ÉNERGIE ET MATIÈRES PREMIÈRES CRITIQUES

# De la production à la logistique : comment la crise d'Ormuz affecte le pouvoir de marché de l'OPEP

La fermeture d'Ormuz montre que le pouvoir de marché de l'OPEP repose désormais sur la capacité à exporter sa capacité excédentaire, et non plus seulement à la détenir.

**Adrian Forest, Clémence Melli**

*Cet article a été publié originellement en anglais et traduit à l'aide de l'intelligence artificielle.*

Lorsque le conflit a éclaté entre les États-Unis, Israël et l'Iran le 28 février 2026, la fermeture du détroit d'Ormuz a interrompu le transit d'environ 20 millions de barils par jour (mb/j), soit près d'un cinquième de l'offre mondiale de pétrole, qui empruntent normalement le détroit (EIA). En mars 2026, le directeur exécutif de l'AIE, Fatih Birol, a qualifié cette fermeture de « plus grande rupture d'approvisionnement de l'histoire du marché pétrolier mondial » (AIE, Oil Market Report, mai 2026). Selon Wood Mackenzie (mai 2026), plus de 11 mb/j de production de brut et de condensats du Golfe restaient bridés, exerçant une pression haussière durable sur les prix du pétrole. La réponse a combiné plusieurs leviers simultanément : des déstockages coordonnés des réserves stratégiques, une hausse de la production des producteurs hors Golfe, un réacheminement des exportations via les infrastructures de contournement limitées disponibles, et des mesures agissant sur la demande dans les pays importateurs, en particulier en Asie (AIE, 2026 Energy Crisis Policy Response Tracker). Même cumulées, ces mesures n'ont pas pu compenser intégralement la perte d'accès maritime au Golfe.

Paradoxalement, cette rupture est survenue au moment même où l'OPEP et l'OPEP+ avaient amorcé un virage stratégique inverse : après plusieurs années de restriction volontaire de la production, le groupe s'était engagé, à partir d'avril, dans un démantèlement progressif de ses réductions, portant les hausses cumulées à près de 2,9 mb/j sur l'année, dans une volonté explicite de reconquérir des parts de marché. Le paradoxe est donc double : à l'instant précis où l'OPEP+ réaffirmait sa volonté d'agir sur les volumes, la crise d'Ormuz a démontré que la disponibilité nominale de cette capacité n'équivaut pas nécessairement à sa disponibilité effective pour le marché mondial. Il ne s'agit par ailleurs pas simplement d'une question d'échelle. Lors des grandes ruptures antérieures (l'embargo pétrolier arabe de 1973 et la crise de Suez de 1956–57, qui a retiré un peu moins de 10 % de l'offre mondiale), la capacité excédentaire qui a absorbé le choc se situait en dehors de la région touchée : pendant la crise de Suez, les États-Unis détenaient à eux seuls une capacité de réserve équivalant à environ 35 % de l'offre mondiale (Rapidan Energy Group, 2026). La fermeture d'Ormuz en 2026 perturbe environ deux fois la part de l'offre mondiale que Suez avait affectée, et elle l'a fait en neutralisant directement les approvisionnements en provenance d'Arabie saoudite et des Émirats arabes unis, les deux producteurs qui détenaient ensemble l'écrasante majorité du tampon restant à l'échelle mondiale. Pourtant, cela n'a pas, jusqu'ici, produit de réaction des prix de l'ampleur de celle observée en 1973, lorsqu'une rupture nettement plus limitée (environ 7 % de l'offre mondiale) avait fait presque quadrupler les prix.

La capacité excédentaire est depuis longtemps considérée comme une strate essentielle de la sécurité énergétique : le tampon qui permet au marché d'absorber des ruptures imprévues sans flambée des prix ni course aux approvisionnements alternatifs. Cette indisponibilité apparente a compté durant la crise d'Ormuz précisément parce que le tampon était censé fonctionner automatiquement — une attente que la crise n'a pas confirmée. Cela met au jour une hypothèse centrale de la littérature : celle selon laquelle la capacité excédentaire constitue, à elle seule, une mesure suffisante du pouvoir de marché de l'OPEP. Pierru, Smith et Zamrik (2018) en sont l'illustration : ils quantifient la valeur stabilisatrice de la capacité tampon de l'OPEP tout en supposant implicitement son activation immédiate et son accès sans entrave aux marchés internationaux. Cette hypothèse d'exportabilité automatique n'avait, jusqu'à Ormuz, jamais été sérieusement mise à l'épreuve.

Les implications dépassent la crise elle-même. Si la valeur de la capacité excédentaire dépend de l'exportabilité plutôt que du seul volume, l'approche par quotas que l'OPEP+ applique à sa gestion pourrait elle-même devoir être repensée. Le retrait des Émirats arabes unis de l'OPEP+ en mai 2026, motivé en partie par leur ambition d'accroître leur capacité d'exportation, en offre un premier signal. À mesure que la capacité de livraison devient aussi déterminante que le volume, les producteurs pourraient de plus en plus se livrer concurrence sur les infrastructures plutôt que d'accepter des plafonds de production qu'ils ne sont pas autorisés à utiliser.

Ce papier propose de relâcher cette hypothèse en introduisant deux ajustements successifs à la mesure nominale de la capacité excédentaire. Le premier, un ajustement de livrabilité (Deliverability Adjusted Spare Capacity, DASC), distingue la capacité excédentaire qui demeure effectivement exportable de celle qui, bien que physiquement disponible, se trouve bloquée derrière le point de passage stratégique. Le second, un ajustement d'adaptabilité, évalue la capacité de chaque producteur à rétablir, sur un horizon de moyen terme d'investissement et d'expansion des infrastructures, une offre effectivement livrable au marché mondial.

*L'OPEP, fondée en 1960, est l'organisation intergouvernementale qui coordonne la politique pétrolière de ses États membres (onze en mai 2026, après le retrait des Émirats arabes unis). L'OPEP+, créée en 2016, étend cette coordination à un groupe plus large de producteurs non membres de l'OPEP, notamment la Russie, le Kazakhstan, Oman et l'Azerbaïdjan, représentant ensemble environ la moitié de la production mondiale de pétrole.*

*La capacité excédentaire désigne la production qui peut être mise en service dans un délai de 30 à 90 jours et maintenue dans la durée (AIE, EIA), un concept applicable à tout producteur de pétrole, y compris des pays hors OPEP+ comme les États-Unis. À ce jour, l'essentiel de la capacité excédentaire mondiale immédiatement disponible est concentré au sein de l'OPEP+, en grande partie comme résultat délibéré d'une restriction coordonnée de l'offre visant à équilibrer les marchés et à soutenir la stabilité des prix.*

# 1. Ajustement de livrabilité (disponibilité actuelle)

Si la capacité excédentaire a longtemps été considérée comme l'assurance ultime du marché pétrolier contre les ruptures, contre quoi cette assurance protège-t-elle réellement dès lors que le tampon lui-même ne peut plus atteindre le marché ? Avant la fermeture du détroit d'Ormuz, la capacité excédentaire de l'OPEP+ était déjà une ressource en contraction et de plus en plus concentrée. Après sa fermeture, la majeure partie de cette capacité s'est révélée tout bonnement inaccessible. Quelle part de la capacité excédentaire nominale peut véritablement être considérée comme disponible une fois pris en compte à la fois l'érosion structurelle et l'exportabilité physique ? Et comment cette capacité « effective » peut-elle être mesurée ?

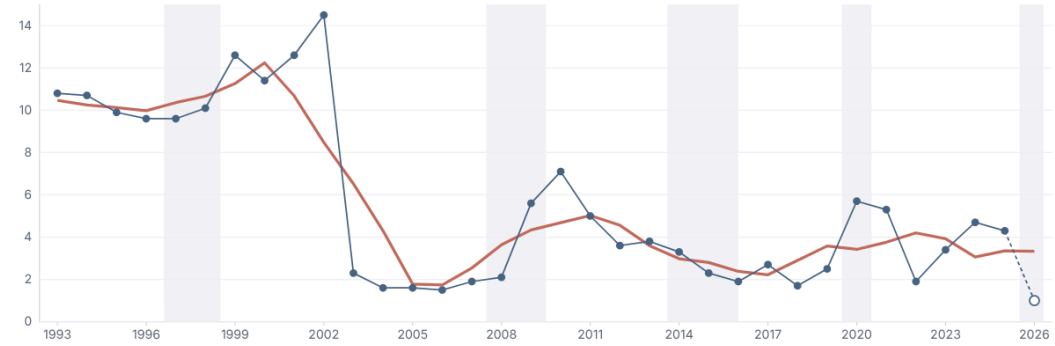
**Le premier ajustement porte sur une transformation structurelle du marché pétrolier mondial.** Depuis le début des années 2000, la capacité de production excédentaire de l'OPEP représente une part de plus en plus

réduite de la production mondiale de pétrole brut (**Figure 1**) : d'un pic de 14,5 % en 2002 à un plateau persistant d'environ 2 à 7 % depuis, et à seulement 1,0 % dans les données partielles de 2026 (7 mois de données réalisées). Cette rupture structurelle a été déclenchée, et non graduelle : la capacité excédentaire s'est effondrée de 14,5 % en 2002 à 2,3 % en 2003 (une chute de 12,2 points de pourcentage en une seule année), lorsque la grève pétrolière vénézuélienne et l'invasion de l'Irak ont contraint les autres producteurs, au premier chef l'Arabie saoudite, à puiser dans leur tampon. Elle ne s'est jamais reconstituée à son niveau antérieur, hormis des remontées temporaires liées aux crises, à 7,1 % en 2010 (crise financière) et 5,7 % en 2020 (effondrement de la demande dû au COVID), toutes deux dissipées en quelques années. En 2025, elle s'établissait à 4,3 %. Le tampon restant est en outre fortement concentré (**Figure 1**, panneau supérieur) : l'Arabie saoudite a représenté à elle seule environ 70 à 75 % de la capacité excédentaire de l'OPEP suivie la plupart des années depuis 2003, l'Irak et le Koweït étant les seuls autres contributeurs constamment significatifs, tandis que l'Iran, la Libye et le Venezuela contribuent pour un montant proche de zéro, leur capacité nominale étant exclue de la définition de la capacité « excédentaire » de l'EIA en raison des sanctions ou d'une production perturbée.

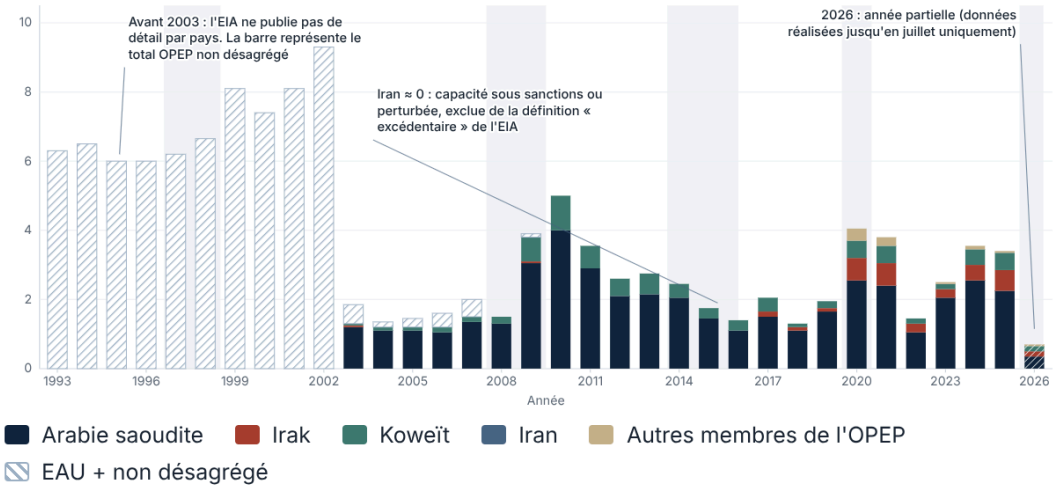
FIGURE 1

## La capacité excédentaire de l'OPEP est concentrée chez quelques producteurs, et pèse chaque année un peu moins sur le marché mondial

### Capacité excédentaire en % de la production mondiale de brut




### Capacité de production de brut excédentaire (mb/j)




Les EAU ne font pas l'objet d'une série individuelle dans l'EIA STEO et sont intégrés dans « EAU + non désagrégé » ci-dessous ; ils ne peuvent pas être isolés dans ce graphique.

Source : EIA, Short-Term Energy Outlook (STEO), millésime d'août 2026. Fenêtre : 1993–2026, la plus longue période pour laquelle la capacité excédentaire totale de l'OPEP (COPS_OPEC) et la production mondiale de brut (COPR_WORLD) sont toutes deux disponibles ; mois de prévision du STEO exclus (coupure fixée manuellement à 2026-07 d'après la page de publication du STEO). Les pays tracés individuellement (Arabie saoudite, Irak, Koweït, Iran) correspondent au traitement de la capacité excédentaire retenu ailleurs dans ce projet. « Autres membres de l'OPEP » additionne l'Algérie, le Nigeria, la Libye, le Venezuela, le Gabon, le Congo (Brazzaville) et la Guinée équatoriale. « EAU + non désagrégé » = total OPEP moins l'ensemble des pays suivis individuellement et des membres mineurs ; avant 2003 (hachures croisées), il équivaut au total OPEP non désagrégé, l'EIA ne publiant pas de détail par pays aussi loin. Barre hachurée / marqueur creux = 2026, année partielle (données réalisées jusqu'en juillet uniquement). Les bandes grisées signalent les grands chocs de demande ou d'offre à titre de contexte, sans attribution causale.

Cette érosion du poids individuel de l'OPEP sur le marché a atteint son paroxysme lors de la guerre des prix de 2014–2016, lorsque l'Arabie saoudite a abandonné son rôle traditionnel de producteur d'appoint (swing producer) et inondé le marché dans une tentative explicite d'évincer par les prix les producteurs américains de pétrole de schiste. Les foreurs de schiste ont au contraire réduit leurs coûts et maintenu leur production, et le Brent est passé de plus de 115 $ le baril à la mi-2014 à moins de 30 $ le baril en janvier 2016. L'échec de cette stratégie a motivé la création de l'OPEP+ en décembre 2016, réunissant les membres de l'OPEP et des producteurs non membres, notamment la Russie, afin de gérer collectivement l'offre plutôt que de se concurrencer sur les volumes. La nouvelle coalition visait à restaurer une influence sur les prix que l'Arabie saoudite venait de démontrer ne plus pouvoir garantir seule. Pourtant, l'élargissement de la coalition, conçu pour rétablir la stabilité des prix et non pour inverser la concentration de la capacité excédentaire, n'a pas modifié cette tendance de fond : le tampon restant s'est de plus en plus concentré au sein d'un petit nombre de producteurs du Golfe, l'Arabie saoudite, les Émirats arabes unis (avant leur sortie en 2026), l'Irak et le Koweït représentant ensemble environ 90 % de la capacité excédentaire nominale totale de l'OPEP+ (EIA ; évaluations de marché de l'OPEP+, avril 2026). Elle s'est depuis encore accentuée avec la sortie des Émirats arabes unis de l'OPEP+ en mai 2026.

La littérature économique a supposé que détenir une capacité excédentaire revenait à pouvoir l'utiliser. Dans cette perspective, la capacité excédentaire agit comme un mécanisme d'assurance pour les marchés pétroliers mondiaux en permettant aux producteurs de compenser des ruptures d'approvisionnement imprévues. Pierru, Smith et Zamrik (2018), par exemple, montrent à quel point la capacité tampon de l'OPEP+ a stabilisé les marchés, tandis que Nakov et Nuño (2013) attribuent la domination de l'Arabie saoudite à sa capacité à accroître rapidement sa production. McNally (2017) apporte une profondeur historique en retraçant l'évolution du rôle de producteur d'appoint au fil du temps : du contrôle informel du marché par la Standard Oil avant 1911, aux quotas de production de la Texas Railroad Commission qui ont stabilisé les prix des années 1930 aux années 1960, puis à l'OPEP et à l'Arabie saoudite après 1973, Riyad assumant l'essentiel de ce rôle dans les années 1980 en réduisant ses propres exportations d'environ 10 mb/j à 3 mb/j entre 1980 et 1986 pour défendre les prix. Ces analyses partagent une hypothèse commune : celle selon laquelle la capacité excédentaire, une fois activée, est immédiatement disponible pour le marché.

Un second courant s'intéresse à l'OPEP+ en tant qu'institution plutôt qu'à ses actifs productifs. Colgan (2014) soutient que l'influence de l'OPEP+ a souvent été surestimée et que sa coordination politique importe davantage que sa restriction effective de production. Plus récemment, Fattouh et Economou (2025) avancent que le démantèlement des réductions volontaires de production traduit une évolution structurelle de la fonction de réaction de l'OPEP+. Pourtant, que le pouvoir de marché soit interprété comme capacité productive ou comme coordination politique, les deux approches continuent de l'évaluer à travers la production nominale.

Or, dans le cadre d'une fermeture complète du détroit d'Ormuz, la capacité excédentaire nominale devient un indicateur inadéquat, car elle ignore une nouvelle contrainte déterminante : l'exportabilité.

L'exposition au détroit d'Ormuz opère à travers plusieurs strates logistiques, et non par le seul volume. Entre autres, le type de navire qu'une route peut charger, la disponibilité d'infrastructures de transbordement et la distance aux marchés finaux déterminent ensemble si un baril nominal de capacité excédentaire devient un jour un baril livré.

Les données du système d'identification automatique (AIS, données de transpondeurs de suivi des navires) confirment que la rupture est avant tout un choc d'exportation plutôt qu'un choc de production. Les deux indices s'effondrent de leur niveau de référence de 2025 à un niveau proche de zéro en quelques jours après la fermeture du 28 février et y demeurent pendant environ trois mois. Après le protocole d'accord du 17 juin, ils ne se redressent que partiellement, culminant en dessous de la moitié des niveaux d'avant-crise avant de refluer à nouveau, ce qui

montre que, en raison des attaques prolongées et de l'activité militaire dans le détroit, les flux maritimes n'ont pas entièrement repris même après la désescalade formelle. La capacité excédentaire nominale cesse donc d'être une mesure fiable de la flexibilité du marché dès lors qu'une partie de celle-ci ne peut plus atteindre les marchés consommateurs.

La politique de production coordonnée (le levier traditionnel par lequel l'OPEP+ a exercé son pouvoir de marché) reste pertinente, mais elle ne suffit plus à elle seule, la logistique étant devenue un facteur tout aussi décisif. Le retrait des Émirats arabes unis de l'OPEP et de l'OPEP+ en mai 2026 le confirme : dès lors que la capacité physique d'exportation, plutôt que la restriction coordonnée, détermine de plus en plus l'influence sur le marché, rester lié par un système de quotas fondé sur la politique de production offre une valeur décroissante.

Ce déplacement de la politique vers la logistique motive la construction d'une **capacité excédentaire ajustée de la livrabilité (Deliverability Adjusted Spare Capacity, DASC)**, qui distingue la capacité de production excédentaire pouvant encore atteindre les marchés internationaux de la capacité excédentaire qui demeure physiquement disponible mais se trouve effectivement bloquée derrière la rupture. Les producteurs de l'OPEP+ présentent des expositions très variables au détroit d'Ormuz et se répartissent en trois catégories selon cette exposition. Le premier groupe dispose d'une infrastructure de contournement partielle (un oléoduc capable de réacheminer une partie du brut vers une côte située hors du Golfe), de sorte qu'une fraction de sa capacité excédentaire reste livrable, dans la limite du débit excédentaire dont dispose réellement cet oléoduc. Le deuxième groupe n'a aucune voie d'exportation alternative : la totalité de sa capacité excédentaire dépend du transit maritime par le détroit et se trouve donc entièrement bloquée dès sa fermeture. Les exportations du troisième groupe n'ont jamais dépendu d'Ormuz, qu'elles soient expédiées depuis des terminaux donnant sur l'Atlantique, la mer Noire ou le Pacifique ; pour ces producteurs, capacité excédentaire nominale et capacité livrable sont effectivement identiques.

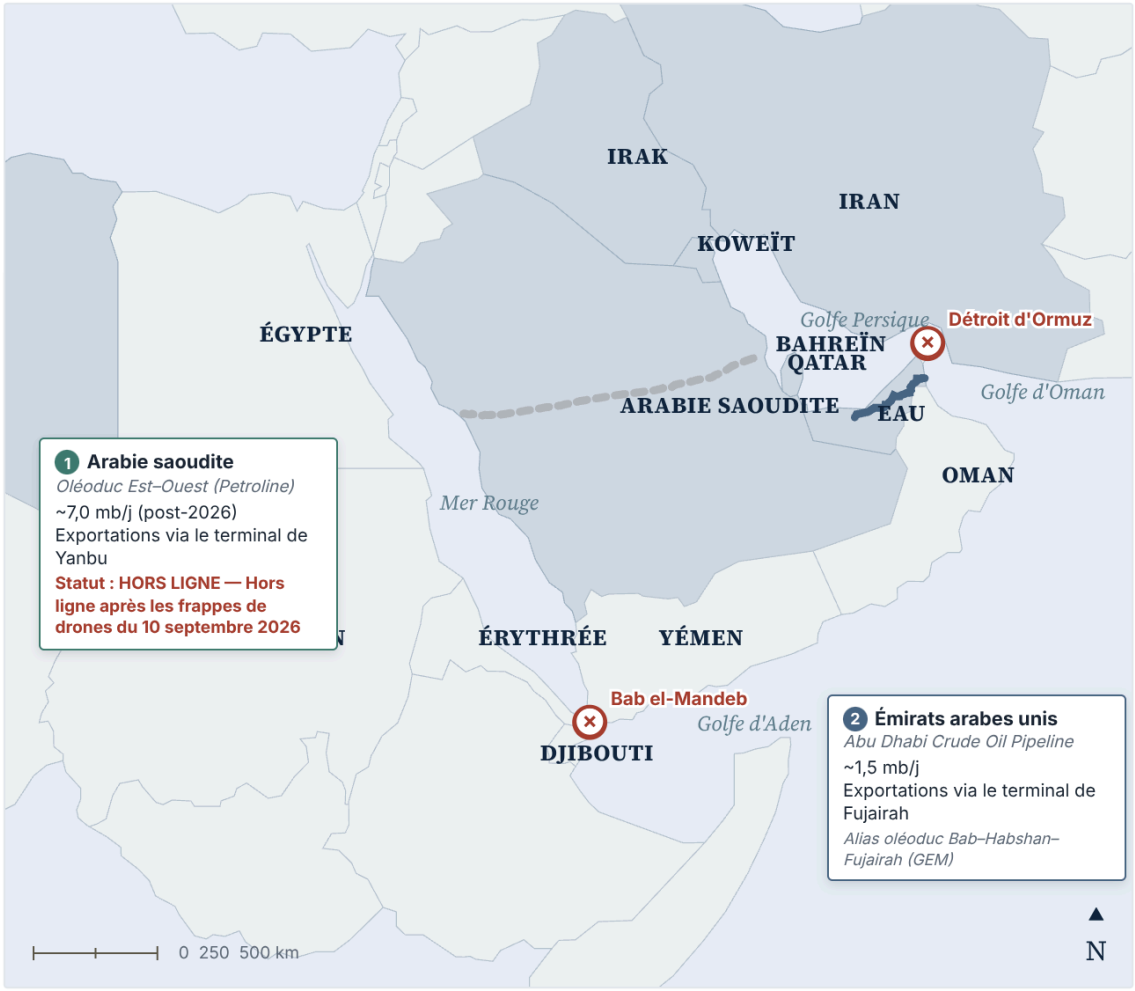
## INFRASTRUCTURES DE CONTOURNEMENT POUR LES EXPORTATIONS DE PÉTROLE AUTOUR DU DÉTROIT D'ORMUZ

*Voies d'exportation alternatives et capacités excédentaires ajustées de la livrabilité (DASC) des producteurs du Golfe*

OLÉODUCS AFFICHÉS | Contournement uniquement | Tous les oléoducs

☑ En service ☐ En construction ☐ Suspendu ☐ Hors service

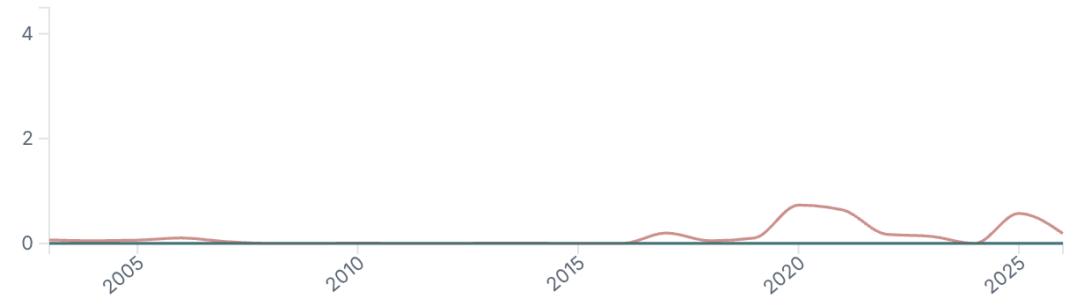
☐ Petroline opérationnel HORS LIGNE | ☐ AFFICHER LES TERMINAUX




### Légende

- Territoire d'un membre de l'OPEP
- Est–Ouest (Petroline) — Arabie saoudite
- ADCOP — EAU
- Autres oléoducs de brut (colorés par statut, masqués par défaut)
- Terminal d'exportation majeur (masqué par défaut)
- Point de passage stratégique (Ormuz / Bab el–Mandeb)

### Capacité excédentaire ajustée de la livrabilité (DASC, mb/j)



L'Arabie saoudite, les Émirats arabes unis et, à plus petite échelle, l'Irak illustrent la première catégorie. L'oléoduc Est–Ouest saoudien s'étend sur 1 200 km depuis le complexe de traitement d'Abqaiq, dans la Province orientale, jusqu'au terminal d'exportation de Yanbu sur la mer Rouge. L'Abu Dhabi Crude Oil Pipeline (ADCOP) des Émirats, également connu sous le nom d'oléoduc Habshan–Fujairah, relie les champs terrestres de Habshan au terminal d'exportation de Fujairah sur le golfe d'Oman. L'Irak dispose d'une voie limitée via l'oléoduc Kirkouk–Ceyhan vers la Méditerranée, mais celui-ci ne dessert que les champs du nord et ne peut atteindre le gros de la production nationale, centré sur Bassorah. L'ampleur de ce que chaque route pouvait réellement transporter se comprend toutefois mieux en comparant l'utilisation d'avant-conflit à ce qui a suivi, ce que les paragraphes ci-dessous examinent route par route.

L'oléoduc Est-Ouest saoudien transporte uniquement du brut. Avant la fermeture, il n'acheminait généralement que 0,8 à 1,0 mb/j, une fraction même de sa capacité nominale d'origine de 5 mb/j, car il fonctionnait comme une infrastructure de secours plutôt que comme voie d'exportation principale, laissant plusieurs millions de barils par jour de marge préexistante (S&P Global, juin 2025). Sa capacité avait déjà été portée à 7 mb/j avant la fermeture, même si cette capacité accrue n'avait jamais été réellement exploitée à plein. Depuis la fermeture, Aramco a poussé les flux vers ce plafond : le 10 mars 2026, la compagnie a déclaré qu'environ 5 mb/j pourraient être rendus disponibles à l'exportation, le solde alimentant les raffineries nationales (Al Jazeera, mars 2026). Même ce chiffre surestimait les volumes livrables : les postes d'amarrage de Yanbu ne peuvent charger qu'environ 4 à 4,5 mb/j, et en juin 2026 les chargements effectifs s'établissaient à seulement 4,1 mb/j, soit environ 64 % de ce qui transitait normalement par Ormuz, laissant le terminal traiter 92 % des exportations maritimes saoudiennes sans aucun plan public d'expansion de sa capacité de chargement (Kpler, juin 2026 ; AIE).

Bien qu'elle dispose de la plus grande voie de contournement des trois producteurs, l'Arabie saoudite fait encore face à une contrainte logistique supplémentaire une fois le brut arrivé à Yanbu : l'acheminement ultérieur vers son principal marché asiatique. La plupart des exportations depuis Yanbu sont chargées sur des très grands transporteurs de brut (VLCC) qui transitent normalement par Bab el-Mandeb. Les menaces houthies contre la navigation dans ce corridor ont toutefois périodiquement mis cette route en péril, faisant planer la perspective d'un réacheminement des cargaisons vers le nord par Suez, un passage que ces navires ne peuvent effectuer à pleine charge, imposant soit l'allègement d'une partie de la cargaison via l'oléoduc égyptien SUMED, soit le recours à des navires Suezmax plus petits, deux options qui ajoutent du temps et des coûts (Al Jazeera, juillet 2026). Cette contrainte a cessé d'être théorique en juillet 2026, lorsque les menaces houthies contre la navigation en mer Rouge ont contraint certaines cargaisons chargées à Yanbu à se dérouter vers Suez plutôt que de faire route vers le sud comme à l'accoutumée.

Pire encore, ce qui s'est produit le 10 septembre 2026 illustre parfaitement cette fragilité. Des frappes de drones ont touché des stations de pompage le long de l'oléoduc Est-Ouest. En conséquence, le ministère saoudien de l'Énergie a confirmé le lendemain que l'oléoduc avait été mis à l'arrêt par mesure de précaution. La perte est totale, et non marginale : une route qui livrait environ 4,1 mb/j à Yanbu depuis juin, chiffre correspondant déjà aux deux tiers des capacités initiales, est tombée à zéro. En l'absence de calendrier de remise en service ou de chiffre de débit partiel communiqué pour la période d'arrêt, nous fixons la capacité de contournement livrable de l'Arabie saoudite à zéro pour la fenêtre concernée. Avec la Figure 2 interactive, nous étendons cette hypothèse à l'ensemble de la période 2003-2026. Ainsi, la Figure 2 permet au lecteur de comparer l'évolution de notre DASC pour l'Arabie saoudite avec ou sans Petroline, en isolant exactement à quel point le pays a dépendu de cet unique oléoduc de 1 200 km, physiquement sans défense, et de son rôle structurel, plutôt que d'une véritable diversité de voies d'exportation. Cet événement très récent incarne la fragilité de l'Arabie saoudite. La capacité livrable ne tient que si l'infrastructure qui la sous-tend survit, et l'arrêt de Petroline montre que rien ne doit être tenu pour acquis.L'oléoduc ADCOP des Émirats disposait au départ d'une marge bien plus réduite. Avant le conflit, il

acheminait déjà environ 1,5 mb/j, soit plus de la moitié des exportations quotidiennes de brut des Émirats, proche de sa capacité nominale d'origine, pour un plafond technique rapporté de 1,8 mb/j (CNBC, mars 2026 ; Global Energy Monitor). Cette marge étroite explique pourquoi ADNOC a décidé d'accélérer un doublement de la capacité d'ADCOP à 3 mb/j dans les 12 à 18 mois suivant la fermeture, plutôt que de simplement solliciter davantage l'oléoduc existant (Seatrade Maritime, mai 2026). Le départ des Émirats de l'OPEP et de l'OPEP+ n'a été motivé qu'en partie par une insatisfaction à l'égard du processus de fixation des quotas ; il a aussi traduit un calcul logistique. Libérés des plafonds de production coordonnés, les Émirats pouvaient poursuivre une stratégie d'expansion indépendante, visant 5 mb/j de production (IER, mai 2026) parallèlement à cette extension de l'oléoduc. Rester au sein de l'OPEP+ aurait signifié construire une capacité d'exportation qu'ils n'étaient pas autorisés à utiliser pleinement. Le Koweït se situe à l'autre extrême. Sans oléoduc reliant ses champs à une quelconque côte hors du Golfe, la totalité de sa capacité excédentaire, modeste mais réelle, à environ 0,4 mb/j, s'est trouvée entièrement bloquée dès la fermeture du détroit, sans aucune solution de contournement partielle existante.

L'Irak possède une voie d'exportation alternative limitée via l'oléoduc Irak–Turquie (Kirkouk–Ceyhan), qui relie les champs pétroliers du nord à la Turquie, une route qui a par ailleurs été perturbée par intermittence par des différends de gouvernance entre Bagdad et le gouvernement régional du Kurdistan sur le contrôle des exportations. La majeure partie de la production irakienne provenant de la région méridionale de Bassorah, ce corridor n'évacue qu'une fraction de la production nationale. L'Irak a partiellement compensé cela en acheminant du brut par camion vers la Syrie, et des négociations, soutenues par l'administration américaine, sont en cours pour réactiver un tracé d'oléoduc à travers le territoire syrien. Malgré cela, l'essentiel de la capacité excédentaire irakienne reste effectivement bloqué.

En conséquence, la DASC offre un instantané de la livrabilité immédiate dans une configuration d'infrastructures donnée, mais cet instantané est lui-même incomplet. Même les barils classés comme « livrables » n'ont pas tous la même valeur : le brut qui atteint Yanbu doit encore franchir une seconde étape logistique, le transbordement à Suez et le passage par le cap de Bonne-Espérance, pour atteindre les marchés asiatiques qui absorbaient l'essentiel des volumes d'Ormuz avant la crise, ce qui accroît les coûts de fret et réduit la disponibilité effective des pétroliers. Une classification binaire livrable/bloqué sous-estime donc à quel point la résilience dépend réellement du coût, du routage et de l'accès au marché, et pas seulement du débit physique. La livrabilité n'est pas non plus statique : une rupture peut bloquer temporairement une partie de la capacité excédentaire mondiale, mais les producteurs diffèrent sensiblement dans leur aptitude à rétablir une offre livrable par l'investissement, l'expansion des infrastructures et l'adaptation opérationnelle. Cela soulève une seconde question : **au-delà de la capacité qui reste disponible aujourd'hui, quels producteurs sont capables de maintenir, de reconstruire et d'améliorer la compétitivité de la flexibilité du marché dans la durée ?**

## 2. Adaptabilité : reconstruire la capacité livrable dans la durée

Délibérément prudente, la DASC ne prend en compte que la livrabilité opérationnelle. Mais elle laisse sans réponse une question distincte, que cette section aborde : non pas celle de savoir si la DASC elle-même devrait être révisée à la hausse à mesure que de nouvelles infrastructures de contournement entrent en service, mais celle de savoir quels producteurs sont les mieux placés pour transformer le plus rapidement un projet annoncé en capacité confirmée. Les cas de l'Arabie saoudite et des Émirats arabes unis sont particulièrement éclairants, les deux producteurs ayant annoncé ou engagé des investissements pour développer des infrastructures d'exportation alternatives. La question est de savoir lequel des deux peut convertir cette annonce en barils livrables le plus tôt.

Comme le soulignent Cherp et Jewell (2014), la sécurité énergétique ne doit pas être comprise uniquement comme la disponibilité des ressources, mais aussi comme la capacité des systèmes énergétiques à résister aux ruptures, à s'y adapter et à s'en relever. Appliquée aux marchés pétroliers, la résilience dépend donc non seulement des actifs productifs existants, mais aussi des capacités financières et industrielles qui permettent aux producteurs de rétablir une offre effective dans la durée.

L'adaptabilité peut être comprise comme un concept multidimensionnel reflétant l'aptitude d'un producteur à rétablir une offre livrable à la suite d'une rupture prolongée. Elle dépend conjointement de la capacité financière du producteur, de son environnement institutionnel et de gouvernance, de sa base d'infrastructures existante, de ses caractéristiques géographiques et de son exposition à la dépendance aux points de passage stratégiques. Ces dimensions déterminent ensemble à la fois la faisabilité et la rapidité avec lesquelles une capacité livrable supplémentaire peut être mise sur le marché. En conséquence, nous opérationnalisons l'adaptabilité au moyen d'un indice à cinq piliers (financier, gouvernance, infrastructures, géographie et points de passage stratégiques) décrit en détail dans l'Annexe. Ainsi, le cadre proposé complète la DASC en déplaçant l'analyse de la disponibilité immédiate de l'offre vers les conditions structurelles dans lesquelles la résilience du marché se reconstruit dans la durée.

## Scores d'adaptabilité à cinq piliers — OPEP & OPEP+

Moyenne 2017–2025 · sélectionnez jusqu'à 5 pays à comparer à la moyenne de l'ensemble de la coalition OPEP+ · plus élevé = position structurelle plus solide

PAYS (A–Z, 5 AU MAXIMUM)

+ Ajouter un pays (0/5)




○ OPEP ● OPEP+ † ancien membre · Émirats arabes unis a quitté l'OPEP+ le 1er mai 2026 · Qatar a quitté l'OPEP en janvier 2019 · ligne pointillée = moyenne 2017–2025 du panel OPEP+ de 22 pays (référence uniquement, sans remplissage)

Parmi les membres de l'OPEP présentant une véritable dépendance structurelle à un point de passage maritime, l'Arabie saoudite se distingue sur deux des cinq piliers[1]. Elle domine nettement l'OPEP+ sur la dimension financière (0,695, contre 0,558 pour le Koweït, deuxième), portée par les 1 038 milliards USD d'actifs sous gestion du Public Investment Fund — constants sur l'ensemble du panel, s'agissant d'un instantané unique de 2026 et non d'une série temporelle — et par des réserves de change comparativement solides, d'environ 460 à 515 milliards USD sur 2017–2025. Cette solidité financière a toutefois coexisté avec une hausse marquée de la dette publique brute, de 16,0 % du PIB en 2017 à 31,7 % en 2025, du fait de la diversification économique. L'Arabie saoudite domine également l'OPEP sur les infrastructures (0,540). Sur la gouvernance, le royaume est devancé par le Koweït[2]. Sur les

caractéristiques géographiques, il est devancé par l'Iran ; et sur la résilience aux points de passage stratégiques en particulier, son score (0,223) reste nettement inférieur à celui des Émirats arabes unis (0,566) — non pas parce que l'Arabie saoudite ne fait pas transiter de brut par sa voie de contournement (Petroline achemine déjà environ 22 à 28 % des exportations en dehors d'Ormuz, part en hausse avec l'extension de la capacité à 7 mb/j en 2025), mais parce que cette voie de contournement n'est pas elle-même exempte de point de passage stratégique : le brut arrivant à Yanbu sur la mer Rouge doit encore transiter par Bab el-Mandeb — lui-même exposé aux attaques houthies — ou emprunter la route plus longue par le cap de Bonne-Espérance pour atteindre les marchés asiatiques qui absorbent l'essentiel des exportations saoudiennes. L'attaque de drones du 10 septembre 2026 qui a mis Petroline totalement hors service souligne la même fragilité en amont : l'ensemble de la route est exposé non seulement à son point d'aboutissement en aval, mais sur toute sa longueur[3]. À l'inverse, la route ADCOP des Émirats vers Fujairah, sur le golfe d'Oman, débouche directement sur les eaux internationales sans point de passage secondaire. La voie de contournement de l'Arabie saoudite réduit donc l'exposition spécifique à Ormuz sans éliminer totalement la dépendance aux points de passage stratégiques — une distinction que la composante d'exposition résiduelle des voies de contournement du cadre est conçue pour saisir.Cet écart entre capacité installée et résilience réalisée est en lui-même instructif : il suggère que le défi d'adaptabilité à court terme du royaume tient moins à la construction de nouvelles infrastructures de contournement, capacité qu'il possède déjà en grande partie, qu'aux ajustements commerciaux et logistiques nécessaires pour y faire transiter une part plus importante des exportations existantes.

Si l'Arabie saoudite représente le cas de référence en matière d'envergure financière, les Émirats arabes unis font preuve d'un degré d'adaptabilité comparable par une voie différente : ils dominent l'ensemble de l'échantillon de 22 pays sur l'adaptabilité composite (0,786), avec le score de gouvernance le plus élevé de l'échantillon (0,889), reflet d'un environnement institutionnel bien adapté à la réalisation de projets de grande envergure, et un score financier (0,727) qui dépasse lui-même de peu celui de l'Arabie saoudite. Plutôt que d'égaler l'ampleur de l'investissement saoudien dans le contournement, l'Abu Dhabi Crude Oil Pipeline (ADCOP) des Émirats, qui relie la production intérieure au terminal de Fujairah sur le golfe d'Oman en contournant entièrement le détroit d'Ormuz, n'offre que 1,8 mb/j de capacité contre 5 mb/j pour Petroline. Un oléoduc supplémentaire, West-East 1, est en construction et vise environ 1,5 mb/j de plus, avec une mise en service prévue en 2027, ce qui n'est pas encore reflété dans la fenêtre 2017–2025 de ce panel. Malgré une capacité absolue plus faible, les Émirats enregistrent le score de résilience aux points de passage le plus élevé parmi les producteurs véritablement exposés de l'échantillon (0,566, contre 0,223 pour l'Arabie saoudite), parce que Fujairah débouche directement sur le golfe d'Oman sans point de passage secondaire en aval, contrairement à Yanbu, qui impose encore de transiter par Bab el-Mandeb ou de contourner le cap de Bonne-Espérance pour atteindre les marchés asiatiques. Le contraste ne tient donc pas à l'effort ou au taux d'utilisation, mais à la géographie des routes : un contournement plus court vers des eaux véritablement ouvertes surpasse un contournement plus long qui échange un point de passage contre un autre.

Toutefois, la puissance financière seule ne se traduit pas nécessairement par une adaptabilité comparable. Le Koweït illustre les limites d'une dépendance principalement aux ressources financières. Bien que le pays possède l'un des plus grands fonds souverains au monde (1 011 milliards USD) et ne rencontre donc guère de contraintes pour mobiliser des capitaux, sa capacité à convertir ces ressources financières en capacité livrable supplémentaire reste comparativement limitée : ses scores d'infrastructures sont en retrait par rapport à ceux de l'Arabie saoudite et des Émirats, et il ne dispose d'aucune infrastructure de contournement, quelle qu'elle soit. La géographie aggrave le problème : l'unique façade côtière du Koweït donne sur le Golfe, directement en direction du détroit d'Ormuz, et le littoral alternatif le plus proche se situe à quelque 1 150 km, accessible uniquement en traversant le territoire d'un autre pays. La totalité des exportations de brut koweïtiennes transite par le détroit d'Ormuz (100 % sur l'ensemble de la période 2017–2025, sans aucune route alternative), ce qui en fait, aux côtés de Bahreïn, l'un

des producteurs les plus exposés de l'échantillon, indépendamment de sa capacité financière à en construire un jour une.

La Russie occupe une position singulière dans le cadre d'adaptabilité. Son score de résilience aux points de passage (0,879, parmi les plus élevés de l'échantillon) reflète une véritable diversification structurelle : le corridor pacifique ESPO/Kozmino, les terminaux arctiques et l'oléoduc Droujba vers l'Europe centrale maintiennent ensemble son exposition au point de passage principal à un niveau faible (11 à 13 %) et largement exempt de points de passage. Son score financier (0,651) se classe également troisième de l'échantillon, sur le papier, mais il reflète des amortisseurs macroéconomiques (réserves de change, faible prime de risque mesurée) plutôt qu'un accès réel aux capitaux, que les sanctions restreignent depuis 2022. La contrainte la plus nette est institutionnelle : le score de gouvernance de la Russie (0,455) se situe en dessous de la moyenne de l'échantillon, sous l'effet d'une nette dégradation des indicateurs d'État de droit et de stabilité politique à partir de 2022, qui persiste, inchangée, jusqu'en 2025. La Russie illustre ainsi un mode de défaillance distinct : une forte diversification physique et géographique ne garantit pas, à elle seule, l'adaptabilité lorsque l'environnement institutionnel et financier limite la capacité à tirer parti de cette diversification.

À l'inverse, les États-Unis pourraient incarner une troisième voie : situés hors de l'échantillon de 22 pays analysé dans cette note, ils ne reçoivent pas de score ici. Ils méritent néanmoins une mention. Les États-Unis sont devenus le premier producteur mondial de pétrole. En matière d'exportation, ils ne dépendent pas fortement d'un point de passage unique (à l'exception du canal de Panama), le principal bassin d'exportation étant situé dans le golfe du Mexique. S'agissant de la capacité excédentaire, le secteur pétrolier américain est dominé par des entreprises privées capables d'accroître leur production plus rapidement, quoique à des coûts de production plus élevés que ceux des producteurs du Golfe. Ce sont précisément ces caractéristiques distinctes qui ont mis sous pression la capacité excédentaire de l'OPEP.

## Conclusion

La capacité excédentaire nominale ne se traduit pas nécessairement en pouvoir de marché. De fait, la crise d'Ormuz montre que ce qui compte est la livrabilité, et non le volume en soi, puisqu'une large part du tampon de l'OPEP+ s'est révélée inaccessible dès la fermeture de sa principale voie d'exportation. Cet écart est inégal et non figé : la capacité des producteurs à reconstruire une offre livrable dans la durée dépend de facteurs financiers, de gouvernance et d'infrastructures qui varient fortement au sein de la coalition. Ce basculement remodèle déjà le comportement des producteurs, comme le montre la sortie des Émirats arabes unis de l'OPEP+ en 2026, dès lors que la livrabilité commence à rivaliser avec le volume comme fondement du pouvoir de marché. Les politiques de production (coordonnées) restent importantes ; cependant, la logistique d'exportation gagne en pertinence comme caractéristique déterminante du pouvoir de marché et de la portée géopolitique, comme l'illustre le retrait des Émirats de l'OPEP. En conséquence, ce basculement entraîne aussi des changements significatifs pour la sécurité énergétique à la lumière de l'instabilité des développements en cours. À mesure que les infrastructures fixes deviennent plus faciles à cibler et plus difficiles à défendre pleinement, la sécurité énergétique pourrait ne plus consister à prévenir la rupture, mais à gérer la façon dont un système résiste une fois la rupture inévitable, et, à cette aune, un tampon de capacité excédentaire qui ne peut atteindre le marché ne constitue pas du tout de la résilience, comme le montrent les attaques contre l'oléoduc Est-Ouest saoudien.

**Annexe : Construction de l'indice d'adaptabilité à cinq piliers**

L'indice à cinq piliers est construit à partir d'un panel de 22 pays de l'OPEP et de l'OPEP+ sur la période 2017–2025. Chaque pilier agrège un ensemble d'indicateurs structurels en un score normalisé unique compris entre 0 et 1, les

valeurs plus élevées traduisant une plus grande solidité ou résilience structurelle dans cette dimension.

- **Normalisation.** Pour chaque année, chaque indicateur brut est ramené sur [0,1] en divisant la valeur de chaque pays par le maximum observé dans le groupe cette année-là (méthode de la part brute). Lorsqu'un indicateur est naturellement orienté de sorte que des valeurs plus faibles traduisent une meilleure performance — dette publique brute, prime de risque pays, score d'État fragile — le signe est inversé avant normalisation. Les indicateurs de chaque pilier sont ensuite moyennés à poids égal pour produire le score du pilier.
- **Le pilier financier** combine six indicateurs : la dette publique brute en part du PIB (FMI, World Economic Outlook), la prime de risque pays (Damodaran), l'indice d'indépendance de la banque centrale (Romelli et al.), les entrées d'IDE, les réserves de change (Banque mondiale, WDI) et les actifs des fonds souverains (SWFI, instantané 2026, maintenu constant sur toutes les années du panel). Les deux premiers sont inversés avant normalisation.
- **Le pilier gouvernance** combine sept indicateurs issus de deux sources : les Worldwide Governance Indicators de V-Dem/Banque mondiale (contrôle de la corruption, État de droit, stabilité politique, efficacité des pouvoirs publics), le score Ease of Doing Business de la Banque mondiale, le Fragile States Index (Fund for Peace) et l'indice de part diplomatique (Pardee Institute, FBIC). Le score d'États fragiles est inversé avant normalisation.
- **Le pilier infrastructures** combine deux indicateurs : le trafic portuaire de conteneurs en EVP et le score global du Logistics Performance Index, tous deux issus de la Banque mondiale. Le fret aérien a été exclu comme conceptuellement sans rapport avec la logistique d'exportation du pétrole et du gaz.
- **Le pilier géographique** est représenté par un score composite unique (GEO_SCORE, 0–100) reflétant la multiplicité des façades maritimes d'exportation (poids 0,7) et la proximité d'un littoral alternatif (poids 0,3), construit à partir de données collectées manuellement sur les caractéristiques des côtes, la typologie des façades et l'enclavement.
- **Le pilier d'exposition aux points de passage stratégiques** est représenté par un score composite unique, CHK_RESILIENCE_SCORE (0–100, une valeur plus élevée indiquant une plus grande résilience), construit à partir de données collectées manuellement comme 100 moins CHK_EXPOSURE_SCORE. CHK_EXPOSURE_SCORE combine lui-même la part des exportations de brut transitant par le point de passage principal (poids 0,7) et l'exposition résiduelle aux points de passage de toute voie de contournement (poids 0,3), traduisant le fait qu'une voie de contournement n'est que partiellement exempte de point de passage si elle impose encore un transit par un pays tiers ou un point de passage secondaire. Une version antérieure de ce pilier faisait la moyenne de CHK_EXPOSURE_SCORE et de CHK_RESILIENCE_SCORE ; ces deux scores étant par construction des compléments exacts, cela produisait un score constant et non informatif de 0,5 pour chaque paire pays-année, ce qui a été corrigé en utilisant CHK_RESILIENCE_SCORE seul. Les deux scores sous-jacents ont été développés par O. [nom] et sont décrits en détail dans la note technique d'accompagnement.
- **La capacité de contournement absolue** (chk_bypass_capacity_mbd, en mb/j) est rapportée séparément aux côtés du score du pilier points de passage lorsque cela est pertinent dans le texte, afin de distinguer l'ampleur des infrastructures de contournement d'un producteur de la part de ses exportations effectivement acheminées par celles-ci, une distinction que le score normalisé du pilier ne traduit pas à lui seul.

## Notes et références

01 Les scores composites de certains autres membres de l'OPEP (par exemple l'Algérie, le Gabon, le Nigeria) bénéficient de scores très élevés sur les points de passage stratégiques qui reflètent largement l'absence structurelle de dépendance à un point de passage plutôt qu'une résilience construite ou des investissements de contournement. Les comparaisons ici sont restreintes aux producteurs présentant une exposition réelle à Ormuz (ou équivalent), l'objet du cadre étant d'évaluer la réponse adaptative à cette exposition spécifiquement.

02 L'écart est presque entièrement dû à deux des sept sous-indicateurs de gouvernance — la stabilité politique mesurée et le Fragile States Index — sur lesquels le Koweït obtient des résultats sensiblement meilleurs (un avantage de 0,72 point sur la stabilité politique, et un score de fragilité inférieur, donc meilleur, de 15,5 points). L'Arabie saoudite devance en réalité le Koweït sur les indicateurs restants : contrôle de la corruption, efficacité des pouvoirs publics et score Ease of Doing Business. Le score composite de gouvernance doit donc être lu comme saisissant la stabilité politique perçue et le risque de fragilité de l'État aux côtés de la capacité institutionnelle et administrative, et non la seule capacité administrative — sur cette dernière dimension, plus étroite, l'Arabie saoudite surpasserait le Koweït.

03 Voir la Figure 2, qui compare la DASC ajustée de l'Arabie saoudite sur 2003-2026 avec Petroline en service ou non, en isolant à quel point la livrabilité apparente du pays dépend de cette unique route.

© GTPO 2026. Tous droits réservés. De courts extraits peuvent être cités sans autorisation expresse, à condition que la source soit mentionnée. Les opinions exprimées dans cette publication sont celles des auteurs et ne reflètent pas nécessairement la position institutionnelle du GTPO, de son équipe ou de ses partenaires.