

Fiscalité pétrolière et gazière pendant et après la pandémie: risques de nivellement précipité par le bas

David Manley, Anna Fleming et David Mihalyi

Octobre 2020

« Gagner » la course vers le bas, mais perdre à la remontée?

Au début de cette année, alors que le monde entier tentait de réagir face à la pandémie de coronavirus, la demande de pétrole s'est brutalement effondrée. Dans le même temps, l'OPEP et la Russie n'ont guère réussi à s'accorder sur une réduction coordonnée de l'approvisionnement. En conséquence, le prix du baril de pétrole Brent a dégringolé, de 60 USD en décembre 2019 à 20 USD en avril 2020. À la date de la présente publication, il est de 43 USD.

Si les prix restent bas, et si les dirigeants pétroliers pensent que cette tendance à la baisse se maintiendra, il se peut que les compagnies fassent pression sur les gouvernements pour qu'ils réduisent les taxes et d'autres réglementations grevant onéreusement leurs finances. Les versements en taxes et impôts entraînent souvent des charges lourdes pour les entreprises, de sorte que les États pourraient être contraints de les réduire afin de garantir la viabilité des projets.

Questions clés

1 Quelle sera la prochaine évolution des prix du pétrole ?

2 Quel est l'impact sur les projets en cours, les projets non encore développés et les réserves qui restent à découvrir ?

3 Comment les gouvernements devraient-ils réagir et modifier leur taxation des secteurs du pétrole et du gaz ?

4 Les gouvernements essaieront-ils de « courir en descente », mais perdront-ils ensuite la course à la montée ?

Messages essentiels

1. Il n’y a aucune certitude quant à l’évolution future des prix. Une certaine hausse est probable dans les prochaines années, même si la transition énergétique conduira à une baisse structurelle du prix du pétrole à plus long terme. Les États doivent tenir compte du climat d’incertitude et de cette hausse probable lorsqu’ils décident du régime de taxation du pétrole et du gaz.
2. Les allègements fiscaux applicables à la plupart des projets en cours sont vraisemblablement un gaspillage de l’argent public.
3. Certains gouvernements pourraient être contraints de réduire la charge fiscale pesant sur les projets en attente de nouveaux développements. Mais ils doivent savoir quels projets resteront viables avec des charges moins lourdes et lesquels ne doivent pas bénéficier d’un allègement fiscal.
4. En cas de doute, les gouvernements doivent considérer si un projet nécessitant des incitations fiscales apportera réellement une valeur ajoutée au pays. Dans la plupart des cas, eu égard à la production totale d’hydrocarbures, la part des projets pouvant être retardés ou annulés demeure faible. Toutefois, ce n’est pas le cas pour les « nouveaux pays producteurs » comme le Sénégal et la Guyane.
5. Une réforme de la fiscalité afin de rendre un pays plus attractif n’a véritablement de sens qu’avant l’arrivée que des entreprises qui veulent investir (par exemple, pour attirer plus d’investissements au moment des procédures d’octroi de licences).
6. Mais baisser les taxes maintenant pourrait obliger un État à les augmenter plus tard si les prix sont de nouveau à la hausse.
7. Si un allègement fiscal s’impose, les États pourraient alors introduire une « clause de caducité » pour en limiter la durée.
8. Dans l’idéal, les États devraient mettre en place des régimes fiscaux progressifs, en fonction de la fluctuation des bénéfices.
9. Mais étant donné que de nombreuses autorités fiscales ont du mal à mesurer les bénéfices, les États pourraient s’orienter vers des régimes fiscaux simplifiés, basés sur le chiffre d’affaires ou les prix, tout en restant prêts à modifier les taux d’imposition à l’avenir, et à accepter les répercussions de toute politique fiscale sur leur crédibilité aux yeux des investisseurs.
10. Les autorités doivent aussi être disposées à divulguer les clauses contractuelles détaillant les modifications et les exonérations fiscales, les incitations et les prix estimés du seuil de rentabilité des projets afin d’aider les organes de contrôle des comptes publics, les groupes de réflexion locaux et le public à vérifier et le cas échéant à soutenir les décisions de politique fiscale.

1

Prévisions des prix
du pétrole

2

Impact sur les projets
pétroliers en cours, ceux
non développés et sur les
réserves non découvertes

3

Politique fiscale

Prévisions des prix : le consensus est que les prix augmenteront, mais de combien ?

La vue d'ensemble des perspectives pétrolières mondiales, représentée par le prix à terme du Brent, donne à penser qu'il se produira progressivement une hausse jusqu'à un peu plus de 53 USD d'ici 2025. Toutefois les opinions varient considérablement sur la question.

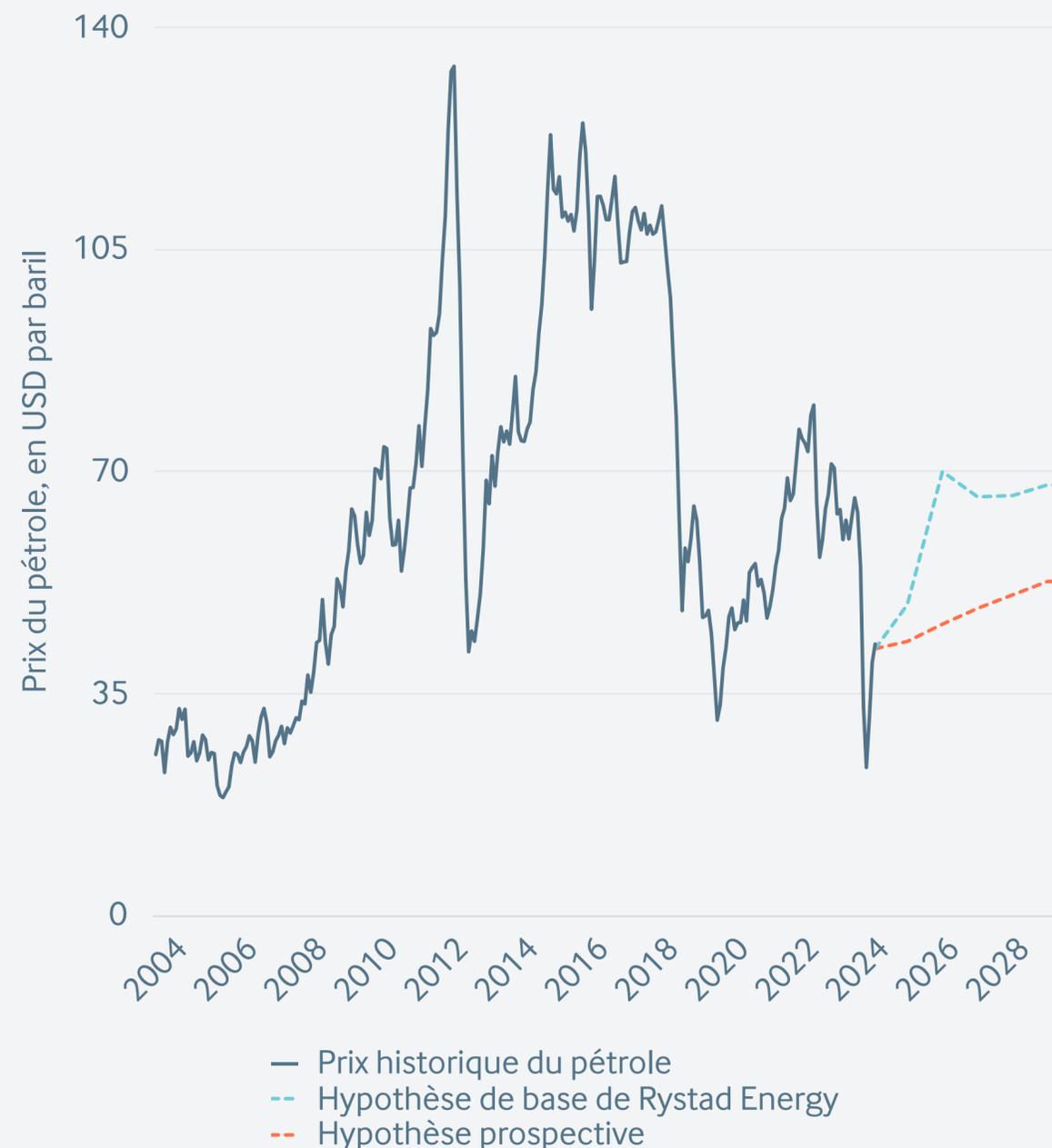
Une enquête auprès des compagnies pétrolières révèle qu'elles s'attendent en moyenne à une augmentation, atteignant 65 USD d'ici 2025, mais avec une fourchette assez large (un peu moins de 55 USD pour BP et 78 USD pour Equinor¹).

L'une des opinions les plus divergentes est celle de la banque JP Morgan qui pense que le prix du pétrole atteindra 190 USD en 2025, bien qu'elle indique aussi qu'une telle hausse serait insoutenable à long terme².

Et bien que les avis divergent, un consensus semble exister sur le fait qu'une hausse est probable. Les champs pétrolifères ont une durée de vie moyenne de 15 à 30 ans³. Pour maintenir la production, l'industrie pétrolière a investi 650 milliards de dollars US par an au cours de la dernière décennie en activités de prospection et d'extraction d'hydrocarbures. En 2020, l'industrie pourrait dépenser un tiers de moins (de 132 à 42 milliards USD) qu'en 2019⁴.

Si la pandémie est suffisamment maîtrisée pour permettre aux consommateurs de réactiver leur consommation, il est probable que les prix remontent, en raison notamment de la baisse des investissements ces dernières années.

Prix du Brent, historique et projeté



Source : Rystad Energy UCube, Infomundi.

Prévisions des prix : consensus autour de l'augmentation des prix, mais incertitude quand à la marge d'augmentation

Le comportement de l'OPEP et de la Russie pèse dans la balance. La forte baisse des prix du pétrole, résultat des mesures de confinement prises dans de nombreux pays, est en partie due au fait que l'OPEP et la Russie ont précisément décidé de maintenir les niveaux de production au lieu de les réduire. De même, le comportement de ce groupe continuera de peser à l'avenir et contribuera donc à la détermination des prix.

Même si les prix augmentent à nouveau dans quelques années, sur le long terme les choses sont moins sûres car les grandes économies amorcent déjà leur transition vers des énergies à faible émission de carbone. Et si cette transition est suffisante pour maintenir le réchauffement climatique en dessous de 2°C et, limite par conséquent la consommation de pétrole et de gaz, alors le prix du pétrole pourrait se situer à terme quelque part autour de 40 USD⁵. BP suppose pour sa part que, sur le long terme, le prix se situera autour de 55 USD⁶.

Mais cela fait beaucoup de « si ». Fondamentalement, les dirigeants des pays sont face à un panorama d'incertitudes. Alors, que peuvent-ils espérer au cours des prochaines années, et plus précisément quelle devrait être leur politique fiscale vis-à-vis des projets pétroliers ?

1

**Prévisions des prix
du pétrole**

2

**Impact sur les projets
pétroliers en cours, ceux
non développés et sur les
réserves non découvertes**

3

Politique fiscale

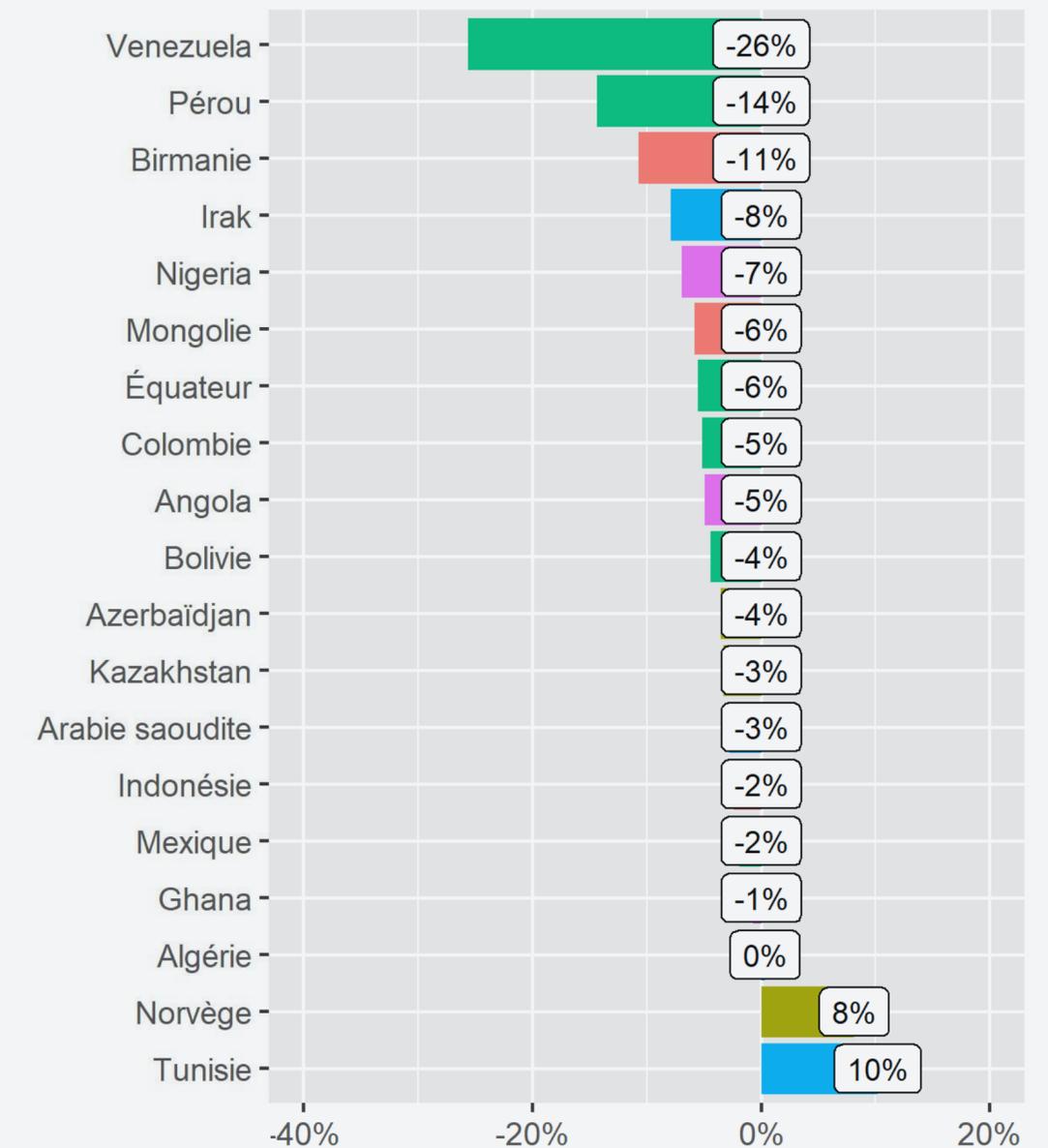
Les projets en cours n'appellent probablement pas d'allègements fiscaux

Il est peu probable que les projets déjà développés et en cours de production aient en majorité besoin de bénéficier de mesures d'allègement fiscal. Tant que les coûts d'exploitation par baril sont inférieurs au prix de vente, il est logique de continuer à produire. Et même si les coûts globaux sont supérieurs au prix de vente, les entreprises peuvent au moins encaisser de l'argent pour rembourser une partie de leurs dettes, quoique ne réalisant aucun bénéfice réel.

Nous avons sélectionné 19 pays qui sont riches en pétrole, en dépendent ou développent nouvellement ce secteur, afin d'illustrer l'impact sur l'industrie au niveau mondial. Parmi ceux-ci, encore que certains soient à l'arrêt – invoquant comme les raisons les coûts élevés ou la santé des travailleurs⁷ – et en dépit des récents accords de l'OPEP+, Rystad Energy prévoit que les volumes de production diminueront à peine en 2020.

Ceci n'est pas une surprise. Selon les estimations de Rystad Energy, les coûts d'exploitation moyens dans les pays figurant sur le graphique sont encore bien inférieurs au prix international du pétrole. Donc, dans la plupart des cas, il n'est pas nécessaire que les États envisagent une réduction des impôts ou des charges fiscales.

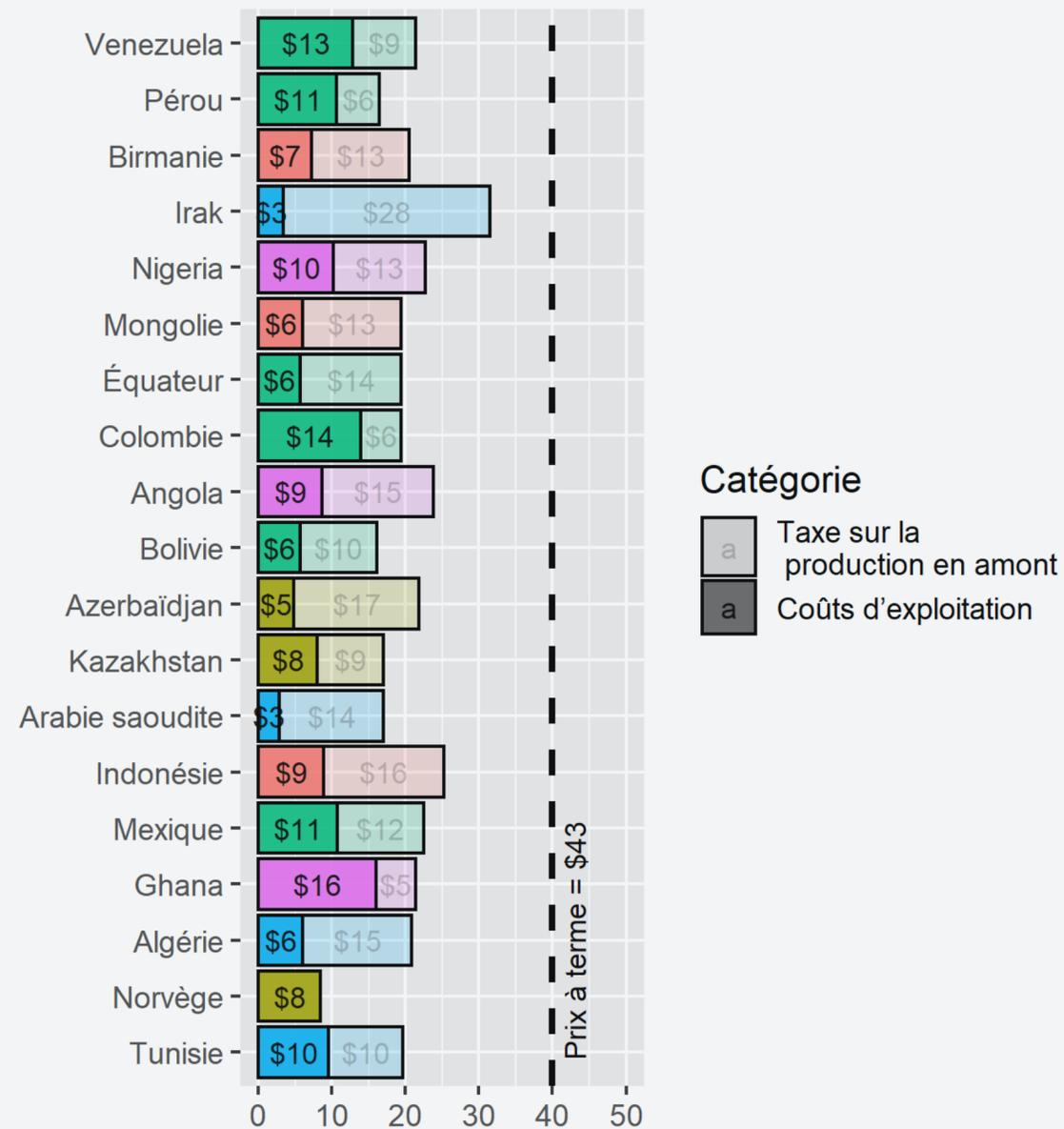
Évolution de la production entre 2019 et 2020



Évolution en pourcentage des volumes de production entre 2019 et 2020 comme pourcentage du volume de production 2019 - en BEP/jour

Source : Rystad Energy - UCube, calculs de NRG

Coûts d'exploitation moyens et taxes sur la production en amont par baril (estimations pour 2020)



Source : Rystad Energy - UCube, calculs de NRG1

En outre, au fil du temps, les coûts diminuent généralement et les prix en même temps, soit en raison de la variation des taux de change, soit parce que les entreprises gagnent en efficacité^{8,9}. Normalement les régimes fiscaux applicables au pétrole sont relativement progressifs, ce qui signifie que la charge fiscale s'alourdit à mesure que les gains financiers augmentent, et vice versa. Autrement dit, de nombreux projets peuvent survivre y compris si les prix sont bas, et ce plus longtemps que cela n'aurait pu être le cas dans d'autres domaines. Au contraire, les régimes fiscaux qui sont comparativement moins progressifs, voire régressifs, imposent parfois des charges telles qu'elles obligent à la fermeture d'un projet.

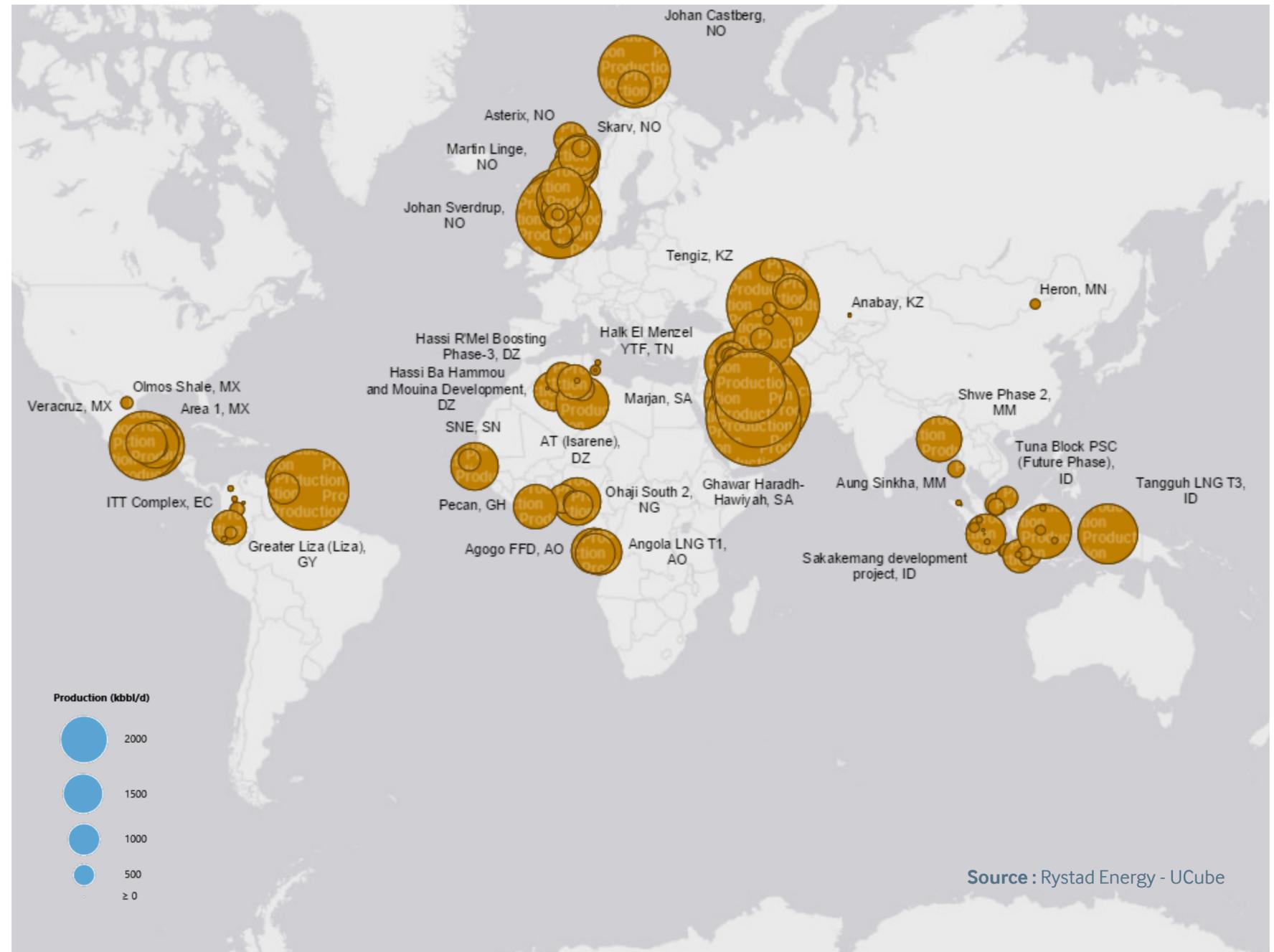
Un allègement fiscal applicable à un projet très coûteux peut permettre au pays de maintenir sa production — ce qui peut constituer un objectif des pouvoirs publics — mais en revanche ne pas servir l'objectif d'accroissement des recettes publiques car aucun profit n'en sera tiré. En outre, il est difficile de savoir avec certitude quels sont les projets dont les coûts seront élevés. Si la loi accorde effectivement des avantages fiscaux aux entreprises dont les projets sont en cours, l'État doit veiller à ce que le régime applicable prévoie aussi leur suspension lorsque les prix augmentent à nouveau, le cas échéant par le biais d'une clause de caducité.

Gisements découverts mais non encore exploités : les retarder, les repenser ou faire jouer le lobbying ?

Qu'en est-il des projets qui restent à développer ? Figurent sur cette carte tous les projets pétroliers et gaziers qui, selon les analystes de Rystad, devraient être développés au cours des cinq prochaines années.

Ils représentent la prochaine vague de production d'hydrocarbures que les États seront soucieux de conserver. Mais certaines entreprises retardent déjà le développement de certains projets. Et d'autres sont en train de revoir la conception des leurs afin de réduire les coûts, comme Aker Energy, titulaire du champ offshore de Pecan au Ghana¹⁰. Elles peuvent aussi commencer à faire pression sur les gouvernements pour qu'ils modifient le traitement fiscal de ces projets, menaçant en cas de réponse négative de retirer leurs investissements et, avec eux, la production et donc de supprimer des emplois. Quelle logique les responsables publics doivent-ils suivre pour décider de modifier ou non le régime fiscal applicable à ces projets ?

Production projetée de projets pétroliers ou gaziers devant être développés dans les cinq prochaines années



Concepts clés : prix au seuil de rentabilité

Le « prix au seuil de rentabilité » ou prix d'équilibre est un mécanisme utile pour comparer les coûts et les prix. Pour chaque projet pétrolier ou gazier qui démarre, le prix d'équilibre est le prix moyen nécessaire pendant la durée de vie du projet qui, permet d'atteindre un rendement cible. (Les analystes de Rystad estiment que ce rendement doit tourner autour de 10 % du capital investi.) Et en comparant ce seuil de rentabilité avec les prévisions de prix, un fonctionnaire peut savoir quels sont les projets qui pourraient être retardés, ceux qui seront viables et ceux pour lesquels les entreprises pourraient réclamer des allègements fiscaux.

Valeur actuelle des coûts totaux prévus sur la durée de vie restante du projet en amont



Prospection



Développement



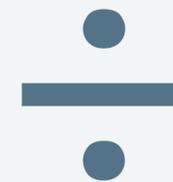
Finances



Exploitation



Imposition



Nombre total de barils de pétrole prévus sur la durée de vie du projet (ou barils de pétrole équivalents pour le gaz)

Gisements découverts mais non développés : modélisation des coûts de projet

Étude de cas : l'Algérie

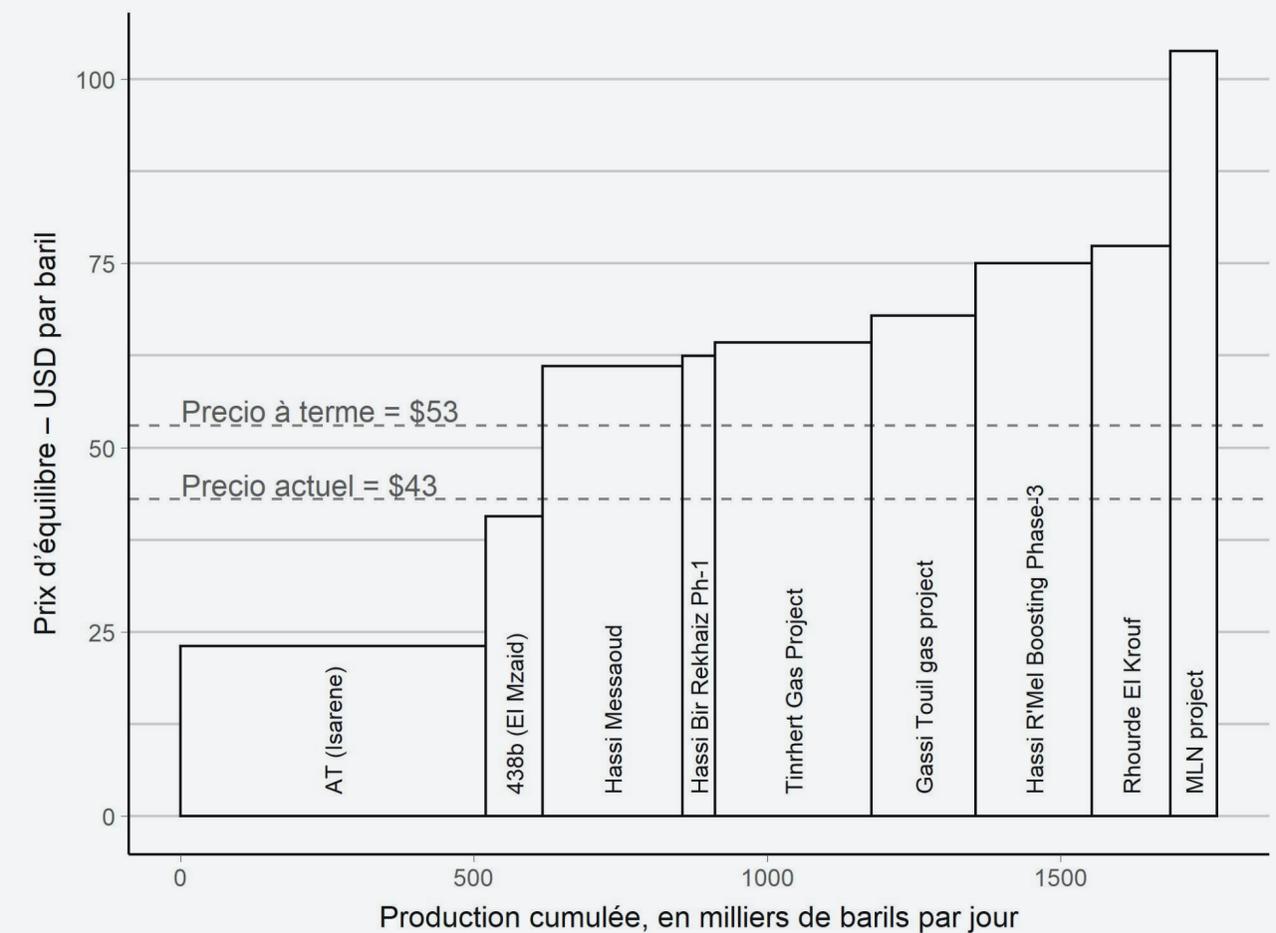
La courbe des coûts indique les prix d'équilibre (pour la rentabilité du projet) et la production quotidienne prévue pour chaque projet pétrolier/gazier qui, selon les analystes de Rystad, devrait être développé au cours des cinq prochaines années. Un fonctionnaire algérien pourra considérer que les projets à l'extrême gauche, ceux dont les coûts sont les plus bas, sont plus sûrs et que les investisseurs les poursuivront. Ces investisseurs n'auront pas besoin de bénéficier d'allègements fiscaux pour en assurer la rentabilité.

Par contre, les projets à l'extrême droite, ceux dont les coûts de production sont les plus élevés, ont plus de risque à être reportés voire annulés. Seul un important allègement fiscal les rendrait attrayants pour les investisseurs – à tel point que le gouvernement pourrait en conclure que cela n'en vaut pas la peine, étant donné qu'ils ne généreraient que peu de rentrées fiscales.

Les responsables publics seraient donc plus tentés d'offrir des avantages fiscaux aux entreprises exploitant des projets se trouvant au milieu de la courbe des coûts. Une petite modification dans la fiscalité pourrait suffire à rendre viable un projet qui autrement ne le serait pas.

Mais la comparaison de ces prix d'équilibre avec les prix réels n'est pas une science exacte. Pour qu'une entreprise juge un projet viable, il faut qu'elle sache quels

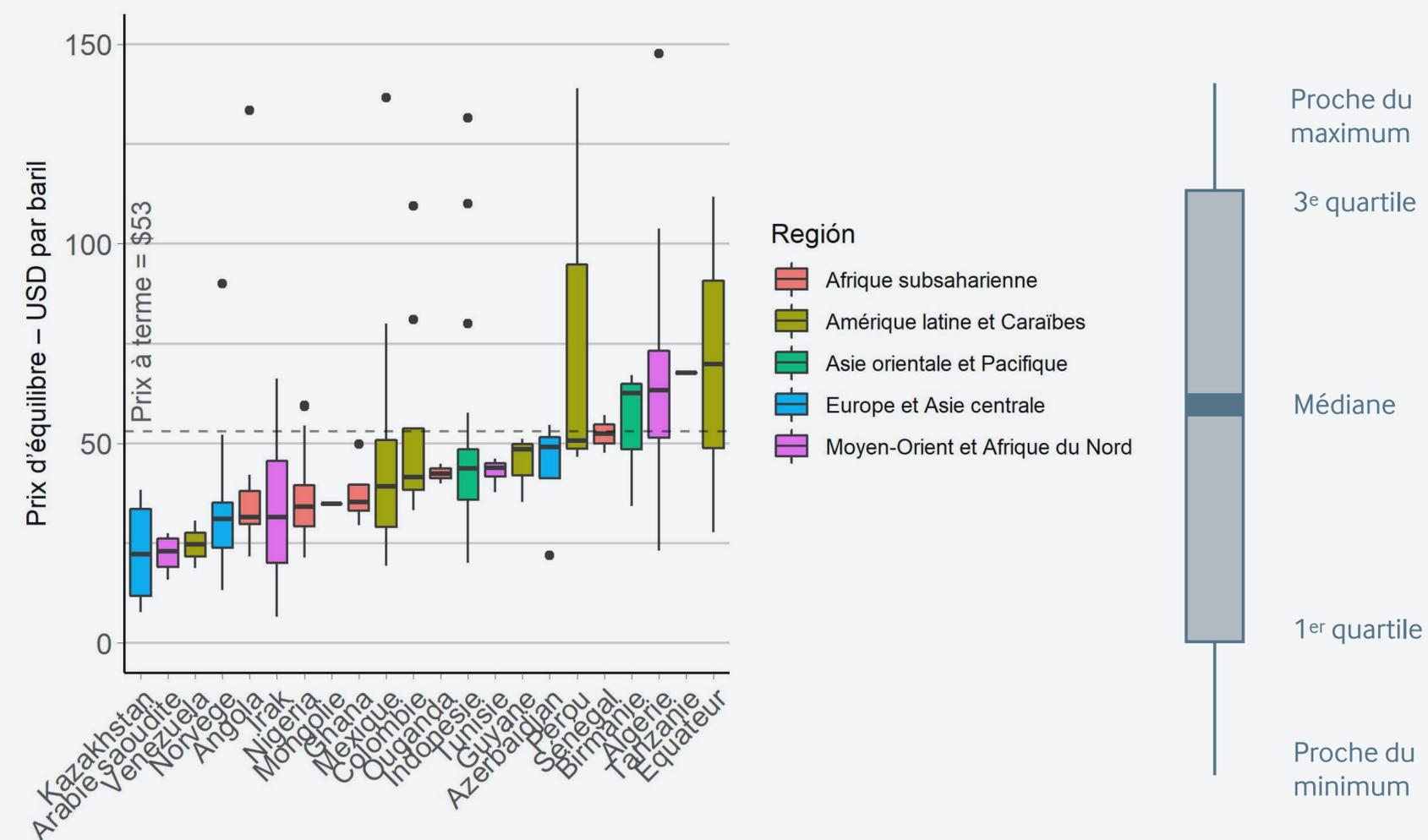
La « courbe des coûts » de l'Algérie pour ses projets pétroliers et gaziers



Source : Rystad Energy - UCube, Calculs de NRGi. Remarques : Sont considérés les projets qui, selon Rystad, devraient être développés au cours des cinq prochaines années. Les projets prévoyant un prix de rentabilité supérieur à 120 USD et les projets dont la production est inférieure à 10 000 barils par jour ne sont pas représentés.

seront les prix susceptibles de s'appliquer sur l'ensemble de la durée de son cycle de vie. En l'occurrence, chaque entreprise aura une vision différente, tout comme chaque gouvernement. Nous avons superposé le prix à terme pour faciliter la comparaison, mais uniquement à titre d'exemple.

Répartition des prix d'équilibre des projets potentiels de notre échantillon



Source : Rystad Energy Ucube ; Calculs de NRGi

Remarques : Projets potentiels uniquement. Il s'agit de quartiles pour chaque pays, non pondérés par la production. Les principaux projets de la Tanzanie ont un seuil de rentabilité inférieur à celui indiqué ici, mais Rystad ne prévoit pas que ces projets démarrent dans les 5 prochaines années.

Gisements découverts mais non encore exploités : certains pays sont plus exposés que d'autres

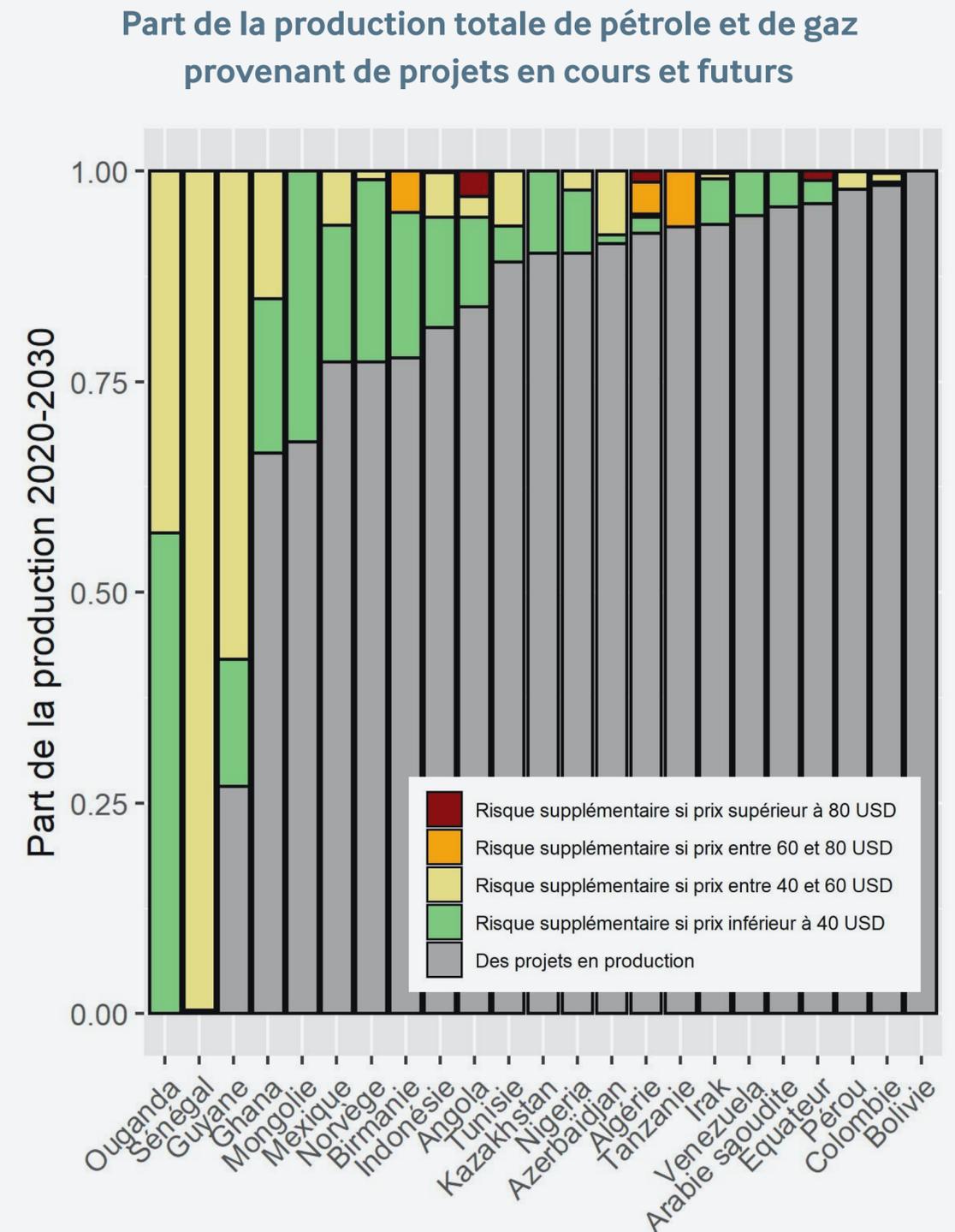
L'approche basée sur les prix d'équilibre est également utile pour observer les projets à l'échelle mondiale. Ce graphique montre la répartition des prix d'équilibre des projets potentiels dans les 19 pays sélectionnés.

La prochaine génération de projets dans des pays comme l'Azerbaïdjan, l'Équateur et le Myanmar se caractérisera par des coûts élevés. Les responsables de ces pays seraient soucieux de savoir s'ils pourront maintenir leur niveau de production à l'avenir, et donc envisager plus que d'autres de réduire leur niveau d'imposition.

Gisements découverts mais non encore exploités : dans le contexte de la production globale d'un pays, les « nouveaux producteurs » sont les plus exposés

La comparaison de la production potentielle mise en attente à celle des projets en cours d'exploitation nous révèle un scénario légèrement différent. La plupart des pays ne sont pas affectés de manière significative. Mais si l'on considère la production prévue pour la prochaine décennie, la majeure partie proviendra de projets déjà développés, lesquels sont probablement encore viables, même dans l'hypothèse de prix bas. De plus, de nombreux projets à venir présentent des prix d'équilibre inférieurs à 40 USD.

Toutefois, certains pays se démarquent de manière singulière, ce sont des pays dits « nouveaux producteurs », comme l'Ouganda, le Sénégal et la Guyane. Leur avenir en tant que pays producteurs de pétrole pourrait être de courte durée ou décevant¹¹. Ce graphique montre en effet que ces trois pays, plus que les autres, devront une grande partie de leur production future à des projets coûteux, que les entreprises a fortiori pourraient choisir de ne pas développer.



Source : Rystad Energy - UCube, Calculs de NRG1

Remarques : La production mondiale moyenne à risque est de 14 %, la médiane est de 10 %.

Gisements non découverts : report des cycles d'octroi de licence au lieu d'une réduction fiscale

Les États se préoccupent aussi d'attirer des investisseurs dès les premières étapes du processus de développement de l'exploitation pétrolière et gazière. Lors de la phase de prospection, il est très important d'offrir des scénarios fiscaux compétitifs. Au début du mois de juillet, il y avait 21 cycles d'octroi de licences ouverts et 8 sont prévus pour 2020 ou 2021¹².

Dans la plupart des pays, les gouvernements définissent d'abord leur régime fiscal puis tentent d'attirer les investisseurs. Quelques-uns permettent des négociations directes entre entreprise et autorités responsables, les termes fiscaux pouvant être inclus dans la négociation. (Toutefois, de nombreux conseillers mettent en garde contre cette pratique, ou préconisent du moins de limiter la portée de ce type de négociation.)

En fait, la moitié des cycles d'octroi de licences planifiés en 2020 seront probablement annulés¹³. Les nouvelles superficies offshore pourraient être réduites de 60 % par rapport à 2019, et les superficies terrestres de 30 %. Par conséquent, de nombreux États pourront décider que cela ne vaut pas la peine de réduire les impôts de manière à attirer les investissements, et qu'il est préférable d'attendre. Mais au stade de la prospection, les coûts géologiques et des coûts ultérieurs d'exploitation des ressources ne sont pas encore entièrement connus. Déterminer si l'acquisition d'une licence est une décision commercialement judicieuse est donc une gageure pour les entreprises.

1

**Prévisions des prix
du pétrole**

2

**Impact sur les projets
pétroliers en cours, ceux
non développés et sur les
réserves non découvertes**

3

Politique fiscale

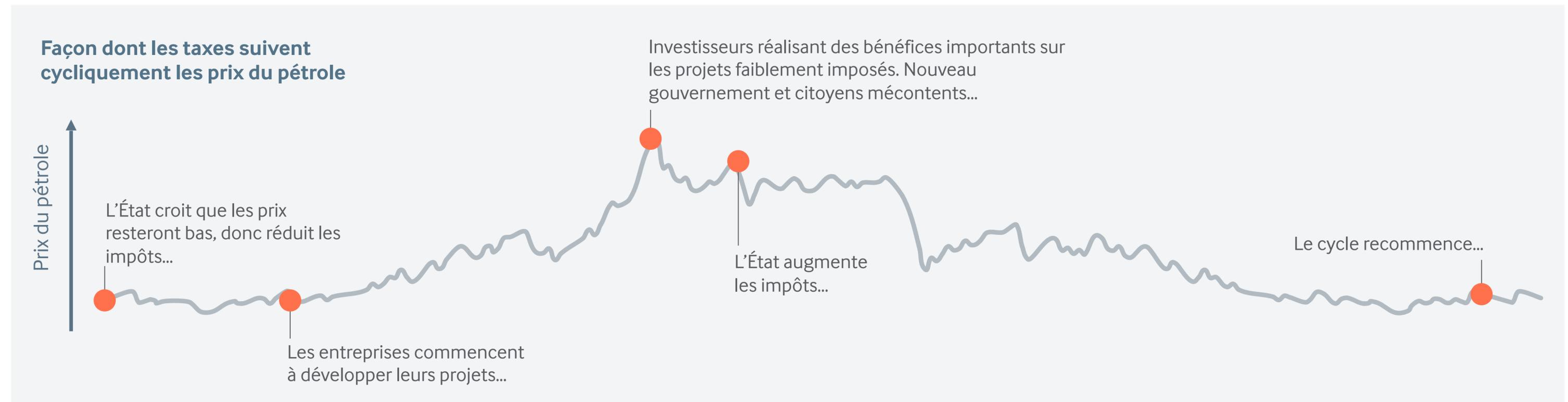
Politique fiscale : les taxes suivent souvent un cycle parallèle à celui des prix, mais pas toujours

Les allègements fiscaux sont coûteux et les États doivent manier ce type d'instruments avec précaution. Cela dit, il est fréquent qu'ils laissent leur pression fiscale suivre les prix du pétrole¹⁴, imposant des charges plus lourdes lorsque les prix augmentent pour les alléger lorsqu'ils chutent, en réduisant les taux d'imposition et en accordant des réductions d'impôts. C'est pourquoi les États pourraient être portés à réduire leurs impôts au cours des prochaines années si les prix ne remontent pas.

Mais ce n'est pas forcément l'option qui sera retenue par tous les pays. Tous les États ne s'engagent pas dans une course vers le bas lorsque les prix chutent. Ceux particulièrement soucieux de maintenir la stabilité pour les

entreprises, résistent à la pendule de la politique fiscale : par exemple, bien que la Norvège et le Royaume-Uni partagent des zones géologiques quasiment identiques, la charge fiscale de la Norvège sur le pétrole n'a pratiquement pas bougé, tandis que le Royaume-Uni l'adapte fréquemment¹⁵.

Dans certains cas, les États particulièrement impactés par la chute des prix n'ont pas eu d'autre choix que d'augmenter les taxes sur les projets en production pour pouvoir renflouer leurs caisses. Après la dernière chute des prix en 2016, alors que la plupart des autres pays avaient réduit leurs taxes, la Russie (dans le besoin de liquidités) a simplement supprimé les allègements d'impôts¹⁶.



Politique fiscale : planifier l'incertitude, ou maintenir une fiscalité flexible, simple et prévisible

Tandis que certains États préféreront reporter leurs cycles d'octroi de concessions, d'autres envisageront d'attirer les investisseurs par des niveaux d'imposition plus encourageants. C'est au stade d'octroi des licences que la politique fiscale joue le plus pour attirer les investisseurs, avant qu'ils ne se lancent dans l'investissement projeté. Les États doivent donc prendre soin de tabler sur la bonne formule fiscale dès cette phase. Si un État modifie sa fiscalité, il doit éviter les réformes « manuelles » — telles que des exemptions ou adaptations du taux de fiscalité au cas par cas — qui cherchent surtout à s'adosser au prix du pétrole. Il devra plutôt chercher à prélever des taxes qui répondent automatiquement aux conditions changeantes, comme les parts de production qui changent avec le prix, la production ou les bénéfices.

Opérer des modifications « manuelles » aux impôts que doivent payer les entreprises est plus problématique, pour deux raisons. Il est difficile pour les entreprises de prévoir le futur, ce qui les dissuade d'investir dans certains pays. C'est aussi un processus lent. En Zambie, l'État a modifié l'impôt sur les sociétés minières après chaque changement de prix important, mais n'a pu le faire qu'avec retard (quelques années après) ; il a maintenu un faible taux de taxes alors même que le marché du cuivre était en plein essor, avec pour effet une perte conséquente de recettes¹⁷.

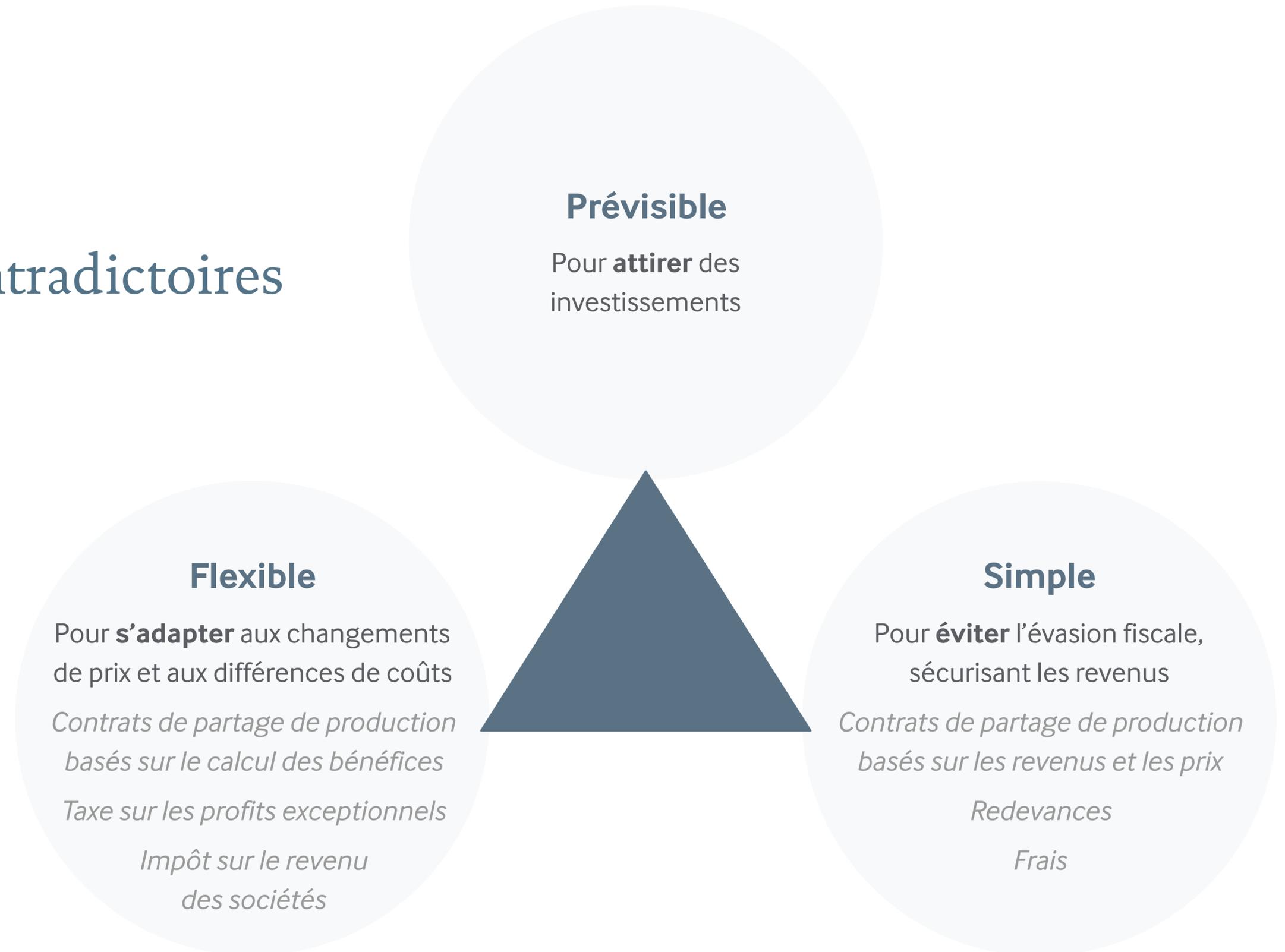
Les régimes fiscaux relatifs au pétrole sont généralement progressifs — le fardeau fiscal changeant automatiquement en fonction de l'évolution des bénéfices. Mais certains sont plus progressifs que d'autres. Par exemple, les

contrats de partage de production basés sur une mesure du taux de rendement interne (TRI) du projet créent probablement un régime plus progressif qu'un régime basé sur le prix du pétrole ou le chiffre d'affaires. Le défi consiste à mesurer avec précision le TRI. Les États sont confrontés à un dilemme, qui est de trouver un compromis entre la fixation d'impôts progressifs (basés sur une certaine mesure des bénéfices), et la fixation d'impôts facilement mesurables par les services fiscaux (basés sur le chiffre d'affaires).

La vérification des bénéfices réels des entreprises est en général une tâche ardue pour les services fiscaux. En effet, dans de nombreux pays dépendants du pétrole, ces administrations disposent de peu de ressources et ne parviennent pas à déterminer les bénéfices des compagnies pétrolières, nonobstant certaines améliorations en ce domaine ces dernières années. Les États sont donc encouragés à définir des impôts plus faciles à estimer, en fixant comme base imposable la production ou le chiffre d'affaires.

Pourtant, cela crée un dilemme. Ces bases, par définition, plus faciles à calculer, ne permettent pas toujours de déterminer les bénéfices avec précision, ce qui peut conduire à terme à imposer trop lourdement ou trop faiblement les entreprises. Les États qui doivent prélever l'impôt sur ces bases imposables plus simples, ainsi que leurs autorités fiscales, peuvent alors devenir la cible de pressions pour modifier la fiscalité en fonction de l'évolution des prix et des coûts de production dans le secteur.

Trois caractéristiques importantes mais contradictoires de tout régime fiscal



Ligne directrice : Ne pas « remporter » la course vers le bas, pour ensuite perdre la remontée

D'aucuns pensent que cette crise est différente des précédentes, et à plusieurs égards elle l'est. Les politiques étatiques délibérées ont provoqué une partie du malaise économique actuel et l'effondrement de nombreux secteurs économiques complique la tâche des autorités pour trouver des sources de revenus alternatives. Dans de nombreux pays tributaires du pétrole, les finances publiques sont déjà en difficultés¹⁸.

La transition énergétique est un facteur qui limite aussi les perspectives de ces pays, même si elle est salutaire pour le monde en général. Mais à d'autres égards, l'impact sur les pays producteurs de pétrole et de gaz est similaire à celui des chocs passés sur les prix, et le défi pour le législateur ou l'autorité de décision en matière fiscale est le même : comment affronter un avenir aussi incertain ?

Ligne directrice : Ne pas « remporter » la course vers le bas, pour ensuite perdre la remontée

Les principes clés de la taxation du pétrole restent utiles.

Ne pas réagir de manière exagérée... en réduisant les impôts pour gagner une course à la baisse, pour perdre ensuite lorsque les prix rebondissent. Il est peu probable que les prix restent bas et ils continueront vraisemblablement à être cycliques, même si les perspectives à long terme sont de plus en plus incertaines.

Il faut donc planifier cette incertitude, en prévoyant un régime fiscal progressif, mais en compensant par une simplification des règles et la prévisibilité des recettes. Une planification en conséquence, tablant sur ces principes, est encouragée.

Reconsidérer le choix d'un allègement fiscal aux projets en marche pourrait s'avérer contre-productif.

Pour les projets non encore développés, il est utile de se demander : « Le pays a-t-il besoin de maintenir la production ou les emplois découlant de ces projets, ou peut-on en retarder certains ? ». Estimer les coûts et modéliser les projets pour vérifier les prix permettant d'atteindre un seuil de rentabilité est un bon exercice. Il se pourrait que peu aient besoin d'un soutien de l'État. Si des incitations fiscales sont offertes :

- Ne pas accorder d'allègements fiscaux à des projets qui seront viables y compris lorsque les prix sont bas ;
- Veiller à ce que tout avantage fiscal soit de courte durée et assorti d'une date limite.

Pour les projets d'exploration, envisager de reporter le cycle d'octroi de licences et garder à l'esprit les trois caractéristiques d'un bon régime fiscal : flexibilité, simplicité et prévisibilité.

Divulguer les informations suivantes :

1. Conditions stipulées dans les contrats et les documents annexes, montrant le régime fiscal auquel le projet pétrolier sera soumis.
2. Rapports en temps réel sur les incitations fiscales, les exemptions ou tout autre soutien étatique aux compagnies pétrolières.
3. Estimation des prix d'équilibre économique des projets, afin de montrer leur viabilité en fonction de différents scénarios de prix.
4. Prix moyen d'équilibre pour l'ensemble du pays, par rapport aux autres pays, afin de montrer sa position sur la courbe mondiale du coût du pétrole.

Références

Page 5

1. Rabindra Samanta. « JPMorgan Chase prévoit un prix du brut à 190 USD en 2025 », Market Realist, juillet 2020. marketrealist.com/2020/06/jpmorgan-chase-predicts-crude-oil-reach-190-2025

2. Keith Myers. « BP met en lumière les points de vue divergents sur l'avenir du pétrole et du gaz, affirme Westwood Global » Energy Voice, juin 2020. www.energyvoice.com/opinion/246179/bp-highlights-diverging-views-on-the-future-of-oil-and-gas-westwood-global-says/

3. Planète énergies. « Le cycle de vie du gisement d'hydrocarbures », 11 août 2015. <https://www.planete-energies.com/fr/medias/decryptages/le-cycle-de-vie-du-gisement-d-hydrocarbures>

4. International Energy Agency. « La crise liée au Covid-19 provoque la plus forte baisse des investissements énergétiques mondiaux jamais enregistrée », 27 mai 2020. <https://www.iea.org/news/the-covid-19-crisis-is-causing-the-biggest-fall-in-global-energy-investment-in-history>

Page 6

5. Carbon Tracker. Rompre les habitudes – Pourquoi aucune des grandes compagnies pétrolières n'est « alignée sur Paris », et ce qu'elles doivent faire pour y parvenir, (2019). carbontracker.org/reports/breaking-the-habit/

6. BP. « Pour progresser dans sa stratégie, BP révisé les hypothèses de prix à long terme, examine ses actifs incorporels et, en conséquence, s'attend à des dépréciations et amortissements non monétaires », 15 juin 2020. www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/press-releases/bp-revises-long-term-price-assumptions.html

Page 8

7. NS Energy. « Covid-19 : PetroTal ferme le champ pétrolifère de Bretana au Pérou », 8 mai 2020. www.nsenergybusiness.com/news/petrotal-shuts-down-bretana-oilfield

Page 9

8. Oxford Institute for Energy Studies. Le New Deal pour les marchés pétroliers ; implications pour les tactiques à court terme et la stratégie à long terme de la Russie (2020). www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2020/04/Insight-67-The-New-Deal-for-Oil-Markets-implications-for-Russias-short-term-tactics-and-long-term-strategy.pdf

9. Gerhard Toews et Alexander Naumov. « La relation entre les prix et les coûts du pétrole dans l'industrie des hydrocarbures », documents de travail OxCarre 152, Oxford Centre for the Analysis of Resource Rich Economies, Université d'Oxford (2015). www.economics.ox.ac.uk/materials/OxCarre/ResearchPapers/OxCarreRP2015152.pdf

Références

Page 10

10. Bartolomej Tomic. « En déclin mais pas vers la sortie : Aker Energy s'engage à développer le gisement pétrolier offshore du Ghana en dépit des retards », Offshore Engineer, 5 juin 2020. www.oedigital.com/news/479092-down-but-not-out-aker-energy-committed-to-developing-ghana-offshore-oil-field-despite-delay

Page 14

11. David Mihalyi et Thomas Scurfield. « Post-coronavirus : tristesse pour les nouveaux pays producteurs de pétrole et de gaz en Afrique ». The Africa Report, 27 mai 2020. www.theafricareport.com/28902/post-coronavirus-more-sorrow-for-africas-new-oil-and-gas-producers

Page 15

12. Petroleum Economist. « Annonces et développements mondiaux en juillet », 16 juillet 2020. www.petroleum-economist.com/articles/upstream/licensing-rounds/2020/global-announcements-and-developments-july

13. Rystad Energy. « La pandémie de Covid-19 et la morosité des prix du pétrole pourraient conduire à l'annulation de plus de la moitié des cycles d'octroi de licences en 2020 au niveau mondial », 14 avril 2020. www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/covid-19-and-low-oil-prices-could-cancel-more-than-half-of-2020s-licensing-rounds-globally

Page 17

14. Carole Nakhle. « Impact des prix du pétrole sur les régimes fiscaux », Carnegie Middle East Centre, 28 juin 2016. carnegie-mec.org/2016/06/28/how-oil-prices-impact-fiscal-regimes-pub-63940

15. Ibid.

16. Graham Kellas. « La baisse des prix du pétrole entraîne-t-elle la baisse des taux d'imposition du pétrole ? » Forbes, 3 décembre 2015. www.forbes.com/sites/woodmackenzie/2015/12/03/do-lower-oil-prices-lead-to-lower-oil-tax-rates/

Page 18

17. David Manley. « Une neuvième chance : la taxe minière de la Zambie est-elle la meilleure approche face à un avenir incertain ? » Natural Resource Governance Institute (2017). resourcegovernance.org/analysis-tools/publications/ninth-time-lucky-zambia%E2%80%99s-mining-tax-best-approach-uncertain-future

Page 20

18. Andrew Bauer et David Mihalyi. « Coronavirus et crise économique : quelles pistes de solutions pour les pays producteurs de pétrole ? » Natural Resource Governance Institute, 8 avril 2020. <https://resourcegovernance.org/blog/coronavirus-crise-economique-solutions-pays-producteurs-petrole>

www.resourcegovernance.org

