

Appui du CIRAD à la mise en œuvre du PCBR

(Partenariat pour la Conservation de la Biodiversité sahélo-saharienne
de la Réserve Naturelle Nationale de Termit et Tin-Toumma)

***La Réserve du Termit Tin-Toumma et l'exploitation
pétrolière au Niger : état des lieux et pistes d'action***

Géraud Magrin, Geert van Vliet

24 Octobre 2014



Biodiversité
Sahélo
Saharienne
NIGER



Table des matières

Introduction.....	4
1. La régulation environnementale de la Phase I (marché intérieur) : un processus sans surprises...	6
1.1 Un cadre institutionnel riche qui répond imparfaitement à la demande de régulation environnementale	6
1.2 L'analyse des EIES (du champ pétrolier et de l'oléoduc) confirme le besoin de mise à jour des règles et des pratiques	7
1.3 L'arène extractive de la Phase I : un trio classique	9
2. Les difficultés anticipées pour la Phase II (exportation) obligent à explorer de nouveaux domaines et leviers d'action	13
2.1 Un contexte mouvementé.....	13
2.2 L'EIES de la Phase II du projet CNPC d'Agadem : progrès et limites	14
3. La nécessaire modification des règles du jeu demande de nouvelles alliances.....	16
3.1 Pour une nouvelle trajectoire.....	16
3.2 Modifier les règles d'élaboration et d'utilisation des outils contractuels de régulation environnementale (EIES/PGES/PC/PPDA).....	17
3.3 Améliorer le suivi de la mise en application des outils	19
3.4 Réfléchir sur le tracé de l'oléoduc d'exportation	20
4. Implications pour le programme d'action du PCBR	20
Conclusions.....	23
Annexes	25
Liste des personnes rencontrées.....	26
Bibliographie.....	28
Localisation des activités pétrolières et des impacts de la phase 2 de l'exploitation du bloc d'Agadem (exemples tirés de l'EIE)	30
Termes de référence	31

Introduction

Géraud Magrin et Geert van Vliet, chercheurs au Cirad, ont effectué une mission du 22 juin au 4 juillet 2014 à Niamey au Niger, dans le cadre de la mise en œuvre du Partenariat pour la Conservation de la Biodiversité sahélo-saharienne de la Réserve Naturelle Nationale de Termit et Tin-Toumma (PCBR-RNNTT). Au sein de ce partenariat, la contribution du Cirad consiste à fournir des analyses et des conseils permettant de favoriser le dialogue entre les gestionnaires de la réserve et la China National Petroleum Company- Niger Petroleum (CNPC-NP), dont le bloc d'Agadem, en cours d'exploitation, se superpose partiellement à l'aire protégée. Cette contribution du Cirad s'inscrit dans la composante 2 du projet « Atténuation des impacts négatifs de l'exploitation pétrolière »¹. Un des résultats attendus de cette composante est la mise en place d'un cadre de concertation impliquant la CNPC et l'ensemble des acteurs concernés par la réserve (Unité de gestion de l'aire protégée (UGAP), maires, services déconcentrés de l'Etat, organisations de la société civile, etc.).

Cette première mission avait pour objectifs de dresser un état des lieux de la régulation environnementale des activités de la CNPC et de ses impacts sur la RNNTT, de comprendre le rôle des principaux acteurs, d'identifier des enjeux de positionnement et d'action pour la suite du projet.

Les antécédents et le contexte de réalisation de la mission méritent d'être rappelés. Geert van Vliet et Géraud Magrin ont coordonné en 2010-2011 une étude financée par l'Agence Française de Développement (AFD) sur la gestion environnementale de la CNPC au Tchad. Il s'agissait, à partir d'une étude de l'émergence de la régulation environnementale en Chine et dans le secteur pétrolier chinois, de comprendre comment une grande entreprise pétrolière chinoise gérait la dimension environnementale de son activité en opérant en Afrique. Au Tchad, une telle analyse impliquait de prendre en compte les legs du projet Exxon Banque Mondiale de Doba, qui avait marqué le début de l'histoire pétrolière nationale depuis 2000. Les résultats de cette étude montrent que la régulation environnementale mise en œuvre par la CNPC au Tchad ne diffère pas radicalement de celle des grandes entreprises occidentales ; en outre, elle s'est révélée susceptible de s'adapter à certaines normes nationales héritées du projet Doba. Néanmoins, le processus d'EIE a souffert de quelques anomalies par rapport aux règles de l'art. C'est surtout en matière d'information et de participation que la CNPC se distingue, en communiquant peu. Une des hypothèses qui fonde la présente contribution au PCBR est qu'une mise en perspective de la situation nigérienne par rapport au Tchad est intéressante et porteuse de pistes d'action du fait de la proximité entre les deux histoires pétrolières et de leurs liens potentiels à venir. Au Tchad et au Niger, la CNPC a mis en œuvre deux projets pétroliers organisés en deux séquences : une première phase (2009-2011) destinée à produire environ 20.000 b/j transformés dans une raffinerie dont la production est vouée au marché intérieur et régional : cette raffinerie est située à Djermaya au Tchad et à Zinder au Niger, distantes respectivement de 311 et 426 km des champs de pétrole de Rônier (Tchad) et Agadem (Niger). La deuxième phase est en cours de démarrage (2012-2015 ?). Elle vise à développer de nouveaux puits de pétrole pour l'exportation à partir d'une production supérieure de 60 à 80.000 b/j.

La période actuelle (juillet 2014) est marquée par une certaine incertitude. Au Tchad, en août 2013 puis en mai 2014, le processus d'exploration a été interrompu à la suite d'une dénonciation par le gouvernement tchadien de situations de non-conformité environnementale en matière de gestion des boues de forage (Navaroet *al.*, 2013). L'itinéraire d'exportation semble cependant déjà scellé. L'exportation du brut produit par la CNPC au Niger et au Tchad est censée emprunter l'oléoduc

¹ Cf. termes de référence en annexe.

Tchad Cameroun, la CNPC construisant les segments d'oléoduc supplémentaires nécessaires pour assurer la connexion depuis les champs d'Agadem au Niger et de Rônier au Tchad. Cette option a été avalisée par un accord entre le Niger et le Tchad en juin 2012, puis avec le Cameroun en septembre 2013. Le choix de l'itinéraire tchadien au détriment de l'option béninoise a été validé en conseil des ministres le 3 janvier 2014. Cependant, il soulève plusieurs questions susceptibles de le remettre en cause : la capacité de l'oléoduc Tchad Cameroun en cas de nouvelles découvertes dans les deux pays, la sécurisation géopolitique de l'exploitation et la mise en valeur des ressources nationales nigériennes, enfin les conséquences de l'accord de prêt de mars 2001 entre les gouvernements tchadiens et camerounais, Exxon et le groupe de la Banque mondiale en matière de régulation environnementale (Lin *et al.*, 2012).

Au Niger, l'histoire pétrolière, récente, est sur le point d'entrer dans une nouvelle phase. Entre 2009 et 2011, l'exploitation des gisements d'Adagem et la mise en service de la raffinerie de la Soraz à Zinder a produit des effets positifs au niveau national : les prix de l'essence et du gaz ont diminué ; ils sont à présent parmi les plus bas de la sous-région (Gaya, 2013). La vente des hydrocarbures fournit des revenus à l'Etat. La perception des impacts positifs et négatifs du pétrole semble symétrique avec celle de l'uranium : un demi-siècle d'exploitation de l'uranium de l'Air a débouché, au moins dans la période récente, sur une contestation nationale, alors qu'au niveau local, les pratiques successives de paternalisme et de responsabilité sociale et environnementale de l'entreprise permettaient une certaine acceptation de l'entreprise (Bouvarel, 2014). L'exploitation pétrolière de la CNPC à Agadem semble produire des sentiments inverses : contestation locale (GREN, 2010) mais gains nationaux. Le Niger a d'ailleurs été reconnu pays conforme à l'Initiative de transparence dans les industries extractives (ITIE) en mars 2011. Après la mise en service de 2011, de nouveaux puits ont été mis en service pour maintenir la production, portant le nombre de puits d'une vingtaine à une quarantaine.

Au moment de la présente mission (juin juillet 2014), le contexte pétrolier est en effervescence : les modalités de la mise en œuvre de la deuxième phase permettant l'exportation du pétrole nigérien sur le marché international donnent lieu à des jeux d'acteurs aux intérêts potentiellement contradictoires. La CNPC a été contrainte à rendre les parties R1, R2, R3 et R4 du bloc d'Agadem, conformément aux dispositions du code pétrolier – même si la forme non géométrique des zones rendues et la prorogation de l'exploration au-delà de 2013 seraient en porte à faux avec les dispositions réglementaires. Elle en aurait été surprise. Un permis d'exploration pour les zones R1 et R2 (correspondant à 30% du bloc Agadem) a été attribué à la compagnie britannique Savannah-Petroleum le 4 juillet 2014: une firme junior récemment créée dans le jeu pétrolier dans la zone de la RNNTT. Le présent rapport essaie de décrypter les enjeux de ce moment du point de vue de la régulation environnementale.

Le présent rapport s'appuie, d'une part, sur l'analyse de documents portant sur les règles du jeu de la régulation environnementale pétrolière et sur les rapports d'Etudes d'Impact disponibles, et d'autre part sur des activités menées à Niamey. Celles-ci consistent en un ensemble d'entretiens (cf. liste des personnes rencontrées en annexe), ainsi qu'en un atelier tenu le dimanche 29 juin, réunissant des maires de communes concernées par la RNNTT et le projet pétrolier (Ngourti et Tesker), un représentant des organisations de la société civile de Zinder et deux organisations basées à Niamey, le conservateur de la RNNTT, des représentants de la Direction de la faune et de la conservation (DFC) du ministère de l'Environnement, le coordonnateur adjoint du projet Fauna Corridor, ainsi que le coordonnateur du PCBR. Nous ne nous sommes pas rendus dans la région du Termit lors de cette mission en raison du contexte sécuritaire.

Nous organisons ce rapport consacré aux enjeux environnementaux de l'exploitation pétrolière au Niger en quatre parties : la première propose des éléments d'analyse de la première phase de cette histoire pétrolière (ambiguïtés du cadre juridique et institutionnel et de l'EIE ; jeux d'acteurs). La deuxième considère le processus en cours et les perspectives ouvertes par la mise en œuvre de la

Phase II de l'exploitation du bloc d'Agadem (arrivée de Savannah Petroleum ; enjeux de l'EIE, d'élargir la coalition d'acteurs, d'inscrire la lecture des dynamiques contemporaines et des stratégies d'action à l'échelle du jeu pétrolier régional). La troisième analyse la nécessaire modification des règles du jeu, ainsi que les implications en termes de nouvelles alliances. La quatrième suggère les pistes d'action à prioriser par le PCBR afin de répondre aux défis analysés.

Alors que la réalisation de la recherche dont est issu ce rapport n'aurait été possible sans l'apport de nombreuses personnes et organisations, le contenu de ce texte engage la seule responsabilité de ses auteurs.

1. La régulation environnementale de la Phase I(marché intérieur) : un processus sans surprises

1.1 Un cadre institutionnel riche qui répond imparfaitement à la demande de régulation environnementale

Les documents fixant les règles du jeu de la régulation environnementale pétrolière au Niger appellent quelques commentaires.

Le fond du tableau est fourni, en matière d'environnement, par des règles nationales qui remontent pour l'essentiel à la période 1998-2000 (loi cadre sur la protection de l'environnement de 1998 ; ordonnance n°97-001 portant institutionnalisation des études d'impact sur l'environnement).

La Constitution de 2010 consacre en outre le principe de droit à un environnement sain. Elle prévoit la publication de tous les contrats. Or le contrat de partage de production entre la CNPC et l'Etat nigérien date de juin 2008, donc il n'est pas concerné par cette disposition.

Le BEEEI (Bureau d'évaluation environnementale et des études d'impact) joue un rôle clé dans le dispositif de suivi de la mise en œuvre de ces dispositions. Institué en 1997(par l'art. 8 de l'Ordonnance N° 97-001 du 10 janvier 1997), il a connu une révision de ses attributions en juillet 2012 et août 2013. Le suivi environnemental interne revient à la CNPC. Le suivi externe, financé par la CNPC, revient au BEEEI, à travers 6 missions par an (2 nationales et 4 menées par les services régionaux de l'environnement). La composition des missions dépend de leurs objectifs – le BEEEI mobilisant selon les besoins des membres permanents et des membres non permanents.

Le code pétrolier a quant à lui été adopté en janvier 2007 et revu en 2013. Les EIE consultées (CNPC-NP, 2009 ; 2013) dressent un tableau assez exhaustif du riche cadre juridique et institutionnel qui s'applique au secteur, distinguant les règles nationales et les règles internationales du fait de l'adhésion du Niger à un certain nombre d'instruments juridiques internationaux.

Cependant, les règles générales en matière d'évaluation d'impact environnemental présentent un certain nombre d'insuffisances et mériteraient à ce titre d'être révisées.

- A titre d'exemple, l'article 11 du décret n°2000-397 portant sur la procédure administrative d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement prévoit que la documentation sur les EIE soit uniquement consultable sur place au BEEEI. Cette disposition constitue un frein évident à la publicité de ces processus. Or celle-ci constitue une dimension essentielle de leur qualité : les meilleures pratiques internationales, notamment les standards du groupe de la Banque mondiale, prévoient aujourd'hui une large publicité des EIE(voir entre autres :

http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/938f1a0048855805beacfe6a6515bb18/IFC_StakeholderEngagement.pdf?MOD=AJPERES).

- C'est le bureau de validation des EIE qui vérifie que les remarques des participants aux ateliers de présentation ont bien été intégrées. Sa composition théorique comprend le SG du ministère de l'Environnement (président), le SG de la région concernée (vice-président), le directeur du BEEEI (facilitateur), et 2 ou 3 rapporteurs du ministère du Pétrole, du BEEEI, de la société civile (GREN, ROTAB), ou d'associations professionnelles (ANPEIE). En pratique, dans l'EIE de la Phase II d'Agadem, la société civile n'était pas représentée... Le fait que les participants aux ateliers de validation des EIE ne reçoivent pas une copie de la version finale des rapports (en dehors d'un petit nombre de copies – 6 – destinées au BEEEI, au ministère de l'Environnement, aux maires concernés) constitue également une limite à l'efficacité de ces processus. Une révision de ce décret s'impose.
- De même, le décret n°398-2000 déterminant la liste des activités sujettes à étude d'impact sur l'environnement n'inclut pas les phases de prospection minière ou pétrolière ; or celles-ci ont des impacts spécifiques et importants sur l'environnement, en particulier sur la faune. Elles devraient obligatoirement être incluses dans le champ des activités soumises à EIE.
- Les audits environnementaux prévus dans certains cas (par exemple des activités ou projets installés sans EIE) ne sont pas définis de manière précise.
- Enfin, si les règles imposées par le BEEEI prévoient la précision du cadre réglementaire, juridique et institutionnel comme composante indispensable des EIE, elles n'obligent pas les promoteurs à préciser le **référentiel technique** (les normes et standards concernant aussi bien les matériels et équipements utilisés que les approches et procédures de travail dans chaque domaine d'activité): or, dans le cas des projets miniers et pétroliers, ce référentiel technique est indispensable à l'appréhension des impacts et à l'évaluation de leur gestion.

1.2 L'analyse des EIES(du champ pétrolier et de l'oléoduc) confirme le besoin de mise à jour des règles et des pratiques

L'analyse du document et du processus de mise en œuvre de la Phase I de l'EIE d'Agadem tels qu'ils nous ont été décrits par nos interlocuteurs illustre le bien-fondé de ce premier bilan de la régulation environnementale du début de l'histoire pétrolière au Niger.

Après une première version élaborée à partir d'un travail initial d'un Bureau d'Etude chinois et fortement critiquée par les personnes ressources connaisseurs de la zone, la version finale de l'EIES d'Agadem(Phase I)identifie de manière réaliste la plupart des impacts du projet sur l'environnement et sur la faune et en général. La description du milieu prend en compte les études réalisées dans le cadre du projet Antilopes Sahélo-Saharienne (ASS) et lors de l'instruction de la création de la réserve (Rabeilet *al.*, 2008).Un processus d'approbation marqué par les pressions politiques en faveur de la mise en route du projet pétrolier peut expliquer en partie un certain nombre d'insuffisances ou de points critiques:

- les phases d'exploration qui ont précédé la construction des champs ne sont accompagnées d'aucune étude d'impact sur l'environnement ; or le code pétrolier de 2007 (article 26) stipule que de telles EIES sont obligatoires. Un forage d'exploration ou de production concentre environ 25 travailleurs et 15-20 militaires (= 40-46 personnes) pendant une durée variable (de quelques jours à plus d'un mois) ; de plus, le doublement du nombre des

puits pour maintenir la production au niveau souhaité (de 20 à 40 puits environ) aurait justifié une actualisation de l'EIE² ;

- le référentiel technique utilisé pour la réalisation du projet est absent : on ne dispose donc pas d'information systématique permettant d'apprécier un certain nombre de points critiques pour l'environnement, par exemple les standards précis auxquels doivent répondre les matériaux et équipements techniques divers utilisés lors de l'exploitation et de la production (par exemple, les caractéristiques des membranes géotextiles utilisées au fond des fosses temporaires destinées à stocker les boues de forage avant évaporation et colmatage) ; les standards précis pour les émissions de bruit et les déchets ; les approches et procédures de travail exigées pour le traitement final des boues de forage, de manière à minimiser les impacts sur la faune et sur la nappe phréatique³, etc. ;
- le cadre légal et institutionnel de l'EIES est principalement celui du Niger : cependant, l'EIES mentionne que ce projet doit aussi respecter les lois chinoises, notamment la Loi de Protection de l'Environnement de 1989 et la Loi d'évaluation des impacts à l'environnement (2002)⁴ ; il n'est pas précisé comment les deux référentiels s'articulent ni comment gérer les éventuelles contradictions ;
- la description du milieu ne fournit pas de localisation suffisamment précise des sites pétroliers ; ceux-ci ne peuvent notamment pas être superposés sur les cartes de la vulnérabilité de l'environnement et de la présence de la faune produites par ASS/PCBR ;
- l'EIE n'identifie pas le risque sécuritaire (terrorisme) ; or celui-ci a deux types d'impacts potentiels sur l'environnement : directs (sabotage) et indirects. En ce qui concerne les impacts potentiels indirects, il convient de noter que les forces de défense et de sécurité mobilisées dans la protection des sites ont certes contribué à sécuriser la région – qui de ce fait s'est trouvée relativement à l'écart de la circulation des hommes en armes liés aux foyers d'instabilité du Mali, de la Libye ou du Bornou nigérian ; mais elles ont aussi beaucoup contribué à l'intensification du braconnage (cf. infra). 700 hommes seraient ainsi déployés entre Zinder et Adagem pour les besoins de sécurisation du projet pétrolier ;
- l'EIE ne présente pas de plan d'intervention d'urgence (réponse aux déversements accidentels), ni ne mentionne explicitement son existence ;
- les dispositions de la mise en œuvre du Plan de gestion environnemental et social (PGES) sont très (trop) floues : aucun chiffrage des ressources financières disponibles n'est indiqué ; de même, la compensation des impacts sociaux et sur l'environnement n'est pas prise en compte de manière suffisamment claire (principes / outils / interlocuteurs / responsabilités / montants) ; quelques équipements ont été réalisés dans la commune de Ngourti⁵ (quelques écoles en préfabriqué ; quelques puits ; un forage à Ngourti ; quelques clôtures autour de périmètres maraîchers), mais cela reste modeste et surtout n'est pas intégré dans un plan d'ensemble (PDC, PGES, etc.) ; ces insuffisances ont été relevées par l'audit réalisé par un collectif d'organisations de la société civile (GREN, 2010) ;
- il semble que la consultation et la participation des parties prenantes se soient strictement limitées au processus d'EIE *stricto sensu*, rien n'en prévoit les modalités dans la phase de suivi et de mise en œuvre du PGES ;
- les effets cumulatifs des impacts ne sont nulle part pris en compte ; or l'augmentation du nombre des puits, puis le passage à la Phase II, aurait justifié une telle approche.

² Entretien avec le Directeur du BEEI.

³ Voir les mesures précises préconisées par le Forest and Wildlife Service FWS aux Etats-Unis <http://www.fws.gov/mountain-prairie/contaminants/documents/reservepits.pdf> .

⁴ Comme l'avaient révélé Lin et al. dans leur analyse de la CNPC au Tchad (2012, p. 166), il est assez illogique de se référer au Niger à la loi chinoise sur l'évaluation d'impact environnemental (2002), alors que celle-ci dans son article 3 spécifie qu'elle ne s'applique que sur le territoire chinois...

⁵ Entretien avec M. Bokar Lemine, maire de Ngourti, Niamey, 28/6/2014.

Le BEEEI reconnaît aujourd'hui que cette EIES de la Phase I a de nombreux défauts. Des impacts importants ont été ignorés, comme la contamination des nappes lors du forage ou le risque d'exposition aux radiations (pour les travailleurs). D'autres ont été minimisés, comme la gestion des boues de forage ou la dégradation des sols par la multiplication des pistes suivies par les camions, notamment des sous-traitants. L'impact lié à la présence des militaires est très important et a été médiocrement géré : ils ont été convaincus d'un braconnage important et ils consomment une quantité importante de bois de feu. Ils entrent d'autant plus en concurrence avec les populations riveraines sur ce plan qu'ils ont la possibilité d'aller loin avec leurs véhicules (on ne trouverait plus guère de bois dans un rayon de 80km autour d'Agadem).

La piste qui longe l'oléoduc est très fréquentée par les véhicules de suivi et surtout d'approvisionnement de la base d'Agadem. Les impacts associés (poussière, bruit, destruction de points d'eau, animaux perturbés, etc.) n'ont pas été compensés, ou compensés de manière insuffisante selon les habitants.

Enfin, la pratique qui consiste à envoyer aux participants aux réunions de validation le rapport provisoire de l'EIE dans un délai très court (1 à 2 jours) avant l'atelier constitue une entrave évidente à la qualité du processus de concertation entre les parties prenantes.

1.3 L'arène extractive de la Phase I : un trio classique

Deux constellations d'acteurs semblent à la manœuvre dans l'espace convoité de Termit et Agadem. Toutes deux tentent de transformer une matière donnée en ressource (Raffestin, 1980) : le brut en rente pétrolière pour la première ; la biodiversité en rente environnementale pour la deuxième. Classifier les différents acteurs dans l'une ou l'autre constellation semble chose simple au premier abord.

La première constellation réunit les acteurs qui défendent l'extraction et la transformation pétrolière. En font partie les compagnies pétrolières, le Ministère du pétrole, les forces de l'ordre chargées de la protection des sites extractifs ainsi que les services déconcentrés au niveau de la région et des préfectures. Cette coalition est dûment conseillée par des cabinets internationaux spécialisés (fiscalité, contrats, élaboration de codes pétroliers, conseil)⁶. Des liens économiques forts maintiennent la cohésion au sein de cette alliance. La sécurité des installations est assurée par mise des forces armées. Les surcoûts en sont pris en charge par les opérateurs. Les opérateurs financent aussi les missions de suivi environnemental mise en œuvre par le Bureau d'évaluation environnementale et des études d'impact (BEEEI).

La deuxième constellation réunit des acteurs privés et publics qui défendent la biodiversité, les écosystèmes menacés et les usagers traditionnels des ressources et des espaces. Elle réunit des fonctionnaires de la Division de la Faune, de la Chasse et des Aires Protégées du Ministère

⁶ Le cabinet Drake and Bart, avec siège à Londres, aide le Gouvernement du Niger pour la négociation des contrats pétroliers. Divers cabinets français ont également opéré au Niger : la division Pétrole et Gaz du cabinet EY Avocats (<http://www.ey-avocats.com/FT/fr/Industries/Oil-and-gas>); CMS (Bureau Francis Lefèvre : droit des affaires incluant fiscalité, contrats pétroliers et miniers, législation <http://www.cms-bfl.com/Energie>) ainsi que le Cabinet CAC (http://www.cac-international.com/index.php?option=com_content&view=article&id=137&Itemid=80&lang=fr) (accompagnement du Ministère des Mines et de l'Énergie dans l'élaboration du dispositif juridique, institutionnel et contractuel du secteur pétrolier (Niger) ; accompagnement du Ministère des Mines et de l'Énergie dans les négociations en vue de l'attribution du Permis Agadem (Niger) source : http://www.cac-international.com/index.php?option=com_content&view=article&id=137&Itemid=80&lang=fr#missions-r%C3%A9centes).

de l'Environnement, de la salubrité urbaine et du développement durable, quelques maires élus depuis 2011, et les membres de quelques ONG de conservation ou de développement local. Leurs activités (notamment sous l'égide des projets PCBR et ASS) génèrent des appuis financiers modestes mais visibles fournis par les bailleurs internationaux œuvrant pour la conservation de la nature (AFD, SCF, UE, etc.)⁷. Ces appuis permettent d'alimenter une dynamique favorable. Quelques mois après la création de la réserve, une Unité de gestion de l'aire protégée a été mise en place (UGAP) au sein de la Direction de la Faune, Chasse et Aires Protégées ; un conservateur a été nommé le 11/9/2012, assisté de 20 gardes. Initialement stationnée à Zinder, l'UGAP siègera par la suite dans des nouveaux locaux construits au chef-lieu de la commune de Tesker. Une loi de programmation votée au Parlement en 2013 a prévu de consacrer des montants inhabituels à la préservation de l'environnement (8 milliards de FCFA), dont 200 millions de FCFA affectés à la RNNNT. Au niveau local, autour de la RNNNT, le projet Fauna Corridor a accepté de financer l'actualisation des Plans de développement communaux, qui dataient de 2004, de manière à ce qu'ils prennent en compte l'existence de la réserve, les contrats terroir qui y sont liés, mais aussi l'existence du contexte pétrolier.

Les maires des communes riveraines de la réserve et du Bloc pétrolier d'Agadem se mobilisent pour améliorer les conditions de compensation (bruit, poussière, affaissement des puits artisanaux, etc.). Cependant, ils ne se sentent guère écoutés par la CNPC. Accompagnés du préfet adjoint, les maires ont tenté de rencontrer les responsables de la CNPC à Agadem (2013), mais ils n'ont pas été reçus.

Les relations entre ces deux constellations d'acteurs sont caractérisées par l'asymétrie en termes de pouvoir et en termes de montants des rentes générées. Cette asymétrie mène parfois à des collaborations souvent critiquées par ailleurs⁸ où la constellation d'acteurs de la conservation cherche, au mieux, à négocier une modification du comportement de la constellation des acteurs pétroliers et, au moins un accès à une partie de leur rente.

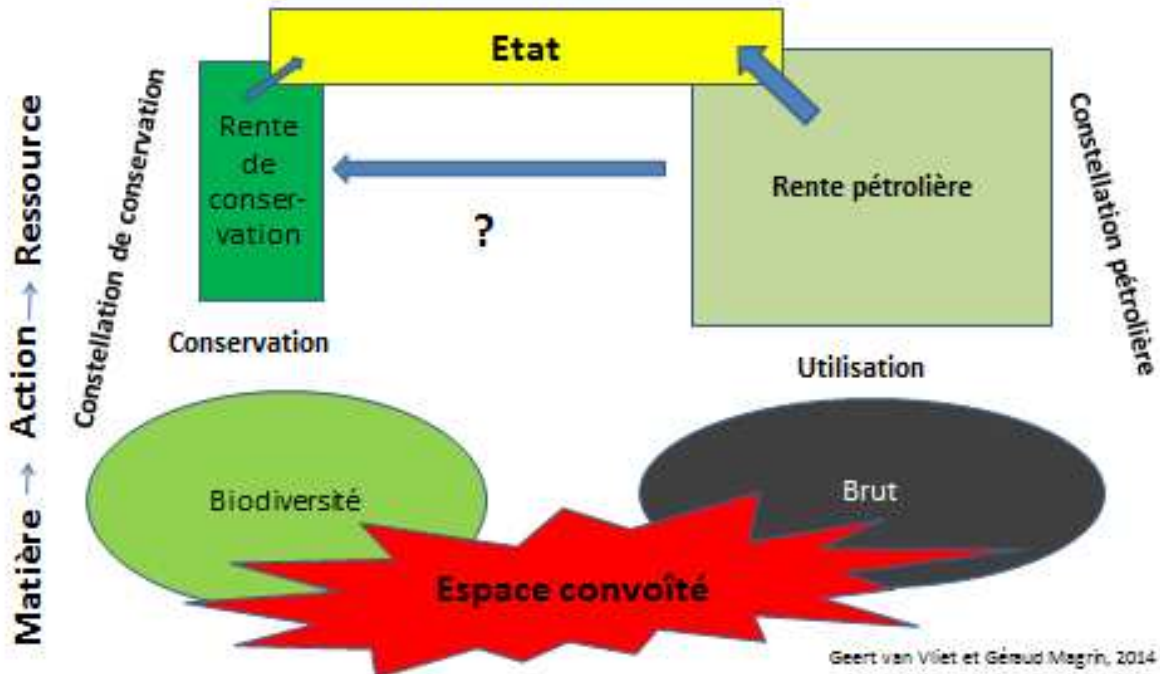
Conformément à l'analyse de Dror (1988, p. 167), l'Etat tente de faire face à l'incertitude en naviguant entre les diverses pressions qu'il subit⁹ de manière à permettre à la fois le jeu de la conservation et le jeu pétrolier, tout en maximisant son accès aux deux sources de rentes.

⁷ La mission des auteurs de ce rapport a été réalisée dans le cadre d'un projet dirigé par l'Association Noé et financé par l'AFD.

⁸ "Green is good : The Nature Conservancy wants to persuade big business to save the environment", D. T. Max, The New Yorker, May 2014, http://www.newyorker.com/reporting/2014/05/12/140512fa_fact_max

⁹ Voir van Vliet, 1997.

L'arène extractive d'Agadem : deux rentes, deux constellations d'acteurs et un Etat doublement rentier?



De fait, les processus de mise en exploitation du bloc d'Agadem et de création de la réserve du Termit et Tin-Toumma ont été menés en parallèle (voir Rabeilet *al.*, 2008 ; Duncanet *al.*, 2014). La création de la Réserve (2012) a été préparée dans le cadre du projet Antilopes Sahélo-Sahariennes (ASS) à partir de 2007. Elle fait passer la proportion du territoire national nigérien placé sous protection de 6,6% à 14,20%, ce qui lui permet d'atteindre un des Objectifs du millénaire pour le développement (OMD) – l'objectif étant fixé à 12%- mais surtout, d'avoir accès à une tranche supplémentaire d'aide publique au développement pour le Niger...

Le décret 2012-075/PRN/MH/E du 6 Mars 2012 portant création de la réserve confirme la position ambivalente de l'Etat. Le décret spécifie qu'une « réserve naturelle nationale » est « une aire délimitée où certaines restrictions partielles ou totales, temporaires ou définitives quant à la chasse, l'exploitation des végétaux, des produits du sol ou du sous-sol, l'installation des infrastructures peuvent être nécessaires à des fins de protection et de réhabilitation des milieux naturels pour le bien-être des populations » (Art. premier). Cependant, il y autorise les activités pétrolières avec pour seule restriction de respecter la réglementation sur les études d'impact (art. 17). Il y autorise de même la circulation des véhicules et engins utilisés dans le cadre des activités d'exploration et d'exploitation minières et pétrolifères (Art.19)¹⁰. Or, par ailleurs, le surprenant article 39 du Contrat

¹⁰ Au Niger, une Réserve Naturelle Nationale peut recouvrir plusieurs catégories d'aires protégées de l'UICN. Le décret de création de la RNNTT reflète des éléments de la catégorie 6 de l'UICN (Aire protégée de ressources naturelles gérée principalement à des fins d'utilisation durable des écosystèmes naturels). En effet, la catégorie 6 prévoit comme l'un des objectifs de « protéger le capital de ressources naturelles contre toute forme d'aliénation engendrée par d'autres formes d'utilisations du sol susceptible de porter préjudice à la diversité biologique de la région » ; « L'aire est au moins aux deux tiers à l'état naturel mais peut aussi contenir des écosystèmes modifiés de superficie limitée » ; voir :

de partage de production (CPP) signé en juin 2008 entre le gouvernement du Niger et la CNPC stipule que : « **la zone contractuelle ne contient pas de périmètre faisant l'objet d'un classement ou d'une protection particulière, au niveau national ou international. L'Etat s'abstiendra de créer de tels périmètres sur les zones contractuelles pendant la durée du contrat** » (CNPC-NP, 2013 : 59-60). C'est probablement cette disposition du CPP qui explique que la taille de la réserve ait été réduite dans son décret de création par rapport aux études préalables, de manière à ce que la plupart des infrastructures lourdes et visibles, notamment le CPF (Central Production Facility) du bloc d'Agadem, soient situées en dehors de la réserve. Le jeu équilibré de l'Etat contribue à rendre la cohabitation entre la conservation et une exploitation pétrolière vertueuse bien improbable.

Ce pari est d'autant plus risqué que l'alliance en faveur de la protection de l'environnement est marquée par les cloisonnements internes et des comportements de jeu parfois trop individuels. Le projet ASS a tenté infructueusement d'établir un lien direct avec la CNPC en vue d'obtenir un financement de son activité de conservation dans la RNNT (CNPC-NP, 2013 : p. 64). Un cadre de concertation pour la préservation de la biodiversité (CCPB) existe bien à Zinder. De même l'UGAP a présenté à la CNPC un mémoire demandant un financement pour le plan de lutte anti-braconnage : la CNPC a refusé en disant que toute correspondance concernant la mise en œuvre du PGES devait passer par le BEEI, avec lequel la DFC-AP entretient des relations tendues. Il en est de même pour le suivi, où quelques membres de la constellation ont été parfois invités à contribuer à titre individuel (via le BEEI), mais sans concertation ni préparation avec les autres membres de l'alliance. Le cloisonnement se traduit par une circulation d'information difficile : non seulement entre le BEEI et les autres acteurs ; mais aussi entre les membres mêmes de la constellation (le conservateur de la RNNT et le maire de Ngourti étaient invités pour la validation de l'EIE de la Phase II alors que le chef du projet PCBR n'était pas au courant que ce processus avait été réalisé). Ce sont bien des petits faits et gestes, parfois symboliques, qui renforcent ou au contraire altèrent la force et la viabilité d'un réseau.

Les bases de la constellation d'acteurs en faveur de l'environnement sont étroites. Les liens avec les acteurs de la sous-région (au Tchad, Cameroun ou au Bénin) qui pourraient jouer un rôle dans le futur pétrolier nigérien sont aujourd'hui peu denses voire inexistantes. Les liens avec des acteurs de niveau global (Noé, SCF) permettent certes d'accéder aux réseaux techniques et aux médias internationaux, mais sont marqués par une forte dépendance financière. Alors que le « label » ASS avait réussi à créer une certaine notoriété, il a été remplacé par celui de PCBR (moins connu puisque ne bénéficiant que d'une année d'existence), suite à une modification de la source de financement et de l'entité porteuse du projet. Les liens professionnels entre acteurs publics et privés du niveau national et ceux du niveau local sont faibles, alors même que les réseaux personnels existent. Des liens de travail avec la Division des hydrocarbures du Ministère du Pétrole n'ont pas encore été construits. Des comportements d'évitement, sinon de confrontation ont pu être observés entre acteurs (par exemple le BEEI, l'ONG GREN, ou le département HSE Health Security and Environment/ Santé, Sécurité et Environnement de la CNPC), dont les intérêts rejoignent pourtant potentiellement ceux de la constellation de défense de la biodiversité. En conséquence, la constellation des acteurs de défense de la biodiversité a joué un rôle minime dans la formulation des PGES de la Phase I (production pour le marché national). L'influence sur les programmes de compensation a été négligeable sinon absente. Les épisodes récents (2012, 2013) de l'antilope braconnée par un militaire au service de la sécurité de la CNPC¹¹ et de l'eau minérale extraite des

http://www.uicn.fr/IMG/pdf/Categories_UICN_aires_protegees.pdf . Cependant, c'est le contenu des décrets de classement et ou des plans de gestion qui permet d'appréhender de manière précise le niveau de conservation projeté.

¹¹ L'affaire de braconnage dans la RNNT par des militaires affectés à la sécurité des activités pétrolières de la CNPC a donné lieu à des milliers de messages sur les réseaux sociaux (notamment Facebook) et a été relayée

terrains de la Soraz¹² ont cependant contribué à élargir et galvaniser les alliances, notamment entre ONG, société civile, services publics et certains media. Malgré cela, si rien ne change dans les approches, des incertitudes fortes persisteront quant à la capacité réelle de la constellation des acteurs de défense de la biodiversité à peser sur les évolutions futures, notamment durant la Phase II (exportation) de l'histoire pétrolière du Niger.

2. Les difficultés anticipées pour la Phase II (exportation) obligent à explorer de nouveaux domaines et leviers d'action

2.1 Un contexte mouvementé

L'année 2014 peut être un moment charnière dans l'histoire pétrolière du Niger. Tandis que l'EIES de la Phase II était réalisé pour les champs de pétrole, l'exploration se poursuit sur quatre blocs (Agadem, Ténéré, Bilma (CNPC) et Kafra (Sipex)) ; des découvertes ont été réalisées dans Agadem et Bilma par la CNPC, mais leur estimation est fluctuante et incertaine. Un audit de la Phase I est en cours en juillet 2014 mené par le cabinet Mazars (<http://www.mazars.fr/Accueil/>). Pointant de nombreuses zones d'ombre et des surcoûts difficiles à expliquer, il n'est sans doute pas étranger au rapport de force engagé au même moment entre le gouvernement et la CNPC.

Le code pétrolier nigérien de 2007, référence juridique pour le contrat signé avec la CNPC pour la Phase I, est à l'origine d'une discussion franche entre la CNPC et le gouvernement du Niger. Le code contient en effet une clause selon laquelle : « à chaque renouvellement d'un permis de recherche ou d'une autorisation exclusive de recherche, la superficie du permis ou de l'autorisation est réduite de moitié ». Comme la CNPC a formulé de telles demandes elle a été contrainte¹³ à « rendre » des parties du bloc d'Agadem (R1/R2/R3/R4), conformément aux dispositions du code pétrolier – même si la forme non géométrique des zones rendues et la prorogation de l'exploration au-delà de 2013 seraient en porte à faux avec les dispositions réglementaires¹⁴. Elle en aurait été surprise¹⁵. Deux

par les media locaux, la société civile soutenue par l'équipe du PCBR. Elle a débouché sur une décision de justice.

¹² Dans le cas de « l'eau minérale » extraite et mise en bouteille à partir d'un puits foré dans les terrains de la Soraz, une amende de 75MFcfa a été imposée par la justice Nigérienne, dont 25MFcfa pour la Soraz et 50MFcfa pour la Société d'eau minérale qui avait obtenu ce sous-contrat de la part de la Soraz).

¹³ Voir notamment : <http://actuniger.com/societe/7463-attribution-des-licences-d-exploration-des-blocs-petroliers-sous-couvert-de-la-sinopec-la-cnpc-revient-a-la-charge.htm>

¹⁴ « Art.39.- L'autorisation exclusive de recherche ou le permis de recherche est attribué (e) pour une période initiale dont la durée ne peut excéder quatre ans. L'autorisation exclusive de recherche ou le permis de recherche peut, à la demande du titulaire et selon les modalités fixées par le décret d'application, être renouvelé(e) à deux reprises par période de deux ans au plus. Le renouvellement est accordé par arrêté du ministre chargé des hydrocarbures, à la demande du titulaire, si, pendant la période écoulée, les travaux fixés par le contrat pétrolier ont été entièrement exécutés et que les obligations légales, réglementaires et contractuelles résultant du permis ou de l'autorisation ont été remplies. Les périodes de validité cumulées d'un permis de recherche ou d'une autorisation exclusive de recherche ne peuvent excéder huit ans.

Art.40.- La période de validité du permis de recherche ou de l'autorisation exclusive de recherche peut toutefois être prorogée, à la demande du titulaire et en cas de découverte d'hydrocarbures, une fois pour une durée supplémentaire d'un an, afin de finaliser l'étude de faisabilité permettant d'établir l'existence ou non d'un gisement commercial. Cette demande doit être introduite auprès du ministre en charge des hydrocarbures dans un délai maximum de trois mois avant l'expiration de la période de validité.

Art.41.- A chaque renouvellement d'un permis de recherche ou d'une autorisation exclusive de recherche, la superficie du permis ou de l'autorisation est réduite de moitié. Les surfaces rendues devront, dans la mesure du possible, être de formes géométriques simples dont les côtés forment des droites orientées Nord-Sud et Est-

zones restituées par la CNPC au nord d'Agadem, R1 et R2, ont ensuite été attribués à la compagnie britannique Savannah-Petroleum début juillet 2014. Après le face à face avec la seule CNPC, un nouvel acteur a fait son entrée dans l'arène pétrolière d'Agadem.

Savannah Petroleum est une entreprise très récente, sans « track record » connu dans le domaine de l'exploration ou de la production pétrolière. Elle a été créée en juillet 2013 et est domiciliée à Edinbourg, Ecosse. Elle aurait offert de payer l'un des bonus les plus importants pour un contrat pétrolier de production et de partage au Niger¹⁶. De même, Savannah Petroleum aurait promis de réaliser un programme social dans le secteur de l'éducation (sans toutefois en préciser les montants)¹⁷. La manière dont Savannah Petroleum traitera la dimension environnementale et sociale méritera d'être suivie de très près.

Quoi qu'il en soit, en ce qui concerne la CNPC, l'étude d'impact environnementale de la Phase II de l'exploitation du bloc d'Agadem a été réalisée dans le courant de l'année 2013 (CNPC-NP, 2013) avant le démarrage du PCRB ; le projet a obtenu le certificat de conformité environnementale du ministère de l'Environnement. L'étude de faisabilité de l'oléoduc d'exportation vers le Tchad a été réalisée et adoptée en Conseil des ministres ; les termes de référence de l'étude d'impact environnemental de l'oléoduc ont été validés. Les discussions toujours en cours avec Exxon et le Tchad retarderaient la poursuite du processus. Le choix du tracé via le Tchad et le Cameroun semble pour l'heure acté... Mais le pétrole nigérien sera-t-il suffisamment « vert » pour franchir le sas d'entrée de l'oléoduc Doba-Kribi ?

2.2 L'EIES de la Phase II du projet CNPC d'Agadem : progrès et limites

L'atelier de validation de cette EIES a eu lieu en février 2013 à Diffa ; le rapport final est daté d'avril 2013. L'analyse de l'EIES de la Phase II montre un certain nombre d'améliorations par rapport à celui de la Phase I. Faut-il les attribuer au renforcement des capacités des acteurs (BEEEI, HSE CNPC) et aux leçons tirées des limites de la Phase I, à un contexte laissant plus de place aux exigences environnementales ou à la conscience qu'aurait la CNPC des enjeux environnementaux liés aux perspectives de connexion avec l'oléoduc Tchad Cameroun ? Cette EIE de la Phase II permet les commentaires suivants.

Ouest. » Source : Code pétrolier du Niger, 2007 (version du code pétrolier applicable au CPP Phase I signé avec la CNPC en 2008).

¹⁵ Entretien avec un cadre de Savannah-Petroleum, Niamey, 4/7/2014.

¹⁶ "Commenting on today's announcement (4th of July 2014, Note of the authors), Foumakoye Gado, Minister of Energy and Petroleum, said: 'The R1/R2 PSC is a landmark contract for the Nigerien oil and gas industry. The agreed US\$34m signature bonus is the largest paid for a PSC without any existing oil discoveries in the history of Niger and reflects the license area's substantial exploration prospectivity. The Company's planned work program should see Savannah test the exploration potential it has identified on the license in an efficient and effective manner. We have been impressed with the Company's approach so far and look forward to working with them in the future.' (Source :

http://www.oilvoice.com/n/Savannah_Petroleum_announces_the_signing_of_a_PSC_with_the_Government_of_Niger/37dee62e605e.aspx#gsc.tab=0)

¹⁷ Andrew Knott, CEO of Savannah Petroleum, said: "This is clearly a very significant day for Savannah Petroleum, with the signature of the PSC having followed a twelve month period of technical evaluation and analysis of the R1/R2 area by our team. We are pleased to have announced today the results of this work, being that CGG Robertson have estimated gross prospective resources of up to 819mb within the license area. Savannah therefore believes our planned R1/R2 exploration program has the potential to deliver material economic benefits for the country of Niger. Additionally, our social benefit expenditures are expected to see the Company focus primarily around education sector projects, which we hope will provide an additional source of long-term benefit to Niger." (source : ibidem).

Les quatre moments du cycle pétrolier sont pris en compte (exploration, construction, exploitation, fermeture) : l'exploration, qui est l'activité qui produit le plus d'impacts négatifs sur la faune, est cette fois explicitement considérée.

Comme pour l'EIES de la Phase I, les standards techniques n'apparaissent que ponctuellement (par exemple concernant les seuls oléoducs : « La conception de tous les tubes sera conforme aux exigences de la Spécification de Conception des Tubes pétroliers (GB50253-2003) de la Chine » (CNPC-NP, 2013 : 159). Ils ne sont pas présentés de façon systématique pour tous les équipements ni pour tous les processus de travail. On ne peut donc comparer ce qui est fait par rapport à un référentiel clair. Sur ce point fondamental, l'EIES ne répond pas aux normes usuellement suivies par les grandes firmes occidentales, ni aux normes suivies par la CNPC au Tchad (pour les EIE des champs pétrolier et oléoduc et la raffinerie).

L'identité des auteurs de l'EIES n'apparaît nulle part (le bureau de consultance ICA-Niger a signé le rapport provisoire mais pas le rapport final) ; cela témoigne de la volonté de mettre en avant la propriété et la responsabilité du promoteur dans la conduite du processus d'EIE ; cependant, les meilleures pratiques internationales prévoient la signature de chaque partie des rapports d'étude d'impact par les consultants (c'est le cas par exemple dans l'EIE-PGE du projet Exxon Doba réalisée par le cabinet Dames & Moore). En effet, le petit nombre de personnes qualifiées en matière d'études d'impact environnementales au Niger laisse ouverte la possibilité que les mêmes personnes travaillent (comme consultants individuels anonymés par leur participation à l'équipe d'un cabinet) à la réalisation des études d'impact, puis les évaluent à travers leur position au BEEEI.

Concernant la description du projet et de ses impacts, on constate que :

- les différentes phases du projet, dont l'exploration, sont bien prises en compte ;
- des schémas et des cartes permettent de localiser et de visualiser les activités ; cependant, les illustrations produites ne sont pas très précises : elles ne sont pas clairement géoréférencées (cf. en annexe) ; elles ne sont nulle part superposées avec les données représentant la vulnérabilité de l'environnement et de la faune, comme on peut les voir sur le Plan de gestion de la réserve (Rabeilet *al.*, 2013) ;
- la pression sur la faune observée lors de la phase Agadem 1 est identifiée de manière très explicite : « la mise en œuvre du projet pétrolier d'Agadem a entraîné une augmentation fulgurante du braconnage dans la zone » (CNPC-NP, 2013 : 79) ;
- le risque sécuritaire n'est toujours pas explicitement mentionné, même si l'implication du ministère de la Défense est prévue dans le cadre institutionnel ;
- en matière de gestion des boues de forage, le document ne contient pas d'éléments plus précis que dans l'EIE d'Agadem 1 : on prévoit toujours le stockage sur place puis l'enfouissement après évaporation ; rien sur les normes des matériaux ou techniques utilisées (membrane, pavage, autre) ou l'adoption de la procédure zéro déchets de forage pour éviter d'éventuelles infiltrations dans la nappe (CNPC-NP, 2013 : 146) ;

Le montant global du PGES est cette fois-ci chiffré (698 millions de Fcfa) ; cependant, la manière de le présenter ne permet pas d'exposer clairement les principes et dispositifs de compensation : ce PGES est articulé autour d'un programme d'atténuation des impacts négatifs (395 millions de Fcfa), d'un programme de surveillance environnementale (24 millions de Fcfa), d'un programme de suivi environnemental (249 millions de Fcfa), d'un programme de renforcement des capacités (30 millions de Fcfa). Le PGES prévoit de même un plan cadre de gestion des déchets, un plan de prévention des risques et un plan cadre de fermeture.

La compensation des impacts du projet pétrolier est évoquée parmi les objectifs du PGES. Cependant, les principes de compensation ne sont pas clairs. Les formes de compensation

apparaissent ponctuellement et de manière floue dans les différents plans susmentionnés. Une telle dispersion de cette question ne permet ni la discussion des principes et modalités de compensation, ni le suivi de la mise en œuvre. Ainsi, à titre d'exemple, dans un paragraphe consacré au développement des compétences, on trouve l'engagement suivant : « Dans le cadre de l'appui aux populations locales, la CNPC investira dans le domaine social avec la construction de puits modernes, de classes, etc. ». Quand ? Combien ? Où ? Choisis comment et par qui ? Selon quels mécanismes ? C'est très vague. De même, le remboursement des dommages sur les troupeaux et les infrastructures est prévu (2 millions de Fcfa / an pendant la période de prospection sont réservés pour cela), mais les bases de données pour ce chiffrage ne sont pas dévoilées et les principes et les procédures de compensation ne sont pas explicités (CNPC-NP, 2014 : 179).

De même, au-delà de la réalisation même de l'EIES, les dispositifs d'information / concertation / participation ne sont pas clairement présentés. L'énonciation d'une ouverture de principe et de bonnes dispositions face à la participation se décline en généralités (CNPC-NP, 2013¹⁸) non contraignantes qui ne favorisent pas la mise en pratique.

Dans l'état actuel, l'EIES telle que présentée pour la Phase II ne répond certainement pas aux exigences de la section 4.10 de l'Accord de prêt du 29 mars 2001 entre la Banque mondiale et le Gouvernement du Tchad qui spécifie que « **l'emprunteur s'assure que tout pétrole exploité en dehors des gisements pétrolifères du bassin de Doba qu'il est envisagé de faire transiter par une partie quelconque du Système de transport au Tchad est exploité dans le respect des principes stipulés dans le PGE quant à l'analyse et à la protection de l'environnement, la consultation et la divulgation d'informations, la réinstallation, et dans le respect des procédures d'approbation légales et administratives et de divulgation d'informations équivalentes à celles appliquées au pétrole provenant des gisements pétrolifères du Bassin de Doba** » (cité par Maoundonodji, 2010, p. 262). De plus la communication restreinte au public des EIES (article 11 du décret 2000-397)¹⁹ est à l'opposé de ce qui est le cœur du standard BM/SFI sur l'implication pleine et informée des diverses parties prenantes²⁰.

3. La nécessaire modification des règles du jeu demande de nouvelles alliances

3.1 Pour une nouvelle trajectoire

Tant que la production pétrolière n'est que destinée au marché intérieur, il « suffit » de respecter les règles du jeu nationales. Mais dès qu'il s'agit d'exporter, de nouvelles règles s'imposeront aux acteurs de l'arène extractive d'Agadem. Ces nouvelles règles seront négociées avec, ou imposées par

¹⁸ Ainsi à la fin du résumé non technique : « une non implication des populations locales dans la mise en œuvre du PGES notamment (...) pourrait compromettre la mise en œuvre du projet » ; en conclusion du rapport, en réponse aux impacts négatifs, le texte évoque « des mesures d'ordre général relatives à la mise en place de mécanisme de concertation avec les populations locales », etc.

¹⁹ Les auteurs de ce rapport ont pu vérifier la difficulté de l'accès aux EIES au niveau du BEEI (lettres d'introduction demandées, documentaliste absente, clé non disponible, besoin de revenir deux fois, interdiction de photocopier, seule la prise de notes étant autorisée). A noter que la documentation est seulement disponible à Niamey, alors que la zone de production pétrolière se trouve à 2000km. Cet état de fait renforce inutilement l'impression d'opacité autour de l'action du BEEI, telle qu'exprimée par nos interlocuteurs les plus variés.

²⁰ Voir :

http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/938f1a0048855805beacfe6a6515bb18/IFC_StakeholderEngagement.pdf?MOD=AJPERES

de nouvelles constellations d'acteurs (au niveau régional ou mondial), cela quels que soient les tracés finalement retenus, les sources de financement identifiées pour la construction du pipeline ou les pays traversés. Ces nouvelles règles et ces nouvelles constellations d'acteurs représenteront des défis pour la plupart des acteurs, qui devront réviser leurs règles et donc leurs comportements. Pour d'autres, elles peuvent aussi être une opportunité permettant de modifier de manière proactive les paramètres trop étroits du pariactuel de la conservation dans la réserve naturelle nationale Termit et Tin-Toumma.

De nombreuses améliorations peuvent et doivent être introduites dès aujourd'hui dans la gestion environnementale de l'activité pétrolière au Niger. Cela vaut aussi bien pour les activités de la Phase I que pour celles à venir. Ce qui a été défini par ordonnance ou par décret en conseil des ministres peut être amélioré au prochain conseil des ministres. Les procédures décidées hier par un ministre peuvent être améliorées aujourd'hui par décision ministérielle. Une stratégie de conservation adoptée hier par une ONG peut être repensée aujourd'hui. Une politique systématique de non-dialogue décidée par une firme pétrolière peut être modifiée par cette firme. Personne n'est prisonnier de sa trajectoire.

Les marges d'action existent et méritent d'être explorées et élargies. Sur la base des suggestions recueillies durant la mission, nous proposons : i) de modifier les règles d'élaboration et d'utilisation des outils de régulation environnementale (EIES/PGES/PC/PPDA) ; ii) d'améliorer le suivi des PGES/PC et PPDA ; iii) de réfléchir sur les implications environnementales des différentes options pour le tracé de l'oléoduc d'exportation; et iv) de repenser les alliances capables de mener des actions dès aujourd'hui. Dans cette perspective, nous avons autant que possible, tenté d'identifier les lieux et instances où ces modifications peuvent être décidées.

3.2 Modifier les règles d'élaboration et d'utilisation des outils contractuels de régulation environnementale (EIES/PGES/PC/PPDA)

Il convient d'harmoniser le code pétrolier de 2013 avec le décret n°398-2000 portant sur la liste des activités devant faire l'objet d'EIES. Ce décret devra être mis à jour afin d'inclure toute activité de recherche et ou d'exploration dans la catégorie des activités industrielles devant faire obligatoirement l'objet d'une procédure d'EIES complète. Centre de décision : le Conseil des Ministres.

Dans leur état actuel, les décrets et ordonnances régulant les procédures d'EIES créent inutilement de l'opacité en limitant ou restreignant l'accès à l'information, en contradiction d'ailleurs avec l'esprit de l'ITIE à laquelle le Niger a pourtant adhéré. En conséquence il convient de rendre publics les EIES, les PGES, les PC, les PPDA et les rapports de suivi de leur mise en œuvre. Ces documents devront être accessibles par tous moyens, tous supports, notamment dans les régions de production et si possible publiés sur l'internet. Centre de décision : le Conseil des Ministres.

Réaliser des exercices de prévention de déversements accidentels afin de mobiliser les populations et autorités riveraines ainsi que les personnels impliqués dans la défense civile et la protection contre les risques technologiques et environnementaux. Centre de décision : la Primature.

Les termes de référence communément approuvés par le BEEI sont à l'origine de défauts ou faiblesses dans les EIES et PGES. Il convient donc de modifier les TDR « type ».

1. Les PGES ne mentionnent pas les standards et les normes techniques des processus de travail et des équipements. D'autre part, ils ne contiennent pas ou très peu de critères

qualitatifs ou quantitatifs permettant d'émettre un avis de conformité (par exemple, concernant les niveaux de bruit, des émissions de CO₂, etc.). Au moment d'approuver les termes de référence pour les EIES, le BEEEI devra en conséquence s'assurer que les standards techniques pour chaque type d'activité et chaque catégorie d'équipements soient mentionnés de manière précise (référentiel, code, pays). Sur la base des référentiels techniques, tout PGES devra contenir des indicateurs qualitatifs ou quantitatifs précis et vérifiables concernant tout aspect (émissions, déchets, bruits etc.). Centre de décision : le BEEEI/service HSE des opérateurs.

2. Dans les rares cas où une EIES a mentionné une référence quantitative précise (cas de l'épaisseur annoncée des conduits de l'oléoduc -6mm), elle n'a nulle part et jamais été vérifiée au cours des missions de suivi du BEEEI. Or, la qualité des équipements et leur maintenance influe sur la probabilité d'accidents technologiques pouvant avoir des conséquences environnementales graves. Il est donc essentiel de vérifier la conformité des équipements et procédures de travail en place (incluant les procédures de maintenance) par rapport aux standards et procédures annoncés ou promis par l'opérateur. La composition des équipes de suivi doit permettre de procéder à cette vérification de conformité technique. Des laboratoires de vérification doivent être mis en place, de préférence auprès des centres de recherche des universités. Centre de décision : BEEEI

3. La compensation est un maillon faible des EIES/PGES actuels. Il convient d'exiger dans les TDR qu'il y ait un chapitre dédié à la compensation (qu'est-ce qui peut faire l'objet de compensation (approche, principes : compensation individuelle?; compensation collective au niveau d'une commune, d'une communauté, d'une ONG spécialisée ?); qu'est ce qui peut être un déclencheur clair de compensation (par exemple, nombre de km parcourus par un camion pétrolier dans la réserve ; nombre de mètres avant d'atteindre la nappe phréatique pour les puits artisanaux ; etc.) ; combien est attribué par déclencheur ?; quelles pièces justificatives apporter ?; quels registres des personnes ou groupements bénéficiaires ? etc.). Lors de l'élaboration de ce chapitre par chaque opérateur, il convient de prendre en compte la nature spécifique de l'activité pastorale et sa sensibilité aux impacts des activités pétrolières. Centre de décision : le BEEEI.

4. Ressources pour la mise en œuvre des PGES. Dans les versions provisoires, les EIES/PGES mentionnent parfois des coûts. Ces montants ne figurent parfois plus dans les versions finales (qui est la seule version contractuelle). De ce fait, on ignore le niveau d'engagement réel de l'opérateur et le niveau des ressources financières, techniques, humaines, matérielles, qu'il compte mobiliser pour la mise en œuvre du plan. Un plan sans ressources n'est pas un plan. Il convient donc de clarifier dans chaque PGES les ressources qui seront mobilisées pour sa mise en œuvre (ressources humaines, matérielles, financières, ainsi que leur organisation). Les coûts des missions du BEEEI ne doivent plus être inclus dans les budgets de mise en œuvre des PGES. Le budget du PGES doit explicitement préciser les montants prévus pour la compensation individuelle ou collective pour les dommages (environnementaux et sociaux) causés par l'activité de l'opérateur, et les distinguer des appuis au développement local (économique et social) et des appuis aux activités de préservation et de conservation de la biodiversité et des écosystèmes. La place du responsable de la mise en œuvre du PGES dans la hiérarchie de l'opérateur doit être précisée et en accord avec l'importance accordée par l'opérateur à la mise en œuvre du plan. Centre de décision : BEEEI/service HSE de l'opérateur.

5. Inclure les plans d'intervention d'urgence dans toute EIES (incluant le Plan de prévention de déversement accidentel de pétrole PPDA). Centre de décision : BEEEI/ service HSE des opérateurs.

6. Afin d'encourager la transparence des processus de travail du BEEEI et la responsabilisation lors de l'élaboration des EIES, il convient d'exiger dans toute EIES, à tous les stades d'élaboration, la mention du nom de la personne et de l'entité responsable de la coordination de l'EIES au sein de l'opérateur (le maître d'ouvrage de l'EIES), ainsi que le nom

de la division de l'opérateur -si l'étude est réalisée en interne- ou le nom du bureau d'étude (le maître d'œuvre de l'EIES), ainsi que les noms des auteurs de chaque chapitre. Il convient d'éviter que les mêmes personnes ressource participent à l'élaboration des EIES et à leur évaluation au sein du BEEEI. Centre de décision : BEEEI/ service HSE des opérateurs.

Au vu des expériences au Soudan et au Tchad, il convient de préciser et d'adopter le meilleur standard disponible pour la gestion des déchets de forage (boues de forage, pétrole). Cela signifie i) au moins que les réservoirs de boues de forage creusés à même le sol (open pits) ne peuvent être que temporaires (moins de trois mois) ; qu'ils soient protégés par des géo-membranes répondant aux meilleurs standards disponibles ; qu'ils soient recouverts de filets et protégés par une clôture ; traiter tous les déchets après évaporation -max 3 mois- et ne pas les enfouir ; ii) ou mieux, imposer le principe de 100% de recyclage/traitement (déchets liquides et solides de forage), en circuits et conteneurs fermés (*no open pits*), obliger les firmes à s'équiper en conséquence. Centre de décision : Ministère du pétrole/opérateurs.

Durant la Phase II, au vu des risques environnementaux accrus, notamment pouvant impliquer des pays tiers, il convient d'exiger des opérateurs de s'assurer dûment auprès de compagnies d'assurance reconnues (destruction d'écosystèmes, de faune, de nappes phréatiques, déversement accidentels de pétrole, explosions, etc.). Centre de décision : le Ministère du Pétrole/ les opérateurs.

Afin de consolider l'élaboration des PGES et leur suivi, il conviendra de mobiliser l'expertise et les savoir-faire des acteurs présents dans la région pétrolière (pisteurs, guides, élus locaux, experts scientifiques des ONG spécialisées). Il convient d'ajouter la DFC-AP comme membre permanent des équipes de suivi de toute activité menées dans les aires protégées ou dans leur périphérie. Centre de décision : le BEEEI.

3.3 Améliorer le suivi de la mise en application des outils

En tant que principal interlocuteur des entreprises pétrolières, il appartient au ministère du Pétrole d'exiger des firmes d'aider à instaurer des procédures explicites de dialogue et de communication avec les parties prenantes, en exigeant la création d'antennes dépendantes des divisions HSE spécialisées dans le domaine. Ces antennes HSE devront être ouvertes au public, à Niamey et au niveau des communes touchées par les activités pétrolières (une antenne pour trois communes). Ces dispositifs doivent permettre les relations de communication et de dialogue avec les parties prenantes (populations riveraines, leurs élus, les ONG opérant effectivement dans la zone concernée, les media et chercheurs). Ces antennes rendront accessibles l'information de base (EIES et rapports de suivi environnemental) ainsi que toutes autres informations que voudraient partager les firmes (campagnes de santé, sensibilisation etc.). Equipées et dotées de ressources humaines, elles seront financées par les opérateurs et permettront de même la réception et le traitement des plaintes. Les dépenses effectuées dans la communication et le dialogue ne sont pas des coûts, mais des investissements qui contribueront à la licence sociale et environnementale pour opérer. Centre de décision : Ministère du pétrole / opérateurs.

Le BEEEI mobilisera de nombreuses personnes ressource et continuera à améliorer son niveau d'intervention, conformément à son rôle dans un Etat moderne. Cependant, il est important de maintenir une capacité de contre-expertise. En vu de créer et consolider cette capacité de contre-expertise et de susciter l'intérêt pour les métiers de la conservation et ceux du pétrole, il conviendra de mobiliser les universités au niveau national et régional, notamment pour organiser des formations ciblées sur l'EIES dans le monde des activités extractives (lecture et élaboration d'études de faisabilité, audit environnemental et technologique, lecture et négociation des contrats). Le Master international (GAED Gérer les impacts des activités extractives) organisé entre l'Université Gaston

Berger de Saint Louis au Sénégal et l'Université de Nouakchott en Mauritanie peut contribuer à une mutualisation des connaissances. Centre de décision : les universités et centres de recherche.

3.4 Réfléchir sur le tracé de l'oléoduc d'exportation

Via le Tchad et le Cameroun. Ce trajet est le plus court entre le champ pétrolier d'Agadem et un port pétrolier. Les coûts de construction de tronçons d'oléoduc additionnels seront moins élevés que dans l'option Bénin. Cependant, la partie la plus longue du trajet se fera dans deux pays tiers. Cette alternative viabilisera principalement le bloc d'Agadem au Niger et les réserves pétrolières du Tchad exploitées par la CNPC. Les débouchés d'exportation pour de nouveaux gisements de pétrole éventuellement découverts au Niger (notamment à Bilma) seront probablement nuls. L'économie qui peut sembler émerger du choix d'un tracé moins long (et donc moins coûteux), peut-être rognée sinon dépassée par les frais de péage d'oléoducs aux mains de tiers. Pour le Niger, les frais de transport seront fixés par quatre opérateurs (CNPC pour le tronçon de l'oléoduc construite par la firme chinoise ; TOTCO, COTCO et le Consortium Exxon pour le tronçon Doba-Kribi). Le calcul de ces frais sera compliqué. Les bases du calcul seront difficiles à vérifier. Le montant des péages peut donc être aléatoire, dans une situation où il n'y aura pas d'autres alternatives. La légitimité de ces frais de transport sera source de multiples interprétations, pourra être source de contestation et sera probablement contestée. Les coûts de transaction s'annoncent lourds. Le climat pour les investisseurs au Tchad et au Cameroun n'est pas sans risques. Paradoxalement, alors que cette option ne semble pas favorable au Niger du point de vue financier, économique et géopolitique, elle fournit un levier fort en faveur d'une régulation environnementale. Le passage de tout pétrole par l'oléoduc opéré par le consortium Exxon implique en effet l'adoption de politiques environnementales au moins identiques à celles exigées dans le contrat de 2001 liant la Banque Mondiale et le Gouvernement du Tchad (voir supra).

Via le Bénin. Les coûts de construction seront plus conséquents (trajet additionnel le plus long). Mais la partie la plus longue du trajet se fera au Niger (1277km, avec possibilité de jonction avec les blocs de Bilma) et implique la traversée d'un seul pays tiers (700km au Bénin) avec lequel le Niger entretient depuis longtemps des relations de partenariat et d'échange. Ce trajet permettra la viabilisation de plusieurs réserves de pétrole au Niger. Cette alternative crée une incertitude en ce qui concerne les exigences environnementales, car celles-ci seront fonction des partenaires financiers et techniques (Banque Mondiale, Exim Bank ?, BID ? BAD ?) du projet et de leurs niveaux respectifs d'exigence en matière de gestion de la dimension environnementale de l'exploitation pétrolière.

4. Implications pour le programme d'action du PCBR

Ces considérations invitent à réorienter le programme d'action initial du PCBR. Mais d'autres facteurs doivent également être pris en compte. Le projet PCBR se termine en février 2016. Le MAEDI vient d'étendre la zone rouge fortement déconseillée pour inclure la région pétrolière nigérienne, ce qui interdit les déplacements des chercheurs étrangers à la zone de Zinder. La demande de financement additionnel présentée par l'Association Noé à la Commission Européenne n'a pas encore été honorée, ce qui empêche pour l'heure de considérer les visites de terrain programmées au Tchad et au Bénin. Au vu de l'ensemble de ces éléments nous recommandons au PCBR :

1. Octobre 2014. Procéder à une réallocation des ressources initialement prévues pour les activités des organismes dont les activités prévues ne pourront pas être réalisées dans la zone pétrolière. Redéfinir les rôles et les actions à mener par ces partenaires (dont le Cirad). Des missions courtes à Niamey (par exemple en appui des séminaires envisagés), un appui pour l'élaboration de l'atlas des impacts pétroliers sur l'environnement, ou la participation aux visites de terrain éventuelles (en particulier au Tchad) restent des activités envisageables dans ce cadre nouveau.

2. Novembre 2014. Avec les ressources éventuellement libérées, dont celles prévues pour la formation, recruter les services de think tank nationaux ou régionaux (Cameroun, Tchad²¹, Burkina) afin de contribuer au renforcement des capacités des membres de la coalition pour la préservation de la biodiversité.

3. Octobre 2014-Janvier 2015. Au lieu de l'étude d'impact programmée initialement, financer la production d'un atlas de la région pétrolière nigérienne qui permettrait à la fois de présenter un zonage géo-référencé clair et légitime de la RNNT (incluant les zones de NO GO, GO BUT...) ainsi que l'emprise passée, actuelle et anticipée des activités pétrolières (CNPC et Savannah Petroleum, de l'exploration jusqu'à la production et la fermeture de site), dans une approche prospective. Si possible, l'atlas devrait inclure des planches avec les tracés possibles et plausibles pour l'oléoduc d'exportation.

4. Février 2015. Contribuer à la consolidation de la coalition pour la préservation de la biodiversité en organisant un séminaire national incluant les acteurs de la zone pétrolière, ceux de la zone de production de l'uranium et les centres de recherche et de formation spécialisés (facultés de géologie, chimie, hydraulique et science de l'eau, laboratoires des sciences humaines et sociales tels que le Laboratoire d'Etudes et de Recherche sur les Dynamiques Sociales et le Développement Local LASDEL). L'objet de cette réunion serait de partager les expériences en matière de leviers d'action disponibles pour améliorer la régulation / gestion des impacts des activités extractives (gouvernance) et de discuter l'atlas (impacts environnementaux et sociaux). Les divisions HSE des firmes concernées seraient invitées, de même que le BEEEI et les divisions ministérielles les plus intéressées par ces questions.

5. Mai 2015. Contribuer, en partenariat avec des centres et réseaux de recherche spécialisés (Network for Applied Research on Mining, Oil and Gas Activities, NARMA) et en invitant des think tank des pays voisins (Cameroun, Tchad, Bénin), à l'organisation d'un séminaire de réflexion sur le tracé de l'oléoduc d'exportation et les dimensions sociales, économiques et environnementales pour le Niger.

6. Si l'appui de l'UE se confirme, organiser deux ou trois visites de terrain dans les pays concernés par les tracés potentiels de l'oléoduc d'exportation.

7. Novembre 2014-Février 2016. Réaliser les activités de promotion et de sensibilisation auprès des conseillers ministériels, les divisions ministérielles les plus concernées, le BEEEI, les responsables HSE de la CNPC et de Savannah Petroleum, les commissions parlementaires chargées de l'environnement et du suivi des activités extractives ainsi que les media, afin de créer un environnement favorable pour la prise des décisions mentionnées dans la partie 3. La visite à la RNNT peut constituer un élément essentiel de ces activités.

8. Pour réaliser ce programme, il convient de renforcer la présence du PCBR à Niamey en nommant en appui du chef de projet PCBR une personne ressource additionnelle expérimentée qui comprenne

²¹L'expertise de GRAMP-TC (Tchad) en matière d'analyse de codes extractifs, de législation environnementale et de suivi budgétaire des rentes extractives est particulièrement recommandée.

les enjeux ci-dessus énumérés et soit elle-aussi capable d'intervenir auprès de la multiplicité des acteurs de l'arène extractive nigérienne. Le projet UE doit permettre un tel recrutement, indispensable à l'atteinte des objectifs considérés.

Conclusions

La Phase I (production pour le marché national) a permis la mise en place d'un trio d'acteurs (environnementalistes, pétroliers et Etat) dans une configuration où les deux premiers tentent de produire des rentes, dont l'Etat capte une partie substantielle.

Les limites d'une coexistence pacifique entre activités de conservation et activités pétrolières peuvent pourtant être anticipées, quand elles ne sont pas déjà visibles. En absence d'un zonage clair légitime et public (noyau central / zone tampon / zone de transition, incluant la délimitation claire de zones NO GO and GO BUT pour les activités pétrolières) la RNNTT risque de devenir un autre parc de papier. Le pari initial de la conservation mérite d'être repensé. Toute tentative individuelle de siphonage de la rente pétrolière en faveur d'un des membres de la constellation de la conservation appellera une réaction de la société civile et une mise en cause de la légitimité technique pourtant âprement gagnée lors de la mise en œuvre du projet ASS/PCBR.

La Phase II (production pour l'exportation) peut renforcer les aspects les plus négatifs de la co-existence en cours (scénario tendanciel). Mais elle peut aussi voir l'émergence de nouveaux espaces et leviers d'action.

De nouvelles alliances devront être repensées en fonction des mesures proposées et des centres de décision identifiés.

S'il faut consolider les relations de travail au sein de la constellation des acteurs de la conservation, de nouveaux liens devront se construire avec le BEEEI, le service HSE de la CNPC, la direction des Hydrocarbures du Ministère du Pétrole, les universités et centres de recherche. Au niveau des pays impliqués par la Phase II (exportation), il conviendra de réaliser des visites de travail au Tchad, au Cameroun et au Bénin. Pour le PCBR / RNNTT une présence active et fréquente à Niamey sera nécessaire, afin de (re)construire les liens de travail avec les acteurs mentionnés.

L'arrivée de Savannah Petroleum rompt le face à face avec la seule CNPC. Si la Savannah Petroleum se révèle être une junior « sérieuse », de nouvelles possibilités de levier d'action peuvent se présenter.

Dans cette perspective, insister sur la création d'un cadre de concertation formel entre les acteurs intéressés par la conservation de la RNNTT et la seule CNPC n'est plus pertinent. Pour l'heure, il convient de créer et d'utiliser des canaux de collaboration et de communication informels, notamment avec la Division HSE et de relations publiques de la CNPC et celle qui sera probablement créée par l'entreprise Savannah Petroleum. De même, il conviendra de cultiver les relations de travail avec le BEEI et la division des Hydrocarbures du Ministère du Pétrole. Cependant de nouvelles alliances devront être forgées au niveau régional.

La Phase II d'exportation implique la prise en compte de nouveaux acteurs et de nouvelles règles, quel que soit le « tracé finalement retenu ». L'histoire des grands projets d'infrastructures nous enseigne que tant que l'oléoduc n'est pas construit, il n'y a pas de « tracé finalement retenu ». De nombreux facteurs invitent à re-évaluer les options envisagées pour le tracé. Ces divers tracés ne sont pas neutres du point de vue de leur impact environnemental et ne permettront pas le même effet levier pour la défense de la biodiversité. Les impacts socio-économiques des différents tracés peuvent

être contradictoires par rapport aux impacts environnementaux. Le tracé via le Tchad Cameroun peut être bénéfique du point de vue de la conservation de la réserve PNNNT (effet levier des conditions environnementales exercées par l'accord Banque Mondiale-Tchad) et beaucoup moins attractif du point de vue du développement socio-économique du Niger. Les différents tracés méritent une étude détaillée de leurs avantages et inconvénients tant environnementaux que socio-économiques. Afin de mieux cerner les avantages et inconvénients des différents tracés possibles, il conviendra d'élaborer des rencontres avec les parties prenantes au Tchad, au Cameroun et au Bénin. Les résultats de ces études et rencontres permettront d'alimenter un dialogue régional informé et libre.

Il appartiendra au PCBR de réviser son programme d'action, en fonction des analyses et suggestions présentées. En premier lieu, il conviendra de réviser l'allocation initiale des ressources, au vu de l'évolution de l'appréciation de la situation de sécurité sur le terrain faite par le MAEDI. Le CIRAD pourra être mobilisé en fonction de ces nouvelles contraintes, mais aussi en prenant en compte la réorientation suggérée du programme d'action. La composante de renforcement des capacités pourra être abordée en mobilisant des think-tanks spécialisés au niveau national ou régional. Au lieu de l'étude d'impact programmée initialement, il conviendra de financer la production d'un atlas de la région pétrolière nigérienne. La coalition pour la préservation de la biodiversité pourra être renforcée en organisant un séminaire national incluant les acteurs de la zone pétrolière, ceux de la zone de production de l'uranium et les centres de recherche spécialisés. Un séminaire de réflexion sur le tracé de l'oléoduc d'exportation et les implications sociales, économiques et environnementales pour le Niger devra être organisé. Des visites de terrain au Tchad, au Cameroun et au Bénin devront être réalisées, dès que le financement UE sera confirmé. Un programme intense de sensibilisation et de promotion devra être conçu et mis en œuvre. Pour permettre ces inflexions, il convient de renforcer la présence du PCBR à Niamey en nommant en appui du chef de projet PCBR une personne ressource additionnelle expérimentée qui comprenne les enjeux ci-dessus énumérés et soit elle-aussi capable d'intervenir auprès de la multiplicité des acteurs de l'arène extractive nigérienne.

Annexes

Liste des personnes rencontrées

Abbagana Ali Laouel, directeur adjoint projet Fauna Corridor Niger

Abdoulaye Hassane, Directeur adjoint de la faune, chasse et aires protégées (DFC), ministère de l'Environnement

Adamou Abdou, Secrétaire général, ministère de l'Environnement, de la Salubrité urbaine et du Développement durable

AdamouSeïdou, conservateur de la RNNTT

Biehly Benoît, chargé de programmes, AFD Niger

Bokar Lemine, maire de Ngourti, secrétaire à la communication de l'AMN

Bonneau Laurent, Conseiller de coopération et d'action culturelle, ambassade de France au Niger

Brunel Patrick, directeur ULC Afrique de l'Ouest, Niamey

Chegou Hassane, président du cadre de concertation pour la préservation de la biodiversité, Zinder

Directeur du Cabinet du Ministère de l'environnement, de la Salubrité urbaine et du Développement durable

Gaya Mahaman Laouan, consultant, ancien SG du ministère du pétrole, ancien ministre

Gbaguidi Waly Adolphe, Directeur général des hydrocarbures, ministère de l'Energie et du pétrole

Hamissou Halilou Malam Garba, chef de division aires protégées, ministère de l'Environnement

Harouna Abdoulaye, coordonnateur du PCBR

Idi Yacouba, directeur du Bureau d'évaluation environnementale et des études d'impact (BEEI), ministère de l'Environnement

Issa Mariama Ali Omar, Directrice de la faune, chasse et aires protégées (DFC), ministère de l'Environnement

Jibo Ousmane, coordonnateur adjoint du GREN (Groupe de réflexion et d'action sur les activités extractives au Niger)

Katoldy, maire de Tesker

Mahamidou Attahirou, M2 anthropologie université Abdou Moumouni de Niamey

Moussa Lemine, M2 gestion de l'environnement, ancien stagiaire BEEI

Moutari Mahaman Ousmane, chef de division projets miniers et pétroliers, BEEI, ministère de l'Environnement

Solli Ramatou, coordinatrice du GREN (Groupe de réflexion et d'action sur les activités extractives au Niger)

Wafy Yacine, Savannah Petroleum

Zhang Xiaohui, attaché d'ambassade, bureau du conseiller économique et commercial, ambassade de la république populaire de Chine au Niger

Zhao Chengbin, directeur HSE CNPC-NP

Sigles

AFD	Agence française de développement
ANPEIE	Association nigérienne des professionnels en études d'impact environnemental
ASS	Projet Antilopes Sahélo-Sahariennes
BEEEI	Bureau d'évaluation environnementale et des études d'impact
CIRAD	Centre de coopération internationale en recherche agronomique pour le développement
CNPC-NP	China National Petroleum Company – Niger Petroleum
CPP	Contrat de partage de production
DFC-AP	Direction de Faune et Chasse et Aires Protégées
EIE	Etude d'Impact Environnemental
EIES	Etude d'Impact Environnemental et Social
GREN	Groupe de Réflexion et d'Action sur les industries Extractives
LASDEL	Laboratoire d'Etudes et de Recherche sur les Dynamiques Sociales et le Développement Local
NARMA	Network for Applied Research on Mining, Oil and Gas Activities
MAEDI	Ministère des Affaires Etrangères et du Développement International, France
PCBR	Partenariat pour la Conservation de la Biodiversité sahélo-saharienne
RNNTT	Réserve Naturelle Nationale de Termit et Tin-Toumma
ROTAB	Réseau des Organisations pour la Transparence et l'Analyse Budgétaire
SCF	Sahara Conservation Fund
Soraz	Société de Raffinage Zinder

Bibliographie

Bouvarel M., 2014. *S'enterrer dans la mine ? Les stratégies géographiques d'Areva au Niger*, mémoire de master 2 Pays Emergents et en Développement, université Paris 1 Panthéon Sorbonne, juin 2014, 91p.

CNPC-NP. SA, 2009. *Etude d'impact environnemental et social du projet pétrolier du bloc Agadem*, rapport final, ICA-Niger, Rép. du Niger, août 2009, 193p.

CNPC-NP.SA, 2010. *Etude d'impact environnemental et social du projet d'implantation et d'exploitation du pipeline Agadem (Diffa) – Zinder*, Groupe Art et Génie, 131p.

CNPC-NP.SA, 2013. *Etude d'impact environnemental et social du projet pétrolier du bloc d'Agadem. Phase 2*, République du Niger, ministère de l'Energie et du Pétrole, Niamey, avril 2013, 168p. + annexes.

Dror, Y., 1988. *Notes towards a Philosophy of Policy-Reasoning*; p. 117-171, in *Between rationality and cognition : policy making under conditions of uncertainty, complexity, and turbulence* / sous la direction de Miriam Campanella, Torino : A. Meynier

Gaya, L., 2013, "Energie et Développement, Transition Energétique, Prix des produits pétroliers au Niger", Interview parue dans l'hebdomadaire "La Roue de l'Histoire" N° 721 du 09 Avril 2014

Navaro B., Rousselin Th., Lerouge G., Guérin K., 2013. *Analyse de la situation environnementale dans le permis Bongor West opéré par la CNPC (sud-ouest Tchad). Note technique*, Geo 212, 2 septembre, 37p.

van Vliet G., Magrin G. (dir.). *Une compagnie pétrolière chinoise face à l'enjeu environnemental au Tchad*, Paris, AFD, Focales n°9, 251p. :

<http://www.afd.fr/webdav/site/afd/shared/PUBLICATIONS/RECHERCHE/Scientifiques/Focales/09-Focales.pdf> ; van Vliet G., Magrin G. (eds.), 2012. *The environmental challenges facing a Chinese oil company in Chad*, AFD, Focales n. 9, 247p., November 2012.

<http://www.afd.fr/webdav/site/afd/shared/PUBLICATIONS/RECHERCHE/Scientifiques/Focales/09-VA-Focales.pdf>

Rabeil, T., Newby, J., Harouna, A., 2008, *Conservation of Termit and Tin Toumma (Niger)*.

Annual report for 2007 of the Sahara Conservation Fund.Sahara Conservation Fund, 30 pp.

Duncan C., Kretz D., Wegmann M., RabeilT., Pettorelli N., 2014, *Oil in the Sahara : mapping anthropogenic threats to Saharan biodiversity from space*, Philosophic Transactions of the Royal Society.

Maoundonodji G. , 2010, *La régulation des activités pétrolières au Tchad, au moment de l'arrivée de la CNPC (2006-2007)*, Chapitre 6, pp. 233-265, in : van Vliet G. (ed.), Magrin G. (ed.), 2010, *La gestion environnementale de la CNPC au Tchad : enjeux et mise en perspective en début de cycle pétrolier : Rapport final*. Montpellier : CIRAD, 427 p

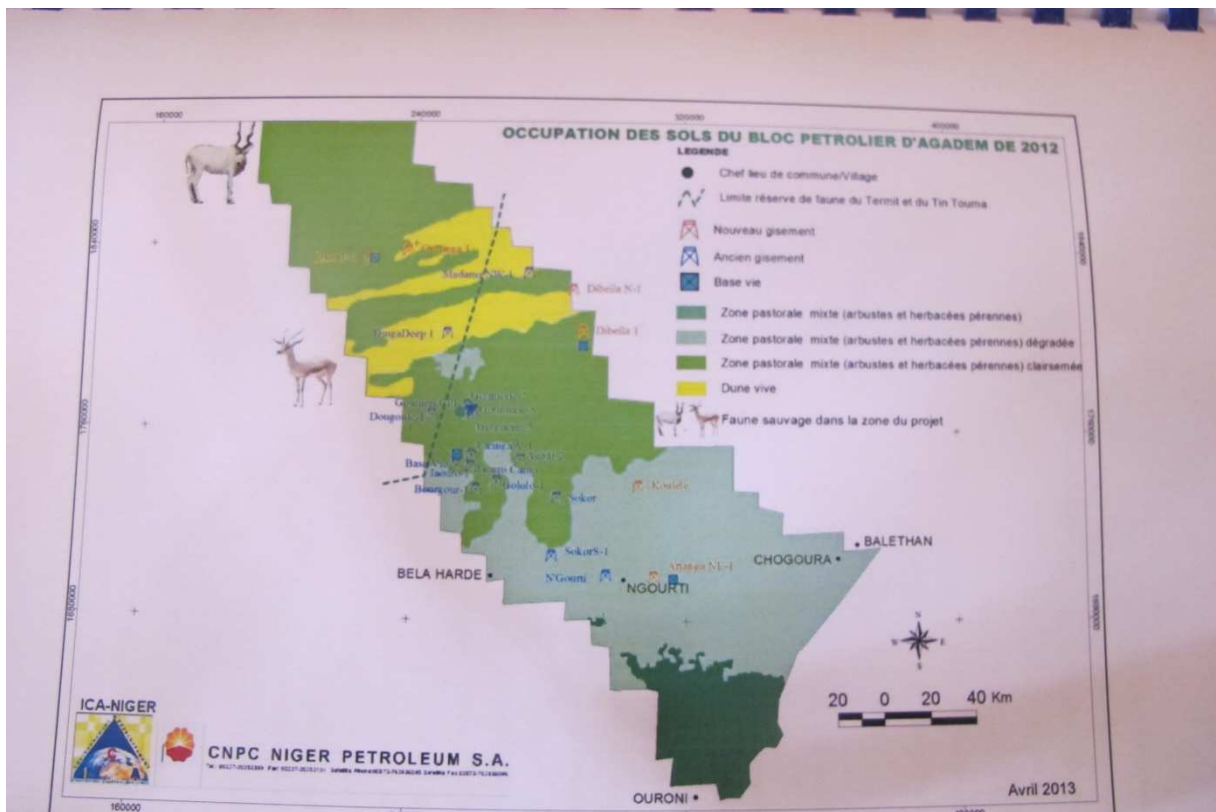
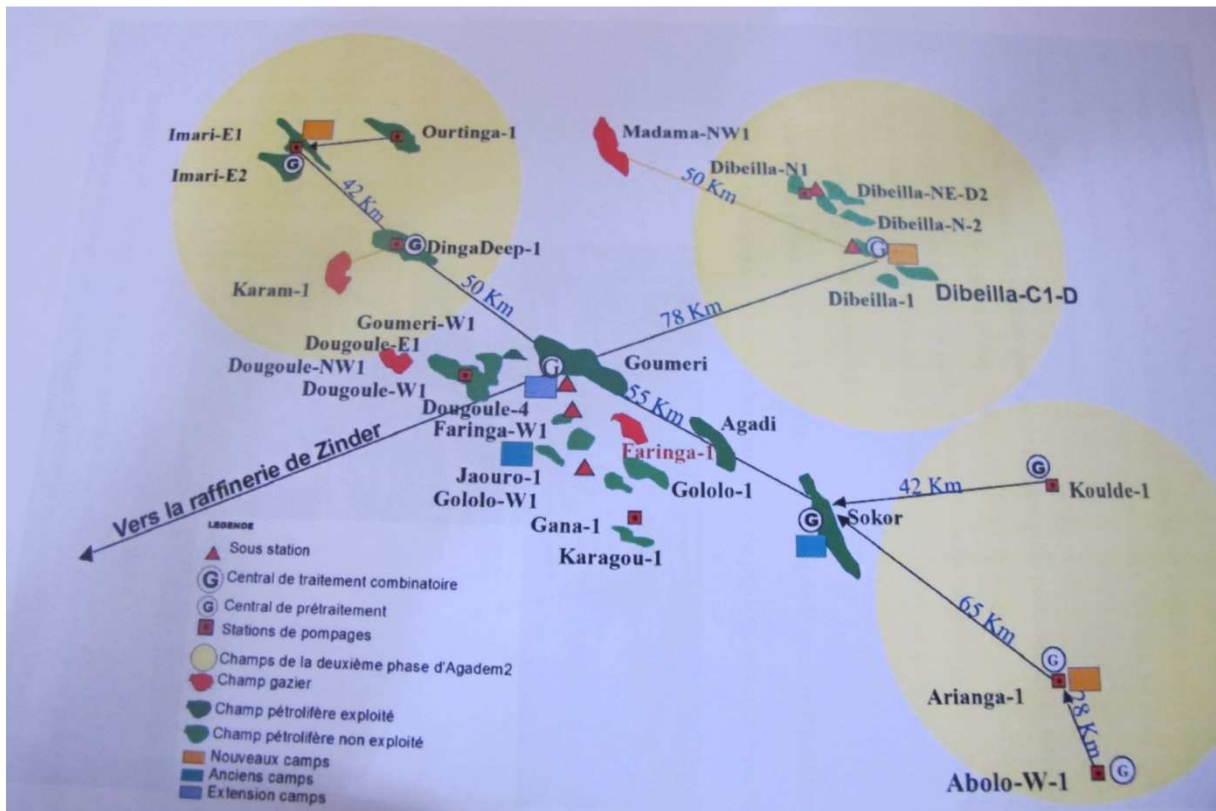
Lin Y., Van Vliet G., Tavares M.A., Doudjidingao A., Wang F., Yang W., Maoundonodji G., 2012. CNPC's HSE system put to the test in Chad, pp. 151-192. In : van Vliet Geert (ed.), MagrinGéraud (ed.). The environmental challenges facing a Chinese oil company in Chad. Paris : AFD, p. 151-192. (Focales, 9).

Rapport provisoire. Projet pétrolier Agadem. GREN, 2010

Van Vliet, G.,1997. Le pilotage aux confins mouvants de la gouvernance: économie, politique, écologie et régulation en Amazonie Colombienne 1975-1990, Thèse de Doctorat, Université de Paris I Panthéon Sorbonne, sous la direction du Professeur René Passet.

http://tel.ccsd.cnrs.fr/documents/archives0/00/00/74/90/index_fr.html

Localisation des activités pétrolières et des impacts de la phase 2 de l'exploitation du bloc d'Agadem (exemples tirés de l'EIE)





Partenariat Noé Conservation - Cirad

Termes de référence

Mission n°1

« Partenariat pour la gestion durable des ressources naturelles de la Réserve Naturelle Nationale de Termit et Tin-Toumma au Niger »

1. Eléments de contexte

Le Programme « Partenariat pour la gestion durable des ressources naturelles de la RNNTT »

Le Programme « *Partenariat pour la gestion durable des ressources naturelles de la Réserve Naturelle Nationale de Termit et Tin-Toumma au Niger (RNNTT)* » s'inscrit dans la continuité du Programme Antilopes Sahélo-Sahariennes (pour plus d'informations : <http://www.ass-niger.org/>). Noé Conservation et Sahara Conservation Fund (SCF) se sont associés pour soutenir la mise en place de la Réserve, créée en mars 2012, afin que cette dernière puisse devenir un outil efficace de conservation de la biodiversité sahélo-saharienne de la zone.

Le Programme a pour finalité le développement d'un modèle d'aire protégée multifonctionnelle gérée efficacement et conçue comme un outil de conservation de la biodiversité sahélo-saharienne, de développement communautaire durable, de démocratisation et de stabilisation politique.

Quatre objectifs spécifiques ont été déterminés, auxquels correspondent les quatre grandes composantes du programme:

- 1) Permettre une gestion concertée et efficace de la Réserve basée sur un suivi scientifique et écologique systématique, des compétences locales renforcées et une implication forte des populations et autorités locales ;

- 2) Atténuer les impacts négatifs de l'exploitation pétrolière basée sur le renforcement des capacités de négociation des acteurs locaux et sur la mise en place d'un cadre de concertation avec la société pétrolière ;
- 3) Améliorer les conditions de vie des populations locales grâce à la mise en place de microprojets de développement communautaire ;
- 4) Sensibiliser et communiquer sur les enjeux de la préservation de la biodiversité sahélo-saharienne.

Le partenariat entre Noé Conservation et le Cirad

Le partenariat entre Noé et le Cirad, formalisé par la Convention de Partenariat signée le 13 août 2013, repose sur deux objectifs, un objectif scientifique et un objectif opérationnel.

L'objectif scientifique est de mettre en perspective l'approche adoptée par le programme par rapport à des projets comparables et aux hypothèses de recherche du Cirad sur ce secteur (cycles de l'économie extractive, dynamiques des régulations) et sur les pratiques de la CNPC (China National Petroleum Corporation) en Afrique (double standard, espace de bifurcation, émergence d'une fonction de légitimation au sein de la compagnie, etc.)

L'objectif opérationnel consiste à accompagner Noé Conservation et ses partenaires dans la mise en place de la composante 2 du programme, à savoir « Atténuer les impacts négatifs de l'exploitation pétrolière basée sur le renforcement des capacités de négociation des acteurs locaux et sur la mise en place d'un cadre de concertation avec la société pétrolière ». Composante innovante du programme, elle se décline en 3 axes, dont deux reposent essentiellement sur l'expertise du Cirad :

- *Axe 1 : le renforcement des capacités de négociation des acteurs locaux (Sherpa).*
- *Axe 2 : la mise en place d'un cadre de concertation ouvert avec la CNPC (Cirad).*

Le but est de faciliter la mise en place des canaux de dialogue entre la CNPC et les acteurs locaux. L'hypothèse sur laquelle repose la réussite de cette composante est l'émergence des enjeux de RSE au sein de la CNPC. Un des résultats pourrait être la signature d'un Mémoire d'entente entre la CNPC, la Réserve, et les autorités locales, signifiant l'engagement de la CNPC pour la préservation des ressources naturelles de la Réserve.

- *Axe 3 : la mise en place de « bonnes pratiques » environnementales et sociales par la CPNC (Cirad).*

Le cadre de concertation constituera une opportunité pour définir conjointement avec la CNPC un ensemble de bonnes pratiques destinées à réduire ou compenser les impacts environnementaux et sociaux de l'exploitation pétrolière. Plusieurs niveaux d'engagements de la CNPC sont envisageables et dépendront des résultats du cadre de concertation :

- engagement minimal: application du plan de gestion social et environnemental ;
- engagement social: financement de projets de développement communautaires ;
- engagement environnemental: financement de la Réserve et de ses activités de conservation grâce à des mécanismes de type compensation biodiversité dont les modalités seraient à définir dans le cadre du Programme.

La connaissance des chercheurs du Cirad des enjeux du secteur, de la zone géographique et des acteurs - notamment de la CNPC - sera mise à profit pour définir et réaliser les activités de cette composante.

Il s'agira plus spécifiquement (1) d'alimenter le dialogue entre l'ensemble des acteurs clés concernés, (2) de faire des propositions aux animateurs du projet pour surmonter certaines des difficultés identifiées (institutionnelles ou techniques), (3) d'animer le dialogue et les réunions de concertation avec la CNPC, (4) de faciliter les échanges d'expérience avec le Tchad (experts du secteur et société civile).

2. Objectifs de la mission et résultats attendus

Cette mission s'inscrit dans une démarche de diagnostic de la situation actuelle et du positionnement des différents acteurs impliqués, autour des questions environnementales et sociales soulevées par la présence de la CNPC au sein de la Réserve. Elle constitue le point de départ de la réflexion au cœur de la Composante 2 du programme. Les conclusions qu'elle apportera devront contribuer à la réussite de cette Composante, en deux temps :

- Dans un premier temps éclairer la suite de l'action pour les missions 2 et 3 du Cirad au Niger, destinées à l'animation du dialogue entre la CNPC et les parties prenantes,
- Dans un second temps, orienter les décisions opérationnelles de l'équipe de Noé pour la poursuite du programme.

Pour cela, la mission s'intégrera dans une démarche de capitalisation construite autour des expériences acquises par les chercheurs sur les problématiques environnementales et sociales appliquées au secteur pétrolier, notamment au Tchad.

Cette première mission aura les objectifs suivants :

a. Analyser le contexte de l'exploitation pétrolière au Niger :

- Réaliser un état des lieux du cadre légal et réglementaire nigérien (contrat pétrolier avec la CNPC, etc.),
- Identifier les acteurs concernés, autour de la Réserve, à Niamey et à l'échelon international (Chine, etc.) et leurs processus décisionnels et relationnels
- Analyser les démarches entreprises par la société civile au Niger vis-à-vis de cette problématique et si possible identifier les personnes ressources de la société civile dans ce domaine pour amorcer un dialogue.

Résultat attendu : synthèse sur le contexte institutionnel et réglementaire de l'industrie pétrolière au Niger et l'implication de la société civile.

b. Diagnostiquer le positionnement de la CNPC-Niger en matière de responsabilité sociale et environnementale :

- Réaliser un diagnostic préliminaire sur les impacts sociaux et environnementaux de l'exploitation du bloc d'Agadem,
- Faire un état des lieux sur le PGES de la CNPC et son application,

- Analyser le positionnement de la CNPC et sa disposition au dialogue avec les parties prenantes du programme (autorités locales, Réserve, société civile - y compris le programme)

Résultat attendu : diagnostic RSE de la CNPC et analyse des perspectives de dialogue.

c. Formuler des recommandations pour la mise en place d'un cadre de concertation avec la CNPC:

- Déterminer les leviers d'action susceptibles d'amener la CNPC à revoir ou renforcer son positionnement en matière de RSE,
- Quelle stratégie d'approche de la CNPC : canaux de communication et argumentaire à privilégier, acteurs « ressources », etc.

Résultat attendu : recommandations sur la stratégie d'approche à adopter pour la mise en place du cadre de concertation avec la CNPC.

d. Capitaliser sur les expériences similaires :

- Mettre l'équipe de Noé en relation avec des acteurs tchadiens (membres de la société civile et experts du secteur pétrolier) dont l'expérience pourrait être valorisée dans le contexte nigérien.

Résultat attendu : synthèse sur les acteurs tchadiens identifiés et leurs références.

3. Composition et méthodologie

Composition

La mission sera effectuée par deux chercheurs (consultants) : Géraud Magrin et Geert van Vliet.

Le Coordonnateur du programme au Niger, Abdoulaye Harouna, sera présent lors des rendez-vous convenus à l'avance avec l'équipe du programme. Il veillera à présenter et expliquer aux différents interlocuteurs les enjeux du programme et de sa composante 2, et viendra éventuellement en appui aux consultants pour préciser les contours de l'intervention du Cirad.

Méthodologie

Une phase de travail bibliographique sera réalisée par les consultants. Noé pourra apporter un appui, notamment via l'envoi d'une base documentaire en amont de la mission.

Le cœur de la mission sera constitué de rencontres et de discussions avec les interlocuteurs clés dans la capitale nigérienne, déterminés en amont de la mission et en partenariat avec l'équipe du programme (Annexe 1). Ces discussions pourront également prendre la forme de sessions de brainstorming réunissant des acteurs positionnés très différemment par rapport à l'objet étudié.

Une réunion de restitution sera organisée avec le Coordonnateur du programme, et dans la mesure du possible avec la Chargée des programmes de Noé, le dernier jour de la mission à Niamey. Dans l'hypothèse où la Chargée des programmes de Noé ne pourrait assister à cette réunion, un point de restitution sera organisé en France au retour des consultants.

Résultat attendu: à l'issue de la mission, le Coordonnateur du programme, qui aura accompagné les consultants en rendez-vous, aura développé une sensibilité accrue et acquis des clés d'interprétation sur le thème du dialogue avec la CNPC.

4. Rapport de mission, contenu et validation

Chaque mission donnera lieu à un rapport de mission documentant la façon dont les résultats escomptés auront été atteints. Ce rapport de diagnostic préliminaire et de recommandations devra également discuter comment le niveau d'atteinte des résultats attendus va contribuer à l'atteinte de l'objectif spécifique de la composante 2 du programme et de l'objectif général du programme. Enfin, une évaluation à chaud de la capacité des interlocuteurs rencontrés à communiquer les connaissances acquises sera faite.

Le rapport provisoire devra contenir les sections (non exhaustives) suivantes :

- Page de présentation (les noms des auteurs du rapport, les logos de Noé et du Cirad figureront sur cette page)
- Table des matières
- Résumé exécutif (5 pages maximum)
- Rappel du contexte de la prestation
- Analyse bibliographique
- Résultats (cf. Objectifs, section 2)
 - o diagnostic préliminaire
 - o conclusions et recommandations
 - o termes de référence de la 2ème mission
- Perspectives et proposition de sujet pour un(e) stagiaire : personne, lieux de travail et financements
- Capitalisation sur le déroulement de la mission, sur les acquis et éventuelles difficultés rencontrées
- Annexes: compte-rendu synthétique des discussions avec les interlocuteurs rencontrés, éléments bibliographiques pouvant être intégrés au rapport.

Ce rapport provisoire devra être remis à Noé Conservation, uniquement sous format électronique, le lundi 27 janvier 2014 au plus tard.

Une fois éventuellement commenté par l'équipe de Noé Conservation, les consultants rédigeront un rapport définitif, qu'ils remettront à Noé Conservation pour validation au plus tard quinze jours après réception des commentaires.

Les rapports provisoires et définitifs seront à envoyer à Abdoulaye Harouna (abdouharouna2002@yahoo.fr).

5. Logistique

Les bureaux de SCF à Niamey seront la base de travail des consultants.

Un véhicule avec chauffeur sera également mis à disposition des consultants par le programme. La prise en charge des frais d'essence, d'entretien du véhicule (soit une vidange

si le kilométrage effectué pendant la mission dépasse les 500 km)et éventuellement de petite réparation, sera à la charge des consultants.

Annexe 1 : Liste de personnes à rencontrer pendant la mission

Niamey:

Protocole :

- SCAC de l'Ambassade de France en début et en fin de mission
- AFD en début et en fin de mission

Officiels :

- Secrétaire Général, Ministère de l'Environnement (Président du Comité de Pilotage du PCBR)
- Ministère de l'Energie et du Pétrole
- DFC/AP - Direction de la faune de la chasse et des Aires Protégées
- BEEI - Bureau d'Evaluation Environnementale et des Etudes d'Impacts
- DGEEF - Direction Générale de l'Environnement et des Eaux et Forêt
- PNUD, Lawali Ada
- Elus locaux de Ngourti et Tesker (Maires, ou adjoints)
- Assemblée nationale : députés responsables de la problématique pétrole au Niger

Acteurs chinois :

- CNPC
- Ambassade de Chine

Société civile active au Niger:

- Représentant ITIE (Initiative de Transparence pour Industries Extractives) ou PCQVP (Publiez ce que vous payez)
- ONG qui sont impliquées dans des actions de plaidoyer environnemental
- TidjaniHalou, Lasdel et MahamidouAboubakarAttahirou (étudiant Lasdel / Univ Niamey)
- Projet Corridor, Coordonnateur du projet, Abdou Malam Issa
- GREN (Groupe de réflexion et d'action sur les industries extractives au Niger)

Autres acteurs au Niger :

- LASDEL - Laboratoire d'Etudes et de Recherche sur les Dynamiques Sociales et le Développement Local
- Coopération Suisse
- Moussa Lamine(service civique au BEEI - 2 ans)

Paris :

- Sherpa (Sophia Lakhdar)
- SCF (Thomas Rabeil)

