

Préfinancement de producteurs pétroliers en difficulté : risque de défaut, prix du brut et allocation sous contrainte de risque

Sidy Ali Haidara • M1 Économétrie et Statistique, Université Paris 1 Panthéon-Sorbonne • Octobre 2026

Résumé. Un négociant qui préfinance un petit producteur de pétrole obtient une décote sur le prix, mais s'expose au défaut du producteur, qui survient le plus souvent quand le prix chute. Ce projet construit une chaîne complète de décision : un modèle de prix de Schwartz calibré sur le WTI (2010-2026), un modèle structurel de défaut lié au prix, un modèle empirique de sortie estimé sur la production mensuelle des 12 163 opérateurs du Texas, puis une allocation sous contrainte de CVaR. Entraîné sur la crise de 2015 et testé sans réajustement sur celle de 2020, le modèle de sortie atteint une AUC de 0,71 (IC 95 % bootstrap : 0,65-0,78) ; le quintile le plus risqué a connu six fois plus de sorties que le plus sûr. Trois enseignements en ressortent : la couverture par futures rend la marge insensible au paramètre le plus incertain du modèle de prix ; les défauts corrélés par le prix augmentent la perte extrême d'un portefeuille diversifié de près de 80 % ; l'irrégularité de la production prédit mieux la sortie que son déclin.

0,71

AUC hors échantillon (crise de 2020)

×6

sorties dans le quintile le plus risqué vs le plus sûr

+79 %

perte extrême quand les défauts suivent le prix

13

opérateurs texans actifs à risque élevé (mai 2026)

1. Question et approche

Les grandes maisons de négoce préfinancent des producteurs : elles avancent des liquidités contre des livraisons futures, en échange d'une décote. Pour un petit producteur en difficulté, la décote est forte, car il a besoin de liquidités rapidement. Pour le négociant, la question est double : *quel est le rendement net d'un baril une fois tous les coûts et risques déduits*, et *combien de barils acheter à chaque producteur sans s'exposer à une perte inacceptable*.

La difficulté tient à une dépendance : la valeur d'un producteur dépend du prix du pétrole, donc son défaut aussi. Quand le prix s'effondre, plusieurs producteurs font défaut ensemble, au moment où le pétrole détenu par le négociant vaut le moins. Ce *wrong-way risk* est au cœur du projet. La chaîne de calcul comporte cinq étapes : (i) modèle de prix, (ii) probabilité de défaut, (iii) rendement net par baril, (iv) effet de la couverture, (v) allocation sous contrainte de risque.

2. Données

Tableau 1 — Sources

SOURCE	CONTENU	PÉRIODE	USAGE
Texas Railroad Commission, <i>Production Data Query Dump</i>	Production mensuelle de pétrole et de condensat par opérateur ; 821 271 complétions de puits avec date d'arrêt	1993-07/2026	Modèle de sortie, backtest, cibles
FRED, série MCOILWTICO (EIA)	Prix spot mensuel du WTI à Cushing	01/2010-09/2026	Calibration du prix
S&P Global Platts ; spécifications WCS ; témoignage Auers (Congrès des États-Unis)	Densité API et teneur en soufre des bruts de référence	—	Ajustement de qualité

Le panel du Texas couvre 12 163 opérateurs depuis 2013. Les deux derniers mois publiés (juin et juillet 2026) sont incomplets en raison des déclarations tardives ; l'analyse courante s'arrête donc à mai 2026. La production totale observée, environ 5,8 millions de barils par jour, est cohérente avec les ordres de grandeur publics. Les opérateurs privés ne publiant pas de bilans, le modèle empirique n'utilise que des variables de production.

3. Modèle de prix du pétrole

Contrairement à une action, le prix du pétrole tend à revenir vers un niveau de long terme lié au coût marginal de production. On retient le modèle de Schwartz (1997) à un facteur, où le logarithme du prix suit un processus d'Ornstein-Uhlenbeck :

$$d \ln S_t = \kappa (\mu - \ln S_t) dt + \sigma dW_t \tag{1}$$

Sa solution exacte donne, pour un pas Δ , $\ln S_{t+\Delta} = e^{-\kappa\Delta} \ln S_t + \mu(1 - e^{-\kappa\Delta}) + \varepsilon_t$, avec $\varepsilon_t \sim N(0, \sigma^2(1 - e^{-2\kappa\Delta})/2\kappa)$. C'est un AR(1) : les moindres carrés sur $\ln S_{t+1} = a + b \ln S_t + \varepsilon_t$ donnent $\kappa = -\ln(b)/\Delta$, $\mu = a/(1 - b)$ et $\sigma = s \cdot \sqrt{(2\kappa/(1 - b^2))}$. Les simulations utilisent cette solution exacte, sans biais de discrétisation. Les données étant des moyennes mensuelles, qui lissent les variations intra-mois, σ est multiplié par $\sqrt{(3/2)}$: pour un mouvement brownien, la variance de l'écart entre deux moyennes successives vaut environ deux tiers de celle entre deux points.



Figure 1 — Prix mensuel du WTI (USD/baril). Zone teintée : échantillon de calibration (février 2015-septembre 2026, 140 paires). Ligne pointillée : niveau de long terme estimé.

Tableau 2 — Paramètres estimés (échantillon 2015-2026)

PARAMÈTRE	ESTIMATION	COMMENTAIRE
κ , vitesse de retour à la moyenne	0,90	IC 95 % (méthode delta) : 0,09 à 1,77
e^{μ} , niveau de long terme	65,47 \$	Proche du coût complet du schiste
σ , volatilité annuelle	0,52	Gonflée par 2020 et le choc de 2026
Demi-vie $\ln 2/\kappa$	9,2 mois	De 5 mois à plusieurs années selon l'IC
Dernier prix (septembre 2026)	97,31 \$	Point de départ des simulations

La volatilité est bien identifiée, la vitesse de retour à la moyenne ne l'est pas : avec un seul long cycle dans l'échantillon, l'intervalle de confiance de κ couvre un facteur vingt. Le modèle ne doit donc pas servir à parier sur la direction du prix. La section 6 montre que la couverture neutralise précisément cette incertitude.

4. Probabilité de défaut

4.1 Modèle structurel lié au prix

Suivant Merton (1974), un producteur fait défaut quand la valeur de ses actifs passe sous un seuil. La valeur des actifs est ici la valeur actualisée de sa production, qui dépend directement du prix simulé :

$$V_T = 365 \cdot Q \cdot (S_T - c)^+ \cdot a_{n,r} \cdot \exp(\eta Z - \eta^2/2), \quad \text{défaut si } V_T < DP \quad (2)$$

où Q est la production (barils/jour), c le coût de production, $a_{n,r}$ un facteur d'annuité ($n = 6$ ans, $r = 10\%$), $Z \sim N(0,1)$ un choc propre au producteur de volatilité $\eta = 0,25$, et DP le point de défaut de KMV (Crosbie et Bohn, 2003) : dette à court terme + 50 % de la dette à long terme – trésorerie. Comme tous les producteurs partagent le même S_T , la simulation conjointe engendre naturellement des défauts corrélés. Ce modèle exige des bilans ; il est appliqué en section 7 à un portefeuille illustratif.

4.2 Modèle empirique sur les opérateurs du Texas

Pour les opérateurs réels, majoritairement privés, on estime directement la probabilité de sortie à partir de la production. Un opérateur *sort* si sa production de la deuxième année suivant la date d'observation tombe sous 10 % de celle des douze derniers mois. Quatre variables, connues à la date d'observation, sont retenues : le déclin sur 12 mois, la variation des 6 derniers mois par rapport aux 6 précédents, le coefficient de variation de la production mensuelle (irrégularité) et le nombre de mois sans production. L'univers comprend les opérateurs produisant entre 100 et 20 000 barils/jour.

Le protocole est volontairement exigeant : le logit est estimé sur la crise de 2015 (variables fin 2014, sorties mesurées en 2016 ; 732 opérateurs, taux de sortie 12,8 %), puis appliqué tel quel à la crise de 2020 (variables fin 2019, sorties en 2021 ; 638 opérateurs, taux 13,6 %).

Tableau 3 — Logit de sortie, estimé sur la crise de 2015 (n = 732, pseudo-R² = 0,17)

VARIABLE	COEFFICIENT	ERREUR-TYPE	P-VALEUR
Constante	-2,58	0,17	< 0,001
Irrégularité de la production (CV mensuel)	1,81	0,44	< 0,001
Variation 6 derniers mois / 6 précédents	-1,03	0,33	0,002
Mois sans production (sur 12)	0,49	0,18	0,005
Déclin sur 12 mois	0,24	0,22	0,27

Une fois l'irrégularité et la chute récente prises en compte, le déclin sur un an n'apporte plus d'information significative. Ce qui annonce une sortie n'est pas un déclin régulier, normal pour des puits de schiste, mais une production qui devient erratique et chute brutalement.

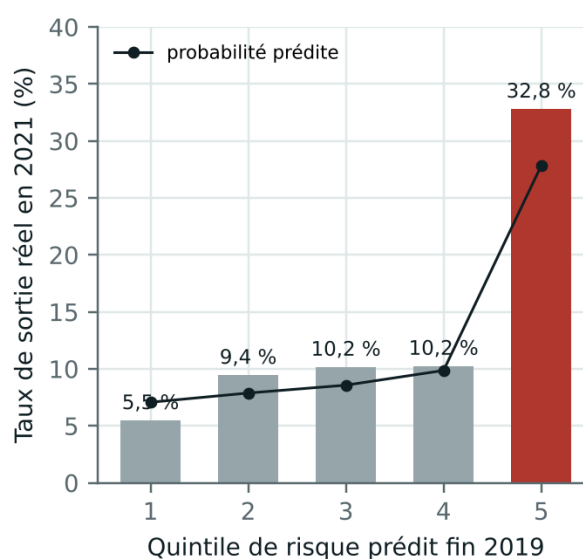
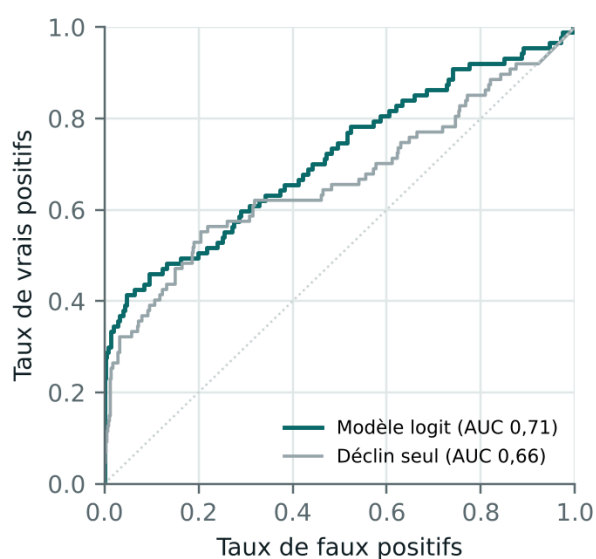


Figure 2 — Courbe ROC sur la crise de 2020 (hors échantillon). Figure 3 — Taux de sortie réel par quintile de risque prédit (barres) et probabilité prédite moyenne (points).

L'AUC hors échantillon atteint 0,71 (IC 95 % bootstrap, 1 000 tirages : 0,65-0,78), contre 0,66 pour le déclin seul. Le quintile le plus risqué a connu 32,8 % de sorties, contre 5,5 % pour le plus sûr. La calibration est correcte dans les quintiles extrêmes (probabilité moyenne prédite de 27,8 % pour 32,8 % observés), mais les quintiles 2 à 4 sont peu discriminés. En inversant le protocole (estimation sur 2020, test sur 2015), l'AUC vaut 0,70 : le signal est stable d'une crise à l'autre.

Tableau 4 — Robustesse : AUC hors échantillon (2020) selon la définition de la sortie et l'univers

SEUIL DE SORTIE	100-20 000 B/J	500-20 000 B/J	100-5 000 B/J
Production < 5 % du niveau initial	0,72	0,67	0,72
Production < 10 % (référence)	0,71	0,69	0,72
Production < 25 %	0,72	0,71	0,73

Les résultats tiennent pour les neuf combinaisons (AUC de 0,67 à 0,73). Ils se dégradent un peu pour les opérateurs de plus de 500 barils/jour, moins nombreux (279) et dont les sorties relèvent probablement plus souvent de cessions d'actifs que d'arrêts.

5. Rendement net par baril

$$R = \text{décote} + \text{qualité} - \text{transport} - \text{financement} - PD_{an} \cdot LGD \cdot S_0 \cdot h/365 - \text{prime juridique} \quad (3)$$

L'ajustement de qualité pénalise un brut trop lourd (API < 35, -0,15 \$ par degré), trop léger (API > 45, -0,10 \$ par degré, moindre rendement en distillats) et soufré (-0,60 \$ par point de soufre). Le transport est calculé vers le hub qui maximise la prime de revente nette du coût, à partir de la distance haversine entre le district et chaque hub (Midland, Cushing, Houston, Corpus Christi). Le financement porte sur $h = 45$ jours à 8 % l'an, et la perte attendue utilise une perte en cas de défaut LGD = 60 %.

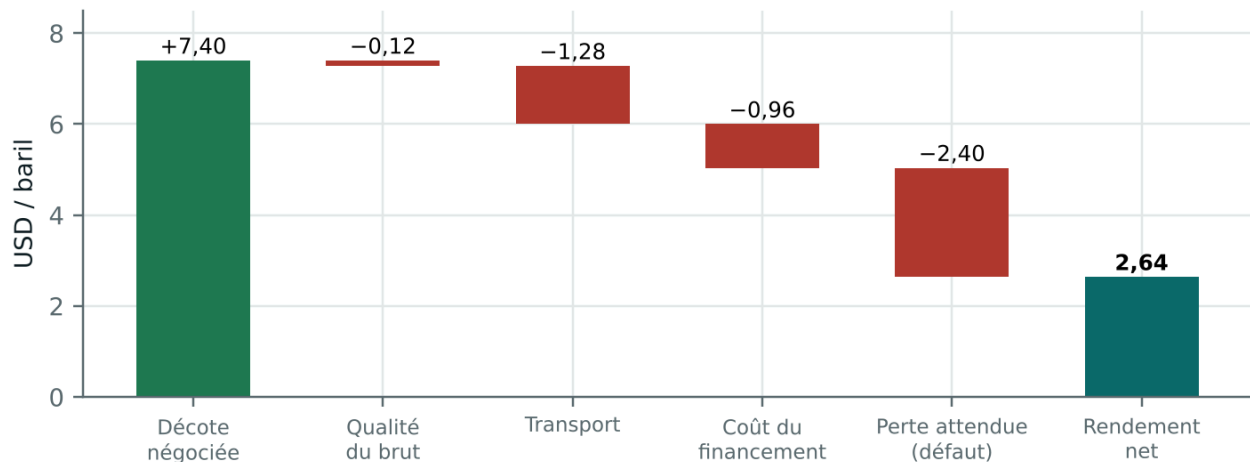


Figure 4 — Décomposition du rendement net d'un producteur illustratif du bassin Permien (USD/baril). Sur 7,40 \$ de décote, il reste 2,64 \$; la perte attendue en cas de défaut est le premier poste de coût.

La relation entre détresse et décote négociée (de 1 \$ à 8 \$ par baril) est une hypothèse, faute de données publiques sur les prix de préfinancement. C'est la principale hypothèse non estimée du projet ; elle affecte le niveau des rendements, pas le classement par risque.

6. Couverture et incertitude sur le modèle de prix

Une cargaison achetée aujourd'hui et revendue dans 45 jours expose le négociant à la variation du prix. La couverture consiste à vendre des futures au moment de l'achat ; il ne reste alors que la décote et un risque de base résiduel (supposé $N(0 ; 0,6 \$)$). Le tableau compare les deux stratégies pour le meilleur producteur illustratif, en faisant varier κ dans son intervalle de confiance.

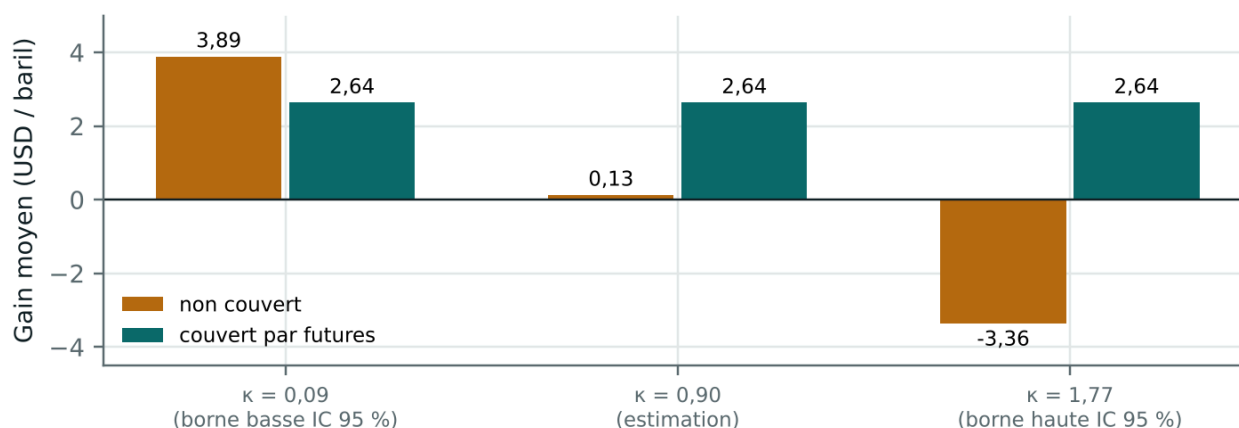


Figure 5 — Gain moyen par baril selon κ , avec et sans couverture (20 000 scénarios, prix initial 97,31 \$).

Tableau 5 — Distribution du résultat par baril (κ estimé)

STRATÉGIE	GAIN MOYEN	P(PERTE)	VAR 95 %	CVAR 95 %
Non couvert	+0,13 \$	52,5 %	-24,63 \$	-29,25 \$
Couvert par futures	+2,64 \$	≈ 0 %	+1,65 \$	+1,40 \$

Sans couverture, le gain moyen passe de +3,89 \$ à -3,36 \$ par baril selon la valeur de κ retenue dans son intervalle : la rentabilité dépend du paramètre le moins bien estimé. Avec couverture, il reste à 2,64 \$ quelle que soit κ . La couverture n'est donc pas seulement une réduction de variance : elle rend la décision robuste à l'erreur de modèle.

7. Allocation sous contrainte de risque et wrong-way risk

Le négociant choisit les volumes x_i (barils/jour) qui maximisent le profit espéré sous deux contraintes : le capital immobilisé ne dépasse pas la ligne de crédit, et la CVaR à 95 % ne dépasse pas un plafond. Avec la formulation de Rockafellar et Uryasev (2000), le problème devient linéaire sur N scénarios simulés :

$$\begin{aligned}
 & \max_{x, \alpha, z} \sum_s p_s \pi_s^T x \text{ sous contraintes} \\
 & z_s \geq -\pi_s^T x - \alpha, \quad z_s \geq 0, \quad \alpha + (1/0,05) \sum_s p_s z_s \leq CVaR_{max}, \\
 & S_0 h \sum x_i \leq L, \quad 0 \leq x_i \leq \bar{x}_i
 \end{aligned} \tag{4}$$

Le P&L π_s ne dépend que de l'ensemble des producteurs en défaut dans le scénario s . Regrouper les scénarios identiques avec leur poids p_s est donc exact : 4 000 scénarios se réduisent à 40 motifs distincts. Cette réduction a été nécessaire pour que le solveur à points intérieurs de Stata (Mata) converge ; sans elle, le problème était fortement dégénéré.

Appliqué à huit producteurs illustratifs (bilans fictifs, prix et qualités réels), avec une ligne de crédit de 40 M\$ et une CVaR plafonnée à 4 M\$ par an, l'optimum retient un seul producteur (environ 2 340 barils/jour, 1,4 M\$ de profit espéré, 10,3 M\$ immobilisés). Pour mesurer le wrong-way risk, on compare un portefeuille diversifié (2 000 barils/jour chez chacun des sept producteurs éligibles) sous deux hypothèses : défauts simulés conjointement avec le prix, ou défauts rendus indépendants en permutant chaque colonne de la matrice des défauts, ce qui conserve les probabilités individuelles.

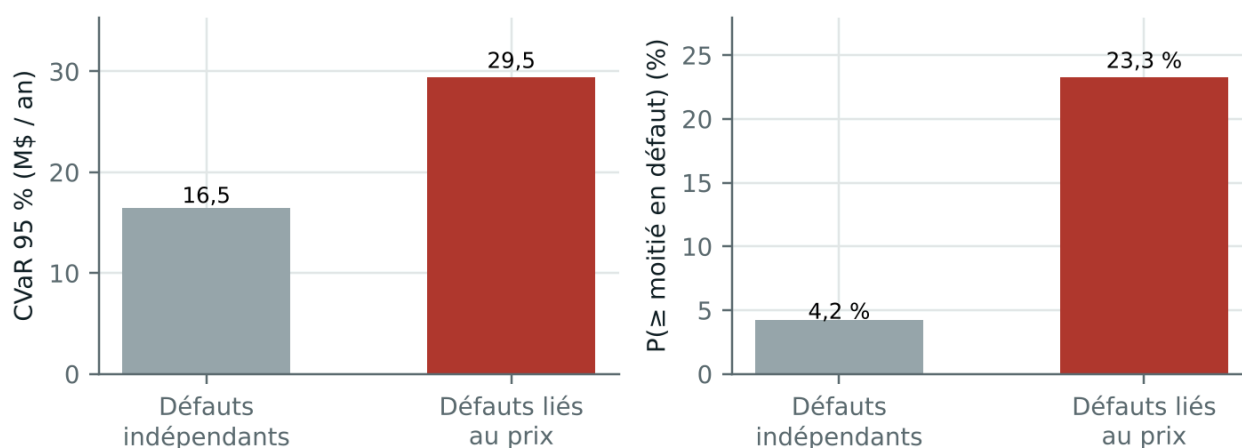


Figure 6 — Portefeuille diversifié de sept producteurs : perte extrême (CVaR 95 %) et probabilité qu'au moins la moitié des producteurs fasse défaut la même année.

Avec des défauts liés au prix, la CVaR passe de 16,5 à 29,5 M\$ (+79 %) et la probabilité de défauts en chaîne de 4,2 % à 23,3 %. Diversifier entre producteurs exposés au même prix protège beaucoup moins que ne le suggère un calcul à défauts indépendants, pratique encore courante pour les limites de contrepartie.

8. Application aux opérateurs du Texas (mai 2026)

Le logit, réestimé sur les deux crises (n = 1 370), est appliqué aux 489 opérateurs produisant entre 100 et 20 000 barils/jour. Parmi les 204 qui dépassent 500 barils/jour (environ 804 000 barils/jour au total), 22 ont une probabilité de sortie sur deux ans d'au moins 15 %. Neuf d'entre eux ont déjà connu des mois sans production : ils sont en train de sortir et ne sont plus des cibles. Restent 13 opérateurs qui produisent encore chaque mois (environ 45 000 barils/jour au total).

Tableau 6 — Opérateurs actifs à risque élevé (identités dans le fichier de résultats, non publiées)

OPÉRATEUR	PRODUCTION B/J	DÉCLIN 12 M	VAR. 6 M	PUITS À L'ARRÊT	P(SORTIE 2 ANS)	ZONE • HUB
1	1 401	−46 %	−82 %	21 %	57 %	WTI Midland · Midland
2	1 256	+190 %	−68 %	0 %	40 %	WTI Midland · Midland
3	1 340	−48 %	−62 %	25 %	36 %	WTI Midland · Midland
4	696	+21 %	−66 %	22 %	35 %	Panhandle · Cushing
5	8 891	+10 %	−28 %	18 %	19 %	WTI Midland · Midland
6	1 001	+79 %	+40 %	29 %	18 %	Eagle Ford · Corpus Christi
7	2 927	+686 %	+3 %	0 %	18 %	district non rattaché
8	13 790	−18 %	+3 %	36 %	18 %	Eagle Ford · Corpus Christi
9	1 304	+10 %	−31 %	59 %	17 %	Côte du Golfe · Houston
10	908	+12 %	−33 %	13 %	16 %	Eagle Ford · Corpus Christi
11	1 364	−32 %	−34 %	17 %	15 %	district non rattaché

12	9 393	+55 %	-9 %	11 %	15 %	WTI Midland · Midland
13	1 143	+767 %	+55 %	22 %	15 %	WTI Midland · Midland

Les opérateurs 1, 3 et 4 présentent le profil attendu : chute récente forte et part importante de puits à l'arrêt. Les opérateurs 7 et 13, en forte croissance, sont des faux positifs probables : l'irrégularité de leur production vient de la montée en charge, pas d'une détresse. C'est une limite identifiée de la variable d'irrégularité, qui ne distingue pas la hausse de la baisse (voir section 9). La part de puits à l'arrêt n'est disponible qu'à la date courante ; elle n'entre pas dans le modèle, mais sert de contrôle qualitatif.

9. Limites

- **Sortie n'est pas faillite.** Un opérateur peut sortir en cédant ses baux. Le croisement avec les dépôts de bilan (Chapter 11) est nécessaire pour isoler le risque de crédit.
- **Deux crises seulement.** Le backtest repose sur 2015 et 2020 ; la stabilité de l'AUC entre elles est encourageante mais l'échantillon de crises reste court.
- **Décote supposée.** La relation détresse-décote et les primes de hub sont des hypothèses ; elles conditionnent le niveau des rendements.
- **Modèle de prix à un facteur.** κ est mal identifié et le modèle ne reproduit pas la structure par terme des futures.
- **Irrégularité symétrique.** La variable confond montée en charge et détresse (opérateurs 7 et 13).
- **Bilans.** Le modèle structurel de Merton n'est applicable qu'aux producteurs cotés ; il est illustré ici sur des bilans fictifs.

10. Extensions

1. Rapprocher les sorties des faillites recensées (Chapter 11, 2015-2021) et réestimer un modèle de défaut au sens strict.
2. Remplacer le logit par un modèle de survie à temps discret sur le panel mensuel, et la volatilité par une volatilité à la baisse.
3. Calibrer le modèle de Schwartz et Smith (2000) à deux facteurs sur la courbe des futures NYMEX par filtre de Kalman.
4. Valoriser un prix plancher (option de vente) intégré au préfinancement : en réduisant la probabilité de défaut du producteur, il réduit aussi la perte attendue du négociant.
5. Estimer les modèles structurels sur les producteurs cotés à partir des bilans SEC et comparer les deux approches.

Références

- Crosbie, P. et Bohn, J. (2003). *Modeling Default Risk*. Moody's KMV.
- Merton, R. C. (1974). On the pricing of corporate debt: the risk structure of interest rates. *Journal of Finance*, 29(2), 449-470.
- Rockafellar, R. T. et Uryasev, S. (2000). Optimization of conditional value-at-risk. *Journal of Risk*, 2(3), 21-41.
- Schwartz, E. S. (1997). The stochastic behavior of commodity prices: implications for valuation and hedging. *Journal of Finance*, 52(3), 923-973.

Schwartz, E. S. et Smith, J. E. (2000). Short-term variations and long-term dynamics in commodity prices. *Management Science*, 46(7), 893-911.

Texas Railroad Commission. *Production Data Query Dump* et manuel d'utilisation, données extraites le 18 septembre 2026.

Federal Reserve Bank of St. Louis. FRED, série MCOILWTICO, *Crude Oil Prices: West Texas Intermediate*.

Annexe — Reproductibilité

Le code est disponible en Python (pandas, NumPy, SciPy, statsmodels, scikit-learn) et, pour le cœur du modèle, en Stata/Mata. Les deux implémentations donnent des résultats cohérents (calibration identique : $\kappa = 0,8995$, $e^\mu = 65,47$ \$).

FICHIER	RÔLE
<code>calibrate.py</code>	Calibration du modèle de Schwartz sur le WTI
<code>stochastic.py</code>	Simulation exacte du prix, modèle de Merton/KMV, VaR et CVaR
<code>texas_reel.py</code> , <code>analyse.py</code> , <code>robust.py</code> , <code>final.py</code>	Panel du Texas, backtest, robustesse, application à mai 2026
<code>producer_scoring.py</code> , <code>ml_portfolio.py</code>	Rendement par baril, allocation sous contrainte de CVaR, wrong-way risk
<code>crude_quality.py</code> , <code>logistics.py</code>	Qualité des bruts, hub de revente optimal
<code>moteur_negoce.do</code>	Version Stata/Mata du moteur complet