

Ce que veut dire *adoucissement des soufrés* en raffinerie

Ici, on ne parle pas d'HDS (hydrodésulfuration), mais de **sweetening** physico-chimique visant surtout à traiter :

- **mercaptans (R-SH)**
- **H₂S résiduel**
- parfois sulfures légers

Objectif :

- supprimer **odeur / corrosivité**,
- respecter les **spécifications produits** (essence, GPL, kérosène),
- sans modifier fortement la composition du carburant.

Le **coût de l'adoucissement physico-chimique des carburants en raffinerie** (sweetening ou hydrotraitement), dépend fortement :

- de la **technologie utilisée** (hydrotraitement catalytique haute pression comme HDS vs. traitement physico-chimique de soufre/mercaptans comme MEROX) ;
- de la **capacité de l'unité** (tailles très variables d'une raffinerie à l'autre) ;
- des **spécifications réglementaires** (ex. teneur en soufre requise pour les carburants) ;
- des **coûts locaux de l'énergie, d'hydrogène, du catalyseur, des réactifs et des consommables** ;
- des **contraintes environnementales et d'équipements auxiliaires** nécessaires.

1) Investissement en capital (CAPEX)

Les unités de traitement avancées comme les installations d'hydrodésulfuration ou hydrotraitement qui éliminent le soufre et adoucissent les carburants sont des installations industrielles **très coûteuses**.

Selon une étude de référence sur l'impact des normes européennes sur les carburants, pour atteindre des teneurs en soufre très basses sur le diesel, les **dépenses d'investissement nécessaires sur des raffineries européennes étaient estimées à plusieurs milliards de dollars** pour l'ensemble des capacités, avec une répercussion de plusieurs milliers d'euros par tonne de carburant traité.

Cela signifie que **seule l'installation complète d'un système d'adoucissement/hydrotraitement à l'échelle d'une grande raffinerie peut coûter de l'ordre de centaines de millions à plusieurs milliards d'euros**, selon le niveau de complexité et les normes visées.

2) Coûts d'exploitation (OPEX)

Les coûts d'exploitation associés au traitement incluent :

- l'**hydrogène** consommé (pour l'hydrotraitement),
- les **réactifs chimiques** (amines, lessive caustique, etc.),

- l'**énergie** (chauffage, compression),
- la **remplacement de catalyseurs**,
- la **maintenance et main-d'œuvre**.

Ces coûts sont très variables selon la configuration (échelle de production, prix de l'énergie, coûts des réactifs), mais dans des études comparatives sur des procédés de désulfuration ou «sweetening», les coûts marginaux d'augmentation de la qualité de carburant peuvent représenter **de l'ordre de quelques dizaines à plusieurs dizaines d'euros par tonne de carburant produit**, en fonction de la norme cible et de l'investissement réparti sur la production.

3) Exemples de technologies d'adoucissement

- **Unité MEROX (mercaptans oxydation)** : procédé physico-chimique/soude utilisé pour adoucir le kérosène ou d'autres fractions — généralement moins coûteux que l'hydrotraitement complet mais dépendant fortement du prix des réactifs et des volumes traités.
- **Hydrodesulfuration (HDS)** : procédé catalytique haute pression pour éliminer le soufre — plus efficace mais aussi plus coûteux en investissement et en exploitation.

4) Synthèse pratique

Élément	Ordre de grandeur typique	Remarques
CAPEX d'une unité d'hydrotraitement/adoucissement	Millions à milliards d'€	Dépend de la capacité, spécifications, normes.
OPEX (chimie + énergie + maintenance)	Dizaines à centaines d'€/tonne de carburant traité	Très variable selon marché de l'énergie et réactifs.
Effet sur coût unitaire carburant	Fraction du coût final	Le raffinage complet (incluant adoucissement) s'ajoute au prix de base ; taxes et distribution dominant souvent le prix à la pompe.

5) Conclusion

En pratique, l'adoucissement est intégré à l'hydrotraitement global du carburant, ce qui se traduit par **des investissements importants et des coûts d'exploitation mesurables en millions à milliards d'euros à l'échelle d'une grande unité industrielle**.

1.- Produits concernés

Coupes légères ou intermédiaires :

- GPL / propane / butane
- essence
- kérosène (selon qualité)
- Gazole

Chaque coupe a sa **propre unité d'adoucissement**.

2.- Volumes à subir l'adoucissement

Règle clé : 100 % du débit de la coupe concernée est adouci

Chacune des fractions pétrolières = **volume à adoucir/adoucisé intégralement**

3.- Procédé PTC System - ACTIPOL®

Estimation des volumes nécessaires d'ACTIPOL® avec coûts pour l'adoucissement de chacune de ces spécialités pétrolières identifiées :

👉 GPL

- 3 à 8 % du brut
- Soufre total : 100 – 4 000 ppm
 - ➡ **1 000 à 2 500 m³/jour adoucis**

Selon les concentrations en soufre et les volumes traités

- * **Volumes ACTIPOL® : 4 à 350 litres/jour**
- * **Prix : 11 à 1 085 €/jour**

👉 Essence

- 30 à 45 % du brut
- Soufre total : 300 – 3 000 ppm
 - ➡ **9 600 à 14 300 m³/jour adoucis**

Selon les concentrations en soufre et les volumes traités

- * **Volumes ACTIPOL® : 100 à 1 500 litres/jour**
- * **Prix : 312 à 4 650 €/jour**

👉 Kérosène

- 10 à 15 % du brut
- Soufre total : 500 – 3 000 ppm
 - ➡ **3 200 à 4 800 m³/jour adoucis**

Selon les concentrations en soufre et les volumes traités

- * Volumes ACTIPOL® : 56 à 500 litres/jour
- * Prix : 174 à 1 560 €/jour

👉 Gazole

- 35 à 45 % du brut
- Soufre total : 1 000 – 10 000 ppm
 - ➡ 8 000 à 15 000 m³/jour adoucis

Selon les concentrations en soufre et les volumes traités

- * Volumes ACTIPOL® : 280 à 5 220 litres/jour
- * Prix : 730 à 13 600 €/jour

L'ensemble de ces fractions de distillation en raffinerie représente entre **30 000 et 36 000 m³/jour** en volume de produit pétrolier à adoucir et intégralement adoucis.

Les quantités d'ACTIPOL® nécessaires varient de 4 à 5 220 litres/jour suivant la coupe pétrolière pour un coût entre 11 et 13 600 €/jour en fonction des concentrations en polluants.

➡ Coût moyen ramené au m³ de brut raffiné: 0,001 à 0,38 €/

Exemple d'une grande raffinerie

1.- Hypothèse de base

- Capacité raffinerie : 300 kbbl/j ($\approx 47\,700\text{ m}^3/\text{jour}$)
 - Coupes concernées par l'adoucisement :
 - GPL, naphta, kérosène, parfois gazole léger
 - Débit réellement "adouci" : en pratique 30 à 60 % du brut
→ soit 14 300 à 28 600 m³/jour
-

2.- Adoucissement physico-chimique (MER0X / soude / oxydation)

- Sans hydrogène, sans haute pression
- Élimination mercaptans / H₂S, pas du soufre total

a) CAPEX (ordre de grandeur)

Pour 15 900–23 850 m³/jour traités :

Poste	Coût typique
Unité MEROX complète	20 à 50 M€
Utilities / intégration	5 à 15 M€
Total CAPEX	25 à 65 M€

➡ Pour une raffinerie traitant 47 700 m³/jour, on retient ~40–80 M€ selon complexité.

b) OPEX MEROX/soude/oxydation (clé pour comparaison avec ACTIPOL®)

Dispositif pour 23 850 m³/jour :

- Soude (NaOH)
- Catalyseur MEROX
- Air / énergie
- Traitement effluents soufrés

Coût pour 23 850 m³/jour :

- 45 000 à 180 000 € / jour
- 16 à 65 millions € / an

➡ Coût moyen ramené au brut raffiné : 0,94 à 3,78 €/m³

c) OPEX Positionnement de la technologie concurrente ACTIPOL®

Dispositif pour 23 850 m³/jour :

- ACTIPOL®
- Energie
- Traitement effluents soufrés

Coût pour 23 850 m³/jour :

- 11 à 1 300 € / jour
- 4 000 à 475 000 € / an

➡ Coût moyen ramené au brut raffiné: 0,001 à 0,38 €/m³

Les quantités d'ACTIPOL® nécessaires varient de 4 à 5 200 litres/jour suivant la coupe pétrolière pour un coût entre 11 et 13 600 €/jour en fonction des concentrations en polluants.

3.- Résumé clair

👉 Adoucissement physico-chimique (MER0X/Soude/Oxydation)

- CAPEX : 40–80 M€
- OPEX : 0,94 à 3,78 €/m³/brut
- Usage : mercaptans, H₂S, odeur, corrosion
- Pas conforme seul aux normes ULSD

👉 Adoucissement physico-chimique (ACTIPOL®)

- ✓ CAPEX : 0,8–1,5 M€
- ✓ OPEX : 0,001 à 0,38 €/m³/brut selon concentration des polluants
- ✓ Usage : conformité réglementaire mercaptans, H₂S, odeur, corrosion
- ✓ 100 % du volume de chaque coupe concernée est traité
- ✓ Finalité : produit non corrosif, non odorant, conforme spécifications

L'adoucissement réalisé avec PTC System ACTIPOL® montre un Opex de 10 à 100 fois très largement inférieur. Sans oublier que le CAPEX est lui aussi largement inférieur.

Point sur les raffineries actives en France (2025)

Voici les principales raffineries de pétrole encore en fonctionnement :

Raffineries métropolitaines

1. **Gonfreville-l'Orcher** (TotalEnergies) — Normandie
2. **Port-Jérôme-Gravenchon** (North Atlantic / anciennement Esso) — Normandie
3. **Donges** (TotalEnergies) — Loire-Atlantique, Grand Ouest
4. **Lavéra** (Petroineos) — près de Marseille, Bouches-du-Rhône
5. **Fos-sur-Mer** (Rhône Energies, groupe Trafigura / Entara) — zone méditerranéenne
6. **Feyzin** (TotalEnergies) — près de Lyon, Rhône

Raffinerie ultramarine

7. **Raffinerie des Antilles (SARA)** — Martinique
-

Capacités de raffinage en France (≈ kbbl/j)

Voici les capacités des principales raffineries françaises en milliers de barils par jour (kbbl/j ou kb/j),

c'est-à-dire la quantité de pétrole brut qu'elles peuvent théoriquement traiter chaque jour dans des conditions normales :

Raffinerie	Opérateur	Capacité approximative (kbbbl/j)
Gonfreville-l'Orcher	TotalEnergies	~253 kb/j
Donges	TotalEnergies	~219 kb/j
Feyzin	TotalEnergies	~109 kb/j
Port-Jérôme-Gravenchon	North Atlantic (Ex-Esso)	~240 kb/j <i>estimé</i>
Fos-sur-Mer	Rhône Énergies (ex-Exxon)	~140 kb/j
Lavera (Martigues)	Petroineos	~210–240 kb/j <i>estimé</i>
SARA (Martinique)	SARA	~0,8 petite capacité (non toujours incluse dans les totaux métropolitains)

Capacité totale approximative pour la France métropolitaine :

➔ **1 170 – 1 260 kb/j** ($\approx 1,17 - 1,26$ million barils/jour) selon les sources et années considérées, proche de l'estimation nationale d'environ **1,4 million b/j** souvent citée comme capacité cumulée dans diverses publications internationales.

Total estimé pour la France métropolitaine : environ **57 Mt/an** de capacité de raffinage cumulée sur les six raffineries métropolitaines (hors Martinique).

Ce que signifient ces chiffres

- 1 Mt/an \approx **20 000 b/j** (approximation, dépend du type de pétrole); donc 57 Mt/an \approx **1,1 million – 1,4 million b/j**. 1 000 b/j \approx 159 m³/j
- Les raffineries varient beaucoup en capacités de raffinage : certaines comme Gonfreville, Port-Jérôme ou Donges sont de grands sites (~ 10 Mt/an chacun), tandis que SARA en Martinique est beaucoup plus petite ($\sim 0,8$ Mt/an).