cette question est approfondi à la Section 16.1. La Commission observe également que le sous-groupe de travail sur l'IBRM se consacre à l'établissement d'objectifs de gestion du bassin. Elle note que ces objectifs pourraient aussi avoir un impact sur la distance d'éloignement proposée de la rivière Muskeg, et que Shell et l'EUB en tiendront compte dans la prise de leurs décisions concernant la gestion des ressources. La Commission observe que les résultats des travaux ultérieurs de la CEMA pourraient faire ressortir la nécessité d'établir des distances d'éloignement plus grandes de la rivière Muskeg. Dans cette éventualité, la quantité des ressources à stériliser pourrait être beaucoup plus élevée. La Commission attend de Shell qu'elle évalue l'impact de la mise en œuvre des résultats approuvés des sous-groupes de la CEMA relativement au couloir de migration des animaux sauvages et à l'IBRM. Advenant la nécessité

de stériliser des ressources additionnelles, Shell devra soumettre à l'approbation de l'EUB un rapport contenant une description exhaustive des réserves que recèle la zone d'éloignement, des conditions géotechniques, des scénarios d'exploitation, des impacts environnementaux et des coûts associés à chaque scénario et ce, conformément à la Section 3.1 de l'*ID 2001-7*.

La Commission est favorable à l'établissement des distances d'éloignement sous réserve que les mesures de protection requises soient prises, et elle estime que ces distances devraient être maintenues une fois qu'elles auront été établies. La Commission note que Shell a proposé plusieurs critères pour déterminer la distance d'éloignement de la rivière Muskeg, soit une distance de 100 m à partir du bord du chenal d'eau libre. Elle attend de Shell qu'elle observe toutes les distances d'éloignement proposées, et elle exigera que la distance d'éloignement de 100 m du ruisseau Jackpine et de la rivière Muskeg soit exclue de la zone du projet, tel qu'illustré à la [Figure 1](#). La Commission a modifié la zone du projet pour qu'il soit tenu compte du chemin d'accès et du couloir de passage des services publics puisque l'un et l'autre passeraient par cette zone de 100 m. Elle estime qu'une distance d'éloignement de 100 m procurerait à Shell une certaine latitude quant à l'emplacement du projet advenant que les travaux des comités de la CEMA révèlent que le couloir de migration de 400 m peut être réduit ou qu'il n'est pas nécessaire d'éviter les marécages couverts de végétation arbustive.

## **6.7 Emplacement et conception de l'aire des résidus miniers externe**

### **6.7.1 Opinions de Shell**

Shell a indiqué qu'elle avait étudié six emplacements différents pour les aires des résidus externes destinées à recevoir les  $571 \times 10^6 \text{ m}^3$  estimatifs de résidus. Elle a fait observer que l'aire des résidus est entourée par le site d'excavation de la mine, l'installation de contre-foulement du ruisseau Khahago, le déversoir de dérivation du ruisseau Khahago ainsi que par la zone limitrophe sud de la concession, le site de l'usine et l'aire des morts-terrains. Shell a étudié la possibilité d'accroître la capacité du bassin de résidus externe en haussant les digues sans modifier le tracé.

Shell a délimité une zone d'exploitation limitrophe, désignée zone DH-141, qui empiéterait sur l'angle nord-ouest de l'aire des résidus, mais elle a déclaré que l'exploitation de cette zone n'était pas économiquement viable. Selon Shell, bien qu'elle n'ait pas fourni les résultats des travaux relatifs aux zones combinées DH-141 et SH02-537, les travaux exécutés ont mis en lumière un RBP/VT combiné supérieur au RBP/VT de chacune des zones d'expansion du site d'excavation. La zone SH02-537 constitue une zone limitrophe empiétant sur le site de l'usine. Shell a dit qu'elle procéderait à des forages en bordure des limites du site d'excavation, près de l'emplacement de l'usine et de l'aire des résidus avant d'arrêter définitivement le tracé de l'un ou l'autre emplacement ([Figure 1](#)).

Shell a indiqué que les résidus seraient déposés dans un premier temps dans l'aire des résidus miniers externe avant qu'il soit possible de les stocker dans la fosse. L'aire des résidus serait divisée en deux parties, soit une aire réservée aux résidus épaissis et une aire pour l'unité de récupération des solvants des résidus (URSR) et les résidus classiques. Shell a mentionné qu'elle n'avait effectué aucune évaluation géotechnique de la base de l'aire des résidus.



Shell a déclaré que la pente externe de la digue de l'aire des résidus située à l'angle sud-est serait moins profonde en raison de la présence d'argiles de la formation Clearwater. De plus, la construction d'une berme de pied de 200 m de largeur serait peut-être nécessaire pour stabiliser la pente. Shell a également proposé d'aménager le bassin de contre-foulement du ruisseau Khahago dans cette zone. Selon elle, l'installation de contre-foulement serait excavée à une profondeur de 13 m et pourrait être conçue de manière à assurer la stabilité géotechnique de l'aire des résidus.

Shell a indiqué son intention d'effectuer d'autres études géotechniques du site. Elle a déclaré qu'elle remettrait à l'EUB et à la Dam Safety Branch d'AENV le plan définitif de l'aire des résidus un an avant la construction du bassin. Elle a également indiqué que l'installation de contre-foulement du ruisseau Khahago serait construite avant l'aménagement de l'aire des résidus, et qu'elle soumettrait au préalable le plan de l'installation.

Dans une entente conclue avec la PNCM, Shell s'est engagée à prévoir dans la conception du projet une capacité additionnelle de stockage de l'eau dans l'aire des résidus miniers externe, un bassin de recyclage de l'eau, un bassin d'eau brute et l'installation de contre-foulement du ruisseau Khahago. Elle a indiqué que la capacité additionnelle de stockage de l'eau minimiserait les ponctions d'eau dans la rivière Athabasca dans les périodes de basses eaux jusqu'à concurrence de 30 jours. Shell a fait observer que son engagement de 30 jours n'aurait pas d'impact sur le plan de gestion des résidus. Elle ne voyait pas l'utilité de chercher des solutions de stockage hors de la concession.

## 6.7.2 Opinions de la Commission

La responsabilité de l'EUB quant aux demandes d'approbation des aires de résidus consiste à évaluer leur objet, leur emplacement et les travaux préliminaires de conception technique. L'*Informational Letter (IL) 94-19: The Dam Safety Accord* précise que le rôle de l'EUB en ce qui concerne les nouvelles aires de résidus miniers externes consiste à s'assurer que le choix de l'emplacement des structures minimise la stérilisation des ressources, que les installations sont nécessaires, que leurs dimensions sont appropriées aux besoins du projet proposé, que l'emplacement est approprié compte tenu de la logistique et de l'acceptabilité environnementale, et que la conception proposée répond aux normes de sécurité des travailleurs et du public ainsi qu'aux normes d'intégrité du projet.

La Commission estime que l'aire des résidus est suffisante à l'étape de la planification de la préfaisabilité. Cependant, les modifications apportées au plan de gestion des résidus ou au tracé du projet risquent d'avoir un impact négatif sur le périmètre et la capacité de stockage proposés de l'aire des résidus miniers. En outre, vu la proximité de l'emplacement de l'usine, du bassin de contre-foulement et du couloir de dérivation du ruisseau Khahago ainsi que du site d'excavation, il n'y a pas d'espace pour l'agrandissement des installations sur la concession 13. Shell pourrait agrandir ses installations dans la zone sud de la concession, sur une base de concertation avec les détenteurs de concessions de la région. Bien que Shell ait évoqué la possibilité de hausser les digues de l'aire des résidus, la Commission est d'avis que ces travaux n'augmenteraient que faiblement la capacité de stockage.

La Commission est d'avis que l'installation de contre-foulement du ruisseau Khahago peut avoir un impact sur la stabilité de l'aire des résidus. La conduite d'autres études géotechniques et de travaux de conception plus détaillés permettra d'atténuer ces préoccupations. La Commission

observe que l'installation de contre-foulement du ruisseau Khahago serait construite avant l'aire des résidus, et elle estime que des travaux de conception devront être exécutés parallèlement à la conception de l'aire des résidus externe pour garantir que l'installation de contre-foulement ne compromettra pas la conception de l'aire des résidus. La Commission est d'avis qu'il est peut-être possible de changer l'emplacement de l'installation de contre-foulement en collaboration avec les détenteurs des concessions voisines.

Compte tenu de ce qui précède, la Commission ajoutera une condition que Shell devra satisfaire pour obtenir l'approbation de l'EUB deux ans avant la construction de l'installation de contre-foulement du ruisseau Khahago ou de l'aire des résidus, cette condition étant que la conception de l'aire des résidus, y compris l'installation de contre-foulement, devra satisfaire les exigences relatives à la disponibilité, à la stabilité et à la minimisation de la stérilisation des ressources et de l'impact environnemental.

La Commission note que Shell pourrait se servir de l'aire des résidus pour stocker l'eau destinée à être utilisée pendant les périodes de basses eaux de la rivière Athabasca. La Commission se dit préoccupée par le fait que des ponctions d'eau rapides en provenance de l'aire des résidus risqueraient de déstabiliser la digue en amont. Elle attend de la Dam Safety Branch d'AENV qu'elle exige qu'une solution au problème de la stabilité de la digue en amont soit présentée dans les travaux de conception détaillés de Shell.

La Commission conclut qu'il est improbable que l'aire des résidus ait des effets environnementaux négatifs importants, à la condition que les travaux de conception nécessaires soient entrepris, soumis et mis en oeuvre.

## **6.8 Échéancier du projet**

### **6.8.1 Opinions de Shell**

Shell a indiqué que selon l'échéancier de l'ensemble du projet, la mise en production du pétrole démarrerait en 2010. La préparation du site commencerait au début de 2005. En 2001-2002, Shell a effectué l'étude de pré faisabilité et les travaux de conception technique du projet. Elle a indiqué que le projet devait être approuvé au plus tard à la fin de 2003 afin de permettre la prise de décisions en matière d'investissement initial et le début de l'étude de faisabilité.

Shell a déclaré qu'elle s'opposerait à ce que l'approbation soit assujettie à une disposition de temporisation. Elle a indiqué qu'avant que le projet puisse être mis en chantier, un certain nombre de questions devraient être résolues après l'obtention de l'autorisation réglementaire, notamment les engagements pris envers les intervenants et la gestion des enjeux environnementaux. Shell s'est déclarée confiante que le projet puisse être mené à bien dans les délais et selon le budget prévus.

### **6.8.2 Opinions de la Commission**

La Commission reconnaît que l'information communiquée par Shell est suffisamment abondante et détaillée pour lui permettre d'approuver le projet dès maintenant. Elle note que Shell a effectué une étude de pré faisabilité et que des modifications pourraient être apportées à la

conception au fur et à mesure que de nouveaux éléments d'information seront disponibles. La Commission prévoit que d'autres progrès technologiques, en particulier dans le domaine de la gestion des résidus, pourront être utilisés à bon escient au cours des dix prochaines années. Elle s'attend par ailleurs à ce que des objectifs et des systèmes de gestion environnementale de nature à influencer sur la conception du projet soient établis par l'entremise de la CEMA et approuvés par les pouvoirs publics. Enfin, elle fait observer que Shell devra résoudre un certain nombre de questions avant que son projet aille de l'avant. En conséquence, dans la mesure où des changements seront apportés à la conception du projet, la Commission enjoint Shell de remettre à l'EUB un rapport annuel sur l'état et l'avancement du projet, et ce, à compter du 28 février 2005 ou à la date et selon la fréquence prescrites par l'EUB.

## **7 PRODUCTION DE BITUME**

### **7.1 Opinions de Shell**

Shell a déclaré que le procédé d'extraction du bitume proposé répondrait aux critères de fonctionnement relatifs à une teneur moyenne des sables bitumineux d'au moins 10,7 pour cent en masse. Elle s'est engagée à poursuivre ses travaux de recherche et de développement afin d'améliorer les taux de récupération estimatifs actuels des minerais à faible teneur et de communiquer à l'EUB un compte rendu à jour de l'avancement de ses travaux. De plus, Shell a fait observer qu'elle poursuivrait l'étude de méthodes de récupération du bitume à partir du minerai rejeté.

Shell a indiqué qu'elle était en train d'effectuer des essais de flottation en laboratoire afin de déterminer les caractéristiques de séparation des asphaltènes et des solvants contenus dans les résidus de l'URSR, et la faisabilité de récupérer l'eau chaude de ces écoulements. Elle a fait observer que le solvant était récupéré des asphaltènes, et non en phase aqueuse. Elle a déclaré que les essais d'épaississement des résidus de l'URSR semblaient prometteurs et qu'il serait sans doute possible de réutiliser l'eau dans le procédé.

Shell a noté que le procédé de traitement des mousses à base paraffinique rejeterait les asphaltènes avec les solides fins présents dans les résidus en vue de l'obtention d'un produit bitumineux commercialisable. Les rejets estimatifs d'asphaltènes varieraient de six à dix pour cent en masse. Shell a déclaré qu'elle accepterait l'ajout dans son autorisation d'une condition limitant les rejets d'asphaltènes à dix pour cent en masse, en fonction de la production de bitume.

Shell a déclaré qu'elle avait doté le système de récupération des solvants des résidus de trois chaînes de même dimension, dont deux pouvaient assurer entièrement la production, d'où une redondance de 50 pour cent. Chaque URSR comporterait deux phases de récupération des solvants afin de contrôler les pertes de résidus avant leur évacuation dans l'aire des résidus. Shell s'est engagée à limiter ses pertes annuelles moyennes de solvants dans l'ensemble de ses installations à quatre volumes par 1 000 volumes de production de bitume. Elle a également pris l'engagement de ne pas évacuer les résidus non traités provenant du traitement des mousses dans l'aire des résidus.

## 7.2 Opinions de l'Alberta

AENV a déclaré qu'il s'attendait à ce que l'usine soit conçue et exploitée de manière à minimiser la fréquence des incidents associés au dégagement d'odeurs dues aux émissions de composés organiques volatils (COV) et aux autres composés odorants. AENV a également indiqué qu'il pourrait assujettir son approbation en vertu de la EPEA à des conditions obligeant Shell à garantir un niveau de redondance de l'URSR de 100 pour cent ou à réduire la capacité, au besoin, pour garantir que les résidus non traités ne sont pas évacués dans l'aire des résidus et, par conséquent, que les émissions de COV ont été minimisées dans toutes les conditions de fonctionnement.

## 7.3 Opinions de la Commission

La Commission encourage les exploitants des sables bitumineux à utiliser la technologie d'extraction qui optimisera la récupération des ressources, réduira la consommation d'énergie et d'eau, et minimisera la production de résidus fins fluides. La Commission estime que Shell s'efforce d'atteindre ces objectifs, vu son choix de procédé de séparation et l'utilisation d'épaississeurs. La Commission comprend que le procédé de séparation proposé est actuellement utilisé à la mine de la rivière Muskeg et que Shell aura recours aux connaissances acquises en la matière pour concevoir et exploiter la mine Jackpine.

La Commission est disposée à accepter le procédé de séparation proposé par Shell et attend de celle-ci qu'elle obtienne un taux de récupération du bitume permettant de répondre aux critères de fonctionnement de l'EUB. Elle prend acte des préoccupations de Shell concernant le taux de récupération des minerais à teneur peu élevée, et de son engagement à effectuer des travaux de recherche et de développement afin d'améliorer les taux estimatifs courants de récupération. La Commission enjoint Shell de rendre compte de l'avancement de ses travaux en vue d'améliorer la récupération via la séparation du bitume, une année sur deux dans le rapport annuel qu'elle déposera auprès de l'EUB, et ce, à compter de 2008 ou à la date et selon la fréquence prescrites par l'EUB.

La Commission déduit que Shell poursuit l'évaluation des épaississeurs de l'URSR et qu'elle juge cette technologie prometteuse. Elle enjoint cette dernière de poursuivre l'évaluation de la technologie d'épaississement de l'URSR et de rendre compte des résultats à l'EUB dans son rapport annuel de 2006. Le rapport devra faire état des possibilités d'inclure les épaississeurs de l'URSR dans les travaux de conception et de construction du projet. La Commission observe également que Shell procède à l'essai des caractéristiques de séparation des asphaltènes contenus dans les résidus de l'URSR. Par conséquent, elle enjoint Shell de rendre compte de l'avancement de ses travaux concernant les caractéristiques de séparation des asphaltènes contenus dans les résidus de l'URSR dans le rapport annuel qu'elle remettra à l'EUB à compter de 2005, ou à la date et selon la fréquence prescrites par l'EUB.

La Commission note que Shell utiliserait un procédé d'extraction à base de solvants paraffiniques qui entraînerait le rejet des asphaltènes et leur élimination avec les résidus de l'URSR. Elle reconnaît qu'un bitume de qualité supérieure fournit un produit d'une valeur commerciale plus élevée que le bitume non désasphalté, mais se dit préoccupée par les rejets d'asphaltènes, qui constituent une ressource potentiellement utilisable. La Commission enjoint Shell, le 28 février au plus tard de chaque année, et ce, à compter de 2011, de déposer auprès de

l'EUB un récapitulatif des activités de l'année précédente indiquant la quantité d'asphaltènes rejetés. La Commission exige également que les rejets d'asphaltènes soient limités à dix pour cent en masse, en fonction de la production de bitume.

La Commission accepte l'engagement de Shell à limiter les pertes annuelles moyennes de solvants à quatre volumes par 1 000 volumes de production de bitume afin de minimiser les émissions potentielles de COV et les incidents liés au dégagement d'odeurs à l'extérieur du site. Ces calculs reposeront sur les pertes de l'ensemble des installations et tiendront compte des pertes attribuables aux effluents gazeux et aux pertes de l'URSR dans toutes les conditions de fonctionnement. La Commission accepte l'engagement de Shell à ne pas évacuer les résidus non traités résultant du procédé de traitement des mousses dans l'aire des résidus, dans la conduite normale de ses opérations. Elle mentionne que ces critères sont actuellement observés à la mine de la rivière Muskeg. En conséquence, la Commission enjoint Shell de limiter les pertes annuelles moyennes de solvants dans l'ensemble de ses installations à quatre volumes par 1 000 volumes de production de bitume, et ce, dans toutes les conditions de fonctionnement. La Commission enjoint également Shell de ne pas évacuer les résidus non traités provenant du processus de traitement des mousses dans l'aire des résidus miniers.

La Commission conclut qu'il est improbable que le procédé de séparation proposé et les pertes de solvants aient des effets environnementaux négatifs importants, en autant que les mesures d'atténuation proposées et ses recommandations soient mises en œuvre.

## **8 GESTION DES RÉSIDUS**

### **8.1 Opinions de Shell**

Shell a déclaré que ses objectifs en matière de gestion des résidus consistaient à gérer les flux de résidus de l'usine d'extraction d'une manière économiquement viable et propre à minimiser l'impact hors site. Shell a pour objectif un paysage stable à long terme, qui va de pair avec une planification efficace de la fermeture de la mine et des travaux de remise en état. Le plan prévoit la mise en place des résidus dans les sites d'excavation épuisés dans les plus brefs délais, la diminution du périmètre de l'aire des résidus et l'avancement des travaux de remise en état des sites d'excavation de la mine.

Shell a déclaré que le plan de gestion des résidus comporterait une aire des résidus miniers externe pour l'évacuation initiale des résidus. Ceux-ci seraient convertis en résidus composites (RC) consistant en un mélange de résidus grossiers, de résidus épaissis et de gypse, en fosse après environ six ans d'exploitation. Shell a observé qu'il n'existait aucune autre option commerciale confirmée pour atteindre plus efficacement ses objectifs de gestion des résidus.

Trois flux de résidus, soit un flux de boues grossières provenant de la sous-verse des hydrocyclones des réservoirs de séparation primaire, un flux de résidus épaissis (RE) provenant des épaisseurs, et un flux de RFD en phase de séparation provenant de l'URSR, seraient évacués vers l'aire des résidus externe. Après environ six ans, les RC auraient décanté dans les sites d'excavation épuisés.

Shell a estimé que les RC formeraient, dans 81 pour cent des cas, un mélange non séparé. En cours d'exploitation sans RC, du sable et des RFD séparés seraient produits.

Shell a déclaré que tous les sites d'excavation épuisés contenant des RC et l'aire des résidus miniers externe seraient remis en état par assèchement à la fermeture de la mine. Le réservoir contenant les RE et deux réservoirs des sites d'excavation seraient maintenus pour former des LK. Shell a observé que la zone de ces LK représentait moins de 15 pour cent de l'aire totale de résidus. Elle a déclaré qu'elle procéderait à la remise en état graduelle des zones perturbées en créant des RC selon un ratio du sable aux fines de 5:1 de sorte que les travaux de remise en état prendraient fin entre trois et cinq ans après l'achèvement de la mise en place des résidus dans les réservoirs de RC. Shell a déclaré que les résidus fins mûrs (RFM) excédentaires seraient transférés dans les LK et recouverts d'eau. De plus, les LK deviendraient avec le temps des nappes d'eau autosuffisantes, biologiquement productives et propices à la création d'habitats aquatiques. Shell a déclaré qu'elle avait éprouvé le rendement des RC selon une fourchette de ratios de sable aux fines à la mine de la rivière Muskeg. Les essais ont révélé qu'il serait peut-être possible d'obtenir des ratios de sable aux fines plus bas, ce qui réduirait ou éliminerait la nécessité d'installer un réservoir de RE couvert d'eau dans les sites d'excavation.

Shell a déclaré qu'elle étudierait sur une base conjointe d'autres méthodes de gestion des résidus dans le cadre de programmes de recherche entrepris sous l'égide du Réseau canadien pour la recherche-développement sur les sables pétrolifères (CONRAD) et par la voie d'évaluations du rendement de l'exploitation de la mine de la rivière Muskeg. Shell s'est engagée à continuer de participer à des programmes de recherche régionaux et internationaux en rapport avec les propriétés des résidus et à mener des recherches continues dans les domaines de la technologie d'épaississement, des procédés d'entassement, de l'épaississement mécanique des résidus fins, de la récupération thermique des résidus de l'URSS et de la réduction de la teneur en humidité des résidus grossiers. Selon Shell, il n'existe aucune stratégie commercialement viable de gestion des résidus en-dehors de celles qui ont été exposées dans sa demande.

## 8.2 Opinions de la Commission

La Commission est d'avis que les objectifs de gestion des résidus des mines de sables bitumineux devraient être les suivants :

- maximiser le recyclage immédiat de l'eau utilisée afin d'accroître l'efficacité énergétique et de réduire l'importation d'eau douce;
- minimiser le stockage in situ de l'eau utilisée;
- éliminer ou réduire l'accumulation de résidus fins fluides dans une aire de résidus externe pendant l'exploitation;
- minimiser et, à terme, éliminer le stockage à long terme des résidus fins fluides sur les terres destinées à être remises en état; et
- aménager le plus rapidement possible un paysage circulaire afin de faciliter une remise en état progressive.

La Commission accepte le plan de gestion des résidus proposé par Shell. Elle est d'avis que le plan de gestion des RC proposé contient des mesures positives en vue de l'atteinte des objectifs ci-dessus.

La Commission reconnaît que Shell consommerait la majeure partie des solides des résidus grossiers et 60 pour cent des RFM contenus dans les RC, les 40 pour cent résiduels devant être transférés dans un LK. Ce plan ne permettra pas l'élimination du stockage à long terme des résidus fins fluides sur les terres remises en état. La Commission note que Shell n'entreprendra la production des RC que six ans après le démarrage. Elle est d'avis que Shell devrait étudier les possibilités de démarrer plus tôt la production des RC afin d'accroître la consommation de RFM. La Commission enjoint Shell de déposer auprès de l'EUB, avant la conception finale ou le 30 juin 2006, si cette date est plus rapprochée, un rapport sur la faisabilité de produire des RC au début de l'exploitation afin de réduire l'accumulation de RE, de RFD et de RFM.

La Commission est d'avis que la gestion des résidus constitue l'un des principaux défis que doivent relever les exploitants de sables bitumineux. Ce défi demeure, malgré les efforts considérables déployés depuis une quarantaine d'années pour mettre au point des procédés de rechange de séparation du bitume et de gestion des résidus qui ne produisent pas de résidus fins fluides. Selon les procédés actuels de gestion des résidus, les résidus doivent être captés pendant une période indéterminée, d'où l'impossibilité de remettre en état les aires des résidus. Le défi est d'autant plus complexe qu'il n'existe actuellement aucun moyen prouvé de remettre en état les résidus fins fluides. La Commission observe qu'un plan de remise en état consistant à recouvrir d'eau les résidus fins fluides dans un bassin aménagé dans les sites d'excavation avait fait l'objet d'une demande et avait reçu l'aval de l'EUB, sous réserve de résultats concluants dans la *Decision 94-5: Syncrude Continuous Improvement and Development Project, Mildred Lake Oil Sands Plant* de l'EUB. Cette démonstration représente une entreprise d'envergure. Des travaux considérables ont déjà été effectués, et d'autres le seront au cours des 20 prochaines années. Faute d'un scénario de remise en état des résidus fins par recouvrement d'eau dont l'efficacité serait confirmé, l'EUB a enjoint les exploitants de sables bitumineux à poursuivre leurs travaux concernant des technologies de rechange de séparation du bitume ou de gestion des résidus afin de garantir une remise en état acceptable de tous les dépôts de résidus.

Par conséquent, la Commission attend de Shell qu'elle poursuive ses travaux en vue de la mise au point d'une technologie de gestion des résidus solides et de l'évaluation de sa faisabilité dans le projet. La Commission enjoint Shell de rendre compte de l'avancement de ses travaux concernant l'établissement d'une technologie de gestion des résidus solides une année sur deux dans le rapport annuel déposé auprès de l'EUB, et ce, à compter du 28 février 2005, ou à la date et selon la fréquence prescrites par l'EUB.

La Commission est d'avis qu'il est impératif de produire des RC d'une qualité constante afin que l'aménagement d'un paysage circulaire permettant la remise en état progressive et rapide des aires des résidus soit réalisable. Elle note le coefficient en marche productive global de Shell, soit 81 pour cent, et est d'avis qu'un coefficient plus élevé est possible et nécessaire pour que cet objectif soit atteint. La Commission reconnaît qu'une attention considérable devrait être portée à la conception et au fonctionnement du matériel pour produire un coefficient plus élevé et garantir que le mélange se solidifie et demeure dans un état non séparé. Par conséquent, la Commission enjoint Shell de déposer auprès de l'EUB un rapport résumant les plans de conception technique et d'exploitation du système de gestion des RC deux ans avant la date prévue de démarrage ou à la date prescrite par l'EUB. La Commission enjoint également Shell de remettre à l'EUB, au plus tard le 28 février de chaque année à compter de 2011, ou à la date et selon la fréquence prescrites par ce dernier, un rapport résumant le rendement du système de gestion des résidus au cours de l'année précédente, y compris les motifs pour lesquels Shell a dérogé au plan.

La Commission est d'avis que le plan de gestion des résidus proposé par Shell est raisonnable, compte tenu de la technologie existante, mais que Shell doit poursuivre ses efforts de développement et que les organismes de réglementation doivent veiller à ce que Shell et les autres exploitants de sables bitumineux gèrent efficacement les résidus.

La Commission a pris en considération un certain nombre d'options en matière de réglementation afin d'assurer que les résidus seront gérés d'une manière satisfaisante. Dans sa *Decision 2002-089: TrueNorth Energy Corporation, Application to Construct and Operate an Oil Sands Mine and Cogeneration Plant in the Fort McMurray Area*, l'EUB a fixé des limites en matière de perturbation pour le projet, ce qui a eu pour effet d'imposer jusqu'à un certain point des critères de rendement pour la gestion des résidus. La Commission est d'avis que ces travaux pourraient, dans un premier temps, porter sur les facteurs liés à la solidification des résidus fins fluides, tels que le pourcentage d'utilisation de matières solides, la qualité des résidus produits, et le coefficient en marche productive du système de gestion des résidus. La Commission estime que ces délibérations ne renferment pas suffisamment d'information pour établir des critères de rendement relatifs à la gestion des résidus. De plus, elle se dit préoccupée par le manque d'uniformité pouvant résulter de l'établissement de critères sur une base ponctuelle. Elle est d'avis que la normalisation des critères permettrait à l'EUB d'assurer une réglementation plus efficace à cet égard. Idéalement, les critères reposeraient sur le rendement, et il appartiendrait aux exploitants de déterminer la manière de s'y conformer. La Commission n'est actuellement pas à même de définir des critères de cette nature, mais elle estime que des travaux devraient être entrepris sans délai.

La Commission observe que l'approbation des plans de gestion des rejets relève de la responsabilité de l'EUB en matière de réglementation et, de ce fait, qu'il est opportun que le personnel de l'EUB dirige l'initiative et entreprenne des consultations avec les promoteurs des sables bitumineux exploitables. Vu les liens étroits entre les enjeux liés au rendement des résidus et à la remise en état, la Commission estime qu'il serait bon qu'AENV et ASRD participent à cette initiative puisque ces ministères ont des responsabilités en matière de remise en état en vertu de la EPEA et de la *Public Lands Act* (PLA). La Commission enjoint par conséquent le personnel de l'EUB de collaborer avec les promoteurs des sables bitumineux exploitables, AENV et ASRD afin d'élaborer des critères de rendement relativement à la gestion des résidus. La Commission souhaite que ces travaux aboutissent à la remise à l'EUB d'une recommandation quant aux critères de rendement touchant la gestion des résidus, et ce, au plus tard le 30 juin 2005.

La Commission observe que les travaux de recouvrement d'eau des résidus fins se poursuivent. Elle est d'avis que les recherches en cours aboutiront à la mise au point de méthodes de rechange pour récupérer les résidus fins fluides, peut-être à un coût supérieur à celui de leur recouvrement d'eau, si cette dernière solution se révèle inacceptable.

La Commission estime que le plan de gestion des résidus proposé par Shell n'aura vraisemblablement pas d'effets environnementaux négatifs importants si Shell procède avec diligence aux travaux de conception et à la conduite de ses opérations, et poursuit intensivement ses recherches, et si l'EUB et AENV assurent une surveillance adéquate.



## 9 GESTION DE L'EAU

### 9.1 Opinions de Shell

Shell a déclaré que le projet minimiserait la consommation d'eau douce en maximisant le recyclage de l'eau utilisée. Pour ce faire, elle utiliserait des épaisseurs ainsi qu'un procédé de séparation sans soude caustique qui rehausserait les caractéristiques de décantation des résidus et accélérerait la libération de l'eau destinée à être recyclée. Shell a également déclaré qu'elle utiliserait les eaux de surface et les eaux souterraines de l'aquifère de fond et de l'ACP afin de réduire davantage les prélèvements d'eau dans la rivière Athabasca. Elle a observé que la qualité de l'eau ambiante de l'ACP dépassait les normes pour l'eau potable au Canada.

Shell a planifié d'utiliser l'eau de l'ACP, de l'aquifère de fond et de la rivière Athabasca pour le traitement du bitume. Les ponctions d'eau dans la rivière Athabasca réduiraient les matières totales dissoutes (MTD) et assureraient la qualité globale de l'eau. Shell ne pourrait pas utiliser l'eau de l'ACP comme principale source d'approvisionnement aux fins d'extraction parce que la chimie de cette dernière aurait une incidence sur la récupération du bitume.

Shell a déclaré qu'il lui faudrait une capacité de stockage d'eau de  $15 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  pour les travaux préalables au démarrage dans l'aire des résidus externe du projet afin :

- d'atténuer le débit maximal de prélèvement des eaux de la rivière Athabasca à la phase du démarrage;
- d'atténuer la qualité des sources d'approvisionnement complémentaires; et
- de garantir un approvisionnement en eau adéquat pour le démarrage et l'exploitation au cours des premiers mois de la demande maximale d'eau.

Shell a déclaré qu'un apport d'eau additionnel serait nécessaire au cours des six premières années environ du démarrage du projet et pour l'exploitation pendant la période d'utilisation de l'aire des résidus externe. Elle a indiqué que les besoins en eau douce se chiffraient à  $4,66 \text{ m}^3$  par  $\text{m}^3$  de production de bitume, soit environ  $60 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  par an. En régime stationnaire, pendant la décantation des résidus dans le site d'excavation, Shell s'efforcerait de réduire sensiblement la consommation d'eau. Shell a observé qu'il lui faudrait  $2,76 \text{ m}^3$  d'eau douce par  $\text{m}^3$  de production de bitume, ou environ  $35 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  par an, en régime stationnaire. Un apport d'eau additionnel de  $373 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  serait nécessaire à la fin de la vie du projet pour remplir les lacs formés par les excavations.

Shell a déclaré qu'elle demandait un permis de prélèvement d'eau maximum dans la rivière Athabasca, soit  $63,5 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  d'eau par an. De plus, elle a demandé un débit de retrait instantané maximum de  $4,17 \text{ m}^3/\text{s}$  de la structure de prise d'eau existante de la mine de la rivière Muskeg. Les premiers prélèvements d'eau dans la rivière Athabasca n'auraient pas lieu avant 2010. Shell a fait observer qu'aucune augmentation de la capacité actuelle d'alimentation en eau n'était prévue pour le projet.

Shell a reconnu que l'un des principaux motifs de préoccupation des intervenants de la région était le retrait cumulatif d'eau du cours inférieur de la rivière Athabasca, en particulier en période de basses eaux, soit de janvier à mRHA. Elle a entendu les préoccupations des intervenants quant à l'émission de nouveaux permis par AENV, en l'absence d'un système officiel de gestion des

BDMR pour la rivière Athabasca. Elle a noté que des ponctions d'eau maximales dans la rivière Athabasca en période de très basses eaux abaisseraient les niveaux de moins de 1 centimètre et le débit global de moins de deux pour cent. Shell a observé que l'EIE avait établi que les effets sur le débit de la rivière et le niveau de l'eau n'étaient pas mesurables. Elle s'est engagée à vérifier les projections de son EIE et à concevoir un programme de suivi afin de surveiller et de gérer d'une manière intégrée les effets de son projet.

Shell a émis l'avis qu'un système de gestion des BDMR soit parachevé par la CEMA en 2005, cinq ans avant la mise en production du projet et le prélèvement initial d'eau par Shell. En réponse aux intérêts exprimés par les intervenants et en prévision d'une restriction potentielle en période de basses eaux, Shell a indiqué qu'elle avait adopté une approche prudente, soit l'aménagement d'une capacité supplémentaire de stockage de l'eau in situ dans l'aire des résidus, d'un bassin de recyclage de l'eau, d'un bassin d'eau brute et d'une installation de contre-foulement du ruisseau Khahago. La capacité de stockage additionnelle permettrait à Shell de minimiser ses ponctions d'eau jusqu'à concurrence de 30 jours en période de basses eaux.

Shell a déclaré qu'après six ans, elle pourrait abaisser les prélèvements d'eau de la rivière Athabasca pendant 30 jours au seuil de 0,45 m<sup>3</sup>/s requis pour assurer la conduite de l'exploitation en régime stationnaire. Elle a indiqué que le retrait de ce modeste volume d'eau de la rivière Athabasca pendant les périodes de basses eaux était néanmoins nécessaire pour empêcher le gel du pipeline d'eau douce et alimenter les chaudières.

Shell s'est déclarée favorable à l'obtention d'un permis autorisant des prélèvements d'eau par phases, à la condition que des permis de ce type soient émis pour d'autres projets d'exploitation des sables bitumineux de la région. Shell a dit qu'elle n'avait pas modifié sa demande de permis en conséquence, mais qu'elle y serait favorable si AENV lui accordait un permis de ce type. Le cas échéant, le permis pourrait prévoir le prélèvement de volumes d'eau en régime stationnaire, et de volumes plus élevés à court terme pendant les six premières années du projet. Cependant, Shell a émis l'avis qu'il serait bon de faire preuve de souplesse dans l'attribution de volumes d'eau additionnels en régime stationnaire, et elle a déclaré qu'elle présenterait une demande à AENV afin d'obtenir l'autorisation d'effectuer des prélèvements d'eau additionnels à court terme. Shell a noté que les permis étaient généralement émis pour dix ans.

## 9.2 Opinions de l'OSEC

L'OSEC a déclaré qu'aucune autorisation concernant des prélèvements d'eau additionnels ne serait accordée jusqu'à ce qu'une limite provisoire de BDMR soit fixée ou que le sous-groupe chargé des BDMR de la CEMA ait établi un système de gestion des BDMR pour la rivière Athabasca. L'un ou l'autre devrait être en place avant que Shell entreprenne des prélèvements d'eau pour son projet. L'OSEC et Shell ont convenu que les permis délivrés en vertu de la *Water Act* par AENV devraient tenir compte des besoins en eau à long terme du projet afin de permettre à Shell de demander des permis de courte durée pour répondre à ses besoins d'eau pendant la phase de démarrage.

L'OSEC a observé que la demande déposée auprès de la Commission ne rendait pas compte de l'accord conclu entre elle et Shell quant au prélèvement de volumes minimaux. Elle a déduit qu'il appartenait à AENV de décider du mode d'attribution des ressources hydriques. L'OSEC a émis l'avis qu'AENV pouvait émettre un permis de dix ans pour les besoins de base, et un

permis complémentaire pour les besoins accrus pendant la phase de démarrage.

### 9.3 Opinions de la PNCM

La PNCM s'est déclarée satisfaite de l'engagement de Shell à cesser de prélever de l'eau dans la rivière Athabasca si cela était nécessaire, et de l'intention de Shell de constituer une capacité de stockage de l'eau pendant 30 jours pour éviter les ponctions d'eau pendant les périodes de basses eaux de la rivière Athabasca. La PNCM a également observé que l'échéancier du projet était suffisamment étendu dans le temps pour que les BDMR puissent être définis avant que le projet aille de l'avant.

La PNCM a recommandé que le directeur désigné en application de la *Water Act* s'assure :

- que les permis délivrés aux exploitants de sables bitumineux pour les prélèvements d'eau dans la rivière Athabasca comportent une disposition relative à une stratégie de gestion coopérative afin de restreindre les ponctions d'eau pendant les périodes de basses eaux et de respecter les BDMR prescrits;
- que le transfert et la vente des ressources hydriques entre les exploitants des sables bitumineux soient interdits;
- qu'aucune exception aux restrictions en matière de ponctions d'eau pendant les périodes de basses eaux ne soit accordée;
- que les permis soient liés aux besoins réels d'un promoteur de projet, et sujets à être modifiés selon les BDMR fixés pour la rivière Athabasca; et
- que la tarification de l'eau consommée par les utilisateurs industriels, en fonction de la valeur de cette ressource, soit envisagée.

La PNCM a également recommandé au ministère de l'Environnement de l'Alberta :

- d'établir un plan de gestion de l'eau du cours inférieur de la rivière Athabasca, AENV devant diriger l'élaboration de ce plan et la PNCM et les autres intervenants se voyant offrir la possibilité de participer au processus et d'exprimer leurs opinions;
- de constituer un registre afin de recevoir et de publier les plaintes au sujet de l'eau;
- d'établir un registre pour effectuer le suivi des ressources hydriques attribuées et utilisées en vertu de divers permis émis dans la région.

La PNCM a également recommandé qu'AENV et le Canada fixent immédiatement des BDMR provisoires modestes pour la rivière Athabasca, et qu'AENV fixe à 2005 l'échéance ferme de l'établissement des BDMR par voie consensuelle ou réglementaire, et n'autorise pas la CEMA à reporter de nouveau son échéance.

### 9.4 Opinions de la PNWB

La PNWB a exprimé des préoccupations quant aux effets environnementaux sur le delta de la rivière de la Paix ou de la rivière Athabasca, aux effets sur la faune et à la nécessité de déterminer les facteurs qui contribuent aux faibles niveaux d'eau du delta, par exemple le barrage Bennett et les usines d'extraction de sables bitumineux. La PNWB a déclaré qu'en attendant le règlement de ces questions, aucune autre autorisation concernant le prélèvement d'eau dans la rivière Athabasca ne devrait être délivrée. La PNWB a signalé la nécessité

d'effectuer une évaluation pour déterminer les raisons de la détérioration de l'environnement du delta avant l'émission d'autres permis.

## 9.5 Opinions de l'Alberta

AENV a déclaré qu'il avait l'intention d'inclure des conditions dans le permis émis en vertu de la *Water Act* afin de permettre la mise en œuvre d'options de gestion basées sur les BDMR de la rivière Athabasca. AENV évaluerait minutieusement les volumes d'eau autorisés après avoir pris connaissance des pièces à l'appui présentées à l'audience et du rapport de la Commission. AENV a reconnu que tous les permis existants accordés aux exploitants de sables bitumineux en vertu de la *Water Act* étaient assortis de conditions qui permettraient la cessation ou la réduction des prélèvements d'eau advenant la mise en place d'un système de gestion des BDMR par AENV.

AENV a déclaré qu'il avait approuvé le stockage d'eau in situ parmi les stratégies de réduction des prélèvements d'eau en période de basses eaux. Il a déclaré qu'il appartenait à Shell de se plier aux restrictions dont les prélèvements d'eau en période de basses eaux feraient l'objet ou à toute autre restriction imposée aux utilisateurs d'eau.

L'Alberta a déclaré que le volume annuel global d'eau disponible dans la rivière Athabasca était plus que suffisant pour répondre aux besoins de Shell. AENV a reconnu qu'en période de basses eaux, en hiver, il y avait un risque d'impacts cumulatifs sur l'écosystème de la rivière Athabasca. Pour minimiser les impacts potentiels, les prélèvements d'eau en période de basses eaux pourraient être synchronisés, et les ponctions pourraient être réduites ou gérées en fonction des objectifs relatifs aux BDMR sans que les ressources hydriques accordées soient réduites. La CEMA s'est engagée à établir un système de gestion des BDMR dont l'achèvement est prévu pour la fin de 2005. AENV s'est engagé à prendre les mesures nécessaires advenant que la CEMA ne soit pas en mesure de soumettre ses recommandations en matière de BDMR à la fin de 2005.

AENV a déclaré que la *Water Act* contenait des dispositions concernant la planification de la gestion de l'eau semblables à celles qui ont été suggérées pour la rivière Athabasca, et que cette planification n'était pas exclusive à l'administration publique de l'Alberta. Il a fait état de l'ébauche d'une stratégie provinciale de gestion de l'eau selon laquelle les groupes locaux ou régionaux pourraient participer à la planification de la gestion des bassins hydrographiques.

## 9.6 Opinions de la Commission

La Commission a pris connaissance du bilan hydrique de Shell et de ses besoins en eau pour le projet. Il est entendu que le plan de gestion des résidus de Shell prévoit le recyclage immédiat de l'eau, ce qui réduira les prélèvements totaux d'eau pour les besoins du projet. La Commission note que 2,76 unités d'eau douce par unité de production de bitume sont nécessaires pour assurer l'exploitation des installations de Shell sur une base viable à long terme, en marche productive. Elle estime que les besoins en eau de Shell pendant la phase initiale de démarrage sont conformes aux prélèvements de la rivière Athabasca demandés, soit  $63,5 \times 10^6 \text{ m}^3$  par an. Elle convient que cette eau est nécessaire au projet et que la source d'approvisionnement la plus appropriée est la rivière Athabasca.

La Commission recommande donc que, dans son examen de la demande de Shell sous le régime de la *Water Act*, AENV tienne compte du volume d'eau autorisé en fonction des besoins des diverses phases du projet. Elle observe que Shell et les intervenants sont en faveur de l'octroi d'un permis de prélèvement d'eau par phases.

La Commission appuie le projet de Shell de constituer une capacité de stockage in situ pendant 30 jours à la condition que les travaux de conception soient inclus dans le plan de mine et que cela ne soit préjudiciable ni à la récupération de l'eau, ni à la sécurité, ni à l'environnement.

En ce qui a trait aux BDMR, la Commission convient qu'il est nécessaire que la CEMA et AENV mettent en œuvre un système de gestion avant que Shell puisse effectuer des prélèvements d'eau pour le projet. Elle souhaite que la CEMA communique à AENV sa recommandation touchant le système de gestion des BDMR, au plus tard à la fin de 2005. Elle recommande qu'AENV établisse les BDMR pour la rivière Athabasca en collaboration avec le MPO advenant que la CEMA ne respecte pas cette échéance. La Commission est favorable à la modification des permis existants en vertu de la *Water Act*, en ce qui a trait à la gestion des BDMR, si AENV le juge nécessaire.

La Commission estime qu'il n'est pas nécessaire de fixer des BDMR provisoires. L'établissement de BDMR provisoires risquerait de mobiliser des ressources qui pourraient être affectées à la détermination des BDMR permanents.

La Commission prend acte du fait que les intervenants ont recommandé qu'AENV prenne plusieurs mesures concernant l'administration des permis délivrés en vertu de la *Water Act*. Elle reconnaît que la diffusion de la *Water for Life Strategy* d'AENV pourrait influencer sur un certain nombre de priorités en matière de gestion des ressources hydriques, et que des modifications pourraient donc être apportées à l'administration des permis émis sous le régime de la *Water Act*. La Commission a bon espoir que dans l'exercice de ses pouvoirs de réglementation, AENV tienne compte des besoins des intervenants régionaux, des détenteurs de permis et des demandeurs de nouveaux permis de prélèvement d'eau.

Quant à la recommandation de la PNCM d'établir un plan de gestion du bassin hydrographique du cours inférieur de la rivière Athabasca, la Commission indique qu'AENV a déclaré qu'aucune activité de cette nature ne relevait actuellement du programme de la CEMA. AENV a fait état de dispositions de la *Water Act* et de la *Water for Life Strategy* qui permettraient aux intervenants d'amorcer des plans de gestion de l'eau et d'y prendre part. La Commission encourage fortement AENV à collaborer avec les intervenants régionaux et les détenteurs de permis afin d'évaluer un processus et d'établir un plan de gestion de l'eau pour le cours inférieur de la rivière Athabasca.

La PNCM a recommandé la création de registres publics afin de traiter les plaintes relatives à la qualité de l'eau, et d'effectuer le suivi de l'utilisation de l'eau régie par des permis et de l'utilisation réelle de l'eau par les détenteurs de permis régionaux. Dans le premier cas, AENV a déclaré qu'il gère bel et bien une ligne d'assistance téléphonique accessible 24 heures sur 24 pour recevoir les plaintes et traiter les urgences environnementales à l'échelle de la province. Le Regional Aquatics Monitoring Program (RAMP) communique en outre des informations aux collectivités locales au sujet des personnes ressources et des organisations en mesure d'aider les citoyens ayant des plaintes relatives à la qualité de l'eau de la région. De plus, les détenteurs de permis sont tenus de rendre compte de leur consommation réelle d'eau à AENV, une information qui est divulguée au public. La Commission recommande qu'AENV examine les programmes de

communication en place pour assurer que les renseignements concernant la qualité et l'utilisation de l'eau à l'échelle régionale sont bien accessibles aux parties intéressées et compréhensibles.

La Commission conclut qu'il est improbable que les prélèvements d'eau proposés aient des effets environnementaux négatifs importants, à la condition que les mesures d'atténuation proposées et ses recommandations soient mises en œuvre.

## **10 QUALITÉ DES EAUX DE SURFACE**

### **10.1 Opinions de Shell**

Shell a effectué une évaluation environnementale des activités liées au projet susceptibles d'altérer la qualité des eaux dans la région, y compris l'écoulement des eaux de drainage de la fondrière et de dépressurisation, les rejets des LK, la perturbation du flux des eaux souterraines, le détournement des lits de cours d'eau, les fuites de résidus, les écoulements provenant des RC et des surfaces remises en état, ainsi que les émissions acidifiantes. Shell a prévu que, moyennant des mesures d'atténuation appropriées, les effets environnementaux de ces activités sur la qualité des eaux du bassin hydrographique de la rivière Muskeg et des LK de Shell seraient négligeables. Elle a déclaré que les eaux de surface touchées par le procédé seraient contenues au moyen d'un système de gestion des eaux fermé et ne seraient pas déversées à l'extérieur du site.

Dans tous les cas, Shell a conclu que les effets sur la qualité de l'eau de la rivière Athabasca ou de ses affluents seraient négligeables, qu'ils soient attribuables aux activités du projet ou à des facteurs régionaux ou cumulatifs. Shell a également affirmé que les effets de la qualité de l'eau sur la santé des poissons et l'altération de leur chair seraient tout aussi négligeables.

Shell a observé des cas de dégradation de la qualité des eaux provenant de l'écoulement naturel du bassin hydrographique de la rivière Muskeg. En outre, d'après l'évaluation des impacts environnementaux effectuée par Shell, la qualité de l'eau de la rivière Athabasca dépasse celle prescrite par certaines directives et influe sur celle des LK. En se basant sur le modèle HSPF (Hydrologic Simulation Program in Fortran), Shell a établi des prévisions relatives à la qualité de l'eau du bassin hydrographique de la rivière Muskeg à quatre stades du projet. La société a ensuite ajusté les paramètres de qualité de l'eau prévus aux distributions statistiques des données historiques sur la qualité de l'eau. Elle a ensuite comparé les ensembles de données aux critères réglementaires et les taux de conformité évalués avec les concentrations de 99,91 percentile recommandées par la U.S. Environmental Protection Agency. Shell a également tenu compte des concentrations ambiantes et de la variation naturelle observée.

Au cours de ses travaux de dépistage des excédents et d'évaluation des effets potentiels sur la santé des poissons, Shell a analysé les sédiments contenant du chrome, des acides naphthéniques et du manganèse dans les ruisseaux Jackpine et Muskeg. Elle a ainsi pu prévoir que les effets de la qualité des sédiments sur la santé des poissons seraient négligeables. En l'absence de données, Shell a établi des valeurs de substitution pour mesurer le degré de toxicité des sédiments en acides naphthéniques.

Afin de pallier les incertitudes liées à ses prévisions sur la qualité de l'eau, Shell a présenté les scénarios les plus défavorables et a basé son évaluation sur des paramètres tendant à amplifier les effets prévus du projet (p. ex., aucune atténuation des contaminants déjà présents dans les cours d'eau et déversement simultané des eaux régénérées provenant d'autres projets). Shell s'est également inspirée d'initiatives régionales telles que celles de la CEMA et du RAMP pour affiner ses prévisions, prévoir la gestion des effets environnementaux cumulatifs et effectuer des recherches sur les écosystèmes aquatiques. La société pétrolière a reconnu la nécessité de mettre en œuvre des mesures d'atténuation afin de limiter les rejets de contaminants dans les eaux réceptrices et de maintenir des ratios acceptables d'eaux altérées par rapport aux flux naturels. L'évaluation environnementale de Shell stipule que l'efficacité des mesures d'atténuation proposées dépend de l'adoption par d'autres exploitants de mesures équivalentes pour la protection des flux et de la qualité de l'eau des plans d'eau.

D'après les prévisions de Shell, les émissions atmosphériques résultant du projet auront probablement des effets environnementaux résiduels de modérés à élevés sur les taux de dépôts acides dans la région. La société pétrolière a donc évalué les effets potentiels de ces émissions acides sur les récepteurs écologiques tels que les surfaces et les ressources hydriques de la région en comparant les prévisions résultant de sa modélisation de la dispersion des apports acides potentiels aux charges critiques établies pour les lacs. Elle a ainsi observé que dans plusieurs lacs régionaux, les dépôts acides dépassaient déjà les charges critiques dans les conditions actuelles et que les émissions provenant du projet augmenteraient de manière marginale ces charges critiques excédentaires et n'auraient aucune incidence sur les autres lacs. Shell a conclu que les effets d'acidification des plans d'eau, y compris du choc acide du printemps, seraient négligeables. La société pétrolière a également souligné qu'à l'avenir, elle remédierait aux effets d'acidification en adoptant le plan de gestion des dépôts acides de la CEMA et qu'elle gérerait la variation potentielle du taux d'acidification des eaux en participant à la surveillance annuelle assurée par le RAMP.

## **10.2 Opinions de l'OSEC**

Dans le cadre de son accord avec Shell, l'OSEC s'est déclarée satisfaite des mesures prévues par Shell pour se conformer aux critères de qualité de l'eau établis pour les LK. Cette dernière pense que la CEMA recommandera des critères de qualité de l'eau adéquats et se fie aux organismes de réglementation de l'Alberta pour leur application.

## **10.3 Opinions de la PNCM**

La PNCM a demandé à la Commission de formuler des recommandations ou des conditions d'approbation afin que Shell tienne compte des exigences environnementales particulières propres à sa communauté. Ces recommandations prévoyaient notamment la participation de la PNCM à la conception et à la mise en œuvre des programmes de surveillance de la qualité des eaux, des LK et des terres humides. La PNCM a demandé à la Commission de recommander à Shell ou d'exiger de cette dernière l'intégration des résultats des programmes de surveillance afin de permettre la validation des prévisions de son évaluation des impacts environnementaux.

## **10.4 Opinions de la PNWB**

La PNWB a fait état de plusieurs préoccupations concernant la qualité des eaux. Elle a notamment rapporté qu'à la suite de l'accroissement des prélèvements d'eau dans le cadre de l'exploitation des sables bitumineux, ses membres avaient constaté l'écoulement de sources

salines et sulfureuses dans la rivière Athabasca susceptibles, selon la PNWB, d'altérer la qualité de l'eau en période de basses eaux. La PNWB a rapporté les récits historiques de ses aînés sur la baisse des flux et de la qualité des eaux dans le delta de la rivière de la Paix et de la rivière Athabasca, en soulignant qu'il était nécessaire de réunir davantage de données sur la qualité des eaux dans la région avant d'accorder de nouveaux permis de prélèvement.

## 10.5 Opinions de la PNCA

La PNCA a indiqué que son accord avec Shell avait résolu ses préoccupations quant à la qualité des eaux. Shell a accepté les conditions de la PNCA exigeant la cueillette de données de base sur la quantité et la qualité des eaux et la surveillance des lacs Kearl et McLelland, situés à proximité du site du projet. La PNCA a demandé à Shell de garantir la protection de ces lacs contre tout effet négatif de son projet.

La PNCA a exigé de participer aux programmes de surveillance des eaux de surface et des eaux souterraines de Shell, tant du point de vue de leur conception et de leur gestion que de l'établissement de valeurs seuils. Elle a en outre demandé à Shell de se conformer au système de gestion et aux objectifs recommandés par la CEMA et adoptés par les organismes de réglementation de l'Alberta pour le maintien de l'intégrité du bassin hydrographique de la rivière Muskeg. Concernant la qualité des eaux des LK, la PNCA a demandé à Shell des engagements semblables à ceux prévus dans l'accord de cette dernière avec l'OSEC.

## 10.6 Opinions du SCC

Les préoccupations du Sierra Club du Canada (SCC) portaient sur la modification éventuelle du réseau hydrographique de la rivière Athabasca résultant des changements climatiques. Le SCC a notamment exprimé des inquiétudes quant à l'accroissement des prélèvements d'eau dans le cadre de l'exploitation des sables bitumineux, susceptible d'entraîner une augmentation de la concentration en métaux lourds et en substances toxiques d'origine naturelle et d'exacerber ainsi les changements climatiques. L'organisme a également souligné les effets potentiels sur la qualité des eaux d'une éventuelle rupture de bassin dans l'aire d'élimination des résidus miniers ou d'une inondation.

## 10.7 Opinions du Canada

EC a conseillé la Commission concernant la qualité des eaux provenant des aires d'élimination des résidus et des LK. Il a fait état de ses préoccupations concernant l'écoulement dans des eaux poissonneuses de matières résiduelles contenues dans les LK. Le ministère a constaté que des incertitudes subsistaient quant à l'évacuation de contaminants par le biais des LK et des terres humides, et à la circulation dans la chaîne alimentaire de substances dissoutes ou absorbées. Ce dernier a recommandé que Shell mette sur pied un plan de surveillance à long terme de la qualité des eaux de surface et des sédiments, permettant :

- de caractériser les conditions habituelles dans la zone de développement;
- d'effectuer des analyses comparatives entre les conditions préalables et ultérieures au développement et entre les conditions contrôlées et les impacts;
- d'analyser les prévisions sur la qualité des eaux et des sédiments; et



- d'évaluer l'efficacité des mesures d'atténuation.

EC a souligné que les prévisions de l'évaluation environnementale de Shell concernant la qualité de base des eaux et les conditions ultérieures au développement étaient parfois fondées sur des données historiques limitées. Le ministère a notamment constaté que la plupart des prévisions de Shell sur la qualité des eaux n'étaient pas pondérées par des limites de confiance dans la mesure où Shell n'avait pas tenu compte des incertitudes statistiques dans ses calculs. Il a par conséquent recommandé que Shell effectue d'autres prélèvements et analyses d'échantillons des eaux et sédiments de référence et des eaux et sédiments traités. Une telle mesure permettrait d'approfondir la connaissance scientifique des conditions du milieu préalables à sa perturbation et d'améliorer le processus de validation des effets prévus par Shell sur la qualité des eaux et sédiments, au cours de la mise en œuvre du projet. EC a reconnu les effets potentiels cumulatifs ou synergétiques sur la rivière Athabasca des effluents de résidus et des prélèvements d'eau. Le ministère a donc recommandé à la Commission de mener d'autres initiatives de surveillance et de recherche dans la région afin d'obtenir davantage d'information sur les effets potentiels du projet sur la rivière Athabasca.

Le MPO a fait remarquer que le détournement ou la suppression des lits de certains affluents de la rivière Athabasca aurait un effet cumulatif sur la qualité de l'eau et l'habitat des poissons. Afin de répondre à cette préoccupation, le ministère a recommandé que Shell et les autres exploitants de la région évaluent la modification progressive des cours d'eau et ses effets prévisibles à l'échelle régionale. Il a en outre souligné la nécessité d'entreprendre de nouvelles initiatives concertées avec les programmes régionaux actuels afin de déterminer les effets cumulatifs du projet sur le milieu aquatique de la région.

Le MPO a déclaré que ses préoccupations quant à l'incidence du projet sur la qualité des eaux étaient fondées sur le risque d'infiltration de résidus et de dégradation de la qualité de l'eau du ruisseau Jackpine et les incertitudes liées à la viabilité des LK.

Le MPO a également fait état de ses préoccupations quant aux effets de l'altération de la qualité de l'eau sur la santé des poissons et la qualité de leur chair. Le ministère a relevé le risque d'infiltration de résidus dans l'ACP, mais n'a fait aucune recommandation particulière concernant l'aquifère ou son influence sur les eaux de surface. Il a en outre souligné le caractère préoccupant des incertitudes liées aux effets cumulatifs ou synergétiques de l'interaction des agents aquatiques contaminants. Le MPO a donc recommandé que Shell poursuive ses activités au sein d'organismes tels que le RAMP, la CEMA et CONRAD et mette en œuvre les stratégies de gestion et les recommandations de ces groupes. Afin d'établir la valeur écologique à long terme des LK, le MPO a recommandé d'élargir le champ de la recherche actuelle.

Afin de remédier aux préoccupations relatives aux effets cumulatifs du projet sur la qualité de l'eau de la rivière Athabasca et de ses affluents, le MPO a recommandé que Shell participe à un programme de surveillance ciblé et à long terme visant à déceler les modifications de la qualité de l'eau de la rivière Athabasca. Le MPO a appuyé la participation continue de Shell aux initiatives régionales de surveillance et de recherche sur la qualité des eaux menées par la CEMA, le RAMP et le CONRAD.

## 10.8 Opinions de l'Alberta

AENV a déclaré que les fuites provenant des aires de résidus miniers pourraient justifier un processus supplémentaire de surveillance et de validation des prévisions de l'EIE. Selon ce ministère, les fuites de résidus provenant des aires situées en dehors des fosses seraient limitées à la concession de Shell et leurs effets seraient atténués par les conditions de perméabilité souterraine, les fossés de récupération et autres mesures prévues à cet effet. Les mesures de surveillance prévues permettraient de déceler toute modification éventuelle de la qualité des eaux souterraines. AENV a par ailleurs observé que les sources sulfureuses mentionnées par la PNWB représentaient un volume d'eau relativement faible par rapport au débit de la rivière Athabasca, de sorte que la qualité de l'eau de la rivière ne serait probablement pas affectée, même en période de basses eaux.

AENV a observé qu'à l'exception des dépassements naturels d'oxygène dissout et de certains métaux, la qualité de l'eau de la rivière Muskeg était en général conforme aux lignes directrices de l'Alberta pour les eaux de surface. Le ministère a reconnu la nécessité de valider les prévisions relatives à la qualité des eaux compte tenu des changements futurs du paysage et des incertitudes de la modélisation liées à des paramètres hydrologiques et de qualité des eaux. AENV a déclaré qu'il pourrait exiger de Shell que sa surveillance de la qualité des eaux de surface soit corrélée à des observations hydrologiques. Le ministère s'attend par ailleurs à ce que Shell continue d'appuyer la CEMA et maintienne les échéanciers établis pour la mise en œuvre des objectifs régionaux relatifs à la qualité des eaux.

## 10.9 Opinions de la Commission

La Commission reconnaît que les questions liées à la stabilité ou à la conception des digues de rétention de résidus en cas d'inondation doivent être soumises à l'approbation d'AENV. La Commission indique également que Shell soumettra à AENV les plans détaillés des aires des résidus situées en dehors des fosses, à des fins d'examen technique et d'évaluation en matière de stabilité géotechnique, d'hydrologie et de sécurité publique.

La Commission comprend que les prévisions de l'EIE relatives à la qualité des eaux comportent quelques incertitudes liées aux hypothèses et aux techniques de modélisation, aux données de référence, aux conditions hydrologiques, au confinement des contaminants et à l'installation de dispositifs de drainage sur les terres remises en état lors de la fermeture de la mine. La Commission recommande qu'AENV ajoute une condition à son approbation en vertu de l'EPEA, exigeant la conception et la mise en œuvre par Shell de programmes de surveillance des sédiments et de la qualité des eaux dans les cours d'eau susceptibles d'être affectés par le projet. La Commission s'attend à ce que Shell élabore ces programmes en intégrant l'information fournie par AENV, EC, le MPO et d'autres intervenants afin d'examiner des questions comme l'étendue géographique et temporelle, les effets synergétiques, la précision scientifique et la répétabilité du projet. La Commission est consciente du temps qu'il faut pour que les eaux d'infiltration contenant des résidus atteignent les eaux de surface. En conséquence, elle recommande à AENV de s'assurer que des programmes de surveillance soient élaborés de sorte à détecter rapidement les changements potentiels dans la qualité des eaux souterraines et des eaux de surface dus aux interactions de ces dernières.

La Commission approuve la position d'AENV selon laquelle les conditions d'octroi d'un permis en vertu de l'EPEA prévoyant des mesures de surveillance de la quantité et de la qualité des eaux de surface et des eaux souterraines remédieront aux effets potentiels des sources salines et sulfureuses sur la rivière Athabasca.

La Commission estime que le projet comporte un risque d'accroissement de l'apport d'acide potentiel, à la fois à l'échelle locale et, dans une moindre mesure, régionale, et peut avoir une incidence sur les charges critiques excédentaires des plans d'eau. Elle recommande par conséquent qu'AENV assujettisse l'approbation du projet en vertu de l'EPEA à l'exigence de mesures de surveillance des dépôts acides sur les plans d'eau. La Commission compte également sur la collaboration de Shell avec le RAMP et la WBEA afin d'assurer la surveillance et la gestion des effets des dépôts acides sur les récepteurs écologiques de la région.

La Commission conclut qu'il est peu probable que le projet ait des effets environnementaux négatifs importants sur la qualité des eaux de surface, à la condition que les mesures d'atténuation et les recommandations de la Commission soient mises en œuvre.

## 11 HYDROLOGIE DE SURFACE

### 11.1 Opinions de Shell

Shell a évalué les modifications de l'hydrologie de surface dans les zones d'étude locale et régionale attribuées à des activités telles que l'assèchement de fondrières et de mines, l'exploitation minière, la dérivation d'affluents, les ponctions d'eau dans la rivière Athabasca, le remplissage et l'exploitation de LK et l'écoulement des eaux provenant des sols remis en état. La société pétrolière a également évalué les effets potentiels des changements hydrologiques sur les poissons et les organismes aquatiques et sur la santé humaine. Elle a ainsi prévu que les impacts du projet sur l'hydrologie de surface ne seraient pas importants ni nocifs pour l'environnement. Elle n'a donc pas mené d'étude sur les effets cumulatifs du projet de ce point de vue. Ses conclusions concernant les impacts du projet étaient liées à la mise en œuvre, par elle-même et par d'autres exploitants, de mesures d'atténuation efficaces.

Shell a affirmé que plusieurs affluents de la rivière Muskeg seraient détournés ou excavés au cours du projet. La [Figure 2](#) montre la région du bassin hydrographique de la rivière Muskeg et de certains de ses affluents. L'exploitation affecterait les eaux de surface de sept affluents de la rivière Muskeg. Une nouvelle décharge serait construite à proximité du lac Kearn et de l'installation de contre-foulement du ruisseau Khahago. Aucun aménagement n'est prévu pour le ruisseau Jackpine, qui constitue un habitat privilégié pour les poissons. À la fermeture des opérations minières, on prévoit la formation de trois grands LK, dont deux contiendraient des résidus recouverts d'eau. Ces lacs auraient pour fonction d'atténuer le débit des écoulements et d'assurer la biorestauration des écoulements provenant des sols remis en état.

Shell a mené pendant deux ans des consultations auprès des collectivités et des organismes locaux afin de répondre aux préoccupations environnementales, notamment à la question primordiale de la gestion des ressources hydriques. La société pétrolière a ainsi prévu, dans le cadre d'accords et de plans d'action, plusieurs mesures d'atténuation des impacts du projet sur le milieu aquatique, telles que le tracé des dérivations, l'établissement de distances d'éloignement, le stockage d'eau sur le site et la mise en œuvre de programmes de surveillance. Elle a

mentionné sa participation à plusieurs initiatives de collecte de données et de gestion des effets cumulatifs sur les ressources hydriques, menées sous l'égide de la CEMA et du RAMP. Elle s'est en outre fondée sur sa récente exploitation, à titre d'associée d'Albian Sands, de la mine de la rivière Muskeg, pour fournir des données complémentaires à l'appui de sa demande.

Shell a indiqué que la rivière Muskeg était parmi celles qui avaient fait l'objet du plus grand nombre d'études dans cette région d'exploitation des sables bitumineux. Ces études ont permis à Shell de réunir une vaste gamme de données de référence et d'information provenant d'EIE sur l'hydrologie de surface. La société pétrolière a adopté le modèle HSPF pour évaluer l'hydrologie de la zone d'étude et prévoir les débits à des étapes clés de la mise en œuvre de ce projet et d'autres projets d'exploitation des sables bitumineux en cours ou planifiés. Pour ses analyses statistiques, elle s'est basée sur les dossiers historiques du débit de la rivière Athabasca et sur un modèle stable pour évaluer les débits de dispersion et les concentrations constituantes. Elle a également effectué une modélisation du bilan massique des débits d'entrée et de sortie afin de prévoir les conditions des LK.

Shell a proposé une série de méthodes et de mesures d'atténuation des effets du projet sur les ressources hydriques. Celles-ci sont présentées à la section 9 : Gestion de l'eau.

Shell a appuyé les initiatives du sous-groupe sur les BDMR de la CEMA visant l'élaboration d'ici 2005 d'un système de gestion fondé sur des valeurs écologiques, sociales et économiques. Elle n'a cependant pas appuyé la proposition de certains intervenants d'élaborer des lignes directrices provisoires sur les BDMR. La société pétrolière a soumis les conclusions du rapport d'évaluation sur cinq ans produit par le RAMP (2003), selon lesquelles, de 1957 à 2001, on n'a pu dégager aucune tendance déterminante des statistiques annuelles relatives aux débits maximum et minimum ou au rendement de la rivière Athabasca.

Shell a également évalué les problèmes soulevés par les projets actuels et planifiés d'exploitation de sables bitumineux dans le bassin hydrographique de la rivière Muskeg, y compris leurs effets cumulatifs. La société pétrolière n'a prévu aucun effet négatif sur l'hydrologie de ce bassin.

Shell a prévu que le projet n'aurait pas d'incidence sur les lacs Kearl et McLelland. Toutefois, elle a déclaré qu'en cas d'effets attribuables au projet, elle mettrait en œuvre des mesures d'atténuation. Elle a accepté de poursuivre ses efforts dans le cadre du RAMP afin d'assurer une surveillance annuelle de ces lacs. Elle a accepté de mettre au point un plan de surveillance du lac Kearl visant à recueillir des données de référence sur les conditions préalables à la mise en œuvre du projet. Dans son accord avec la PNCA, Shell s'est engagée à aider la Première nation à réaliser un plan de biorestauration visant à rétablir le frai dans le lac Richardson (situé près du lac Athabasca).

## **11.2 Opinions de la PNCM**

La PNCM a déclaré que son accord avec Shell remédiait aux problèmes des basses eaux dans la rivière Athabasca. Cet accord exigeait que Shell prévoie une réserve d'eau de 30 jours sur le site afin de réduire les prélèvements d'eau dans la rivière Athabasca en période de basses eaux. La PNCM a souligné qu'il était nécessaire d'élaborer des directives provisoires concernant les BDMR de la rivière Athabasca. Elle a également fait part de ses préoccupations quant à la baisse cumulative de la qualité et de la quantité des eaux de la rivière Athabasca.

### 11.3 Opinions de la PNCA

L'accord entre Shell et la PNCA fait ressortir un certain nombre de questions relatives aux ressources hydriques. La PNCA a demandé à Shell de tenir compte du problème du faible débit de la rivière Athabasca et d'assurer le maintien de la salubrité, de l'intégrité et de la durabilité de cette rivière. La Première nation a recommandé à Shell de la faire participer à la conception de programmes de surveillance (des ressources hydriques, par exemple) et à l'établissement de valeurs seuils dans le cadre du programme de gestion environnementale de Shell. Pour les lacs Kearnl et McLelland, la PNCA a exigé de la part de Shell des garanties de surveillance et d'immunité de tout impact découlant du projet. La PNCA a exprimé ses préoccupations quant à la baisse des niveaux d'eau du lac Richardson, compte tenu de son importance pour le frai.

### 11.4 Opinions de Fort McKay

Dans ses conclusions, Fort McKay a recommandé que la Commission établisse un échéancier pour l'élaboration et la recommandation par la CEMA de directives provisoires de gestion relatives aux BDMR de la rivière Athabasca. Afin d'assurer la protection de cette rivière, Fort McKay a demandé à Shell son accord pour l'ajout d'une clause au permis délivré par AENV, limitant les prélèvements d'eau lorsque les débits sont inférieurs à 115 m<sup>3</sup>/s. Selon ce groupe, AENV devrait être en mesure de modifier les permis délivrés en vertu de la *Water Act* en fonction des recommandations de la CEMA concernant les BDMR. Fort McKkay a donc exigé que Shell garantisse l'immunité du lac Kearnl de tout impact du projet. Le groupe a en outre demandé à Shell de faciliter l'accélération des démarches de la CEMA et d'adopter des mesures pour protéger le bassin de la rivière Muskeg avant le démarrage du projet.

### 11.5 Opinions du SCC

Le SCC a demandé à la Commission de surseoir à toute décision relative à de nouveaux développements dans la région de l'Athabasca, y compris le projet Jackpine, jusqu'à ce qu'une évaluation complète des effets cumulatifs réels de ces projets soit effectuée. Le groupe a en outre demandé à la Commission de reporter toute décision concernant le projet ou ses prélèvements d'eau jusqu'en 2005, lorsque les résultats de l'étude de la CEMA sur les BDMR seront disponibles. D'après le SCC, les prélèvements d'eau annuels de Shell et d'autres exploitants entraînent des répercussions en aval sur le delta de la rivière de la Paix et de la rivière Athabasca et sur l'Entente cadre sur les eaux transfrontalières du bassin du Mackenzie. Les prélèvements d'eau auraient des effets négatifs sur la rivière Athabasca, compte tenu de la réduction de son débit déjà attribuable aux changements climatiques. Le SCC a recommandé à la Commission d'exiger que Shell réévalue ses hypothèses relatives à la protection contre les inondations et à la gestion des résidus, car celles-ci ne tiennent pas compte de la variabilité mensuelle du débit des rivières Athabasca et Muskeg ni de la tendance décroissante de ce débit au cours des dernières décennies.

### 11.6 Opinions du Canada

Le MPO a recommandé que les BDMR en période de concentration de glace et de basses eaux soient établis pour le cours inférieure de la rivière Athabasca avant que Shell effectue des prélèvements d'eau dans le cadre de son projet.

## 11.7 Opinions de l'Alberta

AENV a exprimé son désaccord avec les intervenants concernant la tendance historique décroissante du débit de la rivière Athabasca. Le ministère a présenté une analyse statistique qui ne montrait aucune tendance déterminante de baisse du débit. Les attributions de ressources hydriques à Shell, y compris ses ponctions annuelles maximales dans le cadre de projets actuels, approuvés et planifiés, représentent 6,2 % du débit annuel total de la rivière.

## 11.8 Opinions de la Commission

La Commission reconnaît que le projet entraînera d'importants changements hydrologiques et paysagers dans la région et accepte les engagements de Shell pour atténuer les effets du projet sur l'environnement. En ce qui concerne les BDMR, la gestion des bassins hydrographiques, les LK et le lac de compensation, la Commission reconnaît qu'un certain nombre d'incertitudes subsistent. Néanmoins, elle estime que, compte tenu des processus actuels de réglementation conjugués aux efforts des organismes de réglementation et de la CEMA pour mettre au point des objectifs et des systèmes de gestion d'avant-garde, ces incertitudes sont gérables et acceptables. La Commission ne pense pas qu'il y ait lieu de reporter les décisions concernant le projet et estime que les exigences réglementaires, les processus de gestion adaptative, les mesures d'atténuation et de surveillance et la mise en œuvre de ses recommandations sont des garanties suffisantes pour assurer la protection de l'environnement.

La Commission reconnaît à AENV l'autorité nécessaire pour modifier les dispositions des permis actuels et futurs délivrés en vertu de la *Water Act*. Elle soutient la recommandation du MPO visant la mise en place d'un système de gestion des BDMR pour le cours inférieur de la rivière Athabasca avant que Shell effectue des prélèvements d'eau et recommande que le MPO et AENV tiennent compte des objectifs et des méthodes de gestion de ces besoins avant d'approuver le projet.

La Commission souligne que Shell a reconnu la nécessité de mettre au point un système de gestion pour le maintien de l'intégrité du bassin hydrographique de la rivière Muskeg. Cette question, qui revêt une importance particulière, fait l'objet d'une analyse distincte à la section 17. La Commission reconnaît les efforts de Shell visant le maintien des principaux affluents de la rivière Muskeg, tels que les ruisseaux Jackpine et Muskeg, et celui de la rivière Muskeg en tant qu'affluent important de la rivière Athabasca. Elle estime qu'il serait pertinent d'évaluer l'efficacité des couloirs pour ce qui est de la protection de la faune et du bassin hydrographique. La Commission recommande par conséquent qu'ASRD demande à Shell de tenir compte des largeurs et des types des zones tampons pour l'aménagement des bassins hydrographiques dans son évaluation des couloirs de migration des animaux sauvages. Shell pourrait assumer cette responsabilité seule ou en collaboration avec d'autres parties prenantes.

La Commission reconnaît que par le passé, l'EUB avait exprimé dans certaines de ses décisions des préoccupations au sujet de la prolifération de lacs contenant des résidus immergés sur les sites remis en état. Comme l'indique la section 8, la Commission a invité Shell à poursuivre la mise au point de technologies de substitution pour la gestion des résidus. La Commission estime que les efforts de Shell dans ce sens lui permettront d'optimiser le projet en réduisant davantage ses impacts environnementaux sur les eaux de surface et sur les sols.

La Commission rappelle la déclaration de Shell selon laquelle le lac Kearl ne subirait pas d'effets négatifs à la suite de la modification des flux souterrains ou de l'altération de la décharge de ce lac. Elle recommande par conséquent à AENV d'exiger que Shell assure elle-même ou soutienne la surveillance des niveaux d'eau du lac Kearl afin de valider les prévisions établies dans son EIE.

La Commission conclut qu'il est peu probable que le projet ait des répercussions environnementales négatives importantes sur l'hydrologie de surface, à la condition que les mesures d'atténuation prévues et ses recommandations soient mises en œuvre.

## 12 RESSOURCES AQUATIQUES

### 12.1 Opinions de Shell

Shell a évalué les effets du projet sur les poissons et sur leur habitat, leur santé et la qualité de leur chair, en tenant compte des projets actuels et planifiés. La société a également examiné les effets potentiels des émissions atmosphériques sur les plans d'eau et les ressources aquatiques.

En ce qui concerne les poissons et leur habitat, Shell a indiqué que le projet aurait pour effet d'éliminer un certain nombre de ruisseaux. En outre, le cours du ruisseau Muskeg serait modifié et le ruisseau reconstruit pendant la durée du projet. À la fermeture de l'exploitation, le ruisseau Muskeg se jetterait dans la rivière du même nom à environ 2 km en aval de son canal d'écoulement actuel, le débit se trouvant ainsi réduit sur ce tronçon de 2 km. Shell a estimé qu'avant la mise en œuvre de mesures de compensation, le projet aurait de faibles effets à long terme sur la rivière Muskeg et des effets à long terme de modérés à élevés sur ses affluents. Toutefois, conformément aux politiques du MPO, Shell a mis au point un PPNN afin de compenser les pertes attribuables au projet. La société a ainsi prévu que les impacts résiduels sur l'habitat et sur l'abondance des poissons seraient négligeables après la mise en œuvre de la stratégie de compensation proposée dans le PPNN. Elle a en outre indiqué qu'elle prévoyait une série de mesures d'atténuation des effets du projet sur l'habitat des poissons dans les régions indirectement touchées par l'exploitation minière.

Dans le cadre de son PPNN, Shell a proposé d'aménager un lac de compensation sur le site de la concession 34 de Syncrude. La société a déclaré qu'elle négociait actuellement un accord avec Syncrude afin d'obtenir l'autorisation d'entamer la construction du lac de compensation en 2005 dans une zone présentant un équilibre optimal entre la stérilisation du minerai et la protection de l'environnement. Shell a précisé que selon elle, le lac n'était pas situé sur une nappe de minerai exploitable, mais qu'elle effectuerait des forages exploratoires avant d'entamer la construction. Dans le cas où elle trouverait d'autres sables bitumineux à cet emplacement, Shell a proposé d'en modifier le tracé ou de demander à l'EUB son approbation pour la stérilisation de cette ressource de sables bitumineux.

D'après son examen des effets potentiels de la qualité des eaux et des sédiments, et des émissions acidifiantes, Shell a conclu que l'impact général du projet sur la santé des poissons serait négligeable. Elle a cependant prévu des concentrations légèrement plus élevées d'acide naphtéinique dans le ruisseau Jackpine jusqu'en 2040, époque à laquelle les concentrations moyenne et maximale augmenteront de façon plus substantielle. Malgré ses prévisions de répercussions environnementales négligeables, Shell a reconnu qu'une incertitude subsistait

quant au taux d'acides naphthéniques susceptible d'entraîner des effets chroniques pour les poissons. La société a par conséquent indiqué qu'elle devait poursuivre ses travaux d'évaluation afin d'identifier les acides naphthéniques qui contribuent le plus à la toxicité et les concentrations seuils déterminant cette toxicité.

Shell a également évalué les effets de composés nocifs sur la chair des poissons et a conclu que ceux-ci seraient négligeables. Elle a néanmoins souligné la faible crédibilité de cette prévision en raison du manque d'études de laboratoire effectuées sur des eaux usées ou traitées.

Shell a prévu que l'impact général du projet sur les communautés benthiques dans les plans d'eau, les petits cours d'eau et la rivière Muskeg serait négligeable, car l'habitat perdu au profit de l'exploitation minière serait recréé afin d'éviter toute perte nette et les modifications prévues étaient relativement limitées.

## 12.2 Opinions de la PNCM

La PNCM a souligné sa dépendance à l'égard du poisson et du gibier, en précisant que certains de ses membres exploitaient des pêcheries commerciales sur le lac Athabasca et à l'embouchure de la rivière Athabasca.

Dans le cadre de son accord avec la PNCM, Shell s'est engagée à évaluer avec celle-ci les programmes de surveillance environnementale, y compris le programme de surveillance des ressources aquatiques, et à consulter cette dernière pour la conception et la mise en œuvre de ces programmes par l'intermédiaire de représentants du comité des relations avec l'industrie de la PNCM.

## 12.3 Opinions du Canada

EC a fait remarquer que la *Loi sur les pêches* interdit le dépôt de substances nocives dans les eaux poissonneuses. Le ministère a fait état de ses préoccupations concernant le risque potentiel d'altération de la chair des poissons qu'entraînent les projets d'exploitation de sables bitumineux, une répercussion sanctionnée par la loi. Il a rappelé sa participation au comité du CONRAD sur l'altération de la chair des poissons, et a félicité ce dernier pour les progrès qu'il a permis de réaliser. Nonobstant la participation de l'industrie au programme sur l'altération de la chair des poissons, le ministère a exprimé des doutes quant à la capacité de ce programme de combler son manque de données et de répondre adéquatement aux futurs besoins en recherche et en surveillance. EC a suggéré que le programme se penche à la fois sur les effets spécifiques du projet et les effets cumulatifs de l'exploitation des sables bitumineux sur la qualité de la chair des poissons de la rivière Athabasca. Le ministère a par conséquent recommandé à Shell de s'assurer que le programme sur l'altération de la chair des poissons comble les lacunes identifiées et propose de futures initiatives de recherche et de surveillance.

Le MPO a également fait état de ses préoccupations quant au risque de fuites en provenance de l'aire des résidus miniers susceptibles d'altérer la chair des poissons ou de nuire à la santé des poissons. Le ministère a souligné que les prévisions relatives à la santé des poissons et à la qualité de leur chair provenaient des résultats d'une modélisation HSPF et que ce type de modélisation était fondé sur des données réelles limitées, ce qui impliquait un degré d'incertitude relativement élevé. Il a par conséquent recommandé à Shell de tenir compte des incertitudes liées



à la modélisation dans son PPNN. Le MPO a en outre recommandé que Shell continue de participer aux initiatives régionales de recherche et de surveillance de la qualité des eaux visant à remédier aux effets de l'altération de la qualité de l'eau sur les ressources aquatiques.

Le MPO a fait état de sa préoccupation concernant les effets environnementaux cumulatifs sur les poissons et leur habitat découlant de l'élimination successive de cours d'eau et des prélèvements d'eau cumulatifs. Le manque de données sur la situation actuelle des ressources aquatiques, conjugué à l'absence d'exemples fonctionnels d'habitats de substitution tels que ceux proposés par Shell, contribuent à accentuer les craintes du ministère. Ce dernier a en outre souligné que le PPNN ne prévoyait aucune mesure de compensation pour la perte d'habitats découlant de l'exploitation minière de Shell dans la plaine d'inondation de la rivière Muskeg. Le MPO a déclaré que le projet n'aurait pas d'effets négatifs graves sur l'environnement à condition que les mesures d'atténuation et de compensation proposées soient mises en œuvre.

Le MPO estime qu'il serait difficile pour Shell de remplacer la perte d'habitats par d'autres habitats semblables dans la région, compte tenu de l'étendue des perturbations des bassins hydrographiques prévues dans le cadre du projet. Le ministère a néanmoins affirmé qu'il continuerait de collaborer avec Shell à l'élaboration d'un PPNN apte à fournir une compensation acceptable pour les habitats de la région. Il continuerait également d'explorer d'autres options de compensation, y compris des travaux hors site et des projets d'aménagement d'habitats visant à éviter toute perte d'habitat de poissons. Le MPO a recommandé l'examen des prévisions de modifications progressives à l'échelle régionale et la poursuite de la participation de Shell aux initiatives régionales visant à faciliter le dépistage des effets cumulatifs sur le milieu aquatique. Le MPO ne voit pas d'inconvénient à ce que le lac de compensation soit situé en dehors de la concession de Shell. Le ministère a déclaré qu'avant d'approuver le PPNN, il exigerait que Shell confirme son accord avec Syncrude et l'approbation par l'EUB de toute stérilisation de ressources de sables bitumineux.

Le MPO a demandé à Shell de maintenir sa participation au sous-groupe chargé de l'étude sur l'IBRM et d'adopter toute recommandation éventuelle découlant des travaux de ce groupe. Le ministère a indiqué que la perturbation ou l'élimination d'affluents de la rivière Athabasca et de ses affluents aurait des effets cumulatifs sur la qualité de l'eau et l'habitat des poissons. Il a donc recommandé à AENV et à l'EUB d'examiner toutes les prévisions de modifications progressives à l'échelle régionale. Le MPO a estimé qu'il était nécessaire de déployer de nouveaux efforts, de concert avec les initiatives régionales actuelles, pour détecter les effets cumulatifs du projet sur le milieu aquatique. Il a recommandé à Shell de participer à cet effet aux initiatives régionales actuelles et futures.

En ce qui concerne la protection de l'habitat des poissons, le MPO a recommandé à Shell de prévoir une distance d'éloignement minimale de 100 m le long de la rivière Muskeg à la fermeture de la mine afin d'atténuer l'impact potentiel des activités minières sur l'habitat riverain et sur le fonctionnement écologique du ruisseau. Le ministère a déclaré qu'il accepterait une zone tampon de 65 m entre le canal construit et le site d'excavation, qui permettrait l'établissement d'une zone riveraine le long du chenal de dérivation. Il s'attend à ce qu'une zone tampon de 65 m soit également prévue pour le lac de compensation pendant la durée de l'exploitation et que celle-ci soit élargie à 100 m à la fermeture.

Le MPO a déclaré qu'il n'acceptait pas les LK à titre d'habitat de substitution pour les poissons. Il a également indiqué qu'il n'existait aucun modèle fonctionnel sur le territoire qui puisse

confirmer les prévisions de Shell selon lesquelles les LK pourraient à long terme se transformer en habitats aquatiques. Le ministère a donc recommandé de poursuivre et d'approfondir la recherche sur les LK afin de déterminer leur valeur écologique.

#### **12.4 Opinions de l'Alberta**

L'Alberta a fait remarquer que la qualité et la quantité des eaux étaient deux facteurs fondamentaux de la salubrité de l'habitat des poissons. D'après la province, les prévisions d'impacts immédiats et cumulatifs du projet sur les poissons et leur habitat étaient peu fiables, compte tenu de l'incertitude des prévisions qualitatives et quantitatives découlant de la modélisation hydrologique. L'Alberta estime cependant que les effets du projet sur les populations et l'habitat piscicoles seraient négligeables si Shell parvenait à compenser les pertes en habitats au moyen de son PPNN. ASRD a rappelé que le PPNN relevait de la responsabilité du MPO et s'est déclaré prêt à continuer de fournir des conseils techniques sur ce plan. ASRD a recommandé de poursuivre la surveillance des poissons et de leur habitat par l'intermédiaire de groupes tels que le RAMP. Répondant à une question sur l'efficacité du programme de surveillance du RAMP, AENV a déclaré que ce programme faisait actuellement l'objet d'une inspection professionnelle à l'issue de laquelle les membres du RAMP seraient en mesure de combler les lacunes identifiées. L'Alberta estime par ailleurs que les données relatives aux poissons recueillies pour l'EIE sont adéquates, mais que des données supplémentaires relatives aux invertébrés benthiques seraient utiles.

#### **12.5 Opinions de la Commission**

La Commission prend acte des préoccupations exprimées par plusieurs intervenants concernant les pertes d'habitat du poisson et les impacts potentiels du projet sur les ressources aquatiques de la région. Elle souligne le témoignage du MPO selon lequel ces effets peuvent être atténués par des mesures d'atténuation, de surveillance et de suivi et par un plan de compensation adéquat pour les pertes d'habitat. La Commission estime que les objectifs du PPNN pourront être atteints. Elle pense néanmoins qu'il est essentiel de mettre sur pied un solide plan de surveillance afin d'assurer une analyse adéquate des effets du projet sur les poissons et leur habitat. Elle recommande que le MPO, de concert avec ASRD, AENV et EC et les intervenants régionaux, exige que Shell élabore et mette en œuvre un programme intégré de surveillance des poissons et des macro-invertébrés benthiques.

La Commission fait remarquer que le lac de compensation proposé par Shell serait la première initiative de ce genre dans la région des sables bitumineux. La Commission reconnaît que de tels lacs pourraient être proposés dans la région pour compenser la perte d'habitats aquatiques attribuable à l'exploitation des sables bitumineux, et souligne la valeur de l'information que l'on pourrait retirer d'un tel modèle de lac de compensation à grande échelle. La Commission recommande par conséquent que le MPO exige un rapport de Shell sur les résultats de sa surveillance du lac de compensation et qu'il le communique aux autres intervenants dans la région. La Commission conseille au MPO de demander à Shell de tenir compte, dans sa surveillance, de facteurs tels que l'abondance des poissons, la structure de la communauté piscicole et les résultats opérationnels du lac de compensation par rapport aux régimes hydrologiques et aux hausses et baisses de débits.

La Commission comprend que Shell entreprendra des forages supplémentaires afin de déterminer l'incidence potentielle de l'emplacement du lac de compensation sur les ressources de sables bitumineux. La Commission indique que si ces forages permettent de localiser une ressource minière, Shell devra déplacer le lac ou faire une demande à l'EUB visant la stérilisation de cette ressource.

La Commission relève un certain manque d'information, et en particulier l'incertitude sur les acides naphthéniques, impliquant une incertitude sur la question de l'altération de la chair des poissons. Elle prend note de la participation de Shell aux initiatives régionales visant à remédier aux problèmes liés à la qualité de l'eau et à la santé des poissons et se déclare encouragée par les travaux du comité du CONRAD sur l'altération de la chair des poissons. Elle prend également note du témoignage d'EC, selon lequel le programme de CONRAD pourrait ne pas parvenir à remédier adéquatement au manque de connaissances. Elle s'inquiète du fait que l'information communiquée ne semble pas répondre à certaines préoccupations soulevées au cours des délibérations. La Commission rappelle que la question des acides naphthéniques et de leurs impacts potentiels sur la qualité des eaux et de la chair des poissons est à l'étude depuis 20 ans. Reconnaissant la complexité de cette question, la Commission estime que son analyse devrait figurer au premier rang des priorités.

La Commission recommande qu'AENV et ASRD, de concert avec le MPO et EC, exigent que Shell entreprenne des études de suivi sur les impacts potentiels des composés nocifs pour la chair des poissons. Elle encourage en outre le MPO et EC à intensifier leur participation au programme du CONRAD sur l'altération de la chair des poissons afin d'aider à combler les lacunes d'information et à répondre aux besoins de recherche identifiés.

La Commission conclut qu'il est peu probable que le projet ait des effets néfastes importants sur les ressources aquatiques, à la condition que les mesures d'atténuation proposées et ses recommandations soient mises en œuvre.

## **13 EAUX SOUTERRAINES**

### **13.1 Quaternaire**

#### **13.1.1 Opinions de Shell**

Shell a indiqué que les eaux souterraines provenant du mort-terrain recouvrant les sites d'excavation seraient libérées et déversées dans le système de drainage des eaux de surface afin d'atténuer les effets de l'interception du débit de base naturel. Shell a prévu que le niveau des eaux souterraines du mort-terrain serait presque rétabli après l'exploitation et que les activités d'assèchement du mort-terrain n'auraient pas d'incidence sur la qualité des eaux souterraines. La société a indiqué que la modification des niveaux d'eau pourrait perturber les terres humides et la végétation aux alentours du site d'excavation, tout en précisant que ces effets seraient négligeables. Elle a déclaré qu'elle mettrait en œuvre un programme de surveillance afin d'évaluer les impacts réels et de valider ses conclusions.

Shell a indiqué que les eaux interstitielles de résidus s'infiltreraient par l'aire des résidus miniers jusqu'aux couches superficielles des dépôts quaternaires. La société a prévu que l'infiltration des

eaux résiduelles entraînerait une dégradation de la qualité des eaux souterraines, mais que les effets de cette infiltration se limiteraient aux sols immédiatement sous-jacents et adjacents à l'aire des résidus. Shell a déclaré que certains mécanismes avaient pour effet de réduire les concentrations de soluté dans les eaux souterraines et de retarder ainsi la pénétration. La société a indiqué qu'elle creuserait un fossé de 6 m de profondeur autour de l'aire des résidus miniers afin d'intercepter les fuites, en précisant cependant qu'une partie de ces écoulements se déverseraient à la surface du sol entre l'aire des résidus et le ruisseau Jackpine, et que la moitié se déverseraient dans le ruisseau. Elle a par ailleurs souligné qu'une partie des fuites provenant des remblais remonteraient de l'aquifère de fond en passant par les dépôts quaternaires d'abord dans la rivière Muskeg et à plus long terme dans le ruisseau Muskeg dérivé. Elle a déclaré que moyennant des mesures d'atténuation adéquates, les effets de ces infiltrations sur la qualité de l'eau seraient négligeables. Elle a annoncé qu'elle prévoyait mettre en œuvre un programme de surveillance des eaux souterraines et des eaux de surface afin de déterminer les liens éventuels entre les unes et les autres.

Shell a indiqué qu'elle prévoyait effectuer des forages supplémentaires à l'intérieur et autour du périmètre de l'aire des résidus pour la conception de la digue de rétention de résidus, de même qu'à l'intérieur de la zone d'excavation. Selon elle, ces forages devraient fournir un complément d'information sur les dépôts quaternaires.

Shell a indiqué que l'ACP traversait six concessions de sables bitumineux et avait été retracé sur une longueur de 77 km. La société a constaté qu'à l'intérieur de la zone du projet, le chenal était recouvert d'une couche de till d'environ 10 à 30 m, que sa largeur était d'environ 2 km et que sa profondeur atteignait plus de 50 m. Elle a pu dégager un certain nombre d'interprétations de son observation du flux des eaux souterraines dans l'ACP. Dans son EIE, Shell a affirmé que, d'après les données à sa disposition, le flux des eaux souterraines du chenal semblait orienté du sud vers le nord. Par la suite, Shell a indiqué que les eaux souterraines étaient de préférence canalisées dans l'ACP à partir de sédiments de plus faible perméabilité et de flux d'eaux souterraines parallèles au chenal, lequel servait de conduite d'eaux souterraines. Lors de l'audience, Shell a déclaré qu'une grande partie des eaux qui s'infiltraient dans l'ACP ne faisaient en réalité que passer à travers le chenal pour se déposer ensuite sur la couche des dépôts quaternaires ou sur la formation de McMurray située sur le flanc nord-ouest de l'ACP, en précisant que le flux régional se dirigeait en général vers l'ouest et le nord.

La société pétrolière a déclaré par ailleurs qu'elle se servirait de puits de rabattement pour assécher l'ACP à proximité des hautes parois entourant le site d'excavation, afin de stabiliser ces parois et de réduire au minimum les infiltrations dans la mine. Shell a prévu que l'assèchement de l'ACP aurait une incidence sur les niveaux et les régimes des eaux souterraines pendant l'exploitation, en précisant toutefois qu'elle prévoyait un rétablissement des niveaux d'eaux après la fin des activités d'assèchement. La société s'est engagée à assurer la surveillance des effets de l'assèchement.

Shell a déclaré que le canal était protégé par une couche de till de faible perméabilité située sous l'aire des résidus, qui agirait comme une gaine naturelle. La société a prévu que pendant l'exploitation, des fuites provenant de l'aire des résidus externe s'écouleraient vers l'ACP, puis vers les puits d'assèchement. Elle a prévu que dans un premier temps, les eaux souterraines touchées auraient une composition chimique mixte combinant les fuites contenant des résidus et

les composés naturels de l'ACP. La société a néanmoins indiqué qu'une fois les opérations d'assèchement terminées, le panache d'eau polluée par les résidus resterait dans l'ACP à l'est et à l'ouest de l'aire des résidus. Elle a prévu que les eaux d'infiltration contenant des résidus commenceraient à circuler en direction de l'ouest vers le ruisseau Jackpine et du nord, vers le LK situé à l'est du site. Elle a également prévu que les principales zones touchées se situeraient à une distance d'un km de l'aire des résidus. Elle a précisé qu'à plus long terme, la proportion des fuites contenant des résidus dans les zones touchées augmenterait jusqu'à ce que la composition chimique de ces eaux souterraines s'approche de celle des fuites non diluées. Elle a également indiqué que l'altération de la qualité de ces eaux souterraines s'étendrait à long terme et serait irréversible, tout en précisant qu'elle ne prévoyait aucune incidence importante des fuites provenant de l'aire des résidus sur l'ACP. Shell a déclaré que la composition des eaux d'infiltration contenant des résidus sablonneux suivrait la courbe de variation naturelle de la qualité des eaux souterraines de l'ACP et a affirmé que ces eaux seraient encore classifiées comme étant utilisables. Estimant que ses prévisions relatives au suintement de l'aire des résidus étaient prudentes, Shell a indiqué qu'elle ne prévoyait aucun effet cumulatif des infiltrations de résidus dans l'ACP, même si d'autres projets de développement étaient mis en œuvre dans la région.

Shell a déclaré que pendant la solidification de certains RC, elle exprimerait des eaux interstitielles dans certaines zones de l'ACP en précisant que pendant et peu après les travaux d'assèchement, les faibles niveaux d'eau amplifieraient la tendance des eaux interstitielles des RC à s'écouler dans l'ACP. La société a néanmoins souligné qu'elle ne prévoyait qu'un faible taux d'infiltration d'eaux souterraines entre les résidus et l'ACP. Elle a précisé qu'à mesure que les eaux de l'ACP retrouveraient les mêmes niveaux qu'avant l'exploitation, le taux de suintement provenant des réservoirs de RC diminuerait à un niveau négligeable.

Afin de réduire au minimum les impacts du projet sur l'ACP, Shell a indiqué qu'elle avait rajusté la délimitation du site d'excavation afin de protéger l'intégrité du chenal, quitte à laisser une quantité de minerai dans ce dernier. La société a déclaré qu'elle continuerait d'affiner et d'optimiser les plans du site d'excavation afin de déterminer l'emplacement le plus adéquat pour la paroi, compte tenu d'un rapport équilibré entre les coûts et l'empiètement sur l'ACP. Elle a en outre indiqué qu'elle prévoyait entreprendre la conception d'un système de puits de dépressurisation et qu'elle évaluerait ses besoins en matière d'assèchement.

Shell a précisé qu'elle avait étudié la possibilité de gagner l'aire des résidus afin de limiter les infiltrations dans l'ACP, mais avait conclu qu'une telle mesure ne présentait aucun avantage environnemental. C'est pourquoi elle n'avait pas procédé à une évaluation plus rigoureuse. La société a souligné qu'une gaine pourrait, en fait, exercer une pression sur les eaux d'infiltration de l'aire des résidus, qui remonteraient à la surface plus tôt, provoquant des effets environnementaux plus graves. Shell a résumé les diverses stratégies de gestion adaptative des effets du projet sur le régime des eaux souterraines du Quaternaire. La société a déclaré que si certaines zones exigeaient une protection contre le rabattement entraîné par l'assèchement des morts-terrains, il serait possible d'installer localement un mur d'étanchéité ou une barrière à faible perméabilité au flux d'eaux souterraines. Elle a précisé que si le rabattement dû aux opérations d'assèchement de l'ACP avait des répercussions sur les terres humides et les plans d'eau de surface, elle pourrait envisager de réinjecter de l'eau dans les zones sensibles, de modifier la cadence et l'intensité des opérations d'assèchement ou de gérer les dérivations de cours d'eau de manière à orienter le déversement d'eaux de surface dans les zones sensibles. Shell a déclaré que les stratégies de gestion adaptative prévues pour remédier au suintement de

l'aire des résidus pourraient inclure l'installation d'un système de drainage ou d'un rideau d'étanchéité, alors que les stratégies de gestion des résidus dans les zones d'excavation pourraient inclure l'installation d'un système de drainage ou d'un mur réactif ou la modification des cadences de drainage de surface pour manipuler la surface des aires d'alimentation et d'écoulement et la variation des flux.

Shell a déclaré qu'elle avait conclu des accords de coopération avec ExxonMobil et Syncrude selon lesquels aucune de ces deux sociétés ne prévoyait entreprendre d'étude régionale sur les eaux souterraines de l'ACP. La société a également annoncé qu'elle avait mis au point un plan conceptuel de surveillance des eaux souterraines et qu'elle collaborerait avec les autres intervenants pour l'améliorer. Elle a en outre précisé qu'elle déposerait ce plan de surveillance révisé au dossier dans sa demande d'approbation en vertu de l'EPEA. Elle a indiqué qu'aucun programme de surveillance des eaux souterraines de la région des sables bitumineux n'avait été proposé par les autres intervenants ou la CEMA et qu'elle était disposée à remédier aux problèmes régionaux dans le cadre d'accords de coopération avec les détenteurs de concessions adjacentes.

### **13.1.2 Opinions de la PNCM**

La PNCM a déclaré que son accord avec Shell prévoyait les mesures suivantes :

- La PNCM évaluera le programme de surveillance des eaux souterraines proposé par Shell et collaborera à son amélioration et à sa mise en œuvre;
- La PNCM évaluera les résultats des programmes de surveillance et leur corrélation avec les prévisions de l'EIE afin de valider l'efficacité des mesures d'atténuation; et
- Shell recueillera des données supplémentaires sur les ressources en eaux souterraines et sur les aquifères dans le bassin de la rivière Muskeg.

### **13.1.3 Opinions de la PNCA**

Conformément à son accord avec la PNCA, Shell devra :

- intégrer la participation de la PNCA à la conception des programmes de surveillance;
- déterminer les valeurs seuils impliquant des mesures de gestion adaptative; et
- fournir à la PNCA les résultats des initiatives de surveillance et leur comparaison avec les prévisions de l'EIE.

### **13.1.4 Opinions de Fort McKay**

L'accord de Shell avec Fort McKay prévoit la participation de ce groupe à la conception du réseau de surveillance des eaux souterraines et au processus de gestion adaptative, y compris l'établissement de valeurs seuils impliquant des mesures d'atténuation.

### 13.1.5 Opinions de l'Alberta

AENV a déclaré qu'il considérait le suintement de l'aire des résidus externe dans l'ACP comme une dégradation de l'aquifère. Le ministère a estimé que les eaux de l'ACP pourraient être considérées comme une ressource d'eaux souterraines utilisables même après la modification de leur composition due aux fuites. Il a déclaré qu'il envisageait d'assujettir son approbation à une nouvelle condition exigeant que Shell soumette un plan d'atténuation détaillé visant à limiter l'étendue latérale des fuites et leur effets sur la qualité des eaux avant de commencer à utiliser l'aire des résidus. AENV a précisé qu'il pourrait aussi inclure dans toute approbation délivrée en vertu de l'EPEA des conditions exigeant que Shell recueille des données supplémentaires sur l'aquifère et confirme ses prévisions sur les effets des fuites provenant de l'aire des résidus. Le ministère a indiqué que les effets à long terme sur l'ACP pourraient être réduits au minimum et limités à l'encontre de la concession grâce à la mise en œuvre d'un programme intégré de surveillance des eaux souterraines et de mesures efficaces d'atténuation dans le cadre du processus prévu par l'EPEA.

En ce qui a trait aux considérations propres au projet, AENV a indiqué qu'une étude régionale sur les eaux souterraines de l'ACP n'était pas nécessaire, mais que les données d'une telle étude pourraient être utiles.

AENV a déclaré que le plan conceptuel de surveillance des eaux souterraines était détaillé et visait plusieurs des aquifères susceptibles d'être touchés par les impacts du projet, y compris ceux qui se trouvent dans les morts-terrains, l'ACP et l'aquifère de fond. Le ministère a précisé que le plan de surveillance comprenait une liste importante de paramètres et qu'il était adéquat, moyennant certaines modifications éventuelles.

### 13.1.6 Opinions de la Commission

La Commission reconnaît que les infiltrations de résidus modifieront la qualité des eaux des aquifères du Quaternaire dans la région de la concession de Shell. Elle accepte l'avis de Shell et d'AENV selon lequel les eaux souterraines de ces aquifères demeureront utilisables même après avoir été infiltrées d'eaux contenant des résidus. La Commission reconnaît également que les modèles utilisés par Shell pour évaluer les risques d'infiltration reposent sur des hypothèses prudentes. Elle prend note de l'avis d'AENV selon lequel les effets à long terme du projet sur l'ACP pourraient être gérés dans le cadre du processus prévu par l'EPEA. Elle prend également note de la déclaration du ministère selon laquelle ce dernier pourrait ajouter une condition à son approbation en vertu de l'EPEA exigeant que Shell soumette un plan supplémentaire d'atténuation détaillé visant à limiter l'étendue latérale des infiltrations et leur effets sur la qualité des eaux, avant de commencer à utiliser l'aire des résidus. La Commission estime que certaines options d'atténuation pourraient être abandonnées lorsque la construction de l'aire des résidus sera terminée. Elle recommande donc qu'AENV envisage de demander à Shell de fournir, avant la construction, d'autres plans d'atténuation visant à limiter les infiltrations provenant de l'aire des résidus externe. La Commission appuie l'intention d'AENV d'intégrer à toute approbation en vertu de l'EPEA des conditions de surveillance et d'atténuation relatives aux effets du suintement des résidus.

La Commission prend note de l'engagement de Shell de poursuivre son exploration des dépôts quaternaires dans l'aire des résidus externe et considère cette initiative comme un moyen pour la société d'affiner ses conclusions sur les effets des infiltrations. La Commission recommande donc que la Dam Safety Branch d'AENV exige de la part de Shell les résultats mis à jour de sa

modélisation relative aux infiltrations, un relevé cartographique des dépôts quaternaires, des plans de surveillance ainsi que l'inclusion de mesures d'atténuation dans le rapport de conception détaillé sur l'aire des résidus.

La Commission constate que Shell a redéfini la délimitation de son site d'excavation afin de protéger l'intégrité de l'ACP. Elle reconnaît que les limites définitives du site d'excavation n'ont pas encore été établies et peuvent différer de celles qui sont actuellement proposées après l'exécution de forages supplémentaires. Il est possible que la délimitation révisée compromette l'intégrité de l'ACP. Bien que la Commission soit disposée à accepter que les fuites de résidus provenant de l'intérieur de la zone d'excavation seraient négligeables selon les plans actuels du site, une contamination éventuelle de l'ACP est concevable si Shell révisé ses plans pour inclure des opérations d'exploitation dans l'aquifère. La Commission exige donc que Shell soumette un rapport à l'approbation de l'EUB, présentant les plans détaillés de son site d'excavation à proximité de l'ACP cinq ans avant d'entreprendre toute exploitation dans cette zone afin de permettre l'examen préalable des questions de la récupération des ressources et des impacts environnementaux. Ce rapport devra indiquer l'emplacement proposé des limites du site d'excavation et leur proximité par rapport à l'ACP et comprendre une description détaillée des mesures d'atténuation prévues pour réduire au minimum l'impact de l'exploitation à proximité de l'ACP.

La Commission prend note des engagements de Shell à faire participer les autres intervenants à la conception et à la mise en œuvre de son programme de surveillance des eaux souterraines, et à évaluer les résultats de ce programme de concert avec ces derniers afin de valider les prévisions de son EIE. La Commission reconnaît la pertinence de ces engagements pour la bonne compréhension des impacts du projet par toutes les parties prenantes.

La Commission reconnaît que l'ACP est une importante ressource potentielle d'eaux souterraines utilisables qui risque d'être détériorée par les impacts du projet d'exploitation de Shell et de ceux d'autres exploitants. Elle comprend que Shell et AENV estiment qu'une étude régionale des eaux souterraines n'est pas nécessaire pour les besoins du projet. Elle prend également note de la prévision de Shell selon laquelle la mise en œuvre d'un autre projet de développement dans la région n'entraînerait aucun impact cumulatif dû aux fuites contenant des résidus dans l'ACP. La Commission estime néanmoins qu'il serait utile de mieux comprendre la nature de cette ressource d'eaux souterraines avant de procéder à l'exploitation. Elle exprime sa préoccupation quant aux impacts éventuels des projets d'ExxonMobil et de Syncrude sur l'ACP. La Commission recommande donc qu'AENV assujettisse son approbation du projet à des conditions exigeant que Shell, de concert avec les autres exploitants, élabore et effectue une étude régionale sur les eaux souterraines de l'ACP afin d'évaluer la nature de cette ressource à l'échelle régionale. La Commission estime que cette évaluation devrait être réalisée avant le début des opérations d'exploitation aux alentours de l'ACP.

La Commission conclut qu'il est peu probable que le projet ait des effets négatifs importants sur le régime des eaux souterraines du Quaternaire, à la condition que des mesures d'atténuation et ses recommandations soient mises en œuvre.



## 13.2 Aquifère de fond

### 13.2.1 Opinions de Shell

Shell a déclaré avoir décelé la présence d'un aquifère de fond entre le dessus de la formation du Dévonien et la base de la formation de McMurray. La société a indiqué que l'aquifère de fond devait être dépressurisé avant toute exploitation afin d'assurer la stabilité du fond et des parois de la fosse. Shell a affirmé que les effets de la dépressurisation s'étendraient au-delà des alentours immédiats du site d'exploitation, en précisant que le rabattement dans l'aquifère de fond pourrait entraîner un rabattement dans les formations supérieures, mais que la dépressurisation n'aurait aucune incidence importante sur le niveau des eaux souterraines dans les dépôts quaternaires peu profonds. Shell a prévu que le débit des eaux souterraines affluant dans les principales rivières de la région baisserait à la suite de la dépressurisation de l'aquifère de fond, mais que les changements prévus ne représentaient que des proportions infimes des débits respectifs de chacun des cours d'eau. La société a indiqué que la dépressurisation entraînerait une hausse du taux de suintement profond sous l'aire externe de résidus. Elle a précisé que le suintement vertical provenant de l'aire des résidus externe pourrait entraîner à long terme une détérioration de la qualité des eaux souterraines de l'aquifère. Elle a déclaré que si la dépressurisation entraînait des effets imprévus, elle pourrait modifier l'emplacement des puits d'assèchement ou les taux de pompage afin de réduire l'ampleur du rabattement ou encore réinjecter des eaux de dépressurisation dans l'aquifère de fond.

Shell a indiqué que les remblais de résidus en fosse seraient en contact direct avec les eaux souterraines de la formation de McMurray et que les eaux de ces remblais s'écouleraient verticalement à travers le fond des fosses et dans l'aquifère de fond. La société a déclaré que la détérioration de la qualité des eaux de l'aquifère de fond due à ces infiltrations serait un phénomène à long terme. Elle a énoncé la possibilité que le suintement de résidus se fasse à travers l'aquifère de fond vers le LK de l'ouest. Shell a prévu qu'à long terme, un panache d'eaux altérées par les résidus s'étendrait dans l'aquifère de fond, du site du projet à la rivière Athabasca et que ces eaux remonteraient à travers les sédiments quaternaires dans la rivière Muskeg. La société s'est engagée à assurer la surveillance des eaux souterraines de l'aquifère de fond. Elle a indiqué qu'elle prévoyait, dans le cadre de ses stratégies de gestion adaptative visant à limiter le débit du suintement, l'installation d'un système de drainage pour capter les eaux souterraines altérées, l'installation d'un mur réactif pour prévenir l'écoulement de ces eaux, ainsi que des modifications au régime de drainage de surface afin de manipuler la surface des aires d'alimentation et d'écoulement et la variation des flux des eaux souterraines.

Shell a indiqué qu'elle effectuerait des forages exploratoires afin de définir plus clairement l'étendue de l'aquifère de fond. Elle a également déclaré que, dans le cadre de ses travaux de conception, elle examinerait des données supplémentaires sur la qualité des eaux de fond et les volumes de dépressurisation afin de s'assurer de l'exactitude de ses plans. Shell s'est engagée à utiliser les eaux de l'aquifère de fond dans le processus d'extraction quel que soit le taux de matières totales dissoutes (MTD) de ces eaux.

### 13.2.2 Opinions de la Commission

La Commission reconnaît que, compte tenu des taux de MTD, les eaux de l'aquifère de fond peuvent être considérées comme des eaux souterraines utilisables et que ces taux, de même que de nombreux autres paramètres des concentrations chimiques de ces eaux, dépassent les taux

prévus pour les fuites d'eaux interstitielles provenant des résidus composites et des résidus sablonneux. Elle souligne toutefois que certaines concentrations de métaux prévues dans les infiltrations d'eaux interstitielles des RC dépassent les concentrations maximales acceptables pour la qualité de l'eau potable. La Commission comprend que les fuites provenant des résidus en fosse s'écouleraient dans l'aquifère de fond et formeraient à long terme un panache qui se déverserait dans les rivières Muskeg et Athabasca et éventuellement dans le LK de l'ouest. Elle prend note de l'observation de Shell selon laquelle certains mécanismes ont pour effet de réduire les concentrations de soluté dans les eaux et de retarder la pénétration. La Commission reconnaît que Shell a proposé de mettre en œuvre des programmes de surveillance pour valider les prévisions de sa modélisation relative aux eaux souterraines et que la société s'est engagée à assurer la surveillance de la qualité des eaux de l'aquifère de fond dans le cadre de ses activités de dépressurisation. La Commission prend note du fait que Shell a mis au point des stratégies de gestion adaptative afin de remédier à tout effet imprévu.

La Commission s'attend à ce que Shell honore son engagement à utiliser les eaux de dépressurisation de l'aquifère de fond dans le processus d'extraction, quel que soit leur taux de MTD.

La Commission prend note du fait qu'un certain nombre de groupes se sont engagés à recueillir des données afin d'évaluer les impacts régionaux de l'exploitation des sables bitumineux sur l'air, les eaux de surface et la faune, mais souligne qu'aucun organisme ne semble s'être penché sur l'évaluation des impacts régionaux de l'exploitation sur les eaux souterraines. Compte tenu du nombre de sites d'exploitation dans la région et de l'envergure de leurs opérations, la Commission estime qu'une telle initiative serait essentielle pour évaluer tous les impacts potentiels. La Commission reconnaît que Shell s'est déclarée disposée à résoudre les problèmes liés aux eaux souterraines par le biais d'accords de coopération avec les détenteurs de concessions adjacentes et que la société prévoit entreprendre un processus de surveillance des impacts du projet sur les eaux souterraines. La Commission reconnaît également qu'on ne saurait imposer à aucun détenteur de concession d'entreprendre à lui seul une étude régionale de surveillance des eaux souterraines. Elle reconnaît par ailleurs qu'il ne serait pas raisonnable de recommander aux groupes de travail régionaux d'entreprendre une telle initiative, compte tenu de leur charge de travail actuelle. La Commission estime néanmoins qu'AENV devrait envisager de confier l'examen des questions relatives aux eaux souterraines à un groupe de travail régional.

La Commission conclut qu'il est peu probable que le projet ait des effets négatifs importants sur le régime des eaux souterraines de l'aquifère de fond ou sur les plans d'eau de surface qui y sont reliés, à la condition que les mesures d'atténuation nécessaires soient mises en œuvre.

## 14 ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES

### 14.1 Opinions de Shell

Shell a prévu que le projet entraînerait une hausse de seulement 0,1 pour cent des taux d'anhydride sulfureux (SO<sub>2</sub>) dans l'ensemble de la région. La société a indiqué que les concentrations horaires au sol de SO<sub>2</sub> dépasseraient les taux prescrits par les directives de l'Alberta relatives à la qualité de l'air ambiant (*Alberta Ambient Air Quality Guidelines* –

AAAQG) dans tous les scénarios (conditions de référence, conditions de la demande et prévisions), en précisant toutefois que l'écart prévu par rapport aux concentrations maximales était négligeable dans le scénario des conditions de base et celui des conditions de la demande et que le projet aurait peu d'incidence sur ces dépassements.

Shell a prévu que, dans l'ensemble de la région, le projet entraînerait une hausse des émissions d'oxyde nitreux ( $\text{NO}_x$ ) de 218 à 241 tonnes par jour (t/j). La modélisation relative à la qualité de l'air effectuée par Shell prévoit des dépassements des taux annuels de dioxyde d'azote ( $\text{NO}_2$ ) prescrits par les directives de l'Alberta (AAAQG) dans les zones d'étude locales et régionales, pour tous les scénarios d'évaluation. Shell a signalé que la contribution du projet à ces dépassements était minime et que les prévisions relatives aux taux de  $\text{NO}_2$  étaient plutôt prudentes, compte tenu de l'incertitude générale des prévisions concernant ces taux.

Shell s'est engagée à mettre en œuvre son projet en prenant les mesures d'atténuation suivantes pour limiter les émissions de  $\text{NO}_x$  : une flotte de véhicules conformes aux normes applicables en matière d'émissions atmosphériques au moment de l'achat, l'optimisation des distances à parcourir dans le cadre de l'exploitation, des programmes efficaces d'entretien des routes et des véhicules, l'utilisation d'une technologie des turbines efficace et de technologies à faible émission de  $\text{NO}_x$  pour les chaudières et les turbines.

Shell a avancé que les émissions du projet n'auraient pas d'incidence importante sur l'acidification des sols et des eaux de la région. La société a indiqué que ses analyses étaient prudentes, car elle avait tenu compte d'émissions atmosphériques maximales pour tous ses projets. Elle a affirmé par ailleurs que les prévisions résultant de ses modèles de dispersion étaient fondées sur des hypothèses modérées et que les taux d'émissions acidifiantes prévus et les valeurs relatives aux apports d'acide potentiels étaient nettement surestimés dans l'EIE.

Shell a souligné qu'il existait trois outils de gestion de l'acidification dans la région. Le premier est le plan de gestion de l'acidification présenté à la CEMA le 30 septembre 2003. Selon Shell, la mise en œuvre de ce plan réduirait au minimum les risques d'acidification dans la région. Le deuxième outil est un programme intégré de surveillance des effets environnementaux et des dépôts atmosphériques attribuables à l'acidification, actuellement mis en œuvre sous l'égide de la WBEA. Le troisième outil est un programme de surveillance annuel dirigé par le RAMP visant à déceler la variation potentielle de l'alcalinité des plans d'eau.

Shell a prévu que les concentrations moyennes sur 24 heures de matières particulaires de 2,5 microns ( $\text{MP}_{2,5}$ ) dépasseraient la norme pan-canadienne (NPC) de 30 microgrammes par mètre cube ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ) dans deux des collectivités régionales évaluées, soit Conklin dans tous les scénarios (conditions de référence, conditions de la demande et prévisions) et Fort McMurray dans le scénario des prévisions. Shell a attribué ces dépassements aux sources locales de  $\text{MP}_{2,5}$  et a estimé que sa modélisation était fondée sur des hypothèses prudentes.

Shell s'est engagée à financer un projet portant sur un filtre à particules de diesel par l'entremise de la Clean Air Strategic Alliance (CASA) et, en cas de réussite, d'étudier la faisabilité de l'utilisation de ces filtres pour les autobus de la région de Fort McMurray.

Shell a déclaré qu'elle partageait les préoccupations actuelles sur les changements climatiques planétaires dus aux émissions de GES. La société a affirmé son adhésion à l'engagement du groupe Royal Dutch/Shell à réduire les émissions de GES provenant de ses activités mondiales

conformément aux objectifs de Kyoto jusqu'en 2010, voire à dépasser ces objectifs. Shell a souligné qu'elle avait établi des objectifs volontaires pour son unité d'exploitation de sables bitumineux visant à émettre moins de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) que la solution de recharge la plus probable, à savoir l'importation pure et simple de brut. Elle a indiqué que cette démarche l'avait amenée à établir un objectif volontaire de 50 pour cent de réduction d'ici 2010 dans le cadre de l'exploitation de la mine de la rivière Muskeg. Shell a déclaré qu'elle collaborait actuellement avec ses partenaires et le Comité consultatif de Shell Canada sur le changement climatique afin d'évaluer les objectifs volontaires à établir pour le projet et qu'elle s'était engagée à mettre sur pied un plan de gestion des GES visant à réduire les émissions à long terme. La société s'est également engagée à utiliser la meilleure technologie disponible sur le marché pour réduire les émissions de GES. Elle a en outre affirmé son engagement à se conformer aux exigences futures de l'Alberta et du Canada en la matière.

#### **14.2 Opinions de l'OSEC**

L'OSEC a déclaré que Shell s'était engagée à financer la recherche sur un dispositif d'épuration complémentaire pour les moteurs diesel ainsi qu'un projet de mise au point d'un filtre à particules de diesel.

#### **14.3 Opinions du SCC**

Le SCC a fait part de ses préoccupations concernant les résultats de l'EIE indiquant que l'apport d'acide potentiel dépasserait la charge critique pour les sols sensibles dans une zone importante d'environ 288 000 hectares (ha). D'après le SCC, l'acidification pourrait entraîner des problèmes pour la végétation forestière et une acidification des cours d'eau et des lacs. Le groupe a également souligné que l'acidification des sols pourrait entraîner un lessivage des métaux et provoquer ainsi d'autres problèmes pour l'environnement et la santé.

Le SCC a estimé que certaines régions de la Saskatchewan pourraient être touchées par les dépôts acides, tout en reconnaissant que les effets les plus graves sur la qualité de l'air se situeraient dans la zone d'étude locale (ZEL).

Le SCC a déclaré avoir compris que le Canada avait ratifié l'accord de Kyoto préconisant une réduction de 6 pour cent des GES et que cet objectif n'était qu'une première étape puisque des réductions allant jusqu'à 60 pour cent étaient nécessaires. Le groupe a estimé qu'en approuvant des investissements à long terme dans des projets d'exploitation de combustibles fossiles, tels que le projet en question, le Canada aurait de la difficulté à honorer ses engagements. Le SCC a par conséquent exprimé son avis en faveur du rejet de l'approbation du projet.

#### **14.4 Opinions du Canada**

EC a recommandé la surveillance continue des NO<sub>x</sub> à proximité du site du projet, afin de valider les résultats de la modélisation des conditions de référence et de l'évaluation des effets environnementaux cumulatifs, et a reconnu que la WBEA serait le groupe le plus compétent pour mettre en œuvre cette recommandation.

EC a souligné que la modélisation préliminaire sur les dépôts acides dans l'ensemble de la région indiquait que le transport à grande distance en Saskatchewan entraînerait des dépôts acides

humides et secs dont le taux serait bien inférieur aux seuils d'effets nocifs établis. EC a recommandé que Shell se conforme au plan de gestion de l'acidification mis au point par la CEMA.

EC a également recommandé que les intervenants régionaux collaborent en vue de concevoir et de mettre en œuvre un programme de surveillance plus rigoureux sur les dépôts humides et secs et il est d'avis que le Terrestrial Environmental Effects Monitoring (TEEM) Committee serait le groupe le plus apte à mettre en œuvre cette recommandation.

EC a également recommandé que les intervenants régionaux participent aux programmes visant à assurer la surveillance des matières particulaires et des polluants précurseurs. Le ministère a estimé que le sous-groupe de la Trace Metal Air Contaminants (TMAC) pourrait élaborer un plan d'action visant à combler les lacunes de connaissances sur les matières particulaires et que la WBEA serait apte à mettre en œuvre un processus de surveillance à long terme des matières particulaires et des polluants précurseurs.

Ressources naturelles Canada (RNCAN) a souligné que l'industrie des sables bitumineux avait réduit l'intensité de ses émissions de GES d'environ 30 pour cent et qu'elle avait prévu, de 1990 à 2010, une diminution totale d'environ 45 pour cent. Le ministère a indiqué que l'industrie des sables bitumineux avait été désignée comme un gros émetteur industriel dans le cadre du Plan d'action pour le changement climatique lancé par le Canada en novembre 2002. EC et RNCAN ont déclaré que Shell serait tenue de se conformer aux objectifs relatifs à l'intensité des émissions dès qu'ils auront été établis par le programme sur les gros émetteurs industriels dans le cadre du Plan d'action pour le changement climatique du gouvernement du Canada.

#### **14.5 Opinions de l'Alberta**

AENV a déclaré que sa politique consistait à limiter les émissions de SO<sub>2</sub> et de NO<sub>x</sub> à leur plus bas niveau possible au moyen des techniques de prévention et de contrôle les plus appropriées. Le ministère a déclaré en outre qu'il pourrait inclure dans son approbation en vertu de l'EPEA des conditions exigeant que Shell collabore avec la WBEA pour mettre sur pied un programme de surveillance du milieu ambiant visant à valider les prévisions relatives aux concentrations de SO<sub>2</sub> et de NO<sub>x</sub>.

AENV a estimé que les résultats de la modélisation de Shell relatifs aux émissions atmosphériques de NO<sub>2</sub> indiquaient qu'il y avait lieu d'approfondir l'évaluation des émissions de NO<sub>x</sub> provenant de l'équipement mobile de l'exploitation et de réduire davantage ces émissions. Le ministère a recommandé que Shell et les autres exploitants de sables bitumineux envisagent de prendre une initiative industrielle visant à vérifier la source des émissions provenant des flottes de véhicules et à évaluer les moyens de les réduire au minimum. Le ministère a en outre déclaré qu'il pourrait inclure dans son approbation en vertu de l'EPEA des conditions exigeant que Shell démontre que tous les véhicules de remplacement de la mine soient conformes aux normes les plus récentes sur les émissions atmosphériques et qu'ils soient équipés de mécanismes antiémissions efficaces.

AENV a déclaré qu'il était essentiel de poursuivre les processus régionaux de surveillance du milieu ambiant visant à déterminer la concentration de substances acidifiantes dans l'air afin de pouvoir calculer et évaluer les risques d'acidification des sols et des plans d'eau de la région. Le ministère a souligné qu'une surveillance à long terme serait nécessaire pour mesurer plus

précisément les effets des dépôts humides et secs de soufre et d'azote dans l'environnement. Il a déclaré qu'il pourrait inclure dans son approbation en vertu de l'EPEA des conditions exigeant que Shell participe aux initiatives régionales de gestion et de surveillance de l'environnement visant les dépôts acides. Le ministère a ajouté qu'il pourrait aussi inclure des conditions exigeant que Shell mette en œuvre les recommandations de la CEMA quant à la mise en place d'un programme cadre de gestion de l'acidification.

AENV a estimé que les hypothèses de base de la modélisation de Shell sur les  $MP_{2,5}$  étaient prudentes et qu'il était donc peu probable que la NPC soit dépassée. Le ministère a souligné que les résultats de la modélisation révélaient la nécessité de surveiller les  $MP_{2,5}$  dans les collectivités pour confirmer les prévisions de Shell et déterminer si des mesures de gestion de suivi étaient justifiées. Le ministère a déclaré qu'il pourrait inclure dans son approbation en vertu de l'EPEA des conditions exigeant que Shell collabore aux travaux de la WBEA en vue de l'amélioration de la surveillance des  $MP_{2,5}$  dans l'air ambiant dans les collectivités de Conklin et d'Anzac afin de valider les prévisions de la modélisation.

AENV a affirmé son engagement à réduire les émissions de GES et à contribuer à mettre sur pied des méthodes efficaces pour remédier aux risques liés au changement climatique. Le ministère a souligné que le plan d'action de l'Alberta comprenait un cadre de gestion visant à réduire les émissions de GES tout en maintenant la compétitivité économique.

AENV a déclaré qu'il pourrait exiger de la part de Shell la soumission d'un bilan annuel sur les émissions de GES indiquant le volume total des émissions, leur intensité et les méthodes de calcul utilisées. Ce bilan sur les émissions de GES indiquerait les émissions brutes ainsi que les émissions nettes dans le cas où Shell adopterait des mesures de compensation pour atteindre des objectifs de rendement. Le ministère a indiqué que Shell serait tenue d'effectuer une surveillance et de rendre des comptes conformément aux directives provinciales sur les émissions de GES, une fois celles-ci établies. La société serait également tenue de continuer à comparer l'intensité de ses émissions à celle indiquée dans sa demande ou aux meilleures pratiques de l'industrie, et de définir les mesures qu'elle prendrait pour réduire les émissions de GES liées à son exploitation, le cas échéant, afin d'atteindre les objectifs prévus ou d'assurer une amélioration continue.

AENV a déclaré que Shell serait tenue de participer à l'élaboration d'ententes sectorielles applicables aux usines de traitement des sables bitumineux, aux exploitations minières et aux centrales de cogénération. Le ministère a également déclaré que Shell serait tenue de se conformer à toute limite ou à tout objectif d'émissions de GES applicables, ainsi qu'à toute autre disposition éventuelle dans le cadre d'une entente sectorielle sur les émissions de GES s'appliquant au projet.

## **14.6 Opinions de la Commission**

La Commission constate que les émissions de  $SO_2$  provenant du projet ne contribueraient à augmenter les émissions régionales que dans une proportion de 0,1 pour cent. Elle appuie la condition proposée par AENV exigeant que Shell collabore avec la WBEA pour mettre sur pied un programme de surveillance du milieu ambiant visant à valider les prévisions de concentrations de  $SO_2$  et de  $NO_x$ , ainsi qu'aux initiatives régionales de gestion et de surveillance de l'environnement visant les dépôts acides.

La Commission reconnaît les préoccupations relatives aux émissions de NO<sub>x</sub> que le projet est susceptible d'entraîner et les impacts directs et indirects que ces émissions pourraient avoir sur l'environnement, à l'échelle du projet et sur le plan cumulatif. Elle souligne néanmoins que les modèles utilisés pour prévoir les concentrations au sol de NO<sub>x</sub> reposent sur des hypothèses prudentes tendant vers une surévaluation des impacts potentiels des émissions découlant du projet. La Commission s'attend à ce que Shell honore ses engagements quant à la réduction des émissions de NO<sub>x</sub>. Elle fait remarquer par ailleurs qu'un cadre de gestion de l'acidification a été proposé à la réunion de septembre 2003 de la CEMA et qu'elle s'attend à ce que Shell honore son engagement à mettre en œuvre ce plan dès qu'il sera approuvé par les organismes de réglementation.

La Commission appuie l'intention d'AENV d'exiger que Shell démontre que tous les véhicules de remplacement de la mine soient conformes aux normes les plus récentes sur les émissions atmosphériques et qu'ils soient équipés de mécanismes antiémissions efficaces.

La Commission estime que les émissions de matières particulaires et de polluants précurseurs doivent être limitées au plus bas niveau possible au moyen des techniques de prévention de la pollution et des technologies antiémissions les plus appropriées. Elle accepte la position d'AENV et de Shell quant au caractère prudent de la modélisation sur les MP<sub>2,5</sub>. Elle appuie l'intention d'AENV d'inclure dans ses approbations des conditions exigeant que Shell collabore avec la WBEA pour assurer la surveillance des MP<sub>2,5</sub> et des polluants précurseurs dans la région, y compris à Anzac et à Conklin.

La Commission accepte l'engagement de Shell à utiliser des technologies de pointe afin de réduire ses émissions de GES et à élaborer un plan de gestion de ces émissions associées au projet. Elle estime que la question des GES peut être traitée dans le cadre des initiatives et des politiques mises au point par les gouvernements à l'échelle fédérale et provinciale. La Commission appuie les exigences d'AENV relatives à un mécanisme adéquat de reddition de comptes sur les émissions de GES et leur intensité. Elle s'attend en outre à ce que Shell participe à l'élaboration d'ententes sectorielles applicables aux exploitations de sables bitumineux et qu'elle les respecte.

La Commission estime qu'il est peu probable que le projet entraîne des effets négatifs importants sur la qualité de l'air, à la condition que les mesures d'atténuation proposées soient mises en œuvre.

## **15 CHANGEMENT CLIMATIQUE**

### **15.1 Opinions de Shell**

Shell a déclaré avoir tenu compte des effets du projet sur le changement climatique dans son EIE. La société a souligné qu'elle avait tenu compte de la sensibilité du projet à certains paramètres climatiques variables. Elle a indiqué que le projet était conçu en fonction d'une haute variabilité du débit de la rivière Athabasca, en précisant que, selon elle, on pourrait remédier aux changements climatiques qui se produiraient au cours de la durée du projet au moyen d'une méthode de gestion adaptative.

Shell a affirmé qu'elle estimait avoir intégré les recommandations du document intitulé *Intégration des considérations relatives au changement climatique à l'évaluation environnementale : Guide général des praticiens, 8 janvier 2002*. La société a estimé avoir rempli les exigences relatives à l'évaluation des émissions, aux meilleures pratiques en matière de technologie, aux engagements visant la réduction des émissions, à la prise en compte des cadres de réglementation et à la sensibilité aux paramètres de changement climatique. Elle a affirmé qu'elle n'avait pas été en mesure d'utiliser des modèles de changement climatique en raison de leur degré élevé d'incertitude et de variabilité, en particulier pour les prévisions régionales.

Shell s'est engagée à tenir compte du projet de lignes directrices sur le changement climatique dans ses futures EIE.

## 15.2 Opinions de la PNCM

La PNCM a affirmé que le changement climatique était une réalité dont il fallait tenir compte et qui aurait un impact à long terme sur les débits de la rivière Athabasca. Dans la région de Fort McMurray, on prévoit une hausse des températures de 5 °C, qui deviennent similaires à de Lethbridge. Cette hausse des températures aurait des effets desséchants sur les marais et les tourbières, qui entraîneraient des baisses du débit des rivières. La PNCM a estimé que le changement climatique accentuerait la probabilité de modification des écosystèmes et que cette modification aurait probablement une incidence sur le climat local et les cycles hydrologiques. La PNCM a exprimé son désaccord avec Shell concernant le caractère adéquat de l'évaluation des effets du projet sur le changement climatique dans la région. Elle a demandé à la Commission de recommander au Canada et à AENV que toutes les futures EIE élaborées conformément aux exigences de la LCEE et de l'EPEA tiennent compte en particulier des effets éventuels du changement climatique sur le projet proposé, ainsi que des effets cumulatifs à l'échelle régionale. La PNCM a recommandé d'effectuer une étude sur l'offre et la demande d'eau dans le bassin hydrographique de la rivière Athabasca en tenant compte de divers scénarios de changement climatique. Le groupe a en outre recommandé qu'une agence indépendante, la CEMA, par exemple, entreprenne une analyse d'effets cumulatifs visant à prévoir les impacts du projet sur les fonctions et services des écosystèmes et à démontrer la possibilité ou non d'atténuer ces impacts à l'échelle régionale.

La PNCM a estimé que l'EIE de Shell ne traitait pas la question du changement climatique de manière adéquate, tout en précisant qu'elle était rassurée par l'engagement de Shell à faire tout son possible pour remédier au changement climatique dans un proche avenir. La PNCM a par ailleurs déclaré que ses préoccupations concernant le changement climatique avaient été résolues par le programme de suivi de Shell visant à vérifier l'exactitude de ses prévisions et l'efficacité de ses stratégies d'atténuation.

## 15.3 Opinions du SCC

Le SCC a estimé que tout projet d'exploitation dans la région de l'Athabasca devrait respecter les directives énoncées dans le document intitulé *Intégration des considérations relatives au changement climatique à l'évaluation environnementale : Guide général des praticiens, 8 janvier 2002*. Selon le SCC, Shell n'a pas tenu compte de l'impact du changement climatique sur le projet dans son EIE.



Le SCC a déclaré qu'il s'opposait à toute exploitation future des sables bitumineux, ne serait-ce qu'en raison des risques découlant du changement climatique. Le SCC a estimé que l'octroi de permis à des projets susceptibles de faire remonter des combustibles fossiles à la surface des cours d'eau pendant des décennies alors que le pays avait besoin d'investissements énergétiques dans d'autres domaines relevait d'une politique de l'énergie inconsiderée.

#### **15.4 Opinions de l'Alberta**

AENV a déclaré que le changement climatique et sa prise en compte dans l'EIE était un enjeu émergent. Le ministère a souligné que cette question n'avait pas été incluse dans le cadre de référence de l'EIE.

#### **15.5 Opinions de la Commission**

La Commission fait observer que l'impact du changement climatique sur le projet ne faisait pas partie du cadre de référence de l'EIE. Elle s'attend à ce que toutes les futures EIE suivent les lignes directrices du gouvernement fédéral sur le changement climatique, dès qu'elles auront été arrêtées. La Commission estime que Shell a pris en compte les effets du changement climatique de manière raisonnable dans son EIE et reconnaît que ce problème peut être résolu au moyen d'une méthode de gestion adaptative.

La Commission estime que l'impact du changement climatique sur le projet peut faire l'objet d'une gestion adaptative et conclut par conséquent à une faible probabilité d'effets négatifs importants.

### **16 RESSOURCES TERRESTRES**

#### **16.1 Faune**

##### **16.1.1 Opinions de Shell**

Shell a évalué les effets locaux et régionaux du projet sur la mortalité de la faune, la perte et la fragmentation d'habitats, et les obstacles aux déplacements de la faune. La société a retenu quatorze espèces sauvages comme ressources indicatrices clés (RIC). Shell a prévu des conséquences environnementales modérées sur certaines RIC à l'échelle locale, en raison des obstacles aux déplacements de la faune et des changements à la composition et à la connectivité des paysages. Dans l'ensemble, Shell a conclu qu'il n'y aurait aucun effet négatif important sur la faune dans la zone du projet et aucun effet cumulatif important sur la faune dans la région.

Parmi les mesures d'atténuation visant à réduire les effets réels, on trouve la réduction des perturbations de surface et l'utilisation des emprises actuelles. Dans son projet, Shell a prévu un couloir de 400 m de largeur le long de la rivière Muskeg en vue de permettre les déplacements de la faune. Pour éviter les périodes critiques pour la faune, la société a signalé qu'elle adopterait des restrictions selon les saisons dans des zones précises. Au sein de la CEMA, Shell continuerait de participer à l'élaboration d'un plan régional de gestion de la faune. La société

s'est engagée à effectuer à l'avenir des activités de surveillance de la faune, en observant les espèces jugées prioritaires et préoccupantes par la CEMA.

Shell a affirmé que les conclusions formulées dans l'EIE concernant les effets sur la faune ne seraient pas modifiées par la mise en application future de la *Loi sur les espèces en péril*. Aucune espèce mentionnée par le Comité sur la situation des espèces en péril au Canada (COSEPAC) n'a été repérée dans la ZEL de la société.

Shell a indiqué que, même si les écosystèmes étaient différents après la remise en état, le territoire présenterait un potentiel équivalent pour la plupart des espèces sauvages. En ce qui concerne la santé de la faune, elle ne prévoit pas de problèmes particuliers. Shell a déclaré qu'elle mettrait en œuvre des mesures d'atténuation telles que la dissuasion pour gérer les effets potentiels des zones d'élimination des résidus sur les oiseaux migrateurs. Elle a souligné qu'il n'était pas nécessaire de surveiller les effets toxiques sur les oiseaux migrateurs, puisqu'elle ne prévoyait pas d'effets négatifs sur la qualité de l'eau. Shell a réagi à la recommandation d'EC concernant la surveillance des tissus chez les oiseaux migrateurs en affirmant qu'elle envisagerait la nécessité d'une telle mesure. Shell a proposé que la recommandation d'EC soit modifiée de façon à lui permettre de soulever la question de la surveillance des oiseaux au sein de la CEMA ou de la WBEA (ou les deux).

### **16.1.2 Opinions de l'OSEC**

L'OSEC craignait que le projet d'exploitation des sables bitumineux compromette l'intégrité de l'habitat riverain, les corridors de déplacement de la faune et l'utilisation du territoire à des fins récréatives le long de la rivière Muskeg et du ruisseau Jackpine. Elle a indiqué que la trajectoire courbée de la rivière Muskeg et la limite de la concession modifiaient le tracé du couloir de 400 m de Shell près de la rivière, de sorte qu'à certains endroits, sa largeur ne serait que de 100 m. Selon l'OSEC, un couloir de cette largeur ne pourrait assurer la protection nécessaire.

### **16.1.3 Opinions de la PNCM**

L'entente conclue entre la PNCM et Shell prévoit une consultation permanente avec la PNCM à propos des effets environnementaux du projet, y compris les effets sur la faune. Shell s'est engagée auprès de la PNCM à assurer une surveillance environnementale afin de vérifier les prévisions de l'EIE relativement au projet et à examiner chaque année avec elle les résultats de la surveillance et l'efficacité des mesures d'atténuation. Shell a accepté de solliciter l'apport de la PNCM dans l'élaboration des programmes de surveillance du projet, y compris les programmes se rapportant aux populations fauniques et aux corridors de déplacement.

### **16.1.4 Opinions de la PNCA**

Shell et la PNCA se sont entendues pour aborder les enjeux liés à la densité et aux déplacements des orignaux dans le bassin de la rivière Muskeg. Les deux parties ont convenu que Shell envisagerait de participer aux travaux de nouveaux organismes, tel qu'un groupe de surveillance terrestre, que la PNCA et une majorité d'intervenants pourraient proposer.

### 16.1.5 Opinions de Fort McKay

D'importantes questions environnementales ont été abordées dans l'entente conclue entre Shell et Fort McKay, portant notamment sur les espèces sauvages pour la chasse de subsistance, les trappeurs et la gestion des accès.

### 16.1.6 Opinions du SCC

Le SCC a fait valoir que le projet aurait inévitablement des effets sur la faune. Ces effets s'étendraient au-delà des zones perturbées en surface par la dérivation des eaux et s'associeraient aux impacts d'autres projets régionaux pour causer d'importants dommages à l'habitat faunique. D'autres inquiétudes ont été exprimées à propos de la perte de biodiversité, des aires de nidification des oiseaux migrateurs et des effets négatifs des résidus, des déversements d'hydrocarbures et des émissions atmosphériques sur la faune.

### 16.1.7 Opinions du Canada

EC craignait que la mise en valeur des sables bitumineux associée à d'autres changements anthropiques, tels que l'exploitation forestière, la construction de pipelines et autres infrastructures, entraîne la modification et la perte d'habitats fauniques et qu'il en résulte des effets mesurables sur la faune, les écosystèmes et les processus écologiques. EC a encouragé les exploitants des sables bitumineux et tous les organismes de réglementation à adopter une approche cumulative et exhaustive de l'évaluation des impacts, de la surveillance et de l'atténuation des impacts. Le ministère a recommandé que les seuils et les objectifs environnementaux provisoires de la CEMA soient définis et mis en œuvre. Il a fait observer qu'il fallait évaluer les effets de chaque projet sur la faune dans un contexte régional et les examiner de manière cumulative avec les effets des autres aménagements de la région. Il a demandé à ce que les organismes de réglementation examinent ensemble les questions liées à la faune.

EC a affirmé qu'il était préoccupé par la perte et la fragmentation d'habitats dans la forêt boréale, qui risquaient d'entraîner la diminution de certaines populations d'oiseaux chanteurs. Afin de réduire la perturbation des oiseaux migrateurs et des autres espèces sauvages pendant les périodes de reproduction, de nidification et d'envol, le ministère a recommandé que le défrichement lié au projet n'ait pas lieu entre le 1<sup>er</sup> avril et le 31 août.

EC a indiqué que le projet entraînerait la formation de LK assez importants vers lesquels les oiseaux migrateurs et autres espèces sauvages seraient attirés. Il a donc recommandé à Shell de surveiller à long terme les contaminants potentiels provenant des LK et les émissions atmosphériques de même que leurs effets sur les oiseaux migrateurs.

EC se demandait si les espèces d'oiseaux indicatrices retenues par le sous-groupe sur la faune et les poissons de la CEMA faisaient l'objet d'une surveillance. Il a donc recommandé à Shell de soumettre un calendrier de conception et de mise en œuvre détaillé de la surveillance, dans sa ZEL, des espèces énumérées et des espèces indicatrices de priorité 1 et 2 retenues par le sous-groupe, et a demandé que cette information soit fournie avant la construction du projet.

En ce qui a trait à la *Loi sur les espèces en péril*, EC a indiqué qu'il n'avait constaté aucun problème associé au projet. Toutefois, le ministère a demandé que, s'il s'avérait que des espèces menacées ou en voie de disparition soient repérées dans la zone du projet, Shell évite la destruction de ces espèces et de leur habitat.

### 16.1.8 Opinions de l'Alberta

ASRD et AENV ont convenu que les mesures d'atténuation des effets sur la faune proposées par Shell étaient raisonnables et ont jugé qu'un couloir sans obstacle de 400 m de largeur constituait un pas positif vers la sauvegarde de la valeur et de la connectivité des habitats fauniques le long de la vallée de la rivière Muskeg. Cependant, en raison du niveau croissant de perturbation et de la possibilité d'effets cumulatifs à long terme sur la connectivité des habitats, ASRD et AENV ont estimé que le projet pourrait avoir des répercussions sur les tendances de dispersion naturelles et les aires de répartition saisonnières de certaines espèces sauvages. En conséquence, les deux organismes ont demandé à l'EUB d'exiger de Shell qu'elle entreprenne et dirige un programme de recherche et de surveillance afin d'évaluer les réactions de la faune et les distances d'éloignement adéquates pour les corridors de déplacement dans la zone d'exploitation des sables bitumineux, et d'examiner d'éventuelles mesures d'atténuation et de remise en état novatrices.

### 16.1.9 Opinions de la Commission

La Commission reconnaît que l'évaluation des effets du projet de Shell sur la faune reposait sur le fait que ceux-ci se produisaient à un moment précis et que les prévisions étaient plutôt prudentes. L'intensification probable des effets du projet sur la faune pendant la construction et l'exploitation de la mine accentue l'importance d'une mise en œuvre réussie des mesures d'atténuation et de la remise en état progressive de Shell. La Commission reconnaît que l'EIE prévoyait des effets environnementaux modérés pour certaines espèces en raison des obstacles aux déplacements de la faune et pour d'autres espèces en raison de l'enlèvement d'arbres de fort diamètre dans la forêt ancienne. La Commission recommande à ASRD d'examiner avec Shell les possibilités d'atténuer davantage les pertes subies dans la forêt ancienne associées au projet.

La Commission partage l'avis d'ASRD et d'AENV quant à la nécessité de poursuivre les recherches sur les corridors fauniques afin de s'assurer de leur efficacité pour les déplacements des espèces sauvages. Selon la Commission, il serait utile d'adopter une approche intégrée réunissant de multiples intervenants et organismes de réglementation pour établir les caractéristiques optimales des corridors, telles que la taille et la distribution. La Commission croit qu'il serait possible d'examiner, dans le cadre de l'évaluation scientifique de l'efficacité des corridors fauniques réalisée par Shell, d'autres avantages pour l'environnement ainsi que des mesures d'atténuation qui contribuent à développer des synergies ou à améliorer autrement la valeur des corridors fauniques. L'écosystème devrait bénéficier du maintien de zones limitées et intactes de végétation indigène dans les concessions pour ce qui est de l'habitat faunique, de l'atténuation des pertes subies dans la forêt ancienne, de la biodiversité, de la remise en état des terres et de la gestion des bassins hydrographiques.

La Commission recommande qu'ASRD et AENV exigent de Shell qu'elle participe à un examen technique des corridors de déplacement de la faune comprenant une analyse de la largeur et de l'efficacité de ces derniers et répondant aux besoins des deux organismes en matière de réglementation. De plus, elle recommande que les deux organismes examinent avec Shell un plan d'action visant à préserver dans la concession de Shell d'autres îlots ou bandes de végétation indigène intacte en relation avec les corridors fauniques.

Selon la Commission, l'interdiction de défrichement entre le 1<sup>er</sup> avril et le 31 août permettrait d'atténuer les effets sur les oiseaux migrateurs. La Commission s'attend à ce qu'ASRD adopte des restrictions saisonnières en harmonie avec celles stipulées à l'intention des autres exploitants de sables bitumineux. Elle recommande qu'ASRD exige de Shell qu'elle mette sur pied un programme de surveillance de la faune et qu'elle le mette en œuvre avant la construction du projet. La Commission s'attend à ce que ce programme de surveillance prenne en compte les espèces répertoriées par les gouvernements fédéral et provincial de même que les espèces indicatrices de priorité 1 et 2 retenues par la CEMA.

La Commission s'attend à ce qu'AENV et ASRD revoient les recommandations d'EC en ce qui concerne les actions susceptibles d'être mises en œuvre par Shell de façon indépendante ou au sein de la CEMA. Par exemple, la Commission comprend que les besoins en matière de surveillance des effets environnementaux des résidus et des contaminants du bassin atmosphérique sur les oiseaux migrateurs peuvent différer dans leur portée et leur application à l'échelle de la région et du projet. La Commission s'attend à ce qu'AENV, ASRD et Shell discutent des indicateurs et des échéanciers qui permettraient à cette dernière de vérifier ses prévisions d'effets négligeables sur la santé de la faune, y compris la santé des oiseaux migrateurs.

La Commission appuie de façon générale la recommandation d'EC relative à un processus amélioré d'évaluation et de gestion régionales coordonnées des effets environnementaux cumulatifs, mais juge nécessaire que le ministère procède à un examen plus approfondi, incluant la consultation du MPO et d'AENV, de sa portée et de sa faisabilité.

Considérant la possibilité que des espèces mentionnées dans la *Loi sur les espèces en péril* soient repérées dans la zone du projet et que des changements soient apportés à la liste des espèces en péril du COSEPAC, la Commission rappelle à Shell la nécessité d'être vigilante pour s'assurer d'une conformité permanente.

La Commission conclut qu'il est peu probable que le projet ait des effets environnementaux négatifs importants sur la faune, à la condition que les mesures d'atténuation proposées et les recommandations de la Commission soient mises en œuvre.

## **16.2 Végétation, sols, terres humides et ressources forestières**

### **16.2.1 Opinions de Shell**

Shell a comparé les 8150 ha de superficie perturbée par le projet à la superficie totale de la région forestière boréale naturelle de l'Alberta et a conclu que le changement était négligeable. Elle a indiqué que la réalisation du projet perturberait à un moment ou à un autre du projet une superficie d'environ 5919 ha. Dans les scénarios de référence, 88 pour cent de la zone d'étude régionale (ZER) de Shell n'était pas perturbée. Selon cette dernière, la forêt boréale est dynamique et soumise à une série de changements se produisant naturellement dans les écosystèmes. De la superficie totale perturbée par le projet, 3300 ha de tourbières seraient remplacés par des zones sèches et de la végétation, et 1600 ha par des eaux libres. Dans son évaluation des ressources végétales locales et régionales, Shell a comparé les catégories de couverture terrestre des RIC, qui comprennent les populations riveraines, les forêts exploitables, les tourbières, la forêt ancienne, les zones offrant un potentiel de plantes rares et les zones offrant un potentiel de plantes traditionnelles.

Shell a indiqué qu'elle avait classé les effets sur la végétation, les terres humides et les ressources forestières en fonction des effets résiduels à la suite d'une remise en état progressive. Elle a évalué que, dans la ZEL, la perte de terres humides et de zones offrant un haut potentiel de plantes rares aurait des effets environnementaux négatifs élevés. Elle a prévu par ailleurs des effets environnementaux bénéfiques modérés pour la végétation terrestre, les forêts exploitables et les plantes à usage traditionnel après la remise en état. Shell a déterminé un certain nombre de mesures d'atténuation propres au projet, telles que l'utilisation des zones perturbées, la remise en état progressive et l'utilisation sélective des sols, la conservation et le remplacement de la terre végétale et de la matière organique.

Shell a indiqué qu'elle avait réalisé une évaluation des effets cumulatifs du projet dans la ZER sur les deux RIC de la végétation, qui a permis de prévoir des effets négatifs associés au projet. Elle a prévu que la perte de terres humides et de zones offrant un haut potentiel de plantes rares aurait des effets environnementaux négatifs modérés. Cette prévision est influencée en partie par l'incapacité à remettre en état les tourbières à l'aide des pratiques actuelles. Shell a indiqué qu'elle continuerait à participer à la conception de systèmes de gestion régionale au sein de la CEMA visant à régler les effets cumulatifs sur la végétation. La société a reconnu qu'il y avait certaines incertitudes à propos des matières et des méthodes de remise en état à des fins commerciales et elle s'est engagée à poursuivre son travail au sein du CONRAD afin d'améliorer et de concevoir des techniques de remise en état. Shell a affirmé qu'elle surveillerait le rétablissement des sols et de la végétation dans le cadre de son plan de conservation et de remise en état et de ses activités de fermeture.

Shell a fait observer que le groupe de travail de la CEMA sur la remise en état avait récemment tenu un atelier afin d'examiner la faisabilité de la restauration des tourbières et des marais. Elle a indiqué qu'elle appuierait la restauration des tourbières et des marais si l'on découvrait des méthodes financièrement viables.

Shell a réalisé une évaluation des effets du projet sur les sols dans la ZEL à l'aide des RIC incluant la perte permanente d'unités de sols et d'unités de sols minéraux et organiques. Les effets ont été évalués relativement à la quantité et à la capacité de production des unités de sols. Shell a supposé, à partir d'activités de surveillance et de résultats de recherche, que la capacité physique et la possibilité d'utilisation des sols remis en état étaient semblables à celles des sols naturels. Elle a prévu que les effets négatifs découlant de la perte permanente d'unités de sols auraient des conséquences modérées dans la ZEL et que les effets environnementaux découlant de la perte et de l'altération des unités de sols organiques et des changements dans la productivité forestière auraient des conséquences élevées.

Dans le scénario d'une expansion future, Shell a prévu que les effets cumulatifs sur les sols seraient négligeables pour tous les critères d'évaluation. La principale mesure d'atténuation de Shell concernant les effets sur les sols et le terrain était la remise en état progressive en vue de rétablir un potentiel d'utilisation des terres équivalent. Shell a proposé d'autres mesures d'atténuation visant à réduire les effets de l'érosion, du compactage, de la salinité et du mélange des sols. La société s'est engagée à surveiller la remise en état des sols et de la végétation propres au site.

### **16.2.2 Opinions de l'OSEC**

Shell a répondu aux préoccupations de l'OSEC en donnant son accord à la mise sur pied d'un programme de surveillance des terres humides relatif au projet. De plus, elle a accepté d'évaluer les possibilités de réduire le rabattement des terres humides situées hors des limites de sa concession. La société a aussi accepté de collaborer avec l'OSEC en vue de définir un projet de compensation à l'égard des terres humides et de participer à son financement afin d'améliorer les habitats en terres humides des oiseaux migrateurs de la forêt boréale.

### **16.2.3 Opinions de la PNCM**

La PNCM a fait remarquer que l'entente conclue avec Shell prévoyait une consultation permanente avec la PNCM à propos de la végétation et de l'utilisation du territoire.

### **16.2.4 Opinions de la PNCA**

Shell et la PNCA se sont entendues pour dissiper les préoccupations de la PNCA relativement à la transplantation des plantes importantes pour elle.

### **16.2.5 Opinions de Fort McKay**

Shell et Fort McKay ont conclu une entente portant sur la perturbation du territoire, la réhabilitation des terres, les plantes médicinales et la gestion des accès.

### **16.2.6 Opinions du SCC**

Le SCC a fait valoir que les projets d'exploitation du nord de l'Alberta auraient des effets importants sur la forêt boréale du Canada. Ces effets pourraient comprendre la réduction de l'abondance de la flore, de la faune et de la biodiversité, le déboisement et les effets de l'acidification sur la fertilité de la forêt. Le SCC s'est dit préoccupé par l'élimination de 54 pour cent de la forêt ancienne se trouvant dans la ZEL. Il a remis en question la capacité de Shell à rétablir les terres humides et a fait valoir que des changements hydrologiques dans les terres humides pourraient entraîner un gaspillage de tourbe et causer des dommages irréversibles. Le SCC a indiqué que le rétablissement des terres humides tel que proposé par Shell aurait lieu après 2030 et a demandé des assurances quant au remplacement des terres humides à court terme.

### **16.2.7 Opinions du Canada**

EC a souligné l'importance de choisir des indicateurs environnementaux adéquats afin de détecter les changements dans les écosystèmes à l'échelle locale et régionale et à une échelle plus vaste. Dans le contexte de la mise en œuvre prochaine des NPC sur les particules et sur l'ozone troposphérique, EC a recommandé que les intervenants déterminent ensemble des indicateurs appropriés en vue de surveiller les réactions des écosystèmes aux émissions.

### **16.2.8 Opinions de l'Alberta**

Se référant au rapport de l'Oil Sands Mining End Land Use Committee (juillet 1998), AENV a indiqué qu'il pourrait imposer des conditions d'approbation à Shell, obligeant cette dernière à rétablir un potentiel d'utilisation des terres équivalent à celui avant le projet et le respect des objectifs de ce comité relativement à la conservation d'un relief stable et à la diversité des

écosystèmes en forêt et en terres humides. AENV s'attend à ce que les sols et les écosystèmes retrouvent la capacité qu'ils avaient avant la perturbation pour permettre la croissance de grands arbres et de la végétation indigène.

AENV a indiqué qu'il serait nécessaire d'assurer une surveillance à long terme afin de mesurer les effets des dépôts de soufre et d'azote sur l'environnement. AENV a déclaré qu'il pourrait inclure des conditions d'approbation imposant à Shell d'appuyer la recherche en vue de la mise en œuvre des recommandations de la CEMA relativement à un cadre de gestion de l'acidification.

### **16.2.9 Opinions de la Commission**

La Commission comprend que les effets du projet sur les terres humides et les plantes rares sont pour la plupart inévitables et que la perte de certaines terres humides est probablement irréversible. La Commission reconnaît qu'il existe des incertitudes quant au rendement des matières utilisées dans la remise en état des sols et de la végétation.

La Commission est d'avis que Shell et d'autres exploitants de sables bitumineux pourraient évaluer la faisabilité technique d'aménager une zone humide reproduisant les conditions des tourbières et des marais et d'entreprendre des programmes de recherche et de démonstration. La Commission recommande qu'ASRD et AENV considèrent ce domaine de recherche sur les terres humides comme une question à aborder en priorité par la CEMA et qu'ils envisagent d'exiger de Shell qu'elle appuie un programme visant à faciliter la restauration des terres humides.

La Commission recommande qu'EC fournisse une expertise scientifique aux groupes de travail de la CEMA dans le choix des indicateurs appropriés des écosystèmes terrestres et aquatiques et dans la conception de systèmes de surveillance fondés sur les effets des dépôts acides régionaux.

La Commission est d'accord avec AENV pour exiger de Shell qu'elle aborde la mise en œuvre future du cadre de gestion de l'acidification de la CEMA à la suite de nouvelles recherches ou d'activités de surveillance des récepteurs environnementaux, tels que les sols, la végétation et les plans d'eau.

La Commission conclut qu'il est peu probable que le projet ait des effets environnementaux négatifs importants sur la végétation, les sols, les forêts et les terres humides, à la condition que les mesures d'atténuation et les recommandations de la Commission soient mises en œuvre.

## **16.3 Remise en état**

### **16.3.1 Opinions de Shell**

Shell a signalé que la zone du projet serait entièrement remise en état au fil du temps grâce à des activités de remise en état progressive tout au long de la durée de vie de la mine. Les zones minières seraient remplies de sable résiduel, et lorsque le sable se serait raffermi pour former un terrain solide, celui-ci serait recouvert de morts-terrains, couvert de terre végétale, renivelé et



remis en végétation. Shell a soutenu que l'objectif était de remettre complètement la zone en état d'ici la fin du projet.

Shell a indiqué qu'elle avait défini la perturbation des terres comme le défrichement initial en vue de toute activité liée au projet. Elle a défini la zone de remise en état comme une zone où la couverture de sol a été placée sur une surface renivelée et où de jeunes plants ont été plantés ou des graines semées. Shell a fait observer que sa définition de la remise en état ne répondrait pas aux exigences de l'Alberta quant à la délivrance du certificat de restauration.

Shell a affirmé que la superficie maximale du projet pourrait être modifiée au fur et à mesure de l'avancement de sa conception détaillée. Bien que Shell ait pris acte du désir de l'EUB de définir un niveau maximal de perturbation du projet, la société était d'avis qu'il valait mieux établir une série de jalons de remise en état tout au long de la durée du projet. Selon Shell, cette approche permettrait d'atteindre l'objectif visant à favoriser une remise en état progressive. Shell a souligné que la série de jalons présentée à l'audience pourrait être modifiée lorsque l'étude de faisabilité serait terminée.

Shell a indiqué qu'elle s'engageait à poursuivre son programme de surveillance de la remise en état et sa participation à la recherche en vue d'une meilleure compréhension du processus de remise en état des terres humides et de la végétation associées aux aires de RC. La société a appuyé les travaux de recherche réalisés par le CONRAD et le sous-groupe de la CEMA sur les LK. Shell a indiqué qu'elle adopterait une approche de gestion adaptative relativement aux procédures de remise en état basées sur la recherche et les nouvelles pratiques exemplaires du groupe de travail sur la remise en état.

Shell a reconnu les préoccupations des intervenants selon lesquelles les paysages terrestres et les plans d'eau risquaient de ne pas être remis en état de la façon prévue et de ne pas être utilisés à des fins productives. Shell a estimé que la recherche exhaustive en cours sur la gestion des résidus et la remise en état permettrait d'assurer le succès de cette dernière dans la zone d'exploitation des sables bitumineux.

### **16.3.2 Opinions de l'OSEC**

L'OSEC a estimé que, sans savoir ce que pourraient être les seuils environnementaux régionaux, il serait prudent de réduire au minimum le niveau de perturbation. L'OSEC a indiqué qu'elle avait discuté de la faisabilité d'imposer une limite de perturbation et a convenu avec Shell que la simple limitation du niveau de perturbation qu'un projet pourrait imposer au territoire n'encouragerait pas les exploitants à minimiser la perturbation par la remise en état progressive. L'OSEC a convenu avec Shell que l'adoption d'étapes de remise en état constituerait une meilleure approche, dans le cadre de laquelle les exploitants poursuivraient constamment leurs activités de remise en état et réduiraient au minimum la perturbation globale.

### **16.3.3 Opinions de l'Alberta**

ASRD a affirmé qu'il appuyait la remise en état progressive par l'imposition de niveaux maximum de perturbation ou par l'adoption de jalons. ASRD a également indiqué que l'approche des jalons pourrait être valable, puisque la remise en état n'était pas un processus continu mais bien graduel.

ASRD a déclaré que la plus grande amélioration que l'on pourrait apporter à la remise en état progressive serait de veiller à ce que les exploitants enclenchent le processus dès que les terres sont disponibles, sans égard aux contraintes budgétaires ou autre problème similaire pouvant retarder les efforts de remise en état.

AENV a signalé qu'il pourrait rendre ses approbations conditionnelles afin de s'assurer que la remise en état entraîne le retour à un potentiel d'utilisation des terres équivalent à celui d'avant la perturbation et à des paysages et des écosystèmes intégrés, conformément au rapport et aux recommandations de l'Oil Sands Mining End Land Use Committee.

#### **16.3.4 Opinions de la Commission**

La Commission est d'avis que la planification de la remise en état et les objectifs finaux relatifs au paysage constituent des facteurs importants au moment de déterminer si un projet d'exploitation des sables bitumineux est conforme à l'intérêt public.

La Commission voit d'un bon œil le fait que Shell mette en œuvre une approche de remise en état progressive. Elle comprend que ce processus signifie que Shell remettra le territoire en état aussitôt qu'il sera raisonnablement possible de le faire après la perturbation et conformément à son plan de fermeture.

La Commission est consciente que, bien que certaines aires de morts-terrains aient été remises en état dans les mines de sables bitumineux en place, aucune d'entre elles n'a été certifiée. Elle fait également observer qu'aucune aire de résidus miniers n'a été remise en état. Toutefois, la Commission signale que la nature de l'exploitation des sables bitumineux nécessite en soi de vastes zones de perturbation pouvant demeurer dans le paysage pendant une durée prolongée. Elle indique que Shell compte beaucoup sur ses plans de remise en état progressive pour atténuer les effets environnementaux du projet.

En l'absence de seuils environnementaux ou d'objectifs de gestion de la CEMA, la Commission croit qu'il convient d'observer une approche prudente relativement à la question de la remise en état. Elle est d'avis que, dans la mesure où la technologie actuelle le permet, l'industrie des sables bitumineux doit réduire au minimum la perturbation globale du territoire et la superficie maximale des terres perturbées à un moment ou à un autre, et que les exploitants doivent chercher à remettre les terres perturbées en état le plus rapidement possible. Auparavant, l'EUB limitait la superficie des perturbations de surface en délimitant une zone maximale de terres laissées en l'état à l'intérieur de la zone des projets. La Commission fait remarquer que, selon Shell, si l'EUB devait limiter la perturbation du territoire dans ce cas, la superficie appropriée serait de 6309 ha, ce qui représente 78 pour cent de la perturbation totale proposée de 8150 ha.

La Commission prend acte que Shell a proposé d'adopter une approche de remise en état par jalons plutôt que de devoir se conformer à une réglementation sur la superficie maximale du territoire perturbé. La Commission croit que l'approche par jalons peut être valable, mais elle fait remarquer que Shell n'a soumis qu'un nombre limité de jalons et que la société reverrait et compléterait ces données à la suite de l'étude de faisabilité.

Bien que la Commission soit d'accord avec la définition de territoire perturbé et remis en état de Shell, elle croit qu'il faudrait recueillir de nouvelles données pour déterminer quelle approche,

réglementation de la perturbation maximale ou jalons de remise en état, conviendrait le mieux au projet. La Commission fait remarquer que l'initiative de l'EUB pourrait également tenir compte de l'utilisation de ces approches dans la réglementation de la gestion des résidus, afin d'élaborer des critères de rendement relatifs aux résidus. La Commission recommande qu'AENV et ASRD évaluent si d'autres critères de rendement doivent être élaborés en vue de la remise en état progressive. Ces critères pourraient compléter les critères proposés pour la gestion des résidus et décrits à la section 8 du présent rapport.

La Commission note que Shell pourra revoir et améliorer son plan de remise en état à mesure que le projet avance et que de nouvelles connaissances sont acquises grâce à la poursuite des activités de recherche et développement sur les résidus.

## **16.4 Lacs de kettle**

### **16.4.1 Opinions de Shell**

Shell a indiqué que les LK constitueraient des caractéristiques permanentes du site après la fermeture de la mine. Elle a appuyé les travaux du CONRAD et du sous-groupe de la CEMA sur les LK visant à dégager les caractéristiques de conception et d'exploitation et les mesures d'atténuation optimales des LK. Shell a expliqué que le sous-groupe effectuait une série d'analyses documentaires sur les LK et procédait à la modélisation de leurs caractéristiques physiques, biologiques et chimiques. La société a indiqué que, au-delà de son plan quinquennal, le sous-groupe prévoyait mener un projet de démonstration au sein du CONRAD.

Shell s'est engagée à valider les conclusions de l'EIE sur les LK en participant aux travaux du sous-groupe de la CEMA sur les LK et en prenant part au projet de démonstration. Elle a affirmé qu'il faudrait attendre 30 ans pour que les eaux des lacs soient rejetées dans l'environnement, ce qui laissait le temps d'intégrer les résultats des recherches en cours sur la remise en état. Shell a fait remarquer que les LK des autres mines de sables bitumineux rejetteraient leurs eaux dans l'environnement avant le LK du projet. Elle a indiqué qu'elle utiliserait les connaissances acquises de ces fermetures dans l'évaluation de l'aménagement de son LK pour en faire un écosystème productif. Shell a fait observer que le lac Base Mine de Syncrude devait fermer en 2006 et que les premiers rejets dans les environs étaient prévus vers 2016. Shell a laissé entendre que ce lac serait utilisé à titre de lac de kettle de grande dimension et serait aménagé avant l'exploitation de son LK.

Shell a affirmé que son LK présenterait les temps de rétention requis pour traiter la qualité de l'eau pendant une période pouvant atteindre 18 ans et que, à son avis, ces eaux pourraient être libérées dans l'environnement. Elle a indiqué que la qualité générale de l'eau du LK devrait permettre la croissance d'écosystèmes aquatiques, car aucun LK ne devrait être toxique au début des rejets dans l'environnement. Shell a également indiqué que le fond du LK situé à l'ouest ne contiendrait pas de résidus, ce qui devrait lui permettre d'atteindre ses objectifs plus facilement en matière de qualité de l'eau.

### **16.4.2 Opinions du Canada**

Le MPO a fait remarquer qu'il n'y avait aucun exemple opérationnel de LK permettant de vérifier les prévisions de l'EIE de Shell. Le MPO a indiqué que, dans l'éventualité où les LK ne

constitueraient pas une solution viable, il faudrait absolument élaborer et mettre en œuvre des stratégies de rechange avant la fermeture de la mine.

Le MPO a recommandé qu'on poursuive et qu'on élargisse les travaux de recherche en cours sur les LK afin de déterminer leur valeur écologique à long terme. Le MPO a également recommandé que des travaux de recherche soient menés ou entrepris sur les possibilités d'exploitation et de récupération en vue de réduire ou d'éliminer la nécessité des LK.

### 16.4.3 Opinions de l'Alberta

AENV a reconnu que des initiatives telles que le groupe de travail sur la remise en état et le sous-groupe sur les LK devraient permettre de dissiper les incertitudes concernant la viabilité des LK, leur conception et la qualité de l'eau. AENV a compris que des plans de travail, avec des échéanciers appropriés, avaient été établis en vue de l'élaboration d'un document d'orientation et de conceptions théoriques des LK. Il a pris acte des prévisions de Shell par rapport au fonctionnement des LK sur le site après la fermeture de la mine.

AENV a fait remarquer qu'il faudrait attendre plusieurs années avant que les premiers LK soient aménagés et a indiqué que leur complexité et l'incertitude quant à leur fonction rendaient essentiel qu'on continue d'accorder la priorité à la recherche exhaustive en cours. AENV a indiqué que les travaux de la CEMA sur l'élaboration de modèles de LK et d'un document d'orientation avançaient à un rythme approprié.

AENV a demandé qu'on accorde une attention plus grande à la validation des modèles en élaborant très tôt un cas test physique dans la région des sables bitumineux. AENV a indiqué qu'il ignorait si le lac Base Mine de Syncrude répondrait à ses attentes quant à la validation des prévisions sur les LK. Il a expliqué que, une fois terminés les travaux initiaux du sous-groupe sur les LK, il aurait une meilleure idée de ce que serait une démonstration appropriée. AENV a indiqué qu'il pourrait être inutile d'aménager un LK à pleine échelle afin de soumettre à l'essai les éléments matériels des modèles utilisés. Il considérait le lac Base Mine comme un cas test de lac « recouvert d'eau », mais pas nécessairement d'un LK. AENV a indiqué qu'il pourrait exiger de Shell qu'elle soumette un calendrier en vue de la vérification des prévisions et des caractéristiques de conception des LK à l'aide d'un cas test physique élaboré en collaboration avec d'autres sociétés d'exploitation des sables bitumineux.

AENV a fait observer que les rejets des LK dans les eaux de surface naturelles devraient être conformes aux lignes directrices sur la qualité des eaux de surface, sauf si des dépassements se produisaient naturellement. Il a indiqué que la viabilité des LK en tant qu'écosystèmes durables dans les zones de drainage associées à la fermeture des mines de sables bitumineux n'avait pas encore été démontrée de façon concluante. La question de l'incertitude à propos de la conception, de la fonctionnalité et de la qualité de l'eau des LK a été jugée très importante dans la Regional Sustainable Development Strategy (RSDS). AENV a affirmé que, si les LK ne donnaient pas le rendement attendu, des mesures de rechange pourraient être requises en matière de gestion des eaux.

#### 16.4.4 Opinions de la Commission

La Commission fait observer que les aspects pratiques des LK n'ont pas été démontrés au sein de l'industrie des sables bitumineux. Elle reconnaît que les LK ont fait l'objet d'une demande d'approbation et ont été approuvés conditionnellement à la réussite des démonstrations dans le cadre d'autres projets d'exploitation des sables bitumineux, et que des essais sont toujours en cours en vue de vérifier leur faisabilité.

La Commission est d'avis qu'une démonstration sur les LK est nécessaire. Elle mentionne que le sous-groupe sur les LK a déterminé que la prochaine étape de ses travaux porterait sur un programme d'essai des LK. Elle appuie AENV dans ses intentions d'exiger de Shell qu'elle soumette un calendrier en vue de la vérification des prévisions et des caractéristiques de conception des LK à l'aide d'un cas test physique élaboré en collaboration avec d'autres sociétés d'exploitation des sables bitumineux. La Commission croit que Shell, seule ou en collaboration avec d'autres intervenants, doit élaborer un plan de recherche et développement visant à étudier la conception, l'exploitation et la viabilité écologique des LK. La Commission s'attend à ce que des travaux suffisants visant à vérifier la faisabilité des LK soient réalisés au cours des 15 prochaines années. Elle fait remarquer que ces travaux pourraient comporter une démonstration sur le terrain ou un essai complet. La Commission recommande qu'AENV surveille l'aménagement et l'évaluation des LK de Shell et des autres exploitants.

La Commission conclut qu'il est peu probable que les LK aient des effets environnementaux négatifs importants, à la condition que les mesures d'atténuation et les recommandations de la Commission soient mises en œuvre.

### 17 INTÉGRITÉ DE LA RIVIÈRE MUSKEG

#### 17.1 Opinions de Shell

Shell a déclaré que, d'après ses plans d'atténuation et de gestion des eaux, elle considérait comme négligeables les effets du projet sur le régime et la qualité de l'eau du bassin de la rivière Muskeg. Elle a estimé que les changements découlant du projet dans le niveau des eaux du lac Kearl seraient aussi négligeables. Elle a prévu le dépassement de certains paramètres liés à la qualité des eaux du ruisseau Jackpine, du ruisseau Muskeg et de la rivière Muskeg. Shell a fait remarquer que les valeurs prévues dépassaient le seuil établi pour l'altération de la chair des poissons de la rivière Muskeg. Toutefois, comme les conditions du scénario de référence dépassaient déjà le seuil établi, elle a considéré ces effets comme négligeables. Voir [Figure 2](#), la carte du bassin hydrographique et des affluents de la rivière Muskeg.

Shell a prévu des effets hydrologiques négligeables dans la ZEL et a déclaré que, de ce fait, elle ne devait pas effectuer d'évaluation hydrologique régionale. Elle a aussi prévu que le projet aurait des effets négligeables sur la qualité de l'eau à l'échelle locale et a déclaré qu'elle n'avait donc pas à effectuer d'évaluation régionale de la qualité de l'eau. Toutefois, Shell a fait remarquer qu'elle avait fourni une évaluation de la qualité de l'eau dans le cas de l'expansion du projet à titre d'information.

Shell a réalisé une évaluation du projet en ce qui concerne les effets sur les ressources aquatiques pour lesquelles il y aurait chevauchement dans le temps et l'espace avec les effets d'autres

aménagements régionaux. Dans ce cas, elle a prévu des effets d'une ampleur modérée quant à l'altération des tissus des poissons dans les eaux du ruisseau Jackpine touchées par le procédé. Les effets locaux sur les habitats aquatiques de la rivière Muskeg et de ses affluents seraient compensés par l'aménagement d'un habitat de remplacement dans un lac artificiel.

D'autres évaluations des effets cumulatifs sur les sols et la végétation de la ZER ont permis de prévoir qu'il n'y aurait aucun effet pouvant nuire à la durabilité du bassin hydrographique. Shell s'est dite déterminée à établir des distances d'éloignement le long de la rivière Muskeg et du ruisseau Jackpine afin d'assurer l'intégrité de ces cours d'eau et du bassin hydrographique. Le projet a également été conçu de façon à minimiser les perturbations de surface et présente ainsi un avantage pour l'intégrité du bassin hydrographique. Dans son analyse du projet, Shell a supposé que d'autres exploitants adopteraient des mesures d'atténuation comparables, ce qui assurerait la durabilité des grands affluents et du principal chenal de la rivière Muskeg. Shell a conclu que le projet n'entraînerait aucun effet environnemental inacceptable à long terme.

Shell a présenté un plan de drainage à la fermeture de la mine avec son étude de pré faisabilité du projet. Elle a également soumis un rapport intitulé *Regional Development Update* présentant les projets actuels, approuvés et à venir dans le bassin hydrographique de la rivière Muskeg. Ce rapport comportait un plan des caractéristiques de drainage associées à la fermeture de la mine dans un avenir lointain, telles que la dérivation et les chenaux d'écoulement, les zones remises en état, les LK et les bassins de retenue dans une zone s'étendant sur environ cinq cantons.

Selon Shell, le sous-groupe chargé de l'étude sur l'IBRM devrait déterminer quels facteurs écologiques pourraient être à risque en raison du projet et mettre au point un système de gestion visant à assurer la durabilité du bassin hydrographique. Shell a indiqué qu'elle ferait preuve de leadership et qu'elle ferait la promotion active du plan de travail de ce sous-groupe. D'autres initiatives régionales que la société appuie, telles que le RAMP et le groupe de travail sur les ressources en eau, ont également contribué à la compréhension et à la gestion des effets cumulatifs associés aux ressources en eau et aux écosystèmes aquatiques. Shell a indiqué qu'elle discuterait de l'accélération des travaux du sous-groupe chargé de l'étude de l'IBRM avec les organismes de réglementation. Elle a accepté en principe d'appuyer le système et les objectifs de gestion du bassin hydrographique de la rivière Muskeg dont la CEMA pourrait recommander la mise en œuvre par les organismes de réglementation de l'Alberta.

## 17.2 Opinions de Fort McKay

Dans son entente conclue avec Shell, Fort McKay a demandé que Shell dissipe les incertitudes environnementales liées aux effets du projet sur les portions non développées du bassin de la rivière Muskeg. Fort McKay lui a également demandé d'effectuer une surveillance des eaux souterraines superficielles et d'établir un lien avec la surveillance du niveau d'eau des riches tourbières et marais dans le but de déterminer des repères quant aux niveaux acceptables des changements environnementaux et de définir les meilleures pratiques de gestion afin de minimiser les effets du projet sur les portions non développées du bassin de la rivière Muskeg.

Dans son argumentation finale, Fort McKay a demandé que Shell soit tenue de se conformer aux objectifs et aux systèmes de gestion établis par le sous-groupe chargé de l'étude sur l'IBRM. Fort McKay a demandé à ce que les systèmes de gestion du sous-groupe soient mis en œuvre avant 2010, soit la date prévue de l'ouverture de la mine. Fort McKay a demandé à Shell de faire

avancer de façon proactive le plan de travail du sous-groupe et de rencontrer les organismes de réglementation afin de discuter de leur rôle dans l'avancement des travaux de la CEMA.

### **17.3 Opinions du SCC**

Le SCC a mis en doute l'exactitude des données de Shell quant aux débits d'eau de la rivière Muskeg, dans la mesure où celle-ci n'avait pas pris en compte les fluctuations de débit mensuelles et les baisses de débit découlant du changement climatique. Ces éléments, a-t-il soutenu, pourraient avoir des effets sur la gestion des eaux de la rivière. Le SCC a indiqué qu'à son avis, il s'avérerait nécessaire de réaliser une évaluation environnementale régionale de tous les projets d'exploitation dans l'optique de la planification globale de l'utilisation du territoire.

### **17.4 Opinions du Canada**

EC a déclaré que la multiplicité des projets d'exploitation des sables bitumineux risquait d'avoir des effets irréversibles sur le bassin hydrographique de la rivière Muskeg pendant les phases d'exploitation et de remise en état. Par conséquent, il a recommandé que Shell prenne en compte les effets synergiques potentiels des projets adjacents sur la rivière Muskeg et le ruisseau Jackpine dans ses programmes de surveillance de la qualité de l'eau et des sédiments, de surveillance de l'assèchement, et dans ses programmes d'atténuation.

Le MPO a recommandé que Shell continue de participer au sous-groupe chargé de l'étude sur l'IBRM et suive les recommandations qui pourraient y être adoptées.

### **17.5 Opinions de l'Alberta**

AENV a déclaré qu'il avait fondé en partie son examen du projet sur deux documents de planification : le Fort McMurray-Athabasca Subregional Integrated Resource Plan (mai 1996) et la RSDS (juillet 1999). Pour ce qui est de la CEMA, AENV a appris que le sous-groupe chargé de l'étude sur l'IBRM travaillait actuellement à la mise en point d'un système de gestion environnementale et que ses recommandations étaient attendues pour 2005. AENV a indiqué qu'il était prêt à prendre des mesures appropriées si les travaux de la CEMA sur l'IBRM étaient retardés.

AENV a pris acte de l'information de Shell selon laquelle la gestion opérationnelle des eaux et des sites au moment de la fermeture définitive de multiples projets d'exploitation dans le bassin hydrographique de la rivière Muskeg pourrait avoir des effets sur le fonctionnement et l'intégrité du bassin. Selon AENV, les utilisateurs industriels devraient faire preuve de beaucoup d'intégration et de coopération et se conformer aux exigences réglementaires relativement à cette question en ce qui concerne la gestion des eaux, le drainage associé à la fermeture des mines, la remise en état et la récupération du bitume. AENV a indiqué qu'il réglerait les activités de Shell et des autres exploitants en délivrant des autorisations en vertu de l'EPEA et de la *Water Act* et en leur imposant de participer aux groupes de la CEMA, tels que le groupe de travail sur la remise en état et le sous-groupe chargé de l'étude sur l'IBRM.

### **17.6 Opinions de la Commission**

La Commission félicite Shell pour avoir répondu aux préoccupations des intervenants à propos des débits d'eau, de la qualité de l'eau et des habitats du poisson du bassin de la rivière Muskeg dans la conception de son projet et ses mesures d'atténuation. La Commission fait remarquer

qu'AENV a souligné la nécessité d'une validation, par les programmes de surveillance, des prévisions d'effets négligeables de l'EIE quant à la qualité de l'eau, à l'hydrologie et aux eaux souterraines, et d'une réponse aux incertitudes scientifiques.

La Commission prend acte des déclarations de Shell selon lesquelles l'approche prudente qu'elle a adoptée dans son évaluation peut en réalité avoir entraîné une surestimation des effets, ce qui compenserait certaines incertitudes scientifiques de l'évaluation. Elle appuie les recommandations d'EC voulant que Shell recueille davantage de données de base et réalise d'autres activités de surveillance de la qualité de l'eau. Elle suppose qu'AENV envisagera d'exiger de Shell qu'elle recueille des données locales et régionales, seule ou dans le cadre du RAMP, en vue de valider ses conclusions sur la qualité de l'eau dans le bassin de la rivière Muskeg.

La Commission convient que Shell s'est engagée à conserver des distances d'éloignement le long de la rivière Muskeg et du ruisseau Jackpine. Elle reconnaît qu'une distance d'éloignement de 100 m ne permettrait peut-être pas d'atténuer de façon satisfaisante les effets à long terme potentiels sur le débit des eaux de surface et des eaux souterraines pénétrant dans la rivière Muskeg et provenant de la mine de Shell. Elle recommande qu'AENV prenne en compte les effets environnementaux à long terme sur la rivière Muskeg dans la mise sur pied des programmes de surveillance des eaux de Shell.

Par l'entremise du sous-groupe chargé de l'étude sur l'IBRM, la CEMA a proposé des plans de travail en vue d'établir des objectifs et des directives de gestion quant à la durabilité du bassin hydrographique. Les travaux de la CEMA devraient fournir un cadre de gestion des effets environnementaux cumulatifs dans le bassin hydrographique, et ses recommandations sont attendues pour 2005. La Commission est d'avis qu'on devrait accorder la plus grande importance à l'établissement de directives et de systèmes de gestion pour une région de mise en valeur intensive des sables bitumineux comme le bassin hydrographique de la rivière Muskeg afin de permettre aux exploitants de futurs projets de procéder de façon appropriée. Par conséquent, la Commission incite les participants au sous-groupe chargé de l'étude sur l'IBRM à accélérer leurs travaux pour atteindre leurs objectifs d'élaboration d'un plan intégré du bassin hydrographique pour 2005.

La Commission note que les engagements de Shell sont favorables à cet objectif. La Commission fait aussi remarquer que l'échéancier du projet de Shell prévoit suffisamment de temps pour permettre l'adoption de nouvelles normes réglementaires et lignes directrices avant le début de l'exploitation. En conséquence, la Commission s'attend à ce que Shell se conforme aux recommandations du sous-groupe chargé de l'étude sur l'IBRM adoptées par les organismes de réglementation. Elle mentionne qu'AENV a déclaré qu'il était prêt à prendre des mesures appropriées dans l'éventualité où le sous-groupe ne respecterait pas les délais prévus pour faire ses recommandations. La Commission est d'avis que cette étape est nécessaire pour accroître la certitude que les règlements soient appliqués. En conséquence, elle recommande qu'AENV élabore des objectifs et des plans de gestion liés au bassin de la rivière Muskeg si le sous-groupe ne respecte pas les délais prévus.



## 18 DÉVELOPPEMENT RÉGIONAL COOPÉRATIF

### 18.1 Opinions de Shell

Shell a appuyé les attentes de l'EUB relativement à une approche globale consistant à exploiter toutes les concessions de la région en s'assurant de la prise en compte des objectifs environnementaux et de conservation et de leur intégration dans le plan de développement. Shell a indiqué qu'elle travaillait en collaboration avec tous les détenteurs de concession limitrophes à celle du projet. Selon Shell, le développement régional coopératif permettrait aux parties de tenir compte des intérêts des autres parties à mesure que chacune d'entre elles développerait sa concession dans la région. Shell est convaincue que le développement coopératif permettrait de prendre en compte les questions liées à la conservation des ressources, aux objectifs environnementaux et à l'intérêt public. Elle a indiqué qu'elle avait conclu des accords de coopération avec Syncrude et ExxonMobil, portant sur la minimisation de la stérilisation du minerai dans les zones limitrophes de la concession, les plans de gestion conjoints des eaux de surface, l'utilisation et le tracé des infrastructures, la planification des activités de fermeture et le partage des données environnementales.

Shell a soumis un rapport intitulé *Regional Development Update* (mRHA 2003) exposant brièvement les possibilités d'intégration à la mine Aurora sud de Syncrude, présentant la situation de sa participation aux initiatives régionales et dressant un résumé de l'évaluation des effets cumulatifs du projet et des autres aménagements régionaux. Shell a fait remarquer que des discussions étaient en cours avec Syncrude et ExxonMobil. La société a fourni des exemples de possibilités d'intégration conceptuelle de la mine Jackpine et du projet Aurora sud de Syncrude. Les possibilités d'intégration des projets seraient soumises à l'approbation des deux sociétés et devraient également être approuvées par l'EUB. Shell considérait les possibilités d'intégration comme des travaux en cours.

Le rapport *Regional Development Update* présentait un examen des progrès réalisés avec Syncrude relativement à l'échange de minerais le long des limites communes des concessions, à la gestion des débits en aval du ruisseau Jackpine, du ruisseau Muskeg, du lac Kearl et de la rivière Muskeg, aux infrastructures et à la planification de la fermeture des mines. Shell a présenté un plan de drainage conceptuel au moment de la fermeture de la mine Aurora sud et de la mine Jackpine, ainsi que des options de dérivation des eaux de surface pendant la phase d'exploitation des mines. Elle a également soumis un plan conceptuel des perturbations de surface dans le secteur découlant de sept projets d'exploitation en place et à venir dans le bassin hydrographique de la rivière Muskeg.

Selon Shell, le projet ne compromettrait pas la capacité de Syncrude ou d'ExxonMobil à exploiter leurs concessions. Toutefois, Shell a indiqué qu'elle avait conçu le projet comme une exploitation distincte indépendante des plans des détenteurs de concessions voisines, parce que les projets adjacents en étaient à diverses étapes d'avancement et ne disposaient pas de plans détaillés, et qu'ils offraient moins de certitude que son projet.

Shell a soumis une stratégie intégrée pour le bassin hydrographique, mais a fait remarquer qu'une telle planification dépendait des plans détaillés de développement de projets qui n'étaient pas encore en place. Elle a souligné que le projet comportait une certaine souplesse permettant d'intégrer des changements futurs, comme la dérivation des cours d'eau de Syncrude. Ainsi, la

mine Jackpine s'améliorerait sur le plan du rendement économique et environnemental à mesure que le processus de développement régional se poursuivrait.

Shell a déclaré que le mélange des eaux de surface provenant des aires de résidus externes et des réservoirs des sites d'excavation d'exploitants différents soulevait un certain nombre de problèmes pratiques et juridiques :

- répartition de la responsabilité juridique en ce qui concerne les effluents de composition chimique différente;
- répartition du risque et de la responsabilité entre les parties quant à la gestion d'un bassin de résidus commun;
- répartition du risque et de la responsabilité en ce qui concerne la remise en état et les effets des différentes compositions chimiques des effluents sur la remise en état; et
- responsabilité quant à l'abandon et aux obligations de garantie relatives à la remise en état.

Shell a déclaré que la responsabilité juridique des contaminants appartenant à une partie ou sous son autorité faisait obstacle à l'utilisation d'une aire commune d'élimination des résidus. La société était par conséquent d'avis que le mélange des eaux provenant des mines adjacentes, y compris les eaux affectées par les procédés, se heurtait à des obstacles juridiques. Shell a toutefois indiqué que, à la fermeture du projet et à la remise en état, ses rejets d'eau pourraient être mélangés aux autres eaux, à condition que les rejets soient conformes aux principes directeurs d'AENV sur la qualité de l'eau dans la zone limitrophe de la concession.

Shell a déclaré qu'elle appuyait les plans d'aménagement intégré et de planification associés au bassin de la rivière Muskeg en vue d'atteindre conjointement les objectifs de gestion du bassin hydrographique. Elle n'a pas contesté la recommandation d'AENV voulant que l'EUB exige qu'elle travaille en collaboration avec d'autres exploitants et organismes de réglementation pour coordonner la gestion de l'aménagement des infrastructures, des activités de remise en état et d'aménagement des mines. Shell était d'avis qu'elle répondait déjà à cette exigence.

## **18.2 Opinions de Syncrude**

Dans ses conclusions finales, Syncrude a déclaré que son projet Aurora, adjacent à la mine Jackpine envisagée, avait été approuvé par l'EUB. L'EUB avait donc déjà déterminé que les effets du projet Aurora étaient acceptables et que ce dernier était conforme à l'intérêt public. Selon Syncrude, le développement régional coopératif constituait une façon d'optimiser le rendement des projets approuvés. Syncrude a mentionné qu'elle était tenue de respecter certaines des conditions d'approbation. Selon elle, seuls le titulaire de l'approbation (Syncrude) et les organismes de réglementation devaient veiller à ce que ces conditions soient respectées. Syncrude était d'avis qu'un apport public supplémentaire était inutile à ce moment, puisque l'EUB veillerait à la protection de l'intérêt public dans le cadre de son processus visant à s'assurer du respect des conditions d'approbation.

## **18.3 Opinions de l'Alberta**

AENV a affirmé que l'exploitation des ressources régionales nécessitait une coordination de la planification des activités de fermeture avant le début des activités d'exploitation. Il a indiqué

qu'il pourrait y avoir des effets environnementaux inutiles, à moins qu'on comprenne bien les besoins en matière d'exploitation des ressources et d'intégration, et qu'on détermine des stratégies d'atténuation dès les premières étapes des projets. AENV a recommandé que la Commission exige de Shell qu'elle travaille en collaboration avec les autres exploitants et les organismes de réglementation afin de coordonner la gestion des infrastructures, l'exploitation des mines, la remise en état du territoire, la planification des activités de fermeture et la gestion des eaux, comme le proposent les décisions 97-13 et 99-2 de l'EUB, intitulées *Application by Syncrude for the Aurora Mine* et *Shell Canada Limited Application to Construct and Operate an Oil Sands Mine in the Fort McMurray Area*.

AENV a mentionné que, dans les autorisations délivrées en vertu de l'EPEA et de la *Water Act*, il pourrait exiger de Shell qu'elle collabore avec les autres exploitants afin de déterminer les caractéristiques acceptables de la topographie, du bassin hydrographique, des terres humides, des sols et de la communauté végétale dans la zone limitrophe de la concession à la suite des activités de fermeture. AENV s'est également dit prêt à appuyer l'intégration régionale des projets en exigeant des exploitants qu'ils poursuivent leur participation au groupe de travail sur la remise en état et au sous-groupe chargé de l'étude sur l'IBRM.

#### **18.4 Opinions de la Commission**

La Commission reconnaît l'engagement de Shell envers le développement coopératif et souligne les obstacles que Shell a rencontrés en tentant d'obtenir les données de conception du projet des autres exploitants. La Commission convient avec Shell que la coopération relativement aux zones limitrophes de la concession, aux plans de gestion des eaux, aux infrastructures, au drainage associé à la fermeture des mines et à la remise en état contribuerait à améliorer le projet de Shell. Dans d'autres sections du présent rapport, la Commission mentionne que le développement régional coopératif et l'intégration présenteraient des avantages pour certaines composantes particulières du projet, telles que la route Canterra, le bassin de contre-foulement Khahago, l'emplacement de l'aire des résidus miniers, la cartographie de l'ACP, la dérivation du ruisseau Muskeg, la zone limitrophe de la concession et le lac de compensation.

Il appert à la Commission que le projet a été conçu pour limiter, dans la mesure du possible, les aménagements et les perturbations à la concession 13. Selon elle, il est peu probable qu'une telle approche offre la meilleure conception globale du projet ou présente des avantages pour le développement régional. La Commission voit d'un bon œil les efforts déployés par Shell pour négocier l'échange de parties de la concession 13 contre des parties de la mine Aurora sud de Syncrude en vue d'une meilleure récupération des ressources dans la zone limitrophe de la concession. La Commission croit qu'il est également possible d'améliorer la conception du projet et de réduire les effets qui pourraient en découler en cherchant à situer certaines installations hors des limites de la concession 13. Par exemple, le bassin de contre-foulement du ruisseau Khahago, coincé entre l'aire des résidus miniers et la limite de la concession, serait peut-être mieux situé hors de la concession. De plus, selon la Commission, il serait possible, si Shell, Syncrude et ExxonMobil travaillaient davantage en collaboration, d'optimiser la dérivation des cours d'eau à l'est de la concession 13.

Il arrive parfois que certains obstacles empêchent l'élaboration d'une entente uniquement par les sociétés concernées. Les problèmes de responsabilité juridique, les droits de superficie, la perte de souplesse et la perspective de coûts initiaux accrus ne sont que quelques-unes des considérations qui pourraient influencer sur la volonté ou la capacité d'une société à conclure des

ententes conformes à l'intérêt public. Une initiative régionale bien ciblée, à laquelle le gouvernement pourrait participer, permettrait peut-être de surmonter les obstacles empêchant les exploitants des sables bitumineux de régler ensemble les problèmes régionaux. La Commission n'est pas certaine que le sous-groupe chargé de l'étude sur l'IBRM abordera les questions du développement régional coopératif et de l'intégration des projets. Toutefois, elle croit que les travaux du sous-groupe, avec le concours de groupes multilatéraux, contribueront aux objectifs de l'EUB et d'autres organismes de réglementation en matière de développement régional coopératif.

La Commission est d'avis qu'il faut adopter des mesures décisives visant à mettre en œuvre le développement régional coopératif dans le bassin de la rivière Muskeg pour optimiser la mise en valeur en vue d'une meilleure gestion environnementale et récupération des ressources. Par conséquent, la Commission demande à Shell de soumettre à l'EUB un rapport annuel sur le développement régional coopératif à compter de 2005. Ce dernier décrira les principes directeurs et les activités liées au développement coopératif, les possibilités et les limites de la collaboration entre les promoteurs, les calendriers d'exécution spécifiques et les étapes de la mise en œuvre pour chacune des phases du projet afin de les intégrer aux autres projets d'exploitation des sables bitumineux du bassin de la rivière Muskeg, ainsi que les moyens mis en œuvre pour évaluer les résultats. La Commission attend de Syncrude et d'ExxonMobil qu'elles collaborent avec Shell dans le cadre de cette initiative.

En ce qui concerne les commentaires de Syncrude selon lesquels seuls cette dernière et les organismes de réglementation seraient concernés par le projet Aurora sud et le respect des conditions d'approbation de ce projet, la Commission est d'avis que les possibilités de développement régional pourraient entraîner des changements importants au projet de Syncrude et de Shell susceptibles de nécessiter d'autres demandes d'approbation et des modifications aux approbations de l'EUB.

## **19 MESURES VISANT À ACCROÎTRE LES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX BÉNÉFIQUES**

### **19.1 Opinions de Shell**

Shell a signalé que, à l'échelle locale, les avantages environnementaux du projet étaient liés aux nouvelles technologies, notamment l'extraction sans soude caustique, les épaisseurs de résidus et l'extraction à basse température. À l'échelle régionale, Shell s'est engagée à réduire les émissions de GES de son projet à un niveau inférieur à celui qui est associé au pétrole importé. Shell a également indiqué que le projet permettrait de recueillir davantage de renseignements sur la surveillance et de données environnementales de base. Elle s'est employée à améliorer les modèles s'appliquant à la région des sables bitumineux. De plus, grâce à son évaluation des répercussions sur les ressources historiques (ERRH), Shell a rassemblé de nouvelles données sur ces ressources dans la région.

Shell a affirmé que le site remis en état offrirait le même potentiel d'utilisation qu'avant la perturbation, mais qu'il offrirait un potentiel supérieur en matière de production forestière. Shell étendrait la superficie des types de sol de classe 2 et 3. Elle a également indiqué que certaines

collectivités des Premières nations pourraient considérer le lac de compensation comme un aménagement positif, car ce lac permettrait d'accroître les possibilités de pêche.

## **19.2 Opinions de la Commission**

La Commission considère les technologies que Shell utiliserait, la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> et le lac de compensation comme des mesures d'atténuation et non comme des avantages environnementaux. En ce qui concerne les activités de remise en état pouvant accroître le potentiel d'utilisation des sols et du territoire, la Commission convient que celles-ci présenteront peut-être un avantage environnemental une fois la remise en état terminée. Toutefois, elle conclut qu'il est peu probable que le projet présente des avantages environnementaux importants.

## **20 NÉCESSITÉ D'UN SUIVI DE L'EIE**

### **20.1 Opinions de la Commission**

En vertu de la LCEE, la Commission a la responsabilité d'évaluer les effets environnementaux du projet. Dans la réalisation de cette évaluation, elle doit obtenir et rendre public tous les renseignements nécessaires à son évaluation.

La Commission a examiné l'EIE et les renseignements présentés pendant les audiences, et conclut qu'elle dispose des données nécessaires pour réaliser son évaluation des effets environnementaux du projet. Elle est convaincue qu'il est inutile de recueillir davantage de renseignements pour conclure que le projet est peu susceptible d'avoir des effets environnementaux négatifs importants, à condition que les mesures d'atténuation et les recommandations de la Commission soient mises en œuvre.

La Commission a envisagé la nécessité d'un suivi et les exigences liées à ce dernier dans l'évaluation environnementale du projet. Cette nécessité a fait l'objet de discussions dans les sections appropriées du présent rapport. Les éléments de suivi retenus par la Commission sont les suivants :

- la gestion des résidus;
- les effets sur les poissons et leur habitat;
- les effets sur la qualité et le régime des eaux de surface;
- les effets sur les eaux souterraines;
- les besoins en débits minimaux à réserver;
- les effets sur les émissions atmosphériques;
- les effets sur la faune; et
- la remise en état.

La Commission est d'avis que les recommandations du présent rapport devraient permettre à Shell d'élaborer plus avant les programmes de suivi dès les premières étapes de planification du projet. Elle compte sur cette dernière pour consulter les intervenants ayant des compétences particulières en la matière ou s'intéressant à l'élaboration des programmes de suivi et pour collaborer avec eux.

Les recommandations du présent rapport portant précisément sur les programmes de suivi proposent un mécanisme permettant de s'assurer que ces programmes sont suffisamment détaillés et rigoureux sur le plan scientifique. Les programmes de suivi de Shell devront :

- comporter suffisamment de données de base;
- être de nature quantitative et présenter une efficacité statistique;
- comporter une description des mesures d'atténuation à mettre en œuvre;
- présenter une description détaillée des méthodes de surveillance, des échéanciers et de la durée de l'étude;
- renfermer des critères de production de rapports et de mesure de réussite;
- être élaborés en consultation avec des intervenants ayant des compétences particulières en la matière;
- veiller à ce que les organismes de réglementation soient consultés; et
- faire en sorte que les résultats soient communiqués aux intervenants.

## 21 INITIATIVES ENVIRONNEMENTALES RÉGIONALES

### 21.1 Opinions de Shell

Shell a indiqué qu'elle participait activement à des initiatives environnementales régionales. Elle a mentionné que les divers comités s'employaient à :

- concevoir des systèmes de gestion des enjeux environnementaux régionaux;
- fournir des données de recherche sur les nouvelles technologies; et à
- recueillir des données de base, surveiller les effets et effectuer des recherches sur les enjeux aquatiques, terrestres et atmosphériques en vue de réduire les incertitudes.

Shell a indiqué qu'elle participait activement aux travaux de la CEMA, une organisation enregistrée non gouvernementale et sans but lucratif, fondée en juin 2000. La CEMA est chargée de faire des recommandations sur la façon de gérer au mieux les effets cumulatifs et de protéger l'environnement dans la région. Shell a indiqué que la CEMA travaillait sur une série de questions prioritaires déterminées dans le cadre de la RSDS élaborée par AENV en juillet 1999. Shell a mentionné que la CEMA était composée de groupes dont les travaux portaient sur la gestion des NO<sub>x</sub> et des SO<sub>x</sub>, la remise en état, les contaminants atmosphériques formés de métal à l'état de traces, les eaux de surface et la durabilité des écosystèmes.

Shell a également indiqué qu'elle participait activement au RAMP, dans le cadre duquel on a effectué la surveillance de la qualité de l'eau et des sédiments, des communautés d'invertébrés benthiques et des populations de poissons dans la région depuis 1997. Shell a fait observer qu'un programme sur le climat et l'hydrologie avait été intégré au RAMP en 2000.

Shell a déclaré qu'elle participait aux travaux de la WBEA, un groupe multilatéral ayant pour

mandat de surveiller les effets sur la qualité de l'air, les écosystèmes et la santé humaine dans la région.

Shell a indiqué que l'une des raisons pour lesquelles les travaux du groupe de travail de la CEMA avaient été plus longs que prévu était le temps nécessaire pour établir des relations et un climat de confiance. Elle a souligné aussi la façon originale dont la CEMA avait abordé les questions. Shell a indiqué que la CEMA avait fait l'objet d'une réorganisation au cours des derniers mois en vue d'accroître son efficacité et son rendement et croyait que ces mesures permettraient de régler certains problèmes. Shell a déclaré qu'elle avait une grande confiance en la CEMA et qu'elle croyait fermement que celle-ci pourrait atteindre ses objectifs. Elle a fait les suggestions suivantes à la CEMA :

- La CEMA devrait continuer à se concentrer sur les questions prioritaires, et ces questions devraient être intégrées à un plan de travail détaillé;
- Tous les intervenants devraient fournir les ressources nécessaires pour que la CEMA puisse accomplir son mandat;
- Tous les intervenants devraient s'engager à long terme à consacrer des ressources humaines ayant les compétences et les connaissances requises pour faire partie de ces comités en vue de contribuer à l'avancement de leurs travaux;
- Tous les intervenants devraient s'assurer de rendre des comptes de façon régulière afin de respecter les échéances fixées à la CEMA. Shell a fait observer que la CEMA avait amélioré sa reddition de compte en s'assurant d'avoir du personnel permanent et un nouveau comité de gestion;
- Les membres de l'industrie devraient être responsables devant le groupe de travail; et
- Les groupes de travail devraient orienter leurs efforts vers leur principal objectif qui est de concevoir des systèmes de gestion très solides; la poursuite d'objectifs de gestion provisoires pourrait les détourner de leurs objectifs à long terme.

Shell a mentionné que huit membres de son personnel participaient aux travaux de la CEMA et que les autres devaient s'engager de la sorte pour assurer son succès. Elle a également indiqué que même si un certain nombre d'échéances de la CEMA étaient dans plusieurs années, elles se situaient toutes bien avant le début de la construction du projet.

Selon Shell, la RSDS et la CEMA continueraient à jouer un rôle très important dans la gestion des effets environnementaux cumulatifs dans la municipalité régionale de Wood Buffalo. Shell était d'avis que la région profitait des forums multilatéraux et que le processus de prise de décisions par consensus menait à des stratégies durables permettant de mieux répondre aux besoins cumulatifs de la municipalité régionale de Wood Buffalo. Selon elle, bon nombre des préoccupations environnementales cumulatives régionales soulevées, portant notamment sur les BDMR, la qualité de l'eau, les corridors de déplacement de la faune et l'acidification, étaient abordées par les groupes de travail de la CEMA. Shell a aussi fait remarquer que si la CEMA produisait des rapports de recommandation n'ayant pas fait l'unanimité, AENV avait la responsabilité et l'autorité réglementaires ultimes pour veiller à la conception et à la mise en œuvre des systèmes de gestion environnementale régionale.

Shell a déclaré qu'elle appuierait l'imposition d'une condition d'approbation rendant obligatoire sa participation aux travaux de la CEMA et à des programmes de surveillance régionale.

## 21.2 Opinions de l'OSEC

L'OSEC s'est déclarée préoccupée par la portée, l'ampleur et le rythme des effets environnementaux régionaux découlant de l'exploitation des sables bitumineux en l'absence de limites environnementales précises. Selon l'OSEC, il serait tout indiqué de définir des limites environnementales et d'affecter la capacité d'absorption du milieu de manière éclairée. L'OSEC était également d'avis que le rythme des projets proposés continuait à excéder la capacité de la CEMA à définir des objectifs environnementaux et à mettre au point un système de gestion environnementale. Elle pensait que, dans toute initiative multilatérale fondée sur le consensus, un filet réglementaire était requis afin de veiller à ce que les résultats du processus soient obtenus en temps opportun.

L'OSEC a fait observer que la CASA, qui a servi de modèle à la constitution de la CEMA, avait mené à bien un certain nombre d'initiatives ambitieuses. Elle était d'avis que ce succès s'expliquait en bonne partie par le fait qu'AENV avait clairement établi des dates limites auxquelles il prendrait ses décisions. En l'absence d'une recommandation unanime, AENV a informé les parties qu'il prendrait une décision en fonction des renseignements fournis dans les recommandations de chaque intervenant. Selon l'OSEC, cette approche a permis de faire avancer les travaux avec le plus d'efficacité possible.

## 21.3 Opinions de la PNCM

La PNCM a déclaré que les groupes de travail de la CEMA faisaient preuve de beaucoup d'engagement et possédaient toute une gamme de compétences et d'expériences. Toutefois, elle a aussi fait remarquer que les ressources disponibles pour différentes tâches n'étaient pas conséquentes. La PNCM était préoccupée par l'absence de réalisations de la CEMA, mais a affirmé qu'elle continuerait à participer à ses travaux, pourvu que la CEMA réalise des progrès dans l'atteinte de ses objectifs.

## 21.4 Opinions de la PNWB

La PNWB était d'avis que la CEMA avait de bonnes intentions, mais semblait surchargée de travail. Selon elle, il faudrait attribuer des fonds supplémentaires à la CEMA pour lui permettre d'accélérer ses travaux.

## 21.5 Opinions de la PNCA

Dans ses conclusions finales, la PNCA a fait observer que Shell avait accepté de limiter ses prélèvements d'eau dans la rivière Athabasca conformément à toutes les recommandations sur les BDMMR de la CEMA. En conséquence, la PNCA tenait à ce qu'un objectif soit établi dès que possible par rapport aux BDMMR. La PNCA s'est engagée à travailler et à résoudre des problèmes à la table de la CEMA. Elle a déclaré que son appui et son engagement envers la CEMA étaient fondés sur la capacité de cette dernière à obtenir rapidement des résultats significatifs. La PNCA a également souligné l'importance de la conception du système de gestion du bassin de la rivière Muskeg.



## 21.6 Opinions de Fort McKay

Dans ses conclusions finales, Fort McKay a indiqué qu'elle appuyait fortement les organismes multilatéraux et participait à leurs travaux, et qu'elle continuerait d'y prendre part aussi longtemps qu'ils réaliseraient des progrès en regard de l'accomplissement de leurs mandats et qu'ils seraient suffisamment financés. Fort McKay a déclaré qu'elle avait de sérieuses réserves quant à la capacité de la CEMA à remplir son mandat, d'après les restrictions récemment imposées par les participants de l'industrie quant à son financement. Elle était d'avis que le rythme de délivrance des approbations des organismes de réglementation avait excédé la capacité de la CEMA à établir et à recommander des seuils régionaux adéquats pour la protection de l'environnement. Fort McKay a recommandé que la Commission approuve l'imposition d'un échancier à la CEMA dans l'élaboration et la recommandation d'un ensemble préliminaire d'objectifs de gestion environnementale ou de systèmes de gestion liés aux NO<sub>x</sub>, aux oxydes de soufre (SO<sub>x</sub>), aux BDMR et à la qualité de l'eau de la rivière Athabasca, à l'IBRM, à l'altération de la chair des poissons et à la conservation des ressources terrestres.

## 21.7 Opinions du SCC

Le SCC a affirmé que les efforts de la CEMA étaient très louables et progressifs, mais il s'est dit préoccupé du fait que la CEMA n'avait pas fourni certains éléments d'information essentiels, tels que les BDMR. Selon le SCC, les nouveaux projets ne devraient pas être approuvés sans connaître certains de ces éléments d'information essentiels.

## 21.8 Opinions du Canada

EC a reconnu que les seuils et les objectifs environnementaux régionaux n'étaient pas encore établis. Il a recommandé que les groupes de travail de la CEMA élaborent et mettent en œuvre des directives environnementales provisoires. Cette mesure serait conforme au mandat de la CEMA et au principe de précaution. EC a fait observer que Shell n'appuyait pas l'établissement de seuils et d'objectifs provisoires. Il a en outre expliqué que l'établissement de seuils et d'objectifs provisoires ne visait pas à remplacer les activités courantes de la CEMA ou à détourner son attention. EC a fait remarquer que sa recommandation s'illustrerait mieux par une approche progressive ou échelonnée de l'établissement de seuils, semblable à ce qui a été présenté à la CEMA comme plan de gestion de l'acidification.

EC a déclaré qu'il était prêt à aider la CEMA à établir des priorités dans ses travaux et à revoir ses échanciers. Il a signalé qu'il s'emploierait à s'assurer que la CEMA respecte ses échéances.

## 21.9 Opinions de l'Alberta

AENV a fait remarquer que la RSDS était mise en œuvre en partenariat avec la CEMA. À partir de l'établissement de questions prioritaires, les groupes de travail de la CEMA élaboraient des recommandations relatives à la gestion environnementale régionale en vue d'une approbation par tous les membres de la CEMA. Les recommandations approuvées par la CEMA étaient soumises à l'attention d'AENV et mises en œuvre, si elles étaient approuvées.

AENV a souligné plusieurs réalisations de la CEMA :

- En août 2002, la CEMA a transmis aux organismes de réglementation des recommandations unanimes portant sur la gestion des métaux à l'état de traces dans la municipalité régionale de Wood Buffalo, recommandations qu'AENV a examinées et approuvées. Ces

recommandations comportaient un but, un objectif de gestion et des mesures, des travaux de recherche, des activités de surveillance et une période d'évaluation;

- En juillet 2003, les membres de la CEMA provenant de l'industrie ont volontairement accepté d'adopter trois outils de gestion en vue de minimiser la perturbation du territoire découlant de l'exploitation et de l'exploration industrielles; et
- En août 2003, la CEMA avait préparé plus de 28 rapports techniques portant sur la conception de systèmes de gestion environnementale, et plus de 22 autres rapports étaient en cours de préparation.

AENV a indiqué qu'il pourrait inclure dans les approbations délivrées en vertu de l'EPEA ou de la *Water Act* des conditions exigeant de Shell qu'elle :

- participe aux activités de la CEMA;
- appuie un programme de recherche permanent visant à mettre en œuvre les recommandations de la CEMA en ce qui concerne un cadre de gestion de l'acidification;
- appuie un programme de recherche permanent visant à élaborer les recommandations de la CEMA quant à la préparation d'une évaluation des BDMR du cours inférieur de la rivière Athabasca;
- appuie un programme de recherche permanent visant à élaborer les recommandations de la CEMA quant à la durabilité du bassin de la rivière Muskeg;
- appuie un programme de recherche permanent visant à élaborer les recommandations de la CEMA relativement aux LK; et
- soumette des plans montrant comment le projet pourrait être adapté aux objectifs environnementaux régionaux futurs et aux systèmes de gestion environnementale.

AENV a fait observer que les intervenants devraient fournir un engagement financier accru pour mettre en œuvre un programme de recherche sur le terrain en vue de la réalisation des produits livrables dans le cadre de la RSDS.

## 21.10 Opinions de la Commission

La Commission prend note du fait que Shell a reconnu l'importance des initiatives régionales dans le traitement des effets environnementaux négatifs du projet. La société compte également sur la surveillance, la gestion adaptative et les activités de remise en état pour atténuer ces effets. Dans d'autres sections du présent rapport, on mentionne d'autres activités de surveillance pouvant éventuellement être réalisées dans le cadre d'initiatives régionales telles que le RAMP et la WBEA.

En ce qui concerne la CEMA, la Commission est d'avis que ses travaux sont importants et que leurs résultats aideront l'EUB à remplir son mandat de réglementation visant à s'assurer que les développements énergétiques sont réalisés de manière ordonnée et efficace et conformément à l'intérêt public. La Commission comprend que la CEMA reçoit en général un bon appui, mais qu'on s'inquiète beaucoup du retard accumulé dans l'établissement d'objectifs et de plans de gestion environnementale. Elle est d'avis que, compte tenu du retard accumulé dans la préparation des objectifs et des plans de gestion, il serait utile pour tous les intervenants

qu'AENV et ASRD évaluent les progrès réalisés par la CEMA et revoient leurs attentes par rapport à la RSDS.

La Commission reconnaît que la CEMA doit gérer un large éventail de questions environnementales régionales en tant qu'organisme multilatéral fondé sur le consensus. Le fait que la CEMA réunisse des membres provenant de milieux diversifiés, notamment de l'industrie, des Premières nations, de groupes autochtones locaux, d'organismes de réglementation, d'organismes non gouvernementaux et autres, présente ses propres difficultés quant à la prise de décisions par consensus, aux ressources financières et à l'établissement des priorités.

La Commission a pris connaissance des préoccupations relatives au financement de la CEMA et à sa capacité d'obtenir l'avis d'experts-conseils qui pourraient avoir gêné son processus de travail. Elle a en outre appris que la restructuration récente et l'établissement de nouvelles priorités au sein de la CEMA amélioreraient sa capacité à respecter les délais importants. La Commission félicite la CEMA pour les efforts qu'elle a déployés afin de simplifier et d'intégrer ses objectifs et sa structure organisationnelle. Toutefois, elle craint que l'efficacité de la CEMA soit aussi influencée par le volume et la complexité du travail qui lui est assigné, les multiples priorités des intervenants et les mécanismes de financement qui ne suivent peut-être pas sa charge de travail accrue. Selon la Commission, la restructuration et l'établissement de nouvelles priorités constituent les premières mesures visant à permettre à la CEMA d'atteindre ses objectifs et de concrétiser les attentes que l'on a envers elle.

Selon la Commission, il est important que le niveau de financement et de participation à la CEMA soit suffisant compte tenu de l'exploitation régionale accrue et de l'investissement croissant actuel et à venir dans la région des sables bitumineux. La Commission encourage tous les participants à la CEMA à réévaluer leur appui financier et les ressources en personnel qu'ils allouent à l'organisme, et à veiller à ce que ceux-ci correspondent à la confiance qu'ils ont accordée à la CEMA pour gérer les effets environnementaux cumulatifs dans la région. La Commission incite aussi tous les participants à la CEMA à s'assurer que leur personnel est tenu de rendre compte de la réalisation des produits livrables de la CEMA. Les participants à la CEMA pourraient envisager d'affecter du personnel à temps plein à cette initiative, plutôt que du personnel à temps partiel. De plus, la Commission appuie EC, le MPO, AENV et ASRD dans l'examen et l'optimisation des ressources financières et humaines attribuées à la CEMA en vue d'obtenir des résultats significatifs plus rapidement. L'EUB évaluera aussi les ressources financières et humaines qu'il affecte au processus de la CEMA et apportera les changements nécessaires.

La Commission fait remarquer que, dans le cadre de son projet de restructuration, la CEMA affecterait des gestionnaires de projet aux groupes de travail. Selon la Commission, la CEMA devrait également songer à affecter des experts techniques aux groupes de travail afin de faciliter le traitement des questions scientifiques complexes.

La Commission se préoccupe vivement du retard accumulé dans la formulation de recommandations et de la capacité de la CEMA à respecter les délais proposés. La Commission a entendu le témoignage d'AENV selon lequel il était prêt à prendre des mesures dans l'éventualité où la CEMA ne respecterait pas les échéances prévues pour présenter aux organismes de réglementation des recommandations relatives aux systèmes de gestion environnementale en vue de leur approbation. La Commission est d'avis que cette étape est nécessaire afin d'accroître la certitude de l'application des règlements. Par conséquent, en plus des recommandations portant

sur les BDMR et l'IBRM, la Commission recommande qu'AENV et ASRD envisagent d'élaborer des plans ou des objectifs de gestion concernant d'autres questions environnementales si les délais de la CEMA ne sont pas respectés.

La Commission mentionne que Shell s'est engagée à participer aux travaux de la CEMA et accepterait que cette participation devienne une condition d'approbation. La Commission appuie AENV dans son intention de rendre son approbation conditionnelle. Elle recommande que le MPO envisage d'exiger de Shell qu'elle participe aux travaux de la CEMA comme condition à son approbation.

La Commission fait remarquer que les sous-groupes chargés des études sur l'IBRM, sur les BDMR et sur les corridors fauniques n'ont pas encore formulé leurs recommandations. En conséquence, la Commission compte sur Shell pour se conformer aux résultats de ces groupes de travail et des autres initiatives de gestion environnementale régionale une fois qu'ils seront adoptés par les organismes de réglementation. Si la CEMA ou autre initiative régionale obtient des résultats significatifs ou si AENV agit dans les limites de son mandat et établit des objectifs de gestion, l'EUB se penchera sur la nécessité de revoir les approbations de Shell et des autres exploitants de sables bitumineux.

## **22 IMPACTS SOCIO-ÉCONOMIQUES**

### **22.1 Impacts macro-économiques**

#### **22.1.1 Opinions de Shell**

Shell a indiqué que le projet, avec un investissement global de deux milliards de dollars, génèrera des profits substantiels pour l'Alberta et le Canada et permettra des investissements supplémentaires dans l'infrastructure du pipeline et autres installations de traitement. Selon Shell, environ dix pour cent du montant des investissements du projet devraient revenir aux résidents et entreprises de la municipalité régionale de Wood Buffalo, 40 pour cent au reste de l'Alberta et dix pour cent au reste du Canada.

Shell a prévu que le projet nécessitera la participation de 2500 travailleurs de la construction et 970 autres postes d'exploitation. La compagnie s'est engagée à ce que les postes créés dans le cadre du projet soient, dans la mesure du possible, occupés par des résidents, mais strictement sur la base du mérite.

Shell a évalué les coûts d'exploitation annuels à environ 450 millions de dollars, 70 pour cent devant revenir aux travailleurs et aux entreprises de l'Alberta, dont un grand nombre sont originaires de la région de Wood Buffalo.

Shell a déclaré que le projet devrait rapporter d'ici 2036 près de deux milliards de dollars en taxes et en redevances aux gouvernements fédéral et provincial et que le montant des impôts fonciers versés à la municipalité régionale de Wood Buffalo devrait s'élever à environ trois millions de dollars par année ou 83 millions sur toute la vie du projet.

Shell a également indiqué que la région de Wood Buffalo a déjà bénéficié, depuis le début des consultations en 1996, de donations de plus de 1,5 million de dollars dont des sommes importantes versées au nouveau Centre de technologie du Collège Keyano, à l'hôpital pour l'acquisition d'un tomodensitomètre et d'outils de vulgarisation médicale, ainsi que pour la rénovation du Oil Sands Discovery Centre.

### **22.1.2 Opinions de la Commission**

La Commission reconnaît les avantages économiques du projet pour la région, la province et le Canada, et fait état des lettres de soutien de la municipalité régionale de Wood Buffalo. Même si les taxes et redevances générées par le projet seront dans une certaine mesure annulées par la nécessité pour le gouvernement d'investir dans de nouvelles infrastructures et l'amélioration des services publics, la Commission est d'avis que le bénéfice net pour l'Alberta et le Canada reste substantiel.

La Commission reconnaît aussi la contribution de Shell au développement local de l'éducation et de la formation et à la croissance des entreprises. Elle encourage les entreprises à jouer un rôle actif pour s'assurer que les retombées économiques bénéficient au plus grand nombre de résidents possibles et aux entreprises désireuses de profiter des occasions d'affaires générées par le projet.

## **22.2 Infrastructures/services publics**

### **22.2.1 Opinions de Shell**

Shell a souligné l'importance des retombées socio-économiques du projet dans la région, notamment sur le plan de l'emploi, du logement, de l'éducation, des services de santé et d'urgence, des services sociaux et de l'infrastructure des transports. La société pétrolière a fait observer que nombre de ces retombées découlaient de projets antérieurs d'exploitation des sables bitumineux dans la région, mais que le présent projet aura une incidence cumulative. Elle a indiqué avoir travaillé en collaboration avec la Northern Lights Regional Health Authority (RHA), la municipalité régionale de Wood Buffalo, le RIWG ainsi que le gouvernement provincial et les autres exploitants de sables bitumineux pour mieux comprendre les impacts socio-économiques du projet qui sont de nature cumulative et y trouver des solutions.

Shell a souligné son engagement à jouer un rôle proactif dans la recherche de solutions aux problèmes socio-économiques régionaux, mais elle a aussi expliqué clairement comment elle percevait son rôle en ce qui touche à ces questions. Celui-ci consiste à :

- assumer la responsabilité dans les régions directement sous sa supervision;
- jouer un rôle de facilitateur et de conciliateur dans les régions qui ne relèvent pas de sa responsabilité; et
- s'il y a lieu, fournir des ressources pour cerner les impacts et les gérer.

Shell a indiqué qu'elle continuera à participer au Resource Development Facilitators Committee d'Athabasca pour faire pression auprès des instances gouvernementales supérieures en faveur de la résolution des problèmes socio-économiques et des questions de soins de santé.

### **22.2.2 Opinions de l'OSEC**

L'OSEC a fait état de son inquiétude concernant les effets cumulatifs du projet sur les infrastructures municipales, la santé, le logement, le commerce de détail et les organismes sans but lucratif. Selon elle, les préoccupations socio-économiques des résidents de Fort Murray et de la région n'ont pas été prises en compte de façon adéquate et en temps opportun pour suivre le rythme du développement industriel de la région de Wood Buffalo.

Selon l'OSEC, le RIWG ne reposait pas sur un consensus, ne prenait pas en compte la participation de tous les intervenants et a abordé les questions socio-économiques sur une base empirique. L'OSEC propose donc la formation d'un nouveau groupe plurilatéral basé sur un consensus, qui aurait pour tâche de cerner les problèmes socio-économiques et de s'employer à les résoudre ainsi que d'élaborer des recommandations à l'intention des autorités gouvernementales appropriées. Ce groupe, pourrait, grâce à une meilleure compréhension des problèmes, élaborer une nouvelle approche pour définir et mettre en œuvre des solutions plus efficaces qui répondent aux besoins de la communauté.

Pour ce qui est de l'entente conclue avec Shell, l'OSEC a déclaré que cette dernière s'était engagée à parrainer la formation d'un sous-comité sur le logement abordable par l'entremise du RIWG et à fournir du personnel, du temps et des fonds pour en soutenir le fonctionnement. L'OSEC a en outre fait référence à un nouveau sous-comité sur les indicateurs sociaux récemment formé par le RIWG et dont l'objectif est de rassembler de meilleures données quantifiables sur les impacts sociaux. Elle n'a pu donner davantage de détails sur ce comité si ce n'est qu'il est censé jouer un rôle de supervision.

### **22.2.3 Opinions de la PNWB**

Pour la PNWB, même si l'exploitation des sables bitumineux est créatrice d'emplois, elle est aussi responsable de l'accroissement des problèmes sociaux qui découlent de la consommation de drogues et d'alcool. Selon elle, le mode de vie des peuples autochtones de Fort McMurray a considérablement changé au fil du temps en raison de l'augmentation du coût de la vie et des prix élevés des logements. La communauté a également souligné la nécessité de se pencher sur l'itinérance de certains de ses membres.

### **22.2.4 Opinions de la PNCM**

La PNCM a indiqué que l'entente conclue avec Shell contenait des engagements et un ensemble de mesures permettant à cette dernière de régler les problèmes socio-économiques soulevés par les membres de la communauté.

### **22.2.5 Opinions de la PNCA**

L'entente conclue entre la PNCA et Shell prévoit l'établissement d'un dialogue continu entre les deux parties pour résoudre les problèmes socio-économiques de la PNCA et de ses membres.

### 22.2.6 Opinions de Fort McKay

L'entente conclue entre Fort McKay et Shell prévoit des mesures visant à résoudre les problèmes socio-économiques de la communauté.

### 22.2.7 Opinions de la FMMSA

La Fort McMurray Medical Staff Association (FMMSA) a déclaré être très préoccupée par les effets d'un accroissement de l'exploitation des sables bitumineux sur un système de soins de santé déjà débordé et s'inquiète des limites de l'accès des employés de Shell aux médecins de famille et aux soins de santé en général.

La FMMSA a décrit la région de Fort McMurray comme la région la moins bien desservie au Canada en matière de médecine familiale. Elle a également signalé que la région ne dispose d'aucun service orthopédique, d'aucun imageur à résonance magnétique, ni des autres services diagnostiques ou de visites de spécialistes requis. Elle a ajouté que les services air medivac sont déficients et que le système de secours médical d'urgence nécessite des améliorations. Elle a fourni une description d'une salle d'urgence fonctionnant invariablement à pleine capacité et d'installations ne permettant pas à deux médecins de travailler côte à côte.

Toujours selon la FMMSA, les soins de santé sont insuffisamment financés dans la région. De façon plus précise, elle a avancé que le mode de financement ne permettait pas de prendre en compte la spécificité de la situation de la région de Wood Buffalo et que celle-ci s'en trouvait pénalisée. Elle a également dénoncé la croissance rapide de la population pour répondre à la demande occasionnée par l'exploitation des sables bitumineux, l'importance de la population qui vit dans des campements et de la population clandestine, ainsi que le peu d'aînés qui restent dans la région à cause de la cherté de la vie et des problèmes de recrutement du personnel médical dus à l'éloignement et à ce qu'il en coûte pour vivre et faire fonctionner un établissement à Fort McMurray.

La FMMSA a noté que la demande en matière de soins de santé avait considérablement augmenté au cours des dernières années et elle a fait observer que, à moins d'une amélioration des services de santé, le problème de l'accès aux soins à Fort McMurray risquait de s'aggraver. Elle a fait état d'une étude (connue sous le nom de Rapport Cuff) effectuée par la RHA et l'AHW dans le but d'examiner le financement des services de santé dans la région, mais a indiqué qu'elle n'avait pu obtenir aucun des résultats publiés. Elle a ajouté qu'elle avait eu connaissance de l'existence d'un comité provincial interministériel chargé d'examiner les besoins de la région en matière d'infrastructure (incluant le secteur de la santé) ainsi que d'une étude sur les travailleurs des campements et de l'existence du sous-comité sur les indicateurs sociaux du RIWG. Elle a toutefois souligné qu'elle n'avait pas pu obtenir les résultats de ces études et travaux et qu'elle n'avait été consultée pour aucun d'entre eux.

La FMMSA a demandé que la Commission fasse appel au ministre de l'AHW et au premier ministre de l'Alberta pour améliorer le financement du système des soins de santé de la région, et qu'elle recommande au gouvernement la mise sur pied d'un comité d'orientation permanent chargé d'examiner les besoins spécifiques de financement des services de santé dans les régions à croissance rapide ou encore l'adoption d'un décret sur la disparité et le sous-financement des services de santé dans les régions éloignées connaissant une croissance rapide. La FMMSA est d'avis que le gouvernement doit assurer une surveillance accrue et une meilleure supervision afin

d'établir des normes minimales et permettre un accès juste et équitable des habitants de la région de Wood Buffalo aux services de santé.

La FMMSA a reconnu que Shell ne peut, à elle seule, résoudre tous les problèmes liés aux soins de santé ni suppléer aux carences de financement de la RHA. Elle suggère cependant un certain nombre de mesures grâce auxquelles Shell pourrait réduire la pression exercée sur le système des soins de santé, notamment en préconisant l'augmentation du financement des services de santé dans la région, en fournissant des services améliorés sur place afin de soulager les salles d'urgence (tout en faisant observer que cela pourrait engendrer une pression accrue sur les laboratoires et les services diagnostiques de l'hôpital), en mettant l'accent sur la prévention, en tenant à jour les dossiers en matière de sécurité et en envisageant la mise à disposition d'un hélicoptère pour une évacuation rapide, qui serait disponible pour toute la communauté aussi bien pendant qu'après les heures de travail.

### **22.2.8 Opinions de l'Alberta**

L'AHW a tenu compte des inquiétudes soulevées relativement aux services de santé et à la question des logements abordables à Fort McMurray. Elle tenait à ce que les personnes desservies par la RHA aient un accès équitable à des services de qualité à la fois dans la région et dans toute la région de la capitale. Elle a ajouté que les problèmes soulevés par la FMMSA relativement aux services de santé étaient bien connus et faisaient l'objet de nombreuses discussions entre la RHA et l'AHW. Elle a souligné que des mécanismes avaient été mis en place pour s'attaquer aux problèmes des soins de santé dans la région ainsi qu'un plan de financement bien structuré des autorités de la santé.

L'AHW a indiqué n'avoir pas soulevé le fait que le manque de logements abordables à Fort McMurray pourrait avoir des effets nocifs sur la santé dans la mesure où elle est satisfaite des progrès effectués en la matière. Elle s'est dit également satisfaite de savoir que cette question est maintenant traitée au sein des groupes régionaux chargés des questions socio-économiques.

### **22.2.9 Opinions de la Commission**

La Commission reconnaît que les preuves fournies par Shell et les intervenants confirment les efforts déployés par certains services publics et certaines infrastructures pour s'adapter au rythme du développement industriel et à l'augmentation de la population dans la région. Elle est consciente des changements qu'apporte la croissance industrielle et admet qu'un développement industriel intensif peut mettre les services publics et les infrastructures à rude épreuve. Selon elle, les bénéfices que retirent les sociétés d'exploitation des sables bitumeux et le public de l'arrivée dans la région d'une main-d'œuvre mobile pour la mise en œuvre d'un projet d'envergure ne doivent pas empêcher les résidents de longue date de Wood Buffalo de bénéficier de services publics de qualité appropriée. Si l'on n'accorde pas une attention particulière aux problèmes sociaux et médicaux et si l'on ne se fixe pas de délais pour investir dans du nouveau personnel, de nouveaux services et de nouvelles installations, certains services publics et certaines infrastructures risquent d'en pâtir sévèrement.

Pour déterminer l'importance des impacts socio-économiques, la Commission attend des autorités responsables qu'elles lui prouvent qu'elles gèrent efficacement ces impacts. Selon elle, c'est l'efficacité avec laquelle la communauté gère le changement qui, en bout de ligne,



déterminera la capacité des services publics et des infrastructures à faire face à l'augmentation des demandes. La Commission a obtenu des preuves indiquant que les autorités s'acquittaient efficacement de leurs responsabilités. Il a été notamment fait référence au travail effectué par le RIWG et le Oil Sands Development Facilitation Committee ainsi qu'à l'étude du RIWG sur les travailleurs des campements, au rapport Cuff et au comité provincial interministériel chargé d'examiner les besoins en capital et sur le plan de la mise en œuvre de programmes dans la région de Wood Buffalo. La Commission fait également état des preuves fournies par l'AHW indiquant que des mécanismes ont été mis en place pour s'attaquer aux problèmes liés aux soins de santé dans la région. Elle a toutefois recueilli peu d'information attestant de la gestion des impacts sociaux. Rien n'indique que les sous-comités du RIWG obtiennent les résultats escomptés, et, par ailleurs, l'information relative à l'étude sur les travailleurs des campements et le rapport Cuff ou encore les travaux du comité interministériel ne sont pas disponibles ou n'ont pas été communiqués au public.

Dans des délibérations précédentes sur certains équipements énergétiques majeurs de la région de Wood Buffalo, l'EUB affirme que les organismes gouvernementaux responsables sont conscients des impacts socio-économiques et prennent des mesures pour y faire face, opinion que partage la Commission. Toutefois, étant donné les pressions exercées par la croissance que risque d'engendrer l'exploitation des sables bitumineux dans la région de Wood Buffalo, cette dernière ressent le besoin d'avoir une source d'information fiable sur les problèmes sociaux et économiques (et les possibilités) auxquels la région peut s'attendre. Selon la Commission, les résidents devraient disposer d'éléments d'information qui les assurent de la mise en place et de l'efficacité de procédés de gestion adaptative des problèmes socio-économiques et médicaux. Il convient de trouver des moyens coordonnés et efficaces qui permettent de gérer les impacts socio-économiques cumulatifs et régionaux de façon satisfaisante et explicite. La Commission compte sur la mise en place de mesures de surveillance et de vérification des prévisions et s'attend à ce que l'information soit transmise aux résidents de Wood Buffalo.

La Commission est d'avis que le gouvernement et les comités plurilatéraux chargés des questions socio-économiques doivent améliorer la communication des résultats (succès et échecs) de leurs travaux aux résidents de Wood Buffalo. Une compilation annuelle officielle des activités et des résultats des divers comités en place et ministères pourrait s'avérer utile. Un rapport annuel de l'évolution des travaux serait communiqué au public et fournirait aux résidents des points de repère pour évaluer la situation de la région et les assurer que des mesures sont bien prises. Ce rapport annuel servirait également de document d'orientation pour les autorités responsables et les représentants officiels qui ont pour tâche d'apporter des changements positifs dans la région.

La Commission se dit encouragée par les efforts du RIWG pour mettre sur pied un sous-comité sur les indicateurs sociaux. Le rôle de ce dernier n'a pas été précisément défini, mais la Commission pense que l'établissement d'indicateurs et l'évaluation des progrès contribuera à stimuler la réflexion stratégique et la collaboration en matière socio-économique.

Tout en reconnaissant les mesures prises par les gouvernements et les comités plurilatéraux pour régler les problèmes socio-économiques, la Commission pense qu'une meilleure coordination et une meilleure communication renforceront ces efforts. Certains intervenants proposent la formation d'un nouveau comité multilatéral fonctionnant par consensus. D'accord sur le principe selon lequel tous les intervenants concernés doivent participer à la résolution des problèmes

socio-économiques, la Commission ne se prononce pas sur la meilleure façon d'y parvenir (par l'entremise d'un nouveau comité ou au sein des comités existants).

La Commission recommande que des mesures soient prises à tous les niveaux du gouvernement pour améliorer la qualité de la planification, de la communication et des mesures prises en matière socio-économique et médicale dans la région de Wood Buffalo. Les initiatives prises aujourd'hui contribueront à faire de la région un lieu plus attirant pour les entreprises, les travailleurs et leurs familles et, par là même, à accroître la compétitivité de la région pour attirer et conserver les investissements dans l'exploitation des sables bitumineux. Compte tenu des pressions exercées par la croissance que la région est appelée à connaître, il est particulièrement important que cette dernière dispose d'une source d'information fiable et disponible en temps utile sur la base de laquelle puissent être prises les décisions stratégiques.

## **23 UTILISATION TRADITIONNELLE DES TERRES**

### **23.1 Opinions de Shell**

Shell a indiqué qu'elle avait travaillé en collaboration avec les Premières nations, les Métis et autres groupes autochtones de la région pour intégrer le savoir écologique traditionnel (SET) à l'EIE du projet et aux systèmes régionaux de suivi et de gestion de l'environnement. Ces connaissances ont été obtenues par l'entremise d'entretiens avec neuf trappeurs et par des études sur l'utilisation traditionnelle des terres effectuées à d'autres fins, pour Fort McKay et la concession 13, et intégrées tout au long de l'EIE. Le SET a notamment été intégré lors de l'élaboration des données de base sur les ressources et leur utilisation et dans les discussions sur les effets continus du développement sur le mode de vie des Autochtones et la pêche.

Shell a expliqué que les trappeurs des Premières nations, directement concernés par le projet, ont été consultés au début du processus, que certains problèmes ont été abordés et que leur participation a permis de choisir la meilleure solution pour la dérivation des cours d'eau.

Shell a également fait observer que la consultation des utilisateurs des terres avait permis de cerner un certain nombre de préoccupations importantes et que les diverses ententes conclues avec les Premières nations et les Métis de la région en matière environnementale et socio-économique traitaient spécifiquement des préoccupations de ces derniers.

### **23.2 Opinions de la PNCM**

La PNCM a expliqué que les activités de chasse, de cueillette et de piégeage pratiquées par ses membres les obligeaient à s'éloigner de leurs communautés et à se rendre notamment dans les territoires de piégeage de la région de Fort McKay. Elle a souligné que la question de l'eau préoccupait fortement ses membres, tant sur le plan de la qualité que du régime. Les aînés et les membres de la PNCM se servent en effet du réseau hydrographique comme voie d'accès aux terres où ils pratiquent la cueillette, la chasse, la pêche et le piégeage. La Première nation a noté un changement important dans l'hydrométrie du réseau hydrographique, notamment dans le delta des rivières de la Paix et Athabasca, qui rend plus difficiles l'accès aux territoires traditionnels et le déplacement de ses membres vers Fort McMurray.

La PNCM a fait observer que l'exploitation des sables bitumineux ne devait pas se faire au détriment ni de l'eau, ni du sol, ni des animaux que chassent ou piègent pour leur subsistance bon nombre de ses membres.

Elle a reconnu que Shell s'était engagée à financer une étude sur l'utilisation traditionnelle des terres.

### **23.3 Opinions de la PNWB**

La PNWB a manifesté son intérêt à participer aux études sur l'utilisation traditionnelle des terres dans le but de protéger les sites historiques et les lieux de sépulture importants aux yeux de leurs membres.

### **23.4 Opinions de la PNCA**

Dans ses conclusions finales, la PNCA a déclaré que l'eau était pour elle un enjeu de taille dans la mesure où ses membres dépendent fortement depuis toujours de la rivière Athabasca pour l'eau potable et la pêche et pour accéder aux territoires de chasse et de piégeage. Elle a souligné que l'entente conclue avec Shell a contribué à atténuer les effets négatifs du projet et à remettre le sol en état entièrement et en toute sécurité. L'entente fait également état des possibilités offertes à la PNCA par le projet, qui, selon Shell, devraient contribuer à assurer la survie et la prospérité de la communauté et de ses membres.

### **23.5 Opinions de Fort McKay**

Dans ses conclusions finales, Fort McKay a déclaré que la question des terres traditionnelles de la Première nation et des membres Métis était au cœur de l'exploitation des sables bitumineux. L'entente conclue avec Shell a permis de renforcer la conviction des membres de la communauté que cette dernière s'efforcerait de gérer et d'atténuer les effets négatifs du projet de façon acceptable pour les aînés et les autres membres de la communauté de Fort McKay.

### **23.6 Opinions de la Commission**

La Commission est d'avis que la question de l'évaluation de l'utilisation traditionnelle des terres et de l'intégration du savoir traditionnel a été adéquatement traitée par Shell. Elle fait observer que les diverses ententes conclues avec cette dernière font foi de son active collaboration avec les Premières nations et les Métis de la région et souligne que, dans le cadre de ces ententes, Shell s'est engagée à régler les problèmes environnementaux et à soutenir et promouvoir les activités traditionnelles.

La Commission conclut qu'il est peu probable, compte tenu de l'engagement de Shell à collaborer étroitement avec les Premières nations, les Métis et les autres groupes autochtones de la région, que le projet ait des effets importants sur l'utilisation traditionnelle des terres.

## **24 SANTÉ HUMAINE**

### **24.1 Opinions de Shell**

Shell a indiqué que les effets potentiels des émissions générées par le projet dans l'eau et dans l'atmosphère sur la santé humaine ont été évaluées conformément aux dispositions de l'EPEA, de Santé Canada et de l'Organisation mondiale de la santé (OMS) en matière d'appréciation des risques sur la santé. Selon cette évaluation, la plupart des produits chimiques potentiellement dangereux n'auront pas d'effets nocifs sur la santé. Dans les cas où le taux d'exposition prévu dépassait la valeur de référence de 1.0, Shell a fait observer que, compte tenu du caractère conservateur de ses études de modélisation, il était peu probable que ces expositions aient une incidence sur la santé. Elle a par ailleurs souligné que l'AHW approuvait la méthodologie adoptée et qu'elle souscrivait à son évaluation et à ses conclusions.

Shell a noté que la PNCM avait exprimé des inquiétudes quant à la santé de ses membres vivant en aval des usines d'exploitation des sables bitumineux. Pour tenir compte de ces inquiétudes, Shell a accepté de participer à une étude de base sur la santé de la population de Fort Chipewyan, tel que stipulé dans l'entente conclue avec la PNCM.

### **24.2 Opinions de la PNCM**

La PNCM a fait mention de ses préoccupations quant à la santé de ses membres. Elle se base sur une lettre du D<sup>r</sup> J. O'Connor, médecin de famille à Fort McMurray, qui traite plus particulièrement des communautés autochtones vivant aux alentours de Fort McMurray. Dans cette lettre, le médecin exprime son inquiétude face à une augmentation ces dernières années, à Fort Chipewyan, de certaines maladies et pathologies non associées au mode de vie et recommande que l'on se penche sur les problèmes de santé des résidents de cette région. La PNCM a indiqué qu'elle partageait les inquiétudes du D<sup>r</sup> O'Connor.

Dans l'entente conclue entre la PNCM et Shell, cette dernière s'est engagée à participer au financement d'une étude de base sur la santé de la population de Fort Chipewyan, à la condition que celle-ci soit menée de façon autonome et avec la rigueur scientifique nécessaire et que d'autres exploitants de sables bitumeux et gouvernements acceptent de contribuer au financement de cette étude.

### **24.3 Opinions de la FMMSA**

La FMMSA s'est dite préoccupée par la fréquence élevée de maladies graves parmi les membres des Premières nations, les Métis et les autres peuples autochtones. Elle a souligné le besoin d'obtenir davantage d'information sur la santé de ces communautés et recommandé la réalisation d'une étude à long terme sur la santé des populations de la région. La FMMSA a également laissé entendre qu'une simple étude rapide serait rejetée.

## 24.4 Opinions du Canada

Santé Canada a fourni les données de base de l'OMS et de la NPC concernant les divers rejets atmosphériques, mais n'a fait aucun commentaire sur l'évaluation des risques pour la santé réalisée dans le cadre de ce projet.

Le ministère a indiqué qu'un de ses agents des services de l'hygiène du milieu travaillant dans la région collaborait activement avec la WBEA. Santé Canada a par ailleurs déclaré qu'il appuyait les efforts de la WBEA pour mettre en œuvre un programme de surveillance continue de la santé et indiqué qu'il participerait à ce programme et qu'il contribuerait à son financement.

## 24.5 Opinions de l'Alberta

L'AHW a indiqué qu'une équipe d'examen interministérielle en matière de santé humaine (dirigée par Health Surveillance et incluant des représentants de Santé Canada) s'était penchée sur l'EIE du projet. D'après l'AHW, la méthodologie adoptée par Shell pour évaluer les risques du projet sur la santé humaine était adéquate et les conclusions de l'évaluation étaient raisonnables. Les prévisions de dépassement des directives en matière de rejets atmosphériques étaient dues aux techniques de modélisation fortement conservatrices. L'étape suivante serait logiquement de valider les prévisions de Shell pour régler le problème des dépassements prévus. L'AHW a déclaré qu'elle collaborera avec AENV pour déterminer les conditions nécessaires à une approbation de l'EPEA pour régler cette question.

L'AHW a également souligné les résultats de l'Alberta Oil Sands Community Exposure and Health Effects Assessment Program qu'elle a mis en œuvre avec plusieurs autres intervenants, parus en mai 2000. L'analyse concluait que les rejets atmosphériques provenant du développement industriel n'avaient pas d'incidence mesurable sur la santé et qu'on n'avait constaté aucune différence entre la population de Fort McMurray et celle d'un groupe témoin de Lethbridge. L'AHW a indiqué que la Première nation de Fort McKay avait réalisé une étude similaire pour la communauté de Fort McKay, mais que les résultats n'avaient pas été communiqués au public.

L'AHW a fait observer que l'une des recommandations du programme était la surveillance continue des niveaux d'exposition individuelle aux contaminants produits par le développement industriel. Elle a déclaré avoir, au cours des deux dernières années et demi, travaillé avec la WBEA à la mise en place de cette recommandation, mais que celle-ci a été différée à de nombreuses reprises pour des raisons de financement, des questions scientifiques et la nécessité de recruter des bénévoles pour effectuer la surveillance continue.

Pour ce qui est d'une étude de base sur la santé, l'AHW a fait observer qu'une étude indépendante concernant la population de Chipewyan ne serait pas d'un grand intérêt. Elle a fait état plutôt de la nécessité d'un programme de surveillance continue des effets des contaminants sur la santé dans le cadre duquel l'accès aux données des médecins et aux données sur l'hospitalisation permettrait de dresser un portrait de base de l'état de santé global de la communauté, qui servirait à l'élaboration du programme de surveillance.

L'AHW a proposé d'aider la PNCM à dresser ce portrait de l'état de santé de la communauté et indiqué qu'elle continuerait de collaborer avec la WBEA à la mise sur pied d'un programme de surveillance auquel participeraient de nombreuses Premières nations, les Métis et d'autres peuples autochtones vivant dans la région.

L'AHW a fait observer que la réalisation et l'exploitation du projet ne devait pas porter atteinte à la santé publique.

## **24.6 Opinions de la Commission**

La Commission reconnaît que l'appréciation des risques pour la santé effectuée par Shell était adéquate et raisonnable. Compte tenu du caractère conservateur de la modélisation, elle accepte également la conclusion selon laquelle la réalisation et l'exploitation du projet ne comportent pas de risques pour la santé. Elle prend en compte les commentaires sur la santé et les inquiétudes des divers intervenants. À la lumière du développement industriel actuel et prévu dans la région, la Commission est d'avis qu'il est justifié d'obtenir d'autres données de base sur la santé et de mettre sur pied un programme de surveillance continue des effets sur la santé des populations. La Commission est d'avis qu'il est nécessaire d'améliorer l'information de base sur la santé notamment des membres des Premières nations, des Métis et des autres groupes autochtones de sorte qu'on puisse mesurer toute augmentation des effets sur la santé et prendre les mesures en conséquence. Cette approche permettrait de valider les résultats de la modélisation et d'accroître la confiance du public dans l'appréciation des risques pour la santé humaine.

À l'examen de cette question, la Commission reconnaît que les principales responsabilités en matière d'études et de prises de décision relèvent de l'AHW et de Santé Canada, et elle demande à ces instances de vérifier la nécessité d'une stratégie régionale d'évaluation de la santé s'adressant à tous les intervenants concernés et de l'élaborer. La Commission note également que les deux gouvernements ont confirmé leur soutien à la mise en œuvre d'un programme de surveillance continue des effets sur la santé. À la lumière de ces éléments, la Commission recommande que l'AHW et Santé Canada envisagent d'entreprendre une étude régionale de base sur la santé concernant essentiellement les membres des Premières nations, les Métis et autres peuples autochtones et de soutenir, par leur expertise et leur financement, les efforts de la WBEA pour mettre en place un programme de surveillance continue conforme aux recommandations de l'Alberta Oil Sands Community Exposure and Health Effects Assessment Program. De plus, la Commission s'attend à ce que Shell respecte son engagement envers la PNCM d'appuyer tout programme d'évaluation de la santé et d'y participer. Elle souligne l'importance de la communication dans le cadre d'un tel programme et considère que les résultats des recherches doivent être communiqués régulièrement aux participants et au public.

En conclusion, la Commission déclare qu'avec la mise en œuvre des mesures d'atténuation proposées et l'attention portée à ses recommandations, il est peu probable que le projet ait des effets négatifs importants sur la santé humaine.

## **25 RESSOURCES PATRIMONIALES ET CULTURELLES**

### **25.1 Opinions de Shell**

Shell a indiqué que l'EIE réalisée dans le cadre du projet comportait une évaluation des répercussions sur les ressources historiques ainsi qu'une ERRH indépendante effectuée puis révisée par l'Alberta Community Development (ACD). L'ERRH a évalué les répercussions du

projet sur ces ressources au cours des dix premières années de son exploitation et fait des recommandations quant à la nécessité d'effectuer des évaluations au cours des prochaines étapes du développement du projet et de prendre des mesures pour en atténuer les effets négatifs.

L'étude effectuée dans le cadre de l'ERRH indiquait des effets négatifs de modérés à élevés jusqu'à ce que l'ACD détermine les mesures d'atténuation nécessaires. Shell était toutefois d'avis qu'une fois les mesures d'atténuation mises en œuvre, les effets négatifs sur les ressources historiques seraient négligeables.

## **25.2 Opinions de la Commission**

La Commission est satisfaite de la façon adéquate dont ont été traités les impacts du projet sur les ressources culturelles et historiques. Elle pense par ailleurs qu'il est opportun que Shell collabore directement avec l'ACD pour déterminer les exigences qu'il reste à satisfaire en matière de ressources historiques.

La Commission conclut qu'il est peu probable que le projet ait des effets négatifs importants sur les ressources patrimoniales et culturelles à la condition que les mesures d'atténuation proposées par l'ACD soient mises en œuvre.

## **26 CONSULTATION PUBLIQUE**

### **26.1 Opinions de Shell**

Shell a déclaré avoir, au cours des deux dernières années, abondamment consulté les autorités de réglementation et les principaux intervenants sur les incidences environnementales prévues du projet. Elle a souligné que la consultation s'adressait à la fois aux particuliers et aux groupes directement concernés par le projet ainsi qu'à ceux qui manifestaient un intérêt pour ce dernier, notamment les communautés locales, les Premières nations, les Métis, les organisations environnementales non gouvernementales, les groupes d'intérêt spéciaux, la municipalité régionale de Wood Buffalo, les autorités de réglementation, les organismes gouvernementaux et l'industrie.

Shell a indiqué qu'elle avait diffusé l'information sur le projet par l'entremise de réunions, d'ateliers, de forums, de journées portes ouvertes, de documents publics, de communiqués, d'une ligne téléphonique sans frais, de présentations d'exposés et de la publication d'annonces. Elle a fait observer que les inquiétudes de ses voisins avaient été dissipées dans les cas où des ententes mutuelles avaient pu être conclues et a souligné les ententes et les partenariats mis en place avec Fort McKay, la PNCA et l'OSEC pour régler les questions environnementales et assurer une participation accrue au développement du projet. La société pétrolière a noté que la PNWB avait eu, à plusieurs reprises, la possibilité de participer au processus de consultation, mais qu'elle avait choisi de s'en abstenir. Selon elle, la PNWB exigeait que Shell satisfasse à certaines conditions avant d'entamer tout processus de consultation, conditions que celle-ci a jugées inappropriées.

## **26.2 Opinions de l'OSEC**

L'OSEC a indiqué qu'elle avait entrepris l'examen de l'EIE en septembre 2001. Selon elle, ce processus lui a permis de mieux comprendre le projet et a permis en retour à Shell de mieux comprendre les préoccupations de l'OSEC. Cette dernière a déclaré que les deux parties étaient parvenues à un accord.

## **26.3 Opinions de la PNCM**

La PNCM a indiqué entretenir une relation de longue date avec Shell et travailler depuis de nombreux mois à la conclusion d'une entente avec cette dernière. Elle pense que, malgré les critiques formulées au départ dans l'EIE, Shell est restée fidèle à son engagement de collaborer avec la PNCM en vue de parvenir à un accord. De son point de vue, sa relation avec Shell et la confiance qu'elle a en cette dernière ont été des facteurs clés dans la résolution des problèmes associés au projet et la conclusion d'une entente juste avant le début des audiences.

## **26.4 Opinions de la PNWB**

La PNWB a fait valoir qu'elle était un groupe autochtone ayant droit à une consultation digne de ce nom. Elle a indiqué avoir conclu avec Shell une entente lui permettant de faire part de toute préoccupation relative au projet, mais qu'elle avait tenté en vain de parvenir à un accord distinct avec Shell visant à établir une relation suivie entre les deux parties. En conséquence, la PNWB a déclaré qu'elle s'opposait au projet tant qu'une entente lui garantissant une véritable consultation ne serait pas conclue avec Shell.

## **26.5 Opinions de la PNCA**

Dans ses conclusions finales, la PNCA s'est déclarée satisfaite de la consultation constructive qu'elle avait eue avec Shell et a indiqué qu'elle se réjouissait à la perspective de travailler avec cette dernière à l'élaboration d'une entente.

## **26.6 Opinions de Fort McKay**

Dans ses conclusions finales, Fort McKay a affirmé que Shell avait eu et continuait d'avoir de bonnes relations de voisinage avec la communauté, qu'elle avait respecté ses engagements relativement à la mine de la rivière Muskeg et que, selon elle, elle continuerait d'agir de bonne foi envers la communauté.

## **26.7 Opinions de la Commission**

La Commission est d'avis que Shell a effectué un remarquable travail de consultation publique à la fois auprès des parties potentiellement concernées et de celles ayant manifesté un intérêt pour le projet. Elle reconnaît la valeur de l'approche proactive adoptée par Shell tout au début du projet pour favoriser l'implication des participants. Shell a démontré à la Commission qu'elle avait, dans la mesure du possible, intégré les inquiétudes soulevées par les parties intéressées à l'élaboration du projet et au processus de surveillance et d'atténuation des effets prévu. La Commission apprécie également le soutien que Shell a apporté aux groupes de gestion des problèmes régionaux comme la CEMA et ses groupes de travail.



La Commission s'attend à ce que tous les intervenants de la région soient consultés. Elle considère que Shell a su prendre les mesures appropriées pour obtenir la participation de la PNWB au processus de consultation.

## **27 DISPONIBILITÉ DES RESSOURCES RENOUVELABLES**

### **27.1 Opinions de Shell**

Dans son évaluation de l'utilisation des ressources, Shell a mentionné plusieurs ressources et types d'utilisation sur lesquels le projet risquait d'avoir des incidences. Elle a évalué la possibilité d'utiliser des ressources renouvelables à la fois sur le plan de leur disponibilité et de leur accès pour les utilisateurs traditionnels et non traditionnels.

Shell a indiqué que l'accès par la route à la zone de développement du projet découlant des activités d'exploitation des sables bitumineux ainsi que des activités de production et d'exploration du gaz aurait des répercussions sur l'utilisation des ressources. Elle a fait observer que le déblaiement du site pour l'exploitation de la mine et la construction des installations risquait de réduire la disponibilité des ressources tandis que les modifications apportées au réseau routier local pouvaient soit favoriser l'accès aux ressources soit l'entraver. Dans son évaluation, Shell a aussi pris en compte l'augmentation de la main-d'œuvre dans la région et les répercussions que cela pouvait avoir sur l'utilisation des ressources. Elle a aussi fait observer que, pour chaque type d'utilisation, elle avait tenu compte des directives gouvernementales en vigueur, des statistiques disponibles et des emplacements principaux des ressources dans la ZER et la ZEL. Trois scénarios ont été envisagés : un scénario de référence, un scénario correspondant à la demande actuelle et un scénario de développement futur.

Shell a indiqué que, dans le cadre des scénarios de la demande actuelle et de développement futur, l'augmentation de la population dans la région aurait des répercussions sur tous les types de ressources de la ZER, notamment une demande accrue pour la pêche, la chasse, la cueillette des petits fruits et les loisirs. Les incidences de ces changements s'avéraient faibles dans le scénario de la demande actuelle et modérées dans le scénario de développement futur.

Shell a fait observer qu'il n'y avait aucune activité agricole dans la ZEL et qu'elle était minime dans la ZER, où elle se limite au pâturage, à l'exploitation maraîchère et à la production de riz sauvage.

Shell a indiqué que les effets du projet sur les ressources forestières seraient dus au déboisement des forêts dans la ZEL. Durant l'exploitation de la mine, la surface du site serait défrichée et le bois marchand récupéré lors du déblaiement. La remise en état de la zone de développement devrait rendre à la région une capacité équivalente ou supérieure à celle qui existait avant l'exploitation. La régénération forestière aux normes commerciales prendrait 50 ans pour le tremble et entre 80 et 120 ans pour les conifères. Après la fermeture de la mine, la remise en état des sols permettrait la régénération des peuplements forestiers productifs, qui ne pourraient être récoltés pendant 120 ans. Dans la mesure où des indemnités seraient versées aux entreprises concernées, Shell a conclu que les conséquences, aussi bien sur le plan de l'utilisation des ressources forestières que pour les utilisateurs, étaient négligeables.

Shell a expliqué que le projet entraînerait une perte temporaire de l'habitat faunique pendant la vie du projet, et dans certains cas pendant plusieurs années après, dans la mesure où 63 pour cent de la ZEL serait défrichée. L'accès à cette zone serait modifié et se ferait par un nouveau couloir dont la configuration serait définie après consultation des divers intervenants. En conclusion, Shell a déclaré que, compte tenu des mesures prises tant sur le plan de l'utilisation potentielle des ressources qu'à l'égard des utilisateurs actuels, les conséquences environnementales sur la chasse étaient négligeables.

Pour ce qui est de l'habitat des animaux à fourrure, on pourrait observer une perte temporaire pendant la vie du projet et dans certains cas pendant plusieurs années après. Cette perte pourrait avoir quelques incidences pour les trappeurs de la région, mais Shell a évalué cet effet comme négligeable sur le plan environnemental. Cette dernière a rencontré tous les trappeurs concernés et a prévu de continuer à les consulter pour trouver une solution à ce problème. Elle a déclaré participer aux travaux du Sustainable Ecosystems Working Group (SEWG) afin de mieux comprendre et gérer les effets cumulatifs régionaux sur la faune terrestre et aquatique ainsi que sur les chasseurs, les trappeurs et les pêcheurs.

Shell a évalué les conséquences du projet sur la cueillette des petits fruits en analysant ses impacts sur les baccifères. Tous les types de plantes de la ZEL susceptibles d'être porteuses de petits fruits ont été identifiés et les effets sur celles-ci évalués. Comparativement à l'ensemble de la ZER, la ZEL abrite une quantité relativement faible de bleuets et une quantité relativement importante de canneberges. Dans les deux zones d'étude, la cueillette des petits fruits est limitée par une route à accès réglementé. Shell a indiqué qu'environ 1610 ha de l'habitat des petits fruits seraient touchés par le défrichage résultant du projet, soit 56 pour cent de la zone de cueillette potentielle dans la ZEL. Toutefois, moins de deux pour cent de la cueillette des fruits rouges de la région s'effectue dans la ZEL ou à proximité, et la zone défrichée représente 0,25 pour cent de la zone de cueillette potentielle de l'ensemble de la ZER. Shell a donc conclu que les conséquences du projet sur la cueillette des petits fruits étaient négligeables et que, après la remise en état des terres, l'habitat potentiel des baccifères verrait sa superficie augmenter jusqu'à 4650 ha.

Shell a recensé dans la ZEL deux cours d'eau où se pratique la pêche sportive et un lac connu pour abriter une population de poissons de sport (lac Kearl). Elle a indiqué que la rivière Muskeg était accessible par une route praticable en toute saison et contenait du poisson blanc, de la perche, du grand brochet, de l'omble de l'Arctique, du doré jaune et du ménomini de montagnes. Le ruisseau Jackpine, lui, est accessible par la route, motocyclette à quatre roues et motoneige et abrite une population d'ombles de l'Arctique, mais n'est pas répertoriée comme zone de pêche par les pêcheurs. Shell a fait observer qu'aucun lieu de pêche connu pour abriter des poissons de sport ou comme zone de pêche ne serait directement affecté par les activités de défrichement du site. Elle a également souligné qu'avec une expansion des zones sèches et des lacs, il était fort probable que les possibilités de chasse, de piégeage et de pêche soient équivalentes ou même accrues après la remise en état des terres par rapport à celles qui existaient avant le développement du projet.

## 27.2 Opinions de la Commission

La Commission est d'avis que Shell a proposé des mesures d'atténuation adéquates pour chacune des ressources renouvelables susceptibles d'être affectées par le projet. Elle pense également que, compte tenu de la nature du projet, des mesures d'atténuation qui seront mises en place, et des recommandations de la Commission, le projet ne devrait pas avoir d'effets négatifs importants sur les ressources renouvelables. En conséquence, la Commission conclut que la capacité des ressources renouvelables à satisfaire les besoins présents et futurs ne sera vraisemblablement pas affectée de manière importantes par le projet.

## 28 CENTRALE DE COGÉNÉRATION ET PIPELINE D'EAU DOUCE (DEMANDES N<sup>OS</sup> 1271207 ET 1271383)

La demande n<sup>o</sup> 1271207 est une demande d'approbation pour la construction d'une centrale électrique sur le site du projet. La demande n<sup>o</sup> 1271383 est une demande d'approbation pour la construction d'un pipeline d'eau douce de 8,5 km entre les subdivisions officielles 02-23-95-10 W4M et 08-16-95-10 W4M. Aucune question spécifique n'a été soulevée quant à ces demandes.

### 28.1 Opinions de Shell

Shell a indiqué qu'elle demandait l'autorisation de construire une centrale de cogénération de 160 MW dotée d'un turbogénérateur à gaz et d'une chaudière à vapeur avec système de récupération de la chaleur provenant des gaz d'échappement de la turbine pour produire de la vapeur industrielle. Elle a indiqué qu'elle avait calculé la puissance de la centrale en fonction des besoins en électricité de la mine et que la centrale produirait environ 40 pour cent des demandes thermiques de l'usine de traitement. Deux chaudières à gaz auxiliaires fourniront la chaleur additionnelle nécessaire aux procédés.

Shell a prévu une consommation électrique maximale de pointe de 170 MW au début de l'exploitation en 2010, qui atteindra 189 MW en 2013 et 203 MW en 2018. Toute la production électrique de la centrale serait donc consommée dans le cadre du projet. Il n'est pas prévu de fournir d'électricité au réseau électrique de l'Alberta. Shell a noté que tout transfert d'énergie ou toute modification à la centrale de cogénération par rapport aux dispositions stipulées dans la demande devra être approuvé par l'EUB au moyen d'un amendement à l'autorisation délivrée. Shell ne prévoit pas avoir à effectuer de changement quant à la puissance ou au type de centrale mentionné dans la demande.

Shell a stipulé dans sa demande que la charge électrique qui ne sera pas fournie par la centrale de cogénération projetée le sera par le réseau de distribution de l'Alberta ou directement par la centrale de cogénération actuellement en exploitation de la rivière Muskeg et acheminée par une nouvelle ligne de transport d'énergie de 260 kilovolt (kV). Shell a pris acte que, conformément aux articles 14, 15, et 18 de l'*Hydro and Electric Energy Act*, de nouvelles autorisations seraient requises pour exploiter d'autres installations de transport d'énergie et relier la centrale au réseau électrique de l'Alberta. Elle a aussi stipulé dans sa demande que, pour échanger directement de l'énergie électrique avec la mine de la rivière Muskeg et sans passer par le réseau de l'Alberta, elle devrait obtenir une dérogation à titre de réseau industriel, conformément à l'article 4 de l'*Hydro and Electric Energy Act*.

Shell a expliqué que le pipeline d'eau douce servirait à acheminer l'eau de la rivière Athabasca du site de la mine de la rivière Muskeg au site prévu de l'usine, que la station de pompage de la mine de la rivière Muskeg serait équipée de deux nouvelles pompes pour accroître le volume d'eau livré au site et que, la prise d'eau actuelle de la mine de la rivière Muskeg étant suffisante pour alimenter les deux projets, aucun changement structurel ne serait requis. Elle a déclaré que les dispositions prises pour partager le réseau commun entre la prise d'eau de la rivière et la mine seront expressément mentionnées dans une entente écrite avec Albion Sands.

Le pipeline serait un tuyau d'acier soudé bout à bout de 1067 millimètres (mm) de diamètre extérieur et de 12,7 mm d'épaisseur, avec une gaine résistante à l'abrasion. Shell a suggéré que le pipeline soit enterré, à l'exception de deux portions d'un total de 120 m où celui-ci traversera la rivière Muskeg et le ruisseau Jackpine sur des ponts.

La construction du pipeline débuterait à l'hiver 2008 et se terminerait au début de 2010. Shell a toutefois noté que, en vertu de l'article 13 de la *Pipeline Act*, l'EUB est habilitée à déterminer la date du début de la construction du pipeline.

Shell a demandé que l'EUB émette un permis de construction du pipeline qui entrerait en vigueur simultanément avec les autres permis délivrés par cette dernière dans le cadre du projet.

## 28.2 Opinions de la Commission

La Commission fait observer qu'aucun des intervenants n'a soulevé de questions concernant la construction de la centrale de cogénération ou du pipeline d'eau douce.

Elle prend note du fait que Shell prévoit utiliser toute l'énergie produite par la centrale de cogénération de la mine Jackpine, ne prévoit pas transférer d'électricité produite dans le cadre du projet et sait que tout changement apporté à la centrale par rapport aux dispositions prévues dans la proposition nécessitera une demande d'amendement à l'autorisation délivrée. La Commission fait également observer que la centrale n'est qu'un des éléments participant aux émissions atmosphériques générées par le projet. Celle-ci a déjà abordé le problème des émissions atmosphériques dans la section 14.6 et elle est d'avis que le projet n'aura pas d'effets négatifs importants sur la qualité de l'air à la condition que les mesures d'atténuation prévues soient mises en œuvre. En conséquence, la Commission donne son approbation à la Demande n° 1271207 et, conformément à l'article 11 de l'*Hydro and Electric Energy Act*, émettra une autorisation au moment opportun.

La Commission souligne également que d'autres autorisations seront requises pour contruire et exploiter les installations de transport d'énergie nécessaires pour relier la centrale au réseau électrique de l'Alberta et pour échanger de l'énergie avec la mine de la rivière Muskeg.

La Commission se dit satisfaite de la proposition de construction du pipeline d'eau douce. En conséquence, elle donne son approbation à la Demande n° 1271383 et, conformément à la Partie 4 de la *Pipeline Act*, émettra une autorisation au moment opportun. Celle-ci s'attend à ce que le pipeline soit construit avant 2010 et stipule que le permis de construction sera valide jusqu'au 1<sup>er</sup> janvier 2010. Si le pipeline n'est pas construit à cette date, Shell devra demander une prolongation du permis à l'EUB.

Signé à Calgary en Alberta en date du 5 février 2004

**ALBERTA ENERGY AND UTILITIES BOARD**  
**AGENCE CANADIENNE D'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE**

*<original signé par>*

J. D. Dilay, ing.  
Président de la Commission

*<original signé par>*

G. Kupfer, Ph.D.  
Membre de la Commission

*<original signé par>*

R. Houlihan, Ph.D., ing.  
Membre de la Commission



## ANNEXE I SOMMAIRE DES CONDITIONS D'APPROBATION PAR L'EUB ET DES ENGAGEMENTS

### CONDITIONS D'APPROBATION

- Shell devra fournir un rapport sur les zones limitrophes de la concession cinq ans avant que les activités d'exploitation de la mine atteignent les limites communes des concessions. Le rapport doit comporter une description exhaustive de la géologie et des réserves de ces zones, des conditions géotechniques, des scénarios d'exploitation, des impacts et des coûts associés à chaque scénario, et ce, conformément à la Section 3.1 de l'*Interim Directive (ID) 2001-7: Operating Criteria—Resource Recovery for Oil Sands Mines and Processing Sites* de l'EUB (Section 6.2.2).
- Shell devra fournir, aux fins d'approbation par l'EUB, une mise à jour concernant la voie d'accès et le couloir de passage des services publics dans son rapport annuel de 2006. Le rapport devra comprendre une évaluation des réserves de sables bitumineux que recèlent le secteur de Sharkbite et le sous-sol du couloir de l'infrastructure modifié ainsi qu'une évaluation comparative des tracés de recharge de la voie d'accès et du couloir de passage des services publics, en fonction de la récupération des ressources et d'autres critères pertinents (Section 6.3.2).
- Shell devra fournir, aux fins d'approbation par l'EUB, une évaluation des ressources de la zone du site de l'usine, deux ans avant le début des travaux de construction (Section 6.3.2).
- Shell devra fournir, aux fins d'approbation par l'EUB, un plan géotechnique détaillé de toutes les aires des morts-terrains externes au moins six mois avant la préparation du terrain dans ces zones (Section 6.4.2).
- Shell devra fournir, aux fins d'approbation par l'EUB, une évaluation des ressources des trois aires des déchets et des AMR, deux ans avant la mise en place des matières (Section 6.4.2).
- Shell devra fournir, aux fins d'approbation par l'EUB, un plan de mine et un bilan matière portant sur dix ans, en 2008 ou six mois avant la mise en valeur du site d'excavation, la date la plus rapprochée étant retenue (Section 6.4.2).
- Shell devra démontrer à l'EUB, deux ans avant la construction de l'installation de contre-foulement de Khahago ou de l'aire des résidus que la conception de cette dernière, incluant l'installation de contre-foulement, satisfait les exigences relatives à la capacité, à la stabilité et à la minimisation de la stérilisation des ressources et de l'impact environnemental (Section 6.7.2).
- Shell devra fournir à l'EUB un rapport annuel sur l'état et l'avancement du projet, et ce, à compter du 28 février 2005 ou à la date et selon la fréquence prescrites par l'EUB (Section 6.8.2).

- Shell devra fournir un rapport de l'avancement de ses travaux en vue d'améliorer la récupération via la séparation du bitume, une année sur deux dans le rapport annuel qu'elle dépose auprès de l'EUB, et ce, à compter de 2008 ou à la date et selon la fréquence prescrites par l'EUB (Section 7.3).
- Shell devra poursuivre l'évaluation de la technologie d'épaississement de l'URSR et rendre compte des résultats à l'EUB dans son rapport annuel de 2006. Le rapport devra fait état des possibilités d'inclure les épaisseurs de l'URSR dans les travaux de conception et de construction du projet (Section 7.3).
- Shell devra faire état de l'avancement de ses travaux concernant les caractéristiques de séparation des asphaltènes contenus dans les résidus de l'URSR dans le rapport annuel qu'elle remet à l'EUB à compter de 2005, ou à la date et selon la fréquence prescrites par l'EUB (Section 7.3).
- Au plus tard le 28 février de chaque année à compter de 2011, Shell devra déposer auprès de l'EUB un récapitulatif des activités de l'année précédente indiquant la quantité d'asphaltènes rejetés. Les rejets d'asphaltènes devront être limités à dix pour cent de masse, en fonction de la production de bitume (Section 7.3).
- Shell devra limiter les pertes annuelles moyennes de solvants dans l'ensemble de ses installations à quatre volumes par 1 000 volumes de production de bitume, et ce, dans toutes les conditions de fonctionnement. La Commission enjoint également Shell de ne pas évacuer les résidus non traités du processus de traitement des mousses dans l'aire des résidus (Section 7.3).
- Shell devra déposer auprès de l'EUB, avant la conception finale ou le 30 juin 2006, si cette date est plus rapprochée, un rapport sur la faisabilité de la production de résidus composites au début de l'exploitation afin de réduire l'accumulation de résidus épaissis, de résidus fins dilués et de résidus fins mûrs (Section 8.2).
- Shell devra décrire l'avancement de ses travaux concernant l'établissement d'une technologie de gestion des résidus solides une année sur deux dans le rapport annuel déposé auprès de l'EUB, et ce, à compter du 28 février 2005, ou à la date et selon la fréquence prescrites par l'EUB (Section 8.2).
- Shell devra déposer auprès de l'EUB un rapport résumant les plans de conception technique et d'exploitation du système de gestion des résidus composites deux ans avant la date prévue du début de l'exploitation ou à la date prescrite par l'EUB (Section 8.2).
- Shell devra remettre à l'EUB, au plus tard le 28 février de chaque année à compter de 2011, ou à la date et selon la fréquence prescrites par ce dernier, un rapport résumant le rendement du système de gestion des résidus au cours de l'année précédente, y compris les motifs pour lesquels Shell a dérogé au plan (Section 8.2).
- Shell devra fournir, aux fins d'approbation de l'EUB, un rapport décrivant de façon détaillée les plans de la mine située à proximité de l'aquifère du chenal datant de l'époque du



Pléistocène (ACP) cinq ans avant d'entreprendre l'exploitation minière dans cette région afin de prendre en compte les questions de récupération des ressources et des impacts environnementaux. Le rapport devra mentionner l'emplacement et les dimensions de l'excavation et sa proximité de l'ACP, ainsi que la description de toute mesure d'atténuation susceptible de réduire l'impact de l'exploitation minière à cet endroit (Section 13.1.6).

- Shell devra fournir à l'EUB un rapport annuel sur le développement régional coopératif à compter de 2005. Ce dernier décrira les principes directeurs et les activités liées au développement coopératif, les possibilités et les limites de la collaboration entre les exploitants, les calendriers d'exécution spécifiques et les étapes de la mise en œuvre pour chacune des phases du projet afin de les intégrer aux autres projets d'exploitation des sables bitumineux du bassin de la rivière Muskeg, ainsi que les moyens mis en œuvre pour évaluer les résultats (Section 18.4).

## ENGAGEMENTS

La Commission prend acte tout au long du rapport des activités connexes entreprises par Shell, qui ne relèvent pas des règlements ou principes directeurs de l'EUB, d'AENV ou du MPO et que l'on appelle des engagements.

La Commission considère que lorsqu'une société prend de tels engagements, celle-ci est convaincue des avantages que présentent ses activités pour le projet, les divers intervenants et le public, et elle tient compte de ces engagements dans sa prise de décision. La Commission attend de Shell qu'elle respecte tous les engagements qu'elle a pris pendant le processus de consultation, dans la demande et à l'audience, dans la mesure où ces engagements n'entrent pas en conflit avec les dispositions d'une autorisation ou d'un permis touchant le projet, ni d'une loi, d'un règlement ou d'exigences de même nature que Shell est tenue de respecter. La Commission attend de Shell qu'elle informe l'EUB, si, pour une raison ou une autre, elle ne peut respecter un de ses engagements. L'EUB évaluera alors si les circonstances présidant au non-respect de l'engagement requièrent une révision de l'approbation initiale. L'EUB indique également que les parties concernées sont aussi habilitées à demander une révision de l'approbation initiale au cas où le demandeur ne remplirait pas ses engagements.

En plus des engagements pris par Shell lors des audiences, cette dernière a fourni la Pièce n° 12, énumérant en détail les engagements qu'elle a pris envers les intervenants et les organismes de réglementation en matière de gestion opérationnelle, de gestion environnementale, d'initiatives socioéconomiques et de consultation.

## ANNEXE 2 ENTENTE POUR LA CRÉATION D'UNE COMMISSION

### ENTENTE

**concernant la mise sur pied d'une Commission  
d'examen conjoint  
pour le projet de la mine Jackpine**

**entre**

**le ministre de l'Environnement du Canada**

**- et -**

**l'Alberta Energy and Utilities Board**

### PRÉAMBULE

**ATTENDU QUE** l'Alberta Energy and Utilities Board (l'AEUB) est investi de responsabilités légales en vertu de l'*Alberta Energy and Utilities Board Act* et de l'*Energy Resources Conservation Act*;

**ATTENDU QUE** le ministre de l'Environnement du Canada (le ministre fédéral) est investi de responsabilités légales en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*;

**ATTENDU QUE** le projet de mine Jackpine (le Projet) nécessite la tenue d'une audience publique, qu'il doit recevoir l'aval de l'AEUB en vertu de l'*Alberta Energy and Utilities Board Act* et de l'*Energy Resources Conservation Act* et qu'il est assujéti à une évaluation aux termes de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*;

**ATTENDU QUE** le ministre des Pêches et des Océans s'est adressé au Ministre fédéral pour que celui-ci fasse effectuer une évaluation environnementale relativement au Projet, conformément à l'article 21 de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*;

**ATTENDU QUE** le Ministre fédéral a renvoyé le Projet à une Commission d'examen, en vertu de l'article 29 de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*;

**ATTENDU QUE** le gouvernement de l'Alberta et le gouvernement du Canada ont défini, dans l'*Entente de collaboration Canada-Alberta en matière d'évaluation environnementale* signée le 30 juin 1999, un cadre devant régir la conduite des examens conjoints par une Commission;

**ATTENDU QUE** l'AEUB et le Ministre fédéral ont convenu qu'un examen conjoint du Projet par une Commission permettra la réalisation d'une évaluation conforme aux intentions et aux exigences des autorités respectives, tout en évitant les chevauchements, les retards et les confusions inutiles qui pourraient résulter de la conduite d'examens distincts par chaque administration compétente;

**ATTENDU QUE** l'AEUB et le Ministre fédéral ont convenu que l'examen conjoint du Projet par une Commission devrait être mené conformément aux dispositions de l'*Entente auxiliaire sur les Commissions d'examen conjoint*, qui constitue l'annexe 2 de l'*Entente de collaboration Canada-Alberta en matière d'évaluation environnementale*;

**ATTENDU QUE** le Ministre fédéral a déterminé qu'une Commission d'examen conjoint devrait être constituée en vertu du paragraphe 40(2) de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, pour faire l'évaluation du Projet;

**À CES CAUSES**, l'AEUB et le Ministre fédéral conviennent par les présentes de mettre sur pied une Commission d'examen conjoint du Projet, conformément aux dispositions de la présente entente et du mandat joint en annexe.

## 1. Définitions

Aux fins de la présente Entente et de l'annexe y afférente,

« **Agence** » désigne l'Agence canadienne d'évaluation environnementale.

« **Atténuation** » signifie, relativement au Projet, l'élimination, la réduction ou la maîtrise des effets négatifs du Projet sur l'environnement et inclut la réparation de tout dommage causé à l'environnement résultant de ces effets, par des mesures de remplacement, de restauration, d'indemnisation ou autres.

« **Autorité fédérale** » fait référence à l'autorité ainsi définie dans la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*.

« **Autorité responsable** » désigne l'autorité telle que définie dans la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*.

« **Commission d'examen conjoint** » s'entend de la Commission mixte créée par l'AEUB et le Ministre fédéral aux termes de la présente entente.

- « **Effets environnementaux** » s'entend, aux fins du Projet,
- (a) des changements que la réalisation du Projet risque de causer à l'environnement, notamment à une espèce faunique inscrite, à son habitat essentiel ou à la résidence des individus de cette espèce - au sens du paragraphe 2(1) de la *Loi sur les espèces en péril*;
  - (b) des répercussions de ces changements
    - (i) soit en matière sanitaire et socioéconomique
    - (ii) soit sur le patrimoine matériel et culturel
    - (iii) soit sur l'usage courant de terres et de ressources à des fins traditionnelles par les Autochtones
    - (iv) soit sur une construction, un emplacement ou une chose d'importance en matière historique, archéologique, paléontologique ou architecturale; ainsi que
  - (c) des changements susceptibles d'être apportés au Projet du fait de l'environnement que ce soit au Canada ou à l'étranger.

« **Environnement** » désigne l'ensemble des conditions et des éléments naturels de la Terre, notamment :

- (a) le sol, l'eau et l'air, y compris toutes les couches de l'atmosphère;
- (b) toutes les matières organiques et inorganiques ainsi que les êtres vivants; et
- (c) les systèmes naturels en interaction qui comprennent les éléments visés en (a) et (b) ci-dessus.

« **Parties** » fait référence aux signataires de la présente entente.

« **Programme de suivi** » désigne un programme ayant pour but de :

- (a) vérifier la justesse de l'évaluation environnementale du projet, et
- (b) de juger de l'efficacité de mesures prévues pour atténuer les effets environnementaux négatifs du Projet.

« **Rapport EIE** » s'entend d'un rapport d'évaluation des incidences environnementales, préparé conformément au mandat déterminé pour ce Projet, par le directeur du ministère de l'Environnement de l'Alberta.

« **Rapport final** » désigne le document produit par la Commission d'examen conjoint et qui énonce les décisions prises en vertu de l'*Energy Resources Conservation Act*, ainsi que les conclusions et les recommandations formulées par la Commission conformément aux exigences de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* relativement à l'évaluation environnementale du Projet.

## 2. Mise sur pied de la Commission

- 2.1. Il est par les présentes convenu d'instaurer un processus visant la mise sur pied d'une Commission d'examen conjoint, en application de l'article 22 de l'*Energy Resources Conservation Act*, avec l'autorisation de la lieutenante gouverneure en conseil de l'Alberta, et des articles 40, 41 et 42 de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, pour la conduite de l'examen relatif au projet.
- 2.2. L'AEUB et l'Agence coordonneront la diffusion des communiqués portant sur l'examen conjoint du Projet par l'Alberta et le Canada.

## 3. Composition de la Commission

- 3.1. La Commission d'examen conjoint sera composée de trois membres. Deux membres, incluant le président, seront nommés par le président de l'AEUB, avec l'approbation du Ministre fédéral. Le troisième membre sera désigné par le Ministre fédéral, conformément à l'article 3.2 de la présente entente.
- 3.2. Le Ministre fédéral sélectionnera le troisième membre de la Commission et recommandera sa candidature en qualité de membre intérimaire possible de l'AEUB. Si la candidature proposée s'avère acceptable à la lieutenante gouverneure en conseil de l'Alberta et au président de l'AEUB, la lieutenante gouverneure en conseil de l'Alberta désignera cette personne à titre de membre intérimaire de l'AEUB, et le président de l'AEUB le nommera à la Commission d'examen conjoint. Le candidat choisi sera ensuite nommé par le Ministre fédéral à titre de membre de la Commission d'examen conjoint.
- 3.3. Les membres de la Commission d'examen conjoint sont impartiaux et non en conflit d'intérêts par rapport au Projet et ils possèdent des connaissances ou l'expérience voulues touchant aux effets environnementaux prévisibles du Projet.

## 4. Conduite de l'évaluation par la Commission

- 4.1. La Commission d'examen conjoint fait son évaluation de façon à s'acquitter des responsabilités conférées à l'AEUB en vertu de l'*Alberta Energy and Utilities Board Act* et de l'*Energy Resources Conservation Act*.
- 4.2. La Commission d'examen conjoint mène son examen de façon à s'acquitter des exigences prévues dans la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* et dans le mandat ci-annexé.
- 4.3. Toutes les audiences de la Commission d'examen conjoint sont publiques et l'examen doit permettre la participation du public.

- 4.4.** La Commission d'examen conjoint est investie des pouvoirs et fonctions conférés à une Commission constituée en vertu de l'article 35 de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* et de l'article 10 de l'*Alberta Energy and Utilities Board Act*.

## **5. Secrétariat**

- 5.1.** Un secrétariat, relevant de la responsabilité conjointe de l'AEUB et de l'Agence, fournit à la Commission d'examen conjoint le soutien administratif et technique dont elle a besoin et le soutien nécessaire au respect des procédures établies.
- 5.2.** Le secrétariat fait rapport à la Commission d'examen conjoint et est structuré de manière à ce que la Commission puisse mener son évaluation d'une manière efficace et rentable.
- 5.3.** L'AEUB mettra ses bureaux à la disposition de la Commission d'examen conjoint et du secrétariat pour la conduite de leurs activités.

## **6. Registre public et rapport final**

- 6.1.** Un registre public sera tenu par le secrétariat pendant la durée de l'examen, afin de faciliter l'accès du public à l'information pertinente, conformément aux exigences de l'article 55 de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. Ce registre sera gardé dans les bureaux de l'AEUB.
- 6.2.** Au terme de l'évaluation, la Commission d'examen conjoint préparera un rapport final.
- 6.3.** Une fois le rapport final terminé, la Commission d'examen conjoint présentera celui-ci, simultanément dans les deux langues officielles, au gouvernement de l'Alberta, au Ministre fédéral, au ministre des Pêches et des Océans et au public.
- 6.4.** Après la présentation du rapport final au Ministre fédéral, la tenue du registre public incombera à l'autorité responsable. L'AEUB continuera de voir à la production des comptes rendus des délibérations et du rapport final, conformément à ses règles de pratique.

## **7. Autres ministères**

- 7.1.** À la demande de la Commission d'examen conjoint, les autorités fédérales et les autorités provinciales ayant des connaissances voulues touchant au Projet fourniront, d'une façon acceptable, les renseignements et connaissances pertinents à la Commission d'examen conjoint.

**7.2.** Nulle disposition de la présente entente ne limite la participation d'autres ministères ou organismes provinciaux ou fédéraux, par voie de présentation à la Commission d'examen conjoint, sous réserve de l'article 7.1 ci-dessus, du paragraphe 12(3) de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* et des règles de pratique de l'AEUB.

## **8. Aide financière aux participants**

**8.1.** Les décisions visant l'octroi, par l'Agence, d'une aide financière aux participants au titre du Programme d'aide financière aux participants et l'octroi, par l'AEUB, d'une aide financière aux intervenants -- conformément à l'*Energy Resources Conservation Act*, aux règles de pratique de l'AEUB et aux Guidelines for Energy Cost Claims (Guide 31A) de l'AEUB -- tiendront compte, dans la mesure du possible, des décisions de l'autre partie.

## **9. Partage des coûts**

**9.1.** En sa qualité de partie principale, l'AEUB établira un budget des dépenses qui conviendra aux deux parties, avant le début des travaux de la Commission d'examen conjoint.

**9.2.** Les coûts de l'examen seront répartis entre l'AEUB et l'Agence, conformément aux modalités définies aux articles 9.3, 9.4 et 9.5.

**9.3.** L'AEUB assumera l'entière responsabilité des coûts suivants :

- le traitement et les avantages sociaux du président de la Commission d'examen conjoint et du membre non désigné en vertu de l'article 3.2; et
- le traitement et les avantages sociaux du personnel de l'AEUB qui participe à l'examen conjoint.

**9.4.** L'Agence assumera l'entière responsabilité des coûts suivants :

- les indemnités journalières accordées au membre de la Commission d'examen conjoint désigné en vertu de l'article 3.2;
- le traitement et les avantages sociaux du personnel de l'Agence qui participe à l'examen conjoint;
- tous les coûts afférents à l'aide accordée au titre du Programme fédéral d'aide financière aux participants, et
- les coûts liés à la traduction des documents en français.



**9.5.** L'AEUB et l'Agence acceptent de partager, à parts égales, tous les coûts énumérés ci-après, qui seront engagés dans le cadre de l'examen conjoint mené par la Commission, entre la date de la signature de la présente entente et la date de présentation du rapport final de la Commission. Les frais à partager sont les suivants :

- les dépenses de déplacement associées à l'examen, qui seront engagées par les membres de la Commission d'examen conjoint et par le personnel de l'AEUB et de l'Agence chargé de remplir les fonctions de secrétariat;
- les indemnités journalières et les dépenses connexes d'experts-conseils ou de spécialistes en communications indépendants ou du secteur privé, retenus par la Commission d'examen conjoint;
- l'impression des rapports ou documents distribués par la Commission d'examen conjoint, aux fins de ses travaux;
- la publication des avis;
- les photocopies et les envois postaux reliés à l'examen;
- la production d'une version électronique et d'une version imprimée des transcriptions des sténographes, à la demande de la Commission d'examen conjoint;
- la location des installations et de l'équipement nécessaires à la tenue des audiences et des assemblées publiques;
- les installations sonores pour les audiences et les assemblées publiques; et
- les dépenses diverses ne dépassant pas 5 % du budget total alloué à l'examen.

**9.6.** L'engagement des frais à partager mentionnés à l'article 9.5 est laissé à l'entière discrétion de la Commission d'examen conjoint, qui tiendra compte pour ce faire de critères d'économie et d'efficacité.

**9.7.** Toutes les autres dépenses qui ne figurent pas ci-haut devront être approuvées au préalable par les deux parties, si elles doivent être partagées également.

**9.8.** Afin de faciliter le versement des indemnités journalières accordées au membre de la Commission d'examen conjoint désigné en vertu de l'article 3.2, l'AEUB remboursera la personne sur présentation des factures exigibles, puis se fera rembourser lesdits paiements par l'Agence.

## **10. Modification de l'entente**

**10.1.** Les modalités et dispositions de la présente entente peuvent être modifiées sur production d'un avis écrit, signé par le Ministre fédéral et le président de l'AEUB. Au terme de l'examen conjoint, il peut être mis fin à la présente entente en tout temps, conformément à l'article 27 de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, par voie d'un échange de lettres signées par les deux parties.

## 11. Signatures

**En foi de quoi** les parties ont signé la présente entente le 18<sup>ème</sup> jour du mois d'août 2003.

*<original signé par>*

---

L'honorable David Anderson  
Ministre de l'environnement

*<original signé par>*

---

Neil McCrank  
Président  
Alberta Energy and Utilities Board

## Annexe Mandat

### Partie I - Description du Projet

Shell Canada Limitée propose de construire et d'exploiter une installation d'exploitation et d'extraction de sables bitumineux. La mine Jackpine proposée se trouve à environ 70 km au nord de Fort McMurray, dans le canton 95, rangs 8 et 9, à l'ouest du 4<sup>e</sup> méridien. Le Projet inclut une mine à ciel ouvert, un système de transport avec pelles et camions, une chaîne de traitement du bitume, une station de cogénération avec turbogénérateurs à gaz de 170 mégawatts, chacun doté d'une chaudière à vapeur avec système de récupération de chaleur, les infrastructures connexes pour la mine et l'installation, des plans de gestion de l'eau et des résidus et un plan de remise en état intégré. La mine Jackpine, d'une capacité nominale d'environ 31 800 m<sup>3</sup> par jour de bitume extrait de la formation de McMurray, devrait être en exploitation complète en 2010 et avoir une durée de vie de 22 ans. Shell propose également de construire et d'exploiter un pipeline d'eau douce de 8,5 km entre les subdivisions officielles (LSD) 2-23-95-10 W4M et 08-16-95-09 W4M.

### Partie II – Portée de l'évaluation environnementale

1. La Commission d'examen conjoint procèdera à une évaluation des effets environnementaux et de tout autre effet du Projet, conformément à la description du Projet (Partie I).
2. L'évaluation tiendra compte des éléments énumérés aux alinéas 16(1) a) à d) et au paragraphe 16(2) de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, notamment :
  - a) les effets environnementaux du Projet, y compris ceux causés par les accidents ou défaillances pouvant en résulter, et les effets cumulatifs que sa réalisation, combinée à l'existence d'autres ouvrages ou à la réalisation d'autres projets ou activités, est susceptible de causer à l'environnement;
  - b) l'importance des effets visés au paragraphe 1;
  - c) les commentaires du public reçus pendant l'examen;
  - d) les mesures d'atténuation réalisables, sur les plans technique et économique, des effets environnementaux importants du Projet;
  - e) les raisons d'être du Projet;
  - f) les solutions de rechange réalisables sur les plans technique et économique, et leurs effets environnementaux;
  - g) la nécessité d'un programme de suivi du Projet, ainsi que ses modalités; et
  - h) la capacité des ressources renouvelables, risquant d'être touchées de façon importante par le Projet, de répondre aux besoins du présent et à ceux des générations futures.

3. En vertu de l'alinéa 16(1) e) de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, l'évaluation par la Commission d'examen conjoint tiendra compte également des éléments additionnels suivants :
- a) la nécessité du Projet;
  - b) les solutions de rechange au Projet, et
  - c) les mesures susceptibles d'accroître tout effet environnemental bénéfique.
4. L'examen évaluera les effets que pourrait avoir le projet proposé à l'intérieur des limites spatiales et temporelles, lesquelles englobent les périodes au cours desquelles et les zones à l'intérieur desquelles le Projet pourrait interagir avec les éléments de l'environnement et avoir des incidences sur ceux-ci. Ces limites varieront selon les enjeux et les facteurs examinés et aussi selon la phase particulière du cycle de vie du Projet. Ces limites refléteront :
- la variation naturelle d'une population ou d'un élément écologique;
  - la synchronisation des phases sensibles du cycle de vie par rapport à l'échéancier du Projet;
  - le temps nécessaire pour qu'un effet devienne apparent;
  - le temps nécessaire pour qu'une population ou un élément écologique se rétablisse d'un effet et revienne à une condition qui prévalait avant la perturbation, incluant une estimation du degré de rétablissement;
  - la zone touchée par le Projet; et
- la zone à l'intérieur de laquelle une population ou un élément écologique fonctionne et où les effets du Projet peuvent être ressentis..

## ANNEXE 3 PARTICIPANTS À L'AUDIENCE

---

### Directeurs et représentants

#### (Abréviations utilisées dans le rapport)

Shell Canada Limited (Shell)

S. Denstedt  
K. Lozynsky  
B. Gilmour  
J. Cartwright

### Témoins

K. Firmin, ing.  
A. Vanderputten, ing.  
L. Nehring  
N. Camarta, ing.  
R. Seeley, ing.  
J. Smith, biol.  
J. Gulley  
K. Thompson  
M. Trudell, Ph.D., géol.  
M. Ingen-Houz  
M. Rawlings, ing.  
S. McKenzie, biol.  
M. Digel  
F. Ade, Ph.D., ing.  
A. Beersing, Ph.D., ing.

Oil Sands Environmental Coalition (OSEC)

K. Buss

D. Woynillowicz

Première nation des Chipewyans d'Athabasca  
(PNCA)

K. Buss

Première nation de Fort McKay et Association  
locale 122 des Métis (Fort McKay)

K. Buss

Fort McMurray Medical Staff Association  
(FMMSA)

M. Sauvé, M.D.

M. Sauvé, M.D.

Sierra Club du Canada (SCC)

S. P. Stensil  
E. May

E. May

---

(suite)

### ANNEXE 3 PARTICIPANTS À L'AUDIENCE (suite)

---

#### Directeurs et représentants

(Abréviations utilisées dans le rapport)

#### Témoins

---

Premières nations cries Mikisew (PNCM)

D. Mallon  
R. Salamucha

Chef A. Waquan  
W. Courtorielle  
A. Courtorielle  
Dr. P. Komers, Ph.D.  
Dr. E. Dickson  
Dr. J. Byrne, D.Phil.  
Dr. S. Kienzle, Ph.D.  
J. Brownlee, M.E.E.  
B. Evans  
V. McKay

Première nation de Wood Buffalo (PNWB)

J. Malcolm

J. Malcolm  
R. Woodward  
W. Castor  
G. Castor  
J. Grant

Canadian Natural Resources Limited (CNRL)

D. A. Holgate

La Pétrolière impériale Ressources et  
ExxonMobil Canada (ExxonMobil)

K. Sury

Syncrude Canada Limited (Syncrude)

B. Roth  
D. Bercov

Suncor Energy Limited (Suncor)

S. Lowell

UTS Energy Corp. (UTS)

D. McDonald

---

(suite)

### ANNEXE 3 PARTICIPANTS À L'AUDIENCE (suite)

---

#### Directeurs et représentants

(Abréviations utilisées dans le rapport)

Gouvernement du Canada (Canada)

D. Mueller

B. Hughson

Sa majesté la Reine aux droits de l'Alberta  
(Alberta)

D. Stepaniuk

H. Veale

K. Sandstrom

#### Témoins

Groupe d'experts du ministère des Pêches et  
des Océans (MPO)

R. Courtney, biol.

D. Majewski

B. Makowechi

D. Walker

J. Shamess

A. Thomson, ing.

Groupe d'experts d'Environnement Canada  
(EC)

M. Fairbairn

L. Bates-Frymel

P. Gregoire

D. Linderman, Ph.D.

B. Brownlee, Ph.D.

B. Coutts

Groupe d'experts de Ressources naturelles  
Canada (RNCan)

L. Wells

Groupe d'experts de Santé Canada (SCan)

L. Liu, Ph.D.

O. Vuzi

Groupe d'experts du ministère des Affaires  
indiennes et du Nord canadien (AINC)

K. Maksymiec

Groupe d'experts de Alberta Environment  
(AENV)

B. Pretula

C. de la Chevrotiere, ing.

M. Boyd

R. Barrett

L. Rhude, biol.

K. Singh, ing.

P. Marriott, ing.

Groupe d'experts de Alberta Sustainable  
Resource Development (ASRD)

R. Chabaylo, biol.

C. Hale, Ing. forestier

P. McEachern, Ph.D.

Groupe d'experts de Alberta Health and

---

Wellness (AHW)  
A. MacKenzie  
K. Bodo, Ph.D.

(suite)

---

### **ANNEXE 3 PARTICIPANTS À L'AUDIENCE (fin)**

---

Directeurs et représentants

(Abréviations utilisées dans le rapport)

Témoins

---

Personnel de l'Alberta Energy and Utilities

Board (EUB)

G. Perkins, avocat du Conseil

A. Larson, ing.

P. Hunt

M. Woytiuk

M. Dmytriw, R.E.T.

C. Brown, biol.

W. MacKenzie

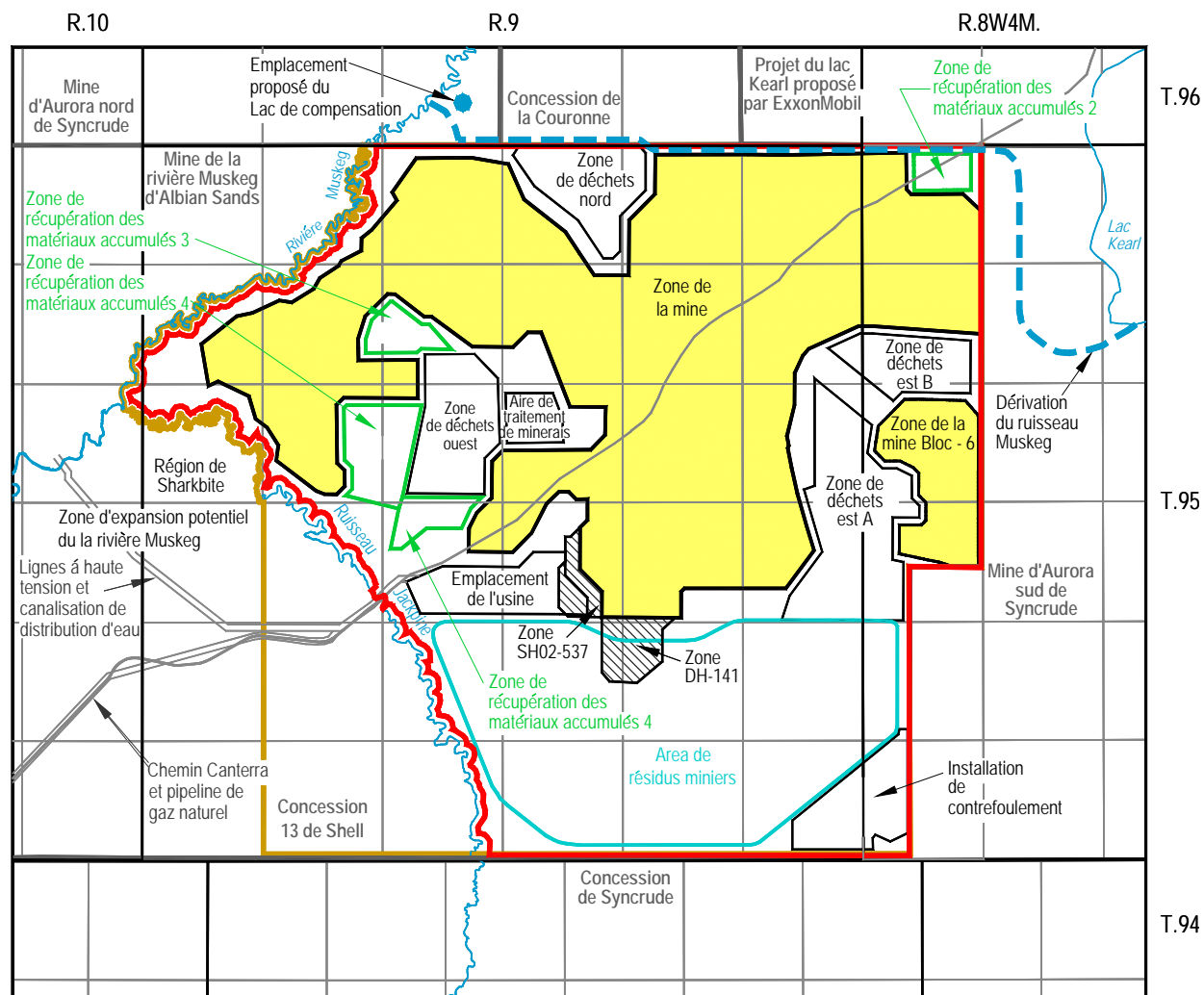
T. Lemay

Personnel de l'Agence canadienne d'évaluation  
environnementale

S. Chapman

---

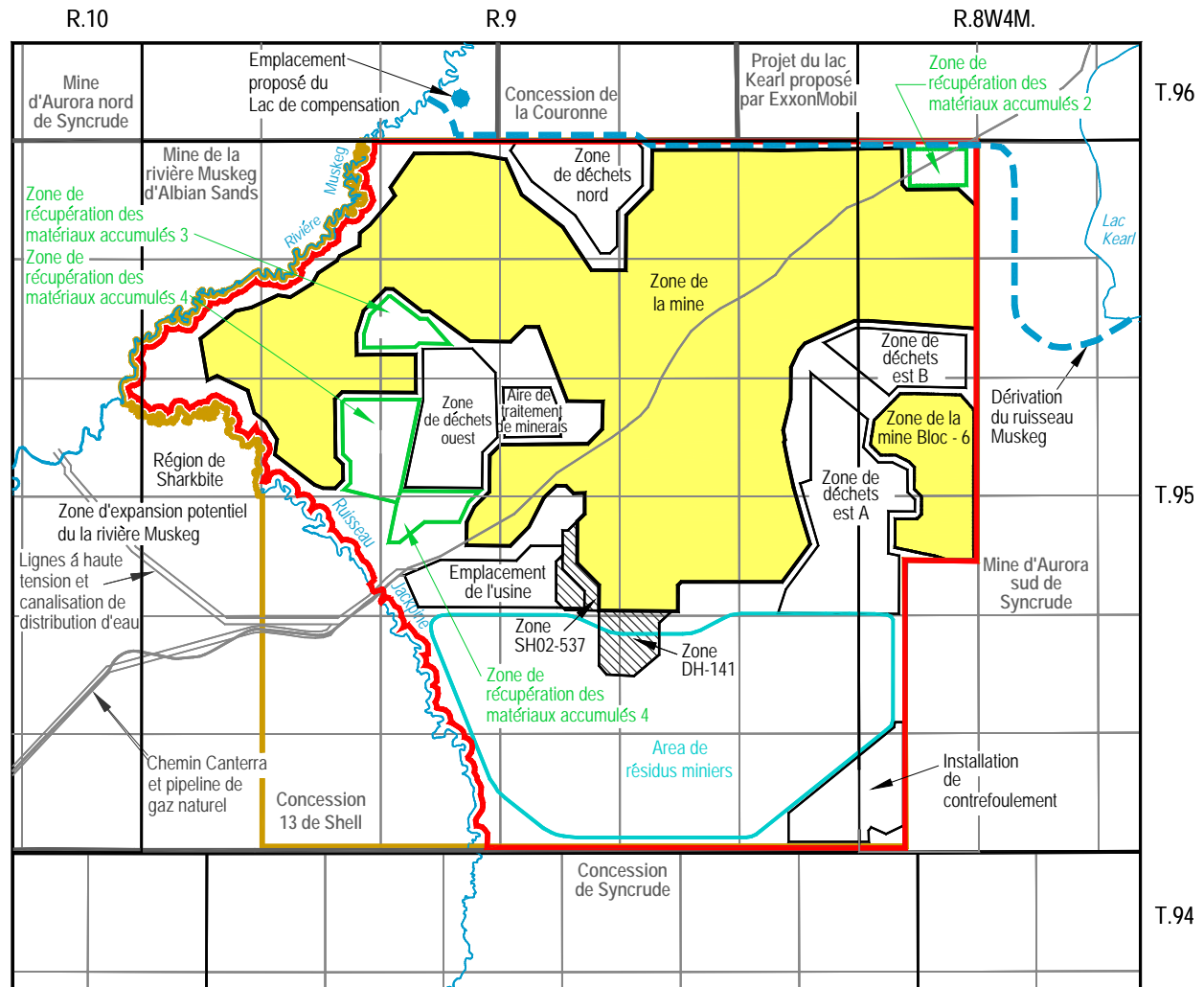




Legendé

- Zone de la mine Jackpine
- Zone de projet proposé par Shell
- Zone de projet approuvée par l'EUB
- Zone limitrophe
- Zone de récupération des matériaux accumulés
- Aire de résidus miniers
- Dérivation du ruisseau Muskeg

**Figure 1. Zone de la mine Jackpine et périphérie**



Legendé

- Zone de la mine Jackpine
- Zone de projet proposé par Shell
- Zone de projet approuvée par l'EUB
- Zone limitrophe
- Zone de récupération des matériaux accumulés
- Aire de résidus miniers
- Dérivation du ruisseau Muskeg

**Figure 2. Bassin versant du ruisseau Muskeg**