

N° 1 - 03.11.2025

# Newsletter - Club Industrie et Souveraineté



**CLUB  
INDUSTRIE ET  
SOVERAINETÉ**  
ÉCOLE DE GUERRE ÉCONOMIQUE

**AEGE - le réseau d'experts en intelligence économique**

## Le cartel OPEP+ piégé par la stratégie du trio américain

Le constat du Financial Times est brutal : l'OPEP+ (Organisation des Pays Producteurs de Pétrole) a perdu le contrôle du marché pétrolier. L'analyse de cet automne 2025 révèle un échec stratégique majeur, joué en deux actes ratés. D'abord, le cartel a tenté de soutenir les prix dans le but de maximiser ses recettes. Dès janvier 2024, l'alliance menée par Riyad et Moscou a méthodiquement retiré plus de 2,2 millions de barils par jour du marché, visant un cours du Brent au-dessus de 90 dollars. Une coalition involontaire de producteurs, les États-Unis, le Brésil et le Canada, s'est engouffrée dans la brèche, ajoutant près de 1,7 million de barils par jour et annulant l'impact des coupes.

Réalisant qu'elle ne faisait que céder ses parts de marché, l'OPEP+ a alors opéré un virage à 180 degrés. Oubliant l'objectif de prix, l'alliance a rouvert les vannes pour déclencher une guerre des volumes, espérant noyer ses concurrents sous un déluge de pétrole bon marché.

Mais ce second pari s'est avéré tout aussi inefficace.

Le coup de grâce attendu n'a pas eu lieu. L'industrie du Shale américain, désormais plus disciplinée et résiliente, n'a pas flanché. De même, l'offshore brésilien et les sables bitumineux canadiens, protégés par des coûts structurellement bas et des investissements à long terme, ont prouvé qu'ils pouvaient survivre, et même prospérer, dans un marché volatile.

## Le Brésil : La Conquête Inarrêtable de l'Atlantique Sud

L'ascension brésilienne s'appuie sur des investissements massifs dans le pré-sal et une ingénierie en eaux ultra-profondes qui sécurise des volumes croissants, largement exportables et peu sensibles aux stratégies de l'OPEP+. Entre janvier 2024 et juillet 2025, la production est passée d'environ 3,52 millions de barils par jour à un record de 3,959 millions, soit un gain net de 440 000 barils quotidiens. Cette progression s'est accompagnée d'un bond des exportations du géant brésilien des hydrocarbures : Petrobras.

La production brésilienne depuis début 2024 couvre environ un cinquième des 2,2 millions de barils par jour de réductions volontaires engagées par l'OPEP+.

Cette dynamique s'enracine dans les méga-projets offshore du pré-sal, notamment Búzios, Tupi, Mero/Libra, Sépia et Atapu, avec des unités flottantes de production multipliées en série. À Búzios seul, onze plateformes en rythme de croisière offriront près de 2 millions de barils par jour de capacité. Ce sont des projets à cycles longs qui, une fois lancés, ne se pilotent ni au mois ni au trimestre et restent insensibles aux inflexions tactiques du cartel.

Les unités flottantes de production, de stockage et de déchargement (FPSO P-84 et P-85) chacun d'une capacité de 225 000 barils par jour, destinés à être installés au-delà de 2 000 mètres de profondeur avec des mises en production visées fin 2029 et début 2030, illustrent cette inertie. Une fois ces unités engagées, l'arbitrage n'est plus mensuel mais pluri-annuel.

La mise en service complète de l'expansion du pipeline Trans Mountain en 2024 a été un tournant décisif. En ouvrant une voie directe de 890 000 barils par jour vers la côte Pacifique, le TMX a désenclavé les sables bitumineux. Les producteurs de l'Alberta peuvent désormais accéder directement aux marchés asiatiques à forte croissance, réduisant leur dépendance au marché américain et améliorant drastiquement la compétitivité de leur brut par une réduction significative du différentiel WCS-WTI.

Le modèle canadien, dominé par l'extraction des sables bitumineux principalement par drainage gravitaire assisté par vapeur, est l'antithèse du shale américain. Il nécessite des investissements initiaux extrêmement élevés. Cependant, une fois l'usine construite, les coûts opérationnels sont bas et, surtout, le taux de déclin de la production est quasi nul, souvent inférieur à 5% par an. Un projet de sables bitumineux est conçu pour produire de manière stable et prévisible pendant 30 à 40 ans.

Face à la pression environnementale, sociale et de gouvernance, les opérateurs canadiens comme Canadian Natural Resources ou Suncor n'ont pas investi pour croître à tout prix, mais pour sécuriser la viabilité de leurs actifs. Des innovations sur le drainage gravitaire et des investissements dans le captage de CO<sub>2</sub> visent à décarboner la production. Cette stratégie rend l'offre canadienne non seulement économiquement résiliente, mais aussi politiquement plus soutenable.

Le pré-sal, situé sous une épaisse couche de sel et en eaux ultra-profondes, impose un niveau d'ingénierie rare. Les plateformes modernes sont de véritables usines flottantes. L'Almirante Tamandaré à Búzios a atteint 225 000 barils par jour, tandis que la génération de 180 000 barils quotidiens s'est généralisée. Cette industrialisation du déploiement, avec des délais de mise en régime raccourcis, sécurise des flux croissants et prévisibles.

Côté coûts, Petrobras affiche un Brent d'équilibre prospectif moyen d'environ 28 dollars le baril sur la période 2025-2029 pour son portefeuille, largement dominé par le pré-sal. Les coûts d'extraction publiés tournent autour de 5 à 6 dollars le baril, reflet des gains d'efficacité en eaux profondes.

Le Brésil s'impose ainsi comme stabilisateur structurel de l'offre mondiale. À mesure que les nouvelles unités du pré-sal montent en régime, le pays neutralise une partie des effets de levier de l'OPEP+ sur les prix, par son inertie industrielle et ses avantages technologiques.

## **Le Canada : La Révolution Silencieuse des Sables Bitumineux**

Longtemps pénalisé par son enclavement et sa mauvaise réputation environnementale, le pétrole canadien est devenu un pilier de stabilité. La production canadienne, tirée par l'Alberta, a ajouté environ 400 000 barils par jour entre début 2024 et fin 2025. Mais le changement majeur n'est pas quantitatif, il est infrastructurel.

Une fois l'investissement initial colossal amorti, le seuil de rentabilité opérationnel des sables bitumineux est bas. Ces projets continueront à produire tant que le prix du baril couvrira les coûts variables, fixant un plancher de production insensible aux manœuvres de prix. Optimisé, moins coûteux et désormais désenclavé, le pétrole canadien offre au marché une fiabilité que l'alliance pétrolière ne peut plus ignorer.

## **Les États-Unis : L'Agilité Implacable du Shale Mature**

Si le Brésil offre des cycles longs et le Canada la stabilité, les États-Unis apportent la réactivité. L'industrie du shale n'est plus dans l'exubérance de 2014, elle est devenue une machine de guerre mature et efficace qui a volé à l'Arabie Saoudite le rôle de producteur d'ajustement mondial.

La croissance américaine, bien que plus modérée que par le passé, a été le principal fossoyeur de la stratégie du cartel. En ajoutant environ 700 000 barils par jour sur la période pour atteindre un pic historique de production selon les données de l'EIA. Chaque fois que l'alliance retirait un baril, le Bassin Permien semblait en rajouter un.

Le cœur du réacteur reste le Bassin Permien au Texas et au Nouveau-Mexique. Mais le modèle d'affaires a changé. Fini le forage à tout prix financé par la dette. Les entreprises, des majors comme Exxon aux acteurs spécialisés, se concentrent désormais sur le retour aux actionnaires par les dividendes et rachats d'actions plutôt que sur la croissance de la production. Cette croissance saine est plus durable et plus résiliente. Elle n'est plus un boom fragile, mais le résultat d'une industrie mature.

L'innovation ne porte plus sur la découverte, mais sur l'efficacité. Les technologies de forage horizontal long, avec des puits dépassant souvent 3 kilomètres, le développement en cube permettant de forer de multiples puits depuis un seul site et l'optimisation logistique de l'eau et du sable ont fait chuter les coûts.

Cette efficacité maintient le seuil de rentabilité moyen dans le cœur du Permien autour de 40 à 50 dollars le baril. Mais l'atout maître du shale est sa réactivité. Contrairement aux projets canadiens ou brésiliens avec leurs cycles de 5 à 10 ans, l'industrie américaine peut augmenter ou réduire ses forages en 6 à 9 mois en réponse aux signaux de prix.

L'alliance augmente les prix en coupant la production. Le shale américain réagit en augmentant ses forages, plafonnant la hausse. Le cartel inonde le marché comme en 2014. Le shale réduit la volatilité, attendant des jours meilleurs. L'industrie américaine agit désormais comme un thermostat mondial que l'alliance pétrolière ne contrôle plus.

## Conclusion : La Fin du Monopole

Depuis janvier 2024, la stratégie du cartel s'est heurtée à trois forces : les cycles longs et coûts bas du Brésil, la stabilité et nouvelles infrastructures du Canada, et l'agilité d'un shale américain mature.

Face à cet échec, la stratégie révisée que le cartel doit maintenant envisager ressemble à un aveu d'impuissance. Incapable de contrôler les prix par des coupes, l'alliance se retrouve face à un dilemme. Soit elle accepte sa perte d'influence et des prix plus bas, soit elle pivote vers une guerre des parts de marché similaire à celle de 2014, en ouvrant les vannes pour tenter d'évincer ses concurrents à coûts plus élevés. Cette seconde option serait un pari risqué, coûteux pour ses propres membres, et qui avait déjà échoué face à la résilience du shale.

Nous assistons à la fin du pouvoir de fixation des prix hégémonique de l'OPEP+. Le marché pétrolier est devenu structurellement multipolaire, régulé autant par l'efficacité technologique du Permien ou l'ingénierie de Petrobras que par les décisions prises à Vienne.