



Cuda Pétrole et Gaz Inc. annonce une étape d'exploitation importante à l'égard de son projet de pétrole léger dans le Bassin de la rivière Powder, au Wyoming

Calgary (Alberta) : Le 16 septembre 2019 – Cuda Pétrole et Gaz Inc. (« **Cuda** » ou la « **Société** ») (TSXV : CUDA) est heureuse d'annoncer que la Wyoming Oil and Gas Conservation Commission (la « **WOGCC** ») a approuvé l'application de récupération secondaire et d'exploitation en commun de Shannon (« **RSEC** ») dans l'unité du Barron Flats (l'« **UBF** »), un projet d'injection de gaz miscible dans les sables du Crétacé de la formation Shannon, dans le comté de Converse, au Wyoming.

Glenn Dawson, président et chef de la direction de Cuda, a déclaré : « L'approbation de la RSEC par la WOGCC constitue une étape d'exploitation importante pour Cuda. Notre position dans le Bassin de la rivière Powder présente de multiples occasions adaptables d'exploitation et de développement à faible risque. Contrairement à de nombreux autres bassins en Amérique du Nord, le Bassin de la rivière Powder présente une grande capacité d'acheminement, laquelle se traduit par une production nette de pétrole parmi les plus élevées dans l'industrie. »

M. Dawson mentionne également que « l'injection de gaz à condensat présent en solution dans le puits d'exploration William Valentine dans le cadre d'un test de stimulation par injection cyclique de gaz est en cours depuis juin 2019. Cuda a récemment réservé une importante propriété de 12 500 acres nets, principalement détenue aux fins de production (" **DFP** ") moyennant des droits de redevance nets (" **DRN** ") moyens de plus de 80 %. »

Faits saillants de l'approbation :

- L'approbation et la formation de la RSEC permettent à Cuda de reprendre les forages intercalaires et d'entamer l'injection à grande échelle au moyen de l'installation d'injection de gaz miscible récemment construite. Cette dernière peut produire de 10 à 15 millions de pieds cubes par jour de flux de produit miscible recombinaison à haute pression vers la formation Shannon par l'intermédiaire de puits de champs pétrolifères convertis.
- La demande déposée auprès de la WOGCC comprenait une étude de faisabilité soutenue par une simulation d'ingénierie de réservoir d'un tiers dans l'unité de récupération secondaire de produit miscible. La mise en œuvre d'injection selon des schémas conçus à une pression excédant celle du réservoir initial indique que le facteur de récupération pourrait augmenter pour atteindre 38 % du pétrole en place à l'origine (« **PEPO** ») à la fin d'une période de 20 ans, et s'approcher de 50 % après 30 ans (contre environ 10 % en vertu de la récupération primaire). Les profils de production existants des puits de pétrole touchés devraient augmenter et afficher des résultats positifs à l'égard des flux injectés d'ici 6 à 12 mois. La récupération actuelle d'environ 800 000 barils de pétrole d'une densité de 41° API du réservoir de Shannon constitue moins de 1 % du PEPO, comme il est défini par la société d'ingénierie de réservoir indépendante de Cuda, la Ryder Scott Company (« **Ryder Scott** »), dans son rapport daté du 31 décembre 2018.
- Les champs locaux dans les sables du Crétacé ayant un historique établi d'injection de gaz miscible ont récupéré d'importants volumes provenant du PEPO. Les champs Sand Dunes Field et North Buck Draw ont affiché des taux de récupération du PEPO de respectivement 50 % et



60 %¹. Ces réserves comportent des similitudes et ont fourni des données utiles pour l'étude de faisabilité et la simulation par un tiers de Shannon.

Activités actuelles

La construction d'un pipeline de gaz naturel à haute pression de neuf miles depuis le point de connexion près de Glenrock, au Wyoming jusqu'à l'usine de compression de gaz de BFU et au point de livraison centrale (« PLC ») est en cours. Un contrat a été conclu avec une importante société intermédiaire interétatique en vue de fournir un point de connexion et une installation pour obtenir un approvisionnement à long terme de gaz naturel à la RSEC. La division intermédiaire de la société comprendra des installations de collecte et de compression liées à la RSEC et le pipeline de gaz naturel (participation directe de Cuda de 27,75 % à 33,33 %). Les plans futurs pour 2020 comprennent un important agrandissement du projet d'injection de gaz, un service des ventes de pétrole et une unité de production et comptage automatique (« LACT ») de pétrole. Le service des ventes de pétrole et l'unité de LACT traiteront les volumes de ventes additionnels et élimineront les coûts liés au transport par camion du pétrole propre, permettant d'augmenter les produits nets et de réduire les charges d'exploitation liées aux baux.

Les activités de forage devraient commencer le 1^{er} octobre 2019, immédiatement après que l'approbation de l'unité ait été rédigée en loi d'État. Il est prévu que dix (10) nouveaux forages seront achevés d'ici la fin de l'année 2019. Trois (3) de ces puits constituent des sites d'injection planifiés.

À la fin du T4 de 2019, la société prévoit que les 29 puits pétroliers et que les six (6) puits d'injection seront opérationnels, et que de six à sept millions de pieds cubes de gaz recombinaison seront acheminés dans la formation Shannon à des pressions excédant la pression du réservoir.

Occasions de développement futur

Les terrains de Converse et du comté Natrona de Cuda contiennent la totalité des sables du Crétacé empilés renfermant du pétrole et présentent de multiples occasions de forage horizontal conventionnel et non conventionnel à faible risque, offrant à la société un large éventail d'emplacements. À Cole Creek, Cuda a techniquement relevé 48 emplacements horizontaux dans les formations Frontier 2 et Dakota dont il est tenu compte dans le Rapport indépendant sur les réserves préparé par Ryder Scott en vigueur le 31 décembre 2018. Cuda prévoit entamer le forage horizontal à Cole Creek en 2020. Des occasions de forage sont présentes dans les formations Frontier, Niobrara, Mowry et Muddy comme elles sont définies par les puits de contournement sur les terrains de l'UBF. Des renseignements sur des puits publiés par de principaux exploitants dans le comté Converse appuient également le potentiel de développement commercial futur sur les terrains de la société.² Ce potentiel non consigné de l'UBF génère une valeur importante pour les terrains situés sous l'intervalle de Shannon. La valeur estimative du terrain du Bassin de la rivière Powder est établie à 3 000 \$ US l'acre selon des sources accessibles au public.

¹ Source : WOGCC-Rapport de faisabilité de l'unité Sand Dunes et Document 55634 du SPE.

² Source : WOGCC



Le présent communiqué de presse présente certains renseignements ayant trait aux facteurs de récupération sur des propriétés situées tout près de celles de la société, et qui constituent donc une « information analogue » telle qu'elle est définie par les lois applicables sur les valeurs mobilières. Cette information analogue est tirée de sources de renseignements accessibles au public qui, de l'avis de Cuda, sont de nature principalement indépendante. Certaines de ces données peuvent ne pas avoir été préparées par des évaluateurs de réserves ou des auditeurs qualifiés, et la préparation de toute estimation peut ne pas être strictement conforme aux directives du Manuel d'évaluation des réserves pétrolières et gazières au Canada. Néanmoins, les estimations faites par des praticiens en ingénierie et géotechniques peuvent varier, et les écarts pourraient être importants. Cuda est d'avis que la présentation de cette information analogue est pertinente relativement à ses activités et à ses prévisions, compte tenu de sa participation dans les propriétés de cette zone. Toutefois, les lecteurs sont mis en garde quant au fait qu'il n'existe aucune certitude que les prévisions figurant aux présentes fondées sur de l'information analogue se confirmeront.

Le pétrole en place à l'origine (« PEPO ») est utilisé par Cuda dans le présent communiqué de presse à titre d'équivalent de « pétrole en place à l'origine découvert » (« PEPOD »). Le PEPOD, comme il est défini dans le Manuel d'évaluation des réserves pétrolières et gazières au Canada (MERPGC), correspond à la quantité estimative de pétrole, à une date donnée, dans des gisements connus avant la production. La tranche récupérable du PEPOD comprend la production, les réserves et les ressources éventuelles. Le reste n'est pas récupérable. Le PEPO et le PEPOD présentés dans le présent communiqué de presse l'ont été uniquement aux fins de souligner les facteurs de récupération utilisés par les ingénieurs indépendants de Cuda dans l'attribution des réserves à Cuda en vigueur le 31 décembre 2018. Il ne doit pas être supposé que toute tranche du PEPO ou du PEPOD présentés dans le présent communiqué de presse est récupérable, autre que la tranche constituant des réserves attribuées par les ingénieurs indépendants de Cuda. Il existe une incertitude quant à la viabilité commerciale de la production de toute tranche du PEPO et du PEPOD autre que la tranche constituant des réserves attribuées. Pour des renseignements sur les réserves attribuées à Cuda, veuillez consulter le Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz (Formulaire 51-101F1) daté du 31 mars 2019 disponible à l'adresse www.sedar.com.

Opérations récentes

En 2019, la direction de Cuda a mis l'accent sur le repositionnement de la société aux fins d'exploitation de ses actifs du Wyoming et la création d'une société ouverte non diversifiée dans le Bassin de la rivière Powder. Au cours des 90 derniers jours, la société a finalisé les opérations suivantes :

- Refinancement de la facilité de crédit de 35 millions \$ CA de la société et ajout d'une nouvelle facilité à vue de 8 millions \$ CA.
- Réalisation d'un placement privé de 7,1 millions \$ CA d'actions ordinaires par l'intermédiaire d'un syndicat de courtiers en placement codirigé par Kes 7 Capital Inc. (« **KES 7** ») et Eight Capital (« **Eight** »).
- Réalisation des actifs québécois de la société pour une valeur totale de 10,59 millions \$ CA, y compris une contrepartie au comptant de 4,29 millions \$ CA, le règlement d'une réclamation en cours de 3,1 millions \$ CA liée à l'exercice de droits de dissidence, et la prise en charge d'obligations relatives à l'abandon et à la remise en état de 3,2 millions \$ CA.



À propos de Cuda Pétrole et Gaz Inc.

Cuda Pétrole et Gaz Inc. est une société qui exerce des activités d'exploration, de développement et de production de pétrole et de gaz naturel ainsi que d'acquisition d'actifs pétroliers et gaziers en Amérique du Nord. L'équipe de direction de Cuda travaille en étroite collaboration depuis plus de 20 ans auprès de sociétés ouvertes et fermées, en plus de posséder une capacité avérée à assurer de solides rendements pour les actionnaires. Cuda continuera de mettre en œuvre sa stratégie éprouvée d'exploration, d'acquisition et d'exploitation avec un horizon à long terme sur d'importants actifs liés au pétrole léger en Amérique du Nord ainsi qu'une solide expérience en matière d'exploitation aux États-Unis. L'équipe de direction de Cuda mettra à profit une vaste expérience en ce qui a trait à la géotechnique, à l'ingénierie, à la négociation et aux finances dans ses décisions d'investissement.

Pour plus d'informations, veuillez communiquer avec :

Glenn Dawson
Président et chef de la direction
Cuda Pétrole et Gaz Inc.
403 454-0862

Information prospective

Le présent communiqué contient des énoncés prospectifs. Tous les énoncés autres que les énoncés de faits passés qui se trouvent dans le présent communiqué de presse sont des énoncés prospectifs qui comportent certains risques et incertitudes et sont fondés sur des prévisions de résultats opérationnels ou financiers futurs, des estimations de montants ne pouvant être établis à l'heure actuelle et les hypothèses de la direction. Plus particulièrement, les énoncés prospectifs qui figurent dans le présent communiqué de presse portent sur les éléments suivants : i) Les plans d'exploration et de développement, y compris le projet d'injection de gaz naturel miscible, les programmes proposés de forage et d'exploration, les taux de croissance de la production, les facteurs de récupération et la durée de vie de la réserve, qui supposent l'exactitude des renseignements techniques et géologiques et l'analyse et la capacité d'atteindre des résultats similaires à ceux d'études de cas analogues et la participation du secteur dans de nouveaux domaines, et qui pourraient être touchés par des travaux de maintenance imprévus et la disponibilité de la main-d'œuvre et des entrepreneurs; ii) l'exploitation et la capacité de l'installation d'injection de gaz miscible et l'incidence prévue du projet d'injection de gaz miscible sur la production; iii) les profits, les rentrées nettes d'exploitation, les taux de recyclage et les taux de rendement, qui sont fondés sur des hypothèses relatives à la production, aux coûts d'exploitation, aux dépenses en immobilisations et aux prix de l'énergie; iv) les réserves et les ressources qui sont de nature prospective, comprenant l'évaluation implicite que les réserves et ressources peuvent être produites de manière rentable et qui peuvent être touchées par les prix de l'énergie, les résultats des forages et les coûts d'exploitation futurs; et v) les plans futurs relatifs au développement d'une division intermédiaire et d'autres activités de développement de l'entreprise. Les facteurs de risque qui pourraient faire en sorte que les énoncés prospectifs relatifs à Cuda et que les activités d'exploitation ne se réalisent pas comprennent les conjonctures de marché, les approbations de tiers et d'organismes de réglementation, les exigences en matière de permis en cours, les résultats actuels des activités d'exploration et de développement actuelles, les risques opérationnels, les risques associés aux activités de forage et de complétion, l'incertitude liée aux données géologiques et techniques, Les conditions de marché, l'accès aux capitaux, les conclusions des évaluations économiques



et les changements apportés aux paramètres des projets à mesure que les plans continuent d'être perfectionnés, de même que les prix futurs du pétrole et du gaz naturel. Bien que Cuda ait tenté de déterminer les facteurs importants susceptibles de faire en sorte que les résultats réels diffèrent sensiblement, il pourrait exister d'autres facteurs qui feront en sorte que les résultats ne soient pas ceux prévus, estimés ou voulus. La société ne peut garantir que ces énoncés s'avéreront exacts, car les résultats réels et les événements futurs pourraient être sensiblement différents de ceux prévus dans les énoncés. Par conséquent, les investisseurs ne devraient pas se fier indûment aux énoncés prospectifs. La société n'assume aucune intention et n'a aucune obligation ou responsabilité, à moins que la loi ne l'exige, quant à la mise à jour ou à la révision des énoncés prospectifs, que ce soit à la lumière de nouvelles informations, d'événements futurs ou d'autres éléments.

La Bourse de croissance TSX et son fournisseur de services de réglementation (au sens attribué à ce terme dans les politiques de la Bourse de croissance TSX) n'assument aucune responsabilité quant à la pertinence ou à l'exactitude du présent communiqué.