

Une analyse technique et économique comparative des différents procédés de conversion du gaz de schiste en produits à haute valeur

Comptes Rendus. Chimie, 2020, 23, no. 4-5, p. 299-314

D. Duc Nguyen ; Maryam Rahimi ; Vahid Pirouzfard ; Hossein Sakhaeinia ; Chia-Hung Su

(traduction de DeepL post-éditée par N. Bacaër, suggestions d'amélioration : nicolas.bacaer@ird.fr)



Résumé

Le gaz naturel est un combustible propre et un aliment approprié pour les industries chimiques. Toutefois, son transport vers les marchés de consommation est plus difficile et plus coûteux que celui du pétrole brut en raison de certaines propriétés spécifiques. Par conséquent, la conversion du gaz naturel en produits chimiques et son exportation à la place du gaz sont plus sûres et plus rentables. Jusqu'à présent, de nombreuses méthodes et techniques alternatives ont été présentées dans ce domaine. Dans cette étude, trois processus importants de conversion du gaz de schiste en composés plus précieux, notamment le gaz en liquide (GTL), le gaz en méthanol (GTM) et le gaz en éthylène (GTE), ont été simulés par le logiciel Aspen HYSYS. Ensuite, les paramètres économiques de chaque procédé ont été calculés. Au final, les coûts d'investissement initiaux pour le GTM, le GTL et le GTE sont respectivement de 422, 249 et 967. Les valeurs de retour sur investissement pour GTM, GTL et GTE ont été estimées à 40, 37 et 20 %, respectivement.

1. Introduction

Le gaz de schiste est entouré de roches argileuses dures, et il est extrait par une méthode connue sous le nom de fracturation hydraulique [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7]. Cette méthode consiste à injecter une grande quantité d'eau contenant des produits chimiques dans des structures argileuses à haute pression [8, 9, 10]. Le développement de nouvelles technologies pour extraire le gaz des ressources non conventionnelles dans les structures de schiste a augmenté le potentiel d'approvisionnement en gaz, a entraîné de nombreux changements économiques sur les marchés et a modifié les schémas de la demande.

Jusqu'en 1821, le gaz de schiste était produit en petites quantités à partir de schistes naturellement fracturés [11, 12, 13, 14, 15]. Après le développement et l'optimisation des technologies de forage, en 1998, le gaz de schiste a été produit commercialement par Mitchell Energy Company à partir de la formation de Barnett dans le bassin de Fort Worth en utilisant la technologie de fracture d'eau [16, 17].

Les succès obtenus dans l'application des technologies de forage horizontal, de fracturation hydraulique et de microsismique ont été confirmés par certains gouvernements (18, 19).

Les deux tiers des réservoirs de gaz de schiste sont situés dans des régions éloignées. Ainsi, en raison de la difficulté à transférer le gaz naturel vers les marchés mondiaux ainsi que du faible prix du gaz, de nouvelles technologies ont été développées pour la conversion du gaz naturel en matériaux à plus forte valeur ajoutée et plus faciles à transporter. En outre, une quantité énorme de gaz naturel est libérée en même temps que l'extraction du pétrole. Le coût du stockage et du transport du gaz naturel ou associé est très élevé. Dans la plupart des régions, une énorme quantité de gaz est brûlée à la torche, ce qui entraîne diverses conséquences environnementales. En raison de ces problèmes, la conversion du gaz naturel en matériaux à plus forte valeur ajoutée est devenue très attrayante dans l'industrie pétrolière et gazière. Par rapport au charbon et au pétrole, le gaz naturel est considéré comme la plus grande source d'énergie. S'il existe des technologies efficaces pour sa conversion, les ressources gazières seront exploitées de manière plus optimale [20]. Si les scientifiques sont capables d'appliquer des méthodes économiques et efficaces pour convertir le méthane en composés à plus forte valeur ajoutée, la grande quantité de gaz emprisonnée dans les schistes gazeux créera de nombreuses opportunités d'investissement [21]. D'après les statistiques générales, le marché mondial du gaz de schiste a le potentiel de croître de près de 5,3 % (soit 9,19 milliards de dollars) à des fins commerciales entre 2014 et 2020 (22).

À l'heure actuelle, il existe de nombreuses possibilités et de nombreux défis pour la conversion du gaz de schiste en produits plus précieux en raison de l'exploration massive du gaz de schiste. Les quatre principaux produits de valeur sont le méthanol, les combustibles liquides, l'éthylène et le propylène. Chacun de ces produits a ses propres méthodes de production conventionnelles, ses technologies de préservation, ses dérivés et ses utilisations. Al-Douri et al. ont étudié différentes méthodes de conversion du gaz de schiste en composés à valeur ajoutée [23]. Si de nouvelles technologies se développent et si les investissements augmentent, la conversion du gaz réduira considérablement le brûlage à la torche. Un des problèmes de la conversion du gaz a été la faible différence de prix entre les produits d'alimentation et les produits chimiques. Mais récemment, les facteurs influençant l'importance de la conversion du gaz ont changé. L'augmentation du volume des gaz de torche est indéniable. Les combustibles

liquides ont également gagné beaucoup de crédit du fait qu'ils sont exempts de soufre [24, 25]. Gradassi et al. ont étudié le potentiel de rentabilité industrielle des procédés de conversion du gaz naturel disponibles. Ils ont présenté une recherche fondamentale pour calculer les coûts d'exploitation et l'investissement initial pour ces procédés. Les procédés qu'ils ont sélectionnés nécessitent tous des coûts d'investissement initial élevés. Cependant, la période de récupération du processus de conversion du gaz en méthanol (GTM) a été inférieure à celle des autres processus [26].

Dans une autre recherche, la conversion directe du gaz de schiste en benzène a été étudiée du point de vue économique, environnemental et des économies d'énergie. Une analyse de sensibilité des conditions de fonctionnement indique que le retour sur investissement (ROI) le plus élevé est obtenu lorsque les conditions de fonctionnement du réacteur et du tambour de flash sont respectivement ($P = 0,3$ bar, $T = 800$ °C) et ($P = 10$ bar, $T = 20$ °C). En outre, l'intégration thermique du processus réduit l'émission de CO_2 de 16 %, ce qui a un impact significatif sur les exigences environnementales et les paramètres économiques [27].

Le coût élevé du transport du gaz naturel des réserves éloignées vers les marchés de consommation a empêché la pleine exploitation de ces réserves. Le gaz naturel liquéfié (GNL) peut être transporté par gazoduc ou par bateau. Néanmoins, la distribution de ce gaz liquéfié aux consommateurs via des gazoducs nécessite une compression jusqu'à environ 80 atm, et parfois les gazoducs jusqu'à la destination peuvent ne pas être disponibles. Par conséquent, la conversion du méthane en produits de plus grande valeur peut entraîner d'énormes changements dans l'industrie gazière. Havran et al. ont réalisé que la conversion du méthane et du dioxyde de carbone en produits chimiques plus précieux est l'un des nouveaux défis auxquels est confrontée l'industrie du pétrole et du gaz. Ils ont décrit les méthodes de conversion directe de ces deux gaz, notamment la production de gaz de synthèse, la production directe d'acide acétique, la conversion photovoltaïque et la méthode de décharge à barrière diélectrique. Ils ont conclu que jusqu'à présent, le reformage à sec était la méthode la plus efficace de conversion du dioxyde de carbone et du méthane, qui se heurte à des obstacles tels que le dépôt excessif de carbone et l'inactivité du catalyseur [28].

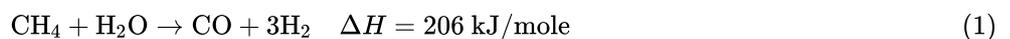
1.1. Production de gaz de synthèse

Le gaz de synthèse est une combinaison de monoxyde de carbone et d'hydrogène. En d'autres termes, le gaz de synthèse est une sorte de composé intermédiaire dans la production de produits chimiques de valeur. Les entreprises ont développé plusieurs procédés pour produire du gaz de synthèse car ce produit est principalement utilisé dans l'industrie pétrochimique.

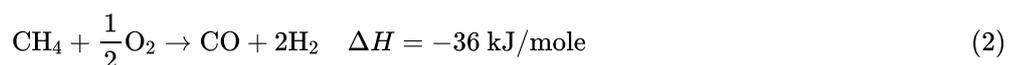
La production de gaz de synthèse est la partie la plus importante du processus de conversion du gaz naturel en d'autres matériaux à valeur ajoutée. Habituellement, une quantité considérable d'investissement initial est consacrée à cette partie [29].

Il existe trois méthodes principales de production de gaz de synthèse à partir du gaz naturel :

La réaction de reformage à la vapeur :



Réaction d'oxydation partielle :



Réaction de reformage à sec :



L'utilisation combinée des méthodes de production de gaz de synthèse permet de tirer profit de chaque procédé et d'en réduire les inconvénients. Par exemple, le reformage autothermique est une combinaison de reformage à la vapeur et de reformage par oxydation partielle dans laquelle le contrôle de la température du réacteur est plus facile. En outre, le rapport H_2/CO peut être ajusté en fonction de différentes applications et de diverses conditions de fonctionnement [30]. À la fin des années 1950, Topsoe a commencé à utiliser le procédé ATR pour produire industriellement du gaz de synthèse dans des unités de production d'ammoniac et de méthanol [31]. Si de l'oxygène à faible coût est disponible, le procédé ATR sera considéré comme une méthode appropriée pour la production de gaz de synthèse [32]. Hao et al. ont simulé le procédé GTL (Gas to Liquid) en utilisant Aspen Plus. Ils ont utilisé un réacteur Gibbs pour le procédé autothermique et un réacteur cinétique pour le procédé Fischer-Tropsch dans ce logiciel [33].

1.2. Conversion du gaz de schiste en liquide

Le gaz naturel a été reconnu comme le combustible fossile le plus propre et le plus disponible au monde. Il est essentiel de convertir ce gaz en un liquide qui a moins de volume que le gaz. Pour cela, il existe deux solutions principales : la liquéfaction du gaz naturel et la conversion chimique du gaz naturel en liquide (GTL). Le procédé GTL implique la conversion chimique du gaz en hydrocarbures à longue chaîne, qui comprennent une large gamme de combustibles transmissibles et liquides. La conversion du gaz de schiste se fait en présence de catalyseurs tels que le cobalt et/ou le fer par la synthèse Fischer-Tropsch.

Ces dernières années, en raison du grand potentiel de production de combustibles liquides de haute qualité, de nombreuses études techniques et économiques ont été menées sur la conversion du gaz en liquide. Les produits finaux de ce processus sont pour la plupart équivalents aux produits pétroliers produits dans les tours de distillation des raffineries de pétrole brut, qui sont dans la

gamme des composés C₁₀ à C₂₀. Ils sont également appelés produits de distillats moyens. Les autres produits de la synthèse Fischer-Tropsch comprennent différents types de combustibles liquides tels que le naphtha, l'huile de graissage et la cire.

Le naphtha obtenu par le procédé GTL est une alimentation appropriée pour l'unité de production d'éthylène en raison de son indice de cétane plus faible que celui des produits de la raffinerie. En raison de l'absence de soufre, le naphtha et le kérosène obtenus à partir du GTL ont un point de fumée élevé. Les hydrocarbures saturés générés par ce procédé, tels que les cires et les lubrifiants, ont une forte valeur ajoutée en raison de leur grande qualité.

L'utilisation du procédé Fischer-Tropsch dans la technologie GTL présente divers avantages environnementaux tels que la production de carburants contenant une plus petite quantité de composés soufrés et de NO_x et moins d'aromatiques.

Un autre avantage de la GTL est la production d'énormes produits en tant que carburant avec un indice de cétane élevé (70-80). Ces produits peuvent être mélangés aux produits de raffinage, en particulier au carburant diesel [34]. Dans une étude de cas pour évaluer le procédé GTL, 1,16 milliard de pieds cubes standard par jour (SCFD) de gaz naturel a été utilisé pour produire 118 000 barils par jour (bbl/d) de produits liquides. Selon le prix du gaz, le retour sur investissement a été différent. En réduisant le prix du gaz ou en augmentant le prix de vente des produits liquides, la rentabilité de ce processus a augmenté [35, 36].

1.3. Conversion du gaz de schiste en méthanol

Le méthanol est l'un des produits obtenus lors de la conversion de gaz en produits chimiques. Le méthanol est un produit intermédiaire pour la fabrication d'autres produits chimiques tels que l'acide acétique, le formaldéhyde, le téréphtalate de diméthyle, le méthyl-tert-butyl-éther, etc. En ce qui concerne le potentiel d'utilisation du gaz de schiste pour la production de méthanol, Laura M. Julian-Duran et al. ont fourni des analyses techniques, économiques et environnementales du processus de conversion du gaz de schiste en méthanol. Ils ont étudié diverses méthodes de production de gaz synthétique telles que l'oxydation partielle, le reformage à la vapeur, le reformage autothermique et le reformage combiné. Les résultats montrent que l'oxydation partielle et le reformage autothermique apportent un profit financier plus important au processus de production du méthanol. D'un point de vue environnemental, le reformage combiné est plus acceptable ; les émissions de carbone sont beaucoup plus faibles dans cette alternative [37]. La première synthèse du méthanol a été réalisée par les chimistes de la société BASF à Luna, en Allemagne, en 1923 (38). Kung Harold pensait que la conversion du gaz de schiste en méthanol par des méthodes traditionnelles et courantes était plus économique que le transport du gaz par des navires méthaniers (39). Minbu Young et Fengi ont analysé la rentabilité du gaz de schiste d'un point de vue économique et environnemental. Ils ont conclu que la production de méthanol à petite échelle était plus économique que les procédés courants de conversion du gaz de schiste et les énormes gammes de production de méthanol [40]. Ross et al. ont considéré que le reformage autothermique était la méthode appropriée et probable pour la production de méthanol à grande capacité (41). Le rôle du méthane dans les industries modernes, en particulier dans la production de méthanol, a été étudié. Le méthanol est un aliment essentiel pour la synthèse de produits de valeur dans les industries chimiques. De plus, la production directe de méthanol à partir de méthane avec une oxydation efficace des liaisons hydrogène-carbone est l'un des sujets les plus intéressants de l'industrie pétrochimique [42]. Dans le cadre d'une étude approfondie, la production de méthanol à partir de gaz naturel obtenu à partir du schiste de Brent a été simulée par le logiciel Aspen Plus. Les résultats de l'analyse technico-économique indiquent que la production de méthanol dans une large gamme de prix de vente du méthanol et du gaz de schiste présente des paramètres économiques souhaitables. Par exemple, pour les prix de vente du méthanol et du gaz de schiste, respectivement 2 gal et 3,5 MMBtu, la valeur du retour sur investissement était de 31 %. En outre, il est apparu clairement que le retour sur investissement augmenterait d'environ 2,5 % après l'intégration énergétique. En outre, les procédés de prétraitement du gaz naturel dépendent de la composition du gaz, ce qui peut modifier le prix de la matière première de l'unité de production de méthanol [43].

La demande de conversion du méthanol en oléfines (MTO) a extrêmement augmenté. Jasper et Halwagi ont comparé les procédés de conversion du MTO et du méthanol en propylène (MTP) dans une analyse technico-économique complète. Ils ont comparé l'utilisation du gaz naturel pour la production de méthanol avec l'achat de méthanol. Si le gaz naturel est utilisé comme matière première pour produire du méthanol, des résultats économiques plus acceptables seront obtenus [44].

1.4. Conversion du gaz de schiste en éthylène

À l'heure actuelle, l'éthylène est l'un des produits chimiques les plus importants et les plus utiles au monde. Il présente de nombreux avantages pour son utilisation dans l'industrie pétrochimique. La demande mondiale d'éthylène a augmenté. Selon les rapports, 140 millions de tonnes d'éthylène ont été produites en 2010. L'importance de l'éthylène est due aux liaisons binaires dans sa structure moléculaire, qui augmentent la réactivité et la capacité à former des composés chimiques [45]. L'éthylène peut être transformé industriellement en produits intermédiaires. L'éthylène est principalement utilisé pour la conversion en polyéthylène léger ou lourd, qui est appliqué dans des industries telles que la construction, la communication, l'emballage et d'autres installations industrielles (46). Les oléfines telles que l'éthylène et le propylène sont les principales matières premières des unités pétrochimiques [47].

Chang He et Fengqi You ont étudié de nouvelles méthodes de production d'éthylène à partir du gaz naturel et ont présenté des paramètres économiques tels que la valeur actuelle nette pour chacune d'entre elles. Ils ont conclu que les méthodes qu'ils proposent, telles que le vapocraquage et la déshydrogénation du propane, ont un effet positif sur l'efficacité du processus et les coûts d'investissement fixes par rapport aux méthodes courantes de conversion du gaz en éthylène [48, 49]. Zolfaghari et al. ont examiné différentes méthodes de récupération des gaz de torche (conversion du gaz en éthylène, du gaz en liquide, et production d'électricité). Ils ont conclu que la conversion du gaz de torche en éthylène présente le bénéfice annuel le plus élevé, tandis que le retour sur investissement est plus faible que celui des autres méthodes (49).

L'éthylène peut être produit par le craquage thermique de l'éthane et du propylène obtenus à partir du gaz naturel. Cependant, de nouvelles méthodes telles que la conversion directe du méthane en éthylène à l'aide de réacteurs catalytiques ont été largement utilisées. Dans cette méthode, les composants du gaz naturel sont utilisés pour produire de l'éthylène sans séparation initiale [45].

Les procédés industriels de production d'éthylène courants comprennent le craquage thermique de l'éthane, du naphta et du gaz naturel. Le couplage oxydatif du méthane (OCM) et la conversion du méthanol en oléfines font partie de ces procédés. Dans le procédé OCM, le méthane est converti directement en éthylène dans un réacteur catalytique, tandis que dans le procédé MTO, le méthane est d'abord synthétisé, puis le gaz de synthèse est introduit dans les réacteurs de production de méthanol. Finalement, le méthanol est converti dans un réacteur catalytique en éthylène et autres sous-produits. L'analyse économique des méthodes susmentionnées pour une certaine quantité de gaz de schiste a montré que le procédé MTO a un retour sur investissement plus élevé que le procédé OCM [50].

La conversion du gaz naturel en oléfines (GTO) a été introduite comme l'une des méthodes abordables et pratiques pour la production chimique. Les deux principaux produits de ce procédé sont l'éthylène et le propylène. Dans ce procédé, le gaz naturel est converti en méthanol par le procédé UOP/Hydro MTO, puis des oléfines légères sont produites à partir du méthanol. Trois méthodes, dont l'utilisation de craqueurs de naphta, de craqueurs d'éthane et de GTO, pour produire 500 000 MM de MTPA d'éthylène ont été comparées. Les valeurs de retour sur investissement pour les craqueurs de naphta, le craqueur d'éthane et le GTO sont respectivement de 8, 27 et 22. Cependant, le procédé GTO est économique dans les régions où le gaz naturel est disponible à faible coût et présente un retour sur investissement nettement plus élevé que celui des méthodes traditionnelles telles que le craquage du naphta [51].

En ce qui concerne la description ci-dessus des différents procédés de récupération, le principal objectif de cette recherche est de présenter et d'évaluer les procédés classiques de conversion du gaz de schiste en produits chimiques de valeur d'un point de vue technique et de comparer leurs paramètres économiques afin de sélectionner la méthode optimale et appropriée pour convertir un certain volume et une certaine composition du gaz de schiste. Enfin, le processus optimal de conversion du gaz de schiste est sélectionné en comparant la quantité de produits obtenus par chaque processus, en examinant le diagramme technique de chaque processus, l'équipement utilisé par unité de processus et ses coûts, et en comparant des paramètres tels que le bénéfice, le retour sur investissement, le coût total de l'investissement, etc.

2. Méthodes et principes

2.1. Méthode de modélisation et évaluation économique des processus

Le logiciel HYSYS d'Aspen est l'un des meilleurs simulateurs de génie chimique. Aspen HYSYS v10 est utilisé pour la simulation des procédés des technologies de conversion des gaz de schiste. Ensuite, les informations techniques obtenues de chaque procédé sont importées dans le logiciel Aspen Capital Cost Estimator, et l'analyse économique est réalisée de manière très détaillée. Aspen Capital Cost Estimator est le logiciel approprié pour préparer des rapports détaillés sur la conception des processus et l'évaluation économique d'un projet.

Tableau 1. La composition du gaz de schiste d'alimentation

Composant	Pourcentage molaire
Méthane	79.9
Éthane	11.61
Propane	3.98
Azote	0.09
CO ₂	0.73
Butane	2.12
C ₅ ⁺	1.22
H ₂ O	0.23
H ₂ S	0.12

La composition de l'alimentation en gaz de schiste appliquée dans chaque procédé est extraite de l'essai de Jian Gang et de ses collègues (tableau 1) [52]. Il convient de noter que pour comparer correctement trois procédés de conversion du gaz de schiste, le débit d'alimentation de chaque procédé a été considéré comme égal à 7945 kgmol/h.

2.2. Description du procédé

2.2.1. Processus GTL

Le procédé GTL est l'une des meilleures méthodes de conversion du gaz de schiste en divers hydrocarbures en raison de sa rentabilité économique et de la conversion des gaz associés en carburants respectueux de l'environnement. Les produits de

de zinc. Pour augmenter l'efficacité de la désulfuration, la température d'entrée est fixée à 350-400 °C. Le gaz purifié est saturé après que la température soit descendue à 95 °C.

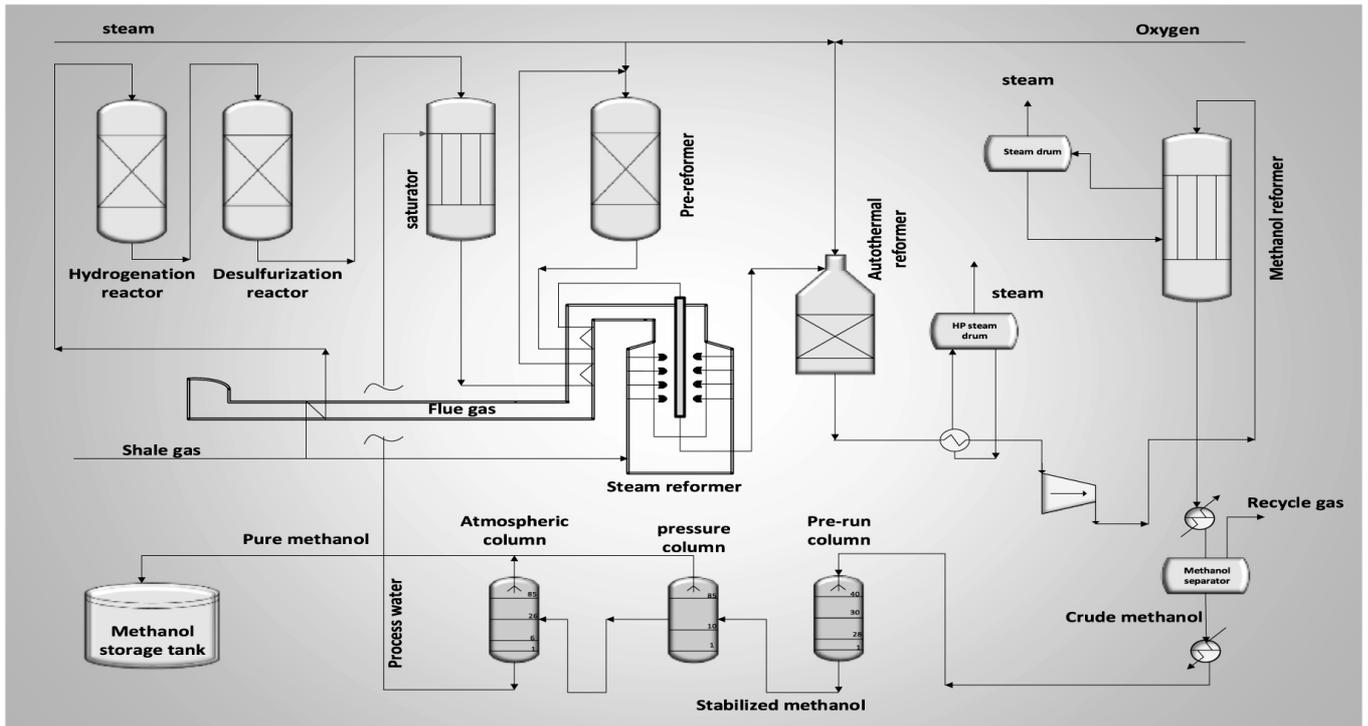


Figure 2. Schéma fonctionnel de l'unité GTM.

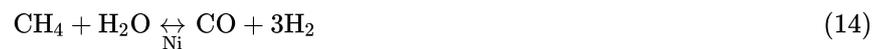
Le gaz d'alimentation saturé est transféré dans un pré-reformeur après plusieurs étapes de chauffage, et les hydrocarbures plus lourds sont convertis en hydrocarbures plus légers par les réactions suivantes.



La vapeur d'alimentation/sortie du pré-reformeur à environ 500 °C se mélange avec le flux d'air dans le reformeur à vapeur, et la réaction suivante se produit.



Les gaz d'échappement du reformeur à vapeur à environ 700 °C entrent dans la deuxième étape de reformage, appelée réacteur autothermique. En plus du gaz, de l'oxygène et de la vapeur sont envoyés dans ce réacteur. Les réactions d'oxydation combinées suivantes se produisent en présence d'un catalyseur au nickel.



Compte tenu des réactions de reformage, le gaz de synthèse (CO et H₂) est produit en deux étapes. Après quelques étapes de refroidissement, la température est réduite à 40 °C, et le gaz de synthèse entre dans le compresseur. À ce stade, le gaz de synthèse produit est comprimé à 150 bars et transmis aux réacteurs de production de méthanol. Dans le réacteur de synthèse du méthanol, ce gaz de synthèse est converti en méthanol et en vapeur en présence d'un catalyseur au cuivre à une température de 220-265 °C et à une pression de 75 bars. Les réactions de formation du méthanol sont les suivantes.



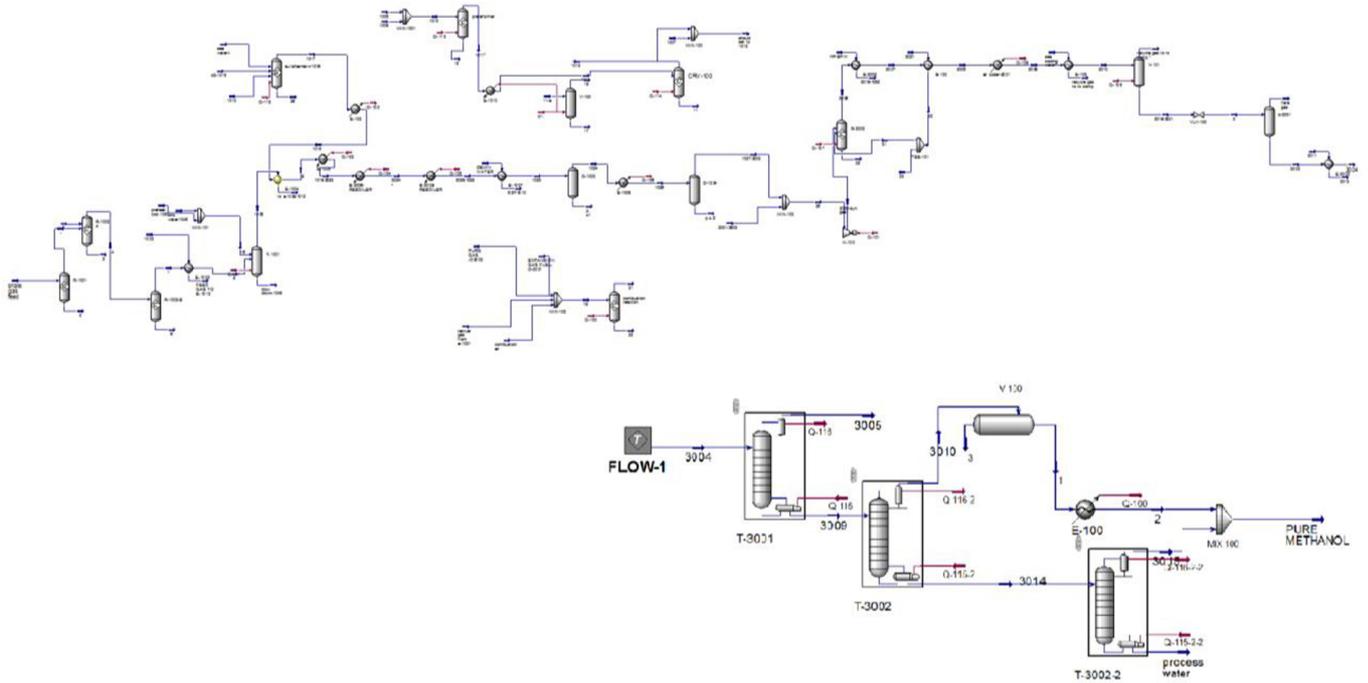


Figure 3. Schéma du processus de l'unité GTM.

Le méthanol produit est associé à certains gaz dissous, à de l'eau et à des impuretés ayant différents points d'ébullition. Ces impuretés sont séparées dans une unité de distillation. Enfin, on obtient du méthanol pur et de l'eau de traitement. La distillation du méthanol se déroule en trois étapes, comprenant la séparation des gaz, la séparation des sous-produits à faible point d'ébullition et la séparation des sous-produits à divers points d'ébullition. L'étape de séparation des gaz se déroule dans une colonne de stabilisation dans laquelle la pression du méthanol est réduite à environ 2 à 3 bars. Le gaz dissous est libéré. Ensuite, le méthanol brut avec l'eau et les gaz dissous est transmis à la première tour de distillation. La première tour de distillation se compose de 85 plateaux, et le flux d'entrée entre dans le 10ème plateau. Les impuretés volatiles et les gaz inertes sont séparés du méthanol dans cette colonne. Le flux de méthanol de sortie du bas de la colonne, qui est presque dégazé, entre dans la deuxième colonne de distillation à 94 °C 2,4 bars. Dans la deuxième colonne, le méthanol, l'eau et les autres composants lourds sont séparés et l'eau de traitement est retirée du bas de la colonne. La vapeur de méthanol produite entre dans un refroidisseur à air en haut de cette colonne à 69 °C et passe ensuite dans un échangeur de chaleur. Par conséquent, sa température diminue jusqu'à 40 °C, puis elle est transmise à un tambour de reflux. Une partie du méthanol condensé est renvoyée dans la colonne par des pompes de reflux et le reste du méthanol pur est transmis à des réservoirs de stockage. La figure 3 illustre la simulation d'une unité de production de méthanol dans le logiciel Aspen HYSYS.

2.2.3. Processus de production de l'éthylène

La conversion directe du gaz de schiste en éthylène (GTE) a été simulée dans cette recherche (figure 4). Dans ce processus, le mélange de gaz de schiste non corrosif est transmis à un craqueur thermique. Dans ce conteneur, le méthane et les autres hydrocarbures présents dans le gaz sont convertis en hydrogène et en acétylène.

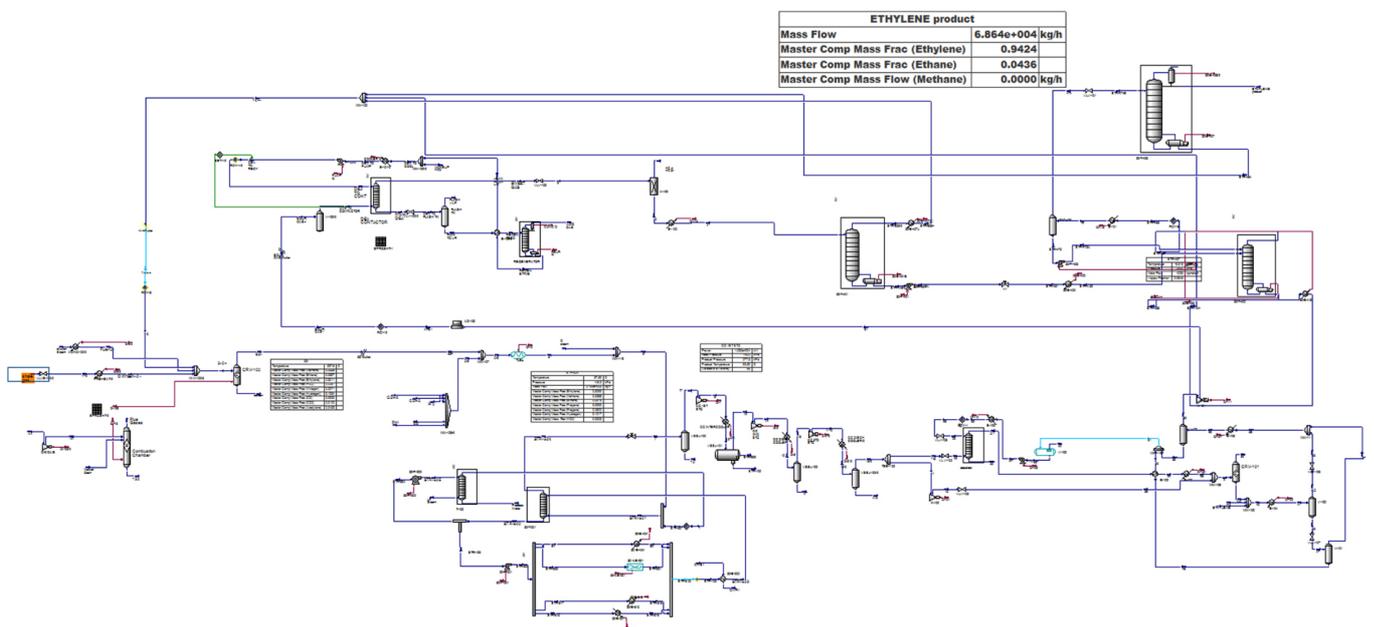


Figure 4. Schéma du processus de l'unité GTE.

La cinétique de ce mécanisme est très compliquée. La figure 5 montre les principales réactions qui se produisent dans le craqueur.

3. Discussion et résultats

3.1. Résultats techniques et résultats de simulation de l'unité de production de GTL

Les carburants de synthèse produits par le procédé GTL ne contiennent aucun composé aromatique et sulfurique. Les carburants de synthèse GTL peuvent être considérés comme des carburants verts et propres. Avant de simuler le procédé de synthèse Fischer-Tropsch, une unité d'adoucissement du gaz est simulée. La composition du gaz non corrosif est présentée dans le tableau 3.

Le tableau 4 indique les résultats de la simulation des procédés GTL, GTM et GTE. Dans le procédé GTL, le combustible nécessaire (essence, gasoil et diesel) est produit à partir de gaz au lieu de pétrole brut. Selon le fait que ce procédé est considéré comme l'une des meilleures solutions pour convertir le gaz de schiste en composés à haute valeur ajoutée.

3.2. Résultats techniques et résultats de simulation de l'unité de production de méthanol

Le gaz de schiste produit moins de gaz à effet de serre que le charbon. Comme expliqué, le gaz d'alimentation passe par un processus de pré-purification comprenant un réacteur d'hydrogénation et une désulfuration avant la production de gaz de synthèse. La composition des gaz d'échappement de ces réacteurs est présentée dans le tableau 7. La réduction du gaz acide peut être observée après ce processus. Après le traitement du gaz d'entrée, il est nécessaire de produire du gaz de synthèse avec un rapport approprié de H_2 et de CO. La production de gaz de synthèse est reconnue comme la partie la plus fondamentale de la conversion du gaz de schiste en méthanol. Les résultats de la simulation, y compris la composition du gaz de synthèse à la sortie du réacteur autothermique et la spécification du méthanol pur, sont présentés dans les tableaux 6 et 7, respectivement.

Tableau 3. Composition du gaz de schiste après adoucissement dans le procédé GTL

Composant	Mole fraction
Méthane	0.806
Éthane	0.117
Propane	0.040
Azote	0.001
CO ₂	0.000
i-Butane	0.022
n-Butane	0.000
i-Pentane	0.012
n-Pentane	0.000
H ₂ S	0.000
H ₂ O	0.002
n-hexane	0.000
QUOI	0.000
Hydrogène	0.000
Éthylène	0.000
C ₅ ⁺	0.000

Tableau 4. Caractérisations et conditions des produits issus des différents procédés de récupération des torchères

	GTL	GTM	GTE
Conditions			
Temperature (°C)	15	85.02	-28.549
Pressure (bar)	18.49	2	19.9
Molar flow (kgmol/h)	991.1	4041	2427
Mass flow (kg/h)	6.643e+004	1.295e+005	6.864e+004
Molar enthalpy (kJ/kgmol)	-3.842e+004	-2.116e+005	3.888e+004
Molar entropy (kJ/kgmol·°C)	167.81	102.8	141.3
Heat flow (kJ/h)	-3.808e+007	-8.551e+008	9.438e+007
Mole fraction			
Methane	0.015	0.000	0.056
Ethane	0.048	0.000	0.060
Ethylene	0.004	0.000	0.321
Propane	0.217	0.000	0.292
i-Butane	0.080	0.000	0.000
n-Butane	0.052	0.000	0.046
i-Pentane	0.079	0.000	0.000
n-Pentane	0.008	0.000	0.027
n-Hexane	0.000	0.000	0.007
M-Mercaptan	0.000	0.000	0.000
E-Mercaptan	0.000	0.000	0.000
H ₂ S	0.000	0.000	0.000
Nitrogen	0.001	0.000	0.001
Hydrogen	0.004	0.000	0.105
H ₂ O	0.000	0.001	0.027
CO	0.003	0.000	0.000
CO ₂	0.000	0.000	0.012
Methanol	0.000	0.999	0.000
C5 ⁺	0.489	0.000	0.000

3.3. Résultats techniques et résultats de simulation de l'unité de production d'éthylène

L'éthylène était produit par le craquage thermique de l'éthane et du propylène à partir du gaz de schiste. La composition des gaz d'échappement du craqueur thermique est présentée dans le tableau 4. Ce tableau présente la spécification du produit final de la production directe d'éthylène à partir du méthane. Il est évident qu'il y a une quantité négligeable de gaz acide due au processus de purification. Par conséquent, on obtient de l'éthylène hautement purifié.

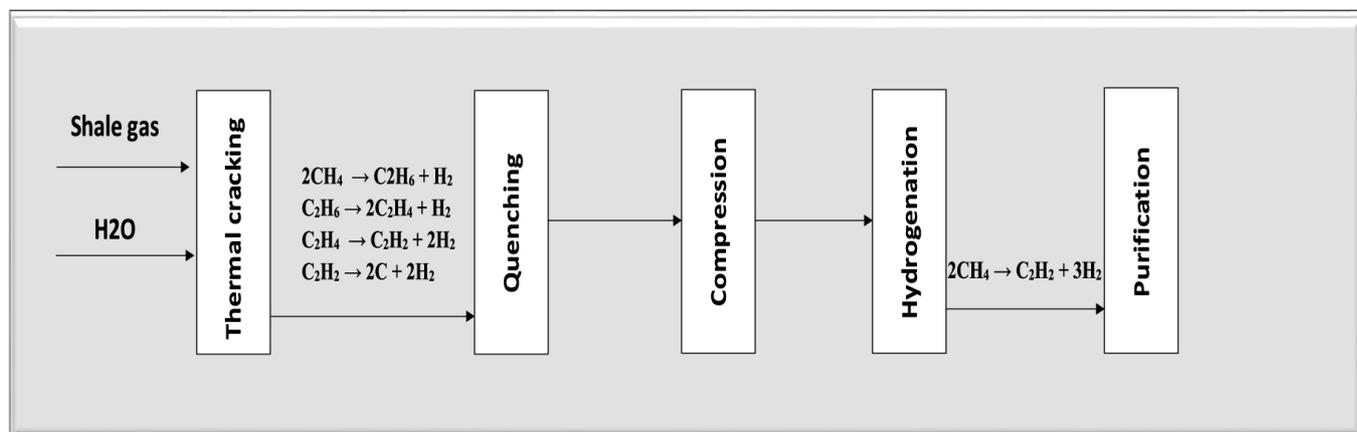


Figure 5. Schéma du processus GTL.

3.4. L'analyse économique des processus

Les résultats de la simulation de processus ont été importés dans le logiciel Icarus pour évaluer économiquement les processus de conversion du gaz. Les facteurs effectifs des coûts totaux comprennent tous les coûts directs et indirects, les coûts d'exploitation, le coût des matières premières et les prix du marché du GTL, du méthanol et de l'éthylène.

L'investissement total pour la production de 1 100 barils de GTL par jour a été calculé. En outre, les coûts de production de 162 m³/h de méthanol et de 1838 m³/h d'éthylène ont été calculés (tableaux 5-8). Pour comparer ces procédés, leurs paramètres économiques importants ont été calculés selon la figure 6.

Tableau 5. Résumé des coûts du projet d'unité de traitement du GTL

GTL project cost summary									
Account	Key qty	Unit	MH	MH	Wage rate	Labor cost	Unit matl	Matl cost	Total cost
Equipment	18 item(s)		622.30	11,201.00	43.07	482,441	3,233,167	58,197,000	58,679,441
AG pipe	1935 M		15.00	29,012.00	42.57	1,235,121	2,108	4,078,790	5,313,911
Concrete	906 M3		9.5	8,643	33.79	292,014	288.29	261,219	553,233
Grout	3.3 M3		163.1	540.00	32.37	17,472	4,255	14,084	31,556
Steel	21.6 tons		46.30	998.00	39.51	39,440	8,919	192,364	231,804
Instrumentation	355 each		18.00	6,404.00	42.83	274,291	2,545	903,508	1,177,799
UG electrical	597 M		0.94	559.00	37.44	20,933	18.79	11,222	32,155
AG electrical	15771 M		0.50	7,853.00	41.46	325,579	62.76	989,715	1,315,293
Pipe insulation	1760 M		1.80	3,221.00	32.00	103,062	72.31	127,293	230,355
Equip insulation	935 M2		2.90	2,715.00	31.90	86,619	61.54	57,566	144,185
Paint	8331 M2		0.46	3,850.00	31.48	121,204	6.00	50,022	171,227
Direct totals	-	-	-	74,996.00	-	2,998,175	-	-	67,880,959
Const equip & indirects	-	-	-	-	-	-	-	-	2,522,300
Const mgt, staff, supv	-	-	-	10,900.00	-	-	-	-	1,263,600
Engineering	-	-	-	28,361.00	-	-	-	-	3,523,800
Other project costs	-	-	-	1,516.00	-	-	-	-	4,431,686
Contingency	-	-	-	-	-	-	-	-	11,943,352
Indirect totals	-	-	-	40,777.00	-	-	-	-	23,684,738
Project totals	-	-	-	115,773.00	-	2,998,175	-	-	91,565,696

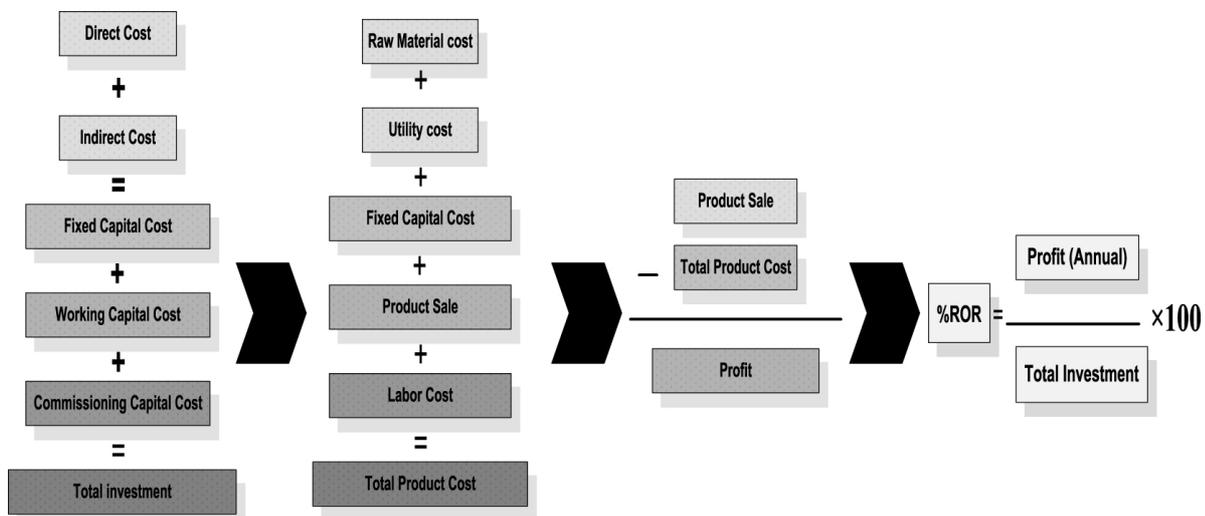


Figure 6. Étapes du calcul des paramètres économiques.

Tableau 6. Résumé des coûts du projet d'unité de processus GTM

GTL project cost summary

Account	Key qty	Unit	MH	MH	Wage rate	Labor cost	Unit matl	Matl cost	Total cost
Equipment	30 item(s)		736.20	22,085	4,304.00	950,615	275,889	82,766,900	83,717,515
AG pipe	3509M		46.80	164,145	42.80	7,025,903	3,060	10,736,340	17,762,243
Concrete	1912 M3		11.00	21,068	34.09	718,150	308	588,422	1,306,572
Grout	9.2 M3		140.80	1,301	32.37	42,114	4,271	39,468	81,582
Steel	49.1 tons		45.50	2,235	39.51	88,303	8,857	435,228	523,531
Instrumentation	486 each		14.40	7,002	42.75	299,356	2,991	1,453,428	1,752,783
UG electrical	909 M		85.00	775	37.30	28,895	17	15,750	44,645
AG electrical	9631 M		65.00	6,249	41.40	258,734	64	618,050	876,784
Pipe insulation	4289 M		2.30	9,872	32.00	315,903	95	408,264	724,167
Equip insulation	7387 M2		3.20	23,749	31.90	757,612	61	447,137	1,204,749
Paint	14181 M2		0.51	7,178	31.60	226,809	6	90,137	316,947
Direct totals				265,660		10,712,395			108,311,518
Const equip & indirects	-	-			-	-	-	-	8,885,402
Const mgt, staff, supv	-	-		37,560	-	-	-	-	4,345,001
Engineering	-	-		42,158	-	-	-	-	5,241,401
Other project costs	-	-		6,322	-	-	-	-	8,272,397
Contingency	-	-			-	-	-	-	20,258,356
Indirect totals				86,040					47,002,557
Project totals	-	-		351,700	-	10,712,395	-	97,599,123	155,314,075

Tableau 7. Résumé des coûts du projet d'unité de processus GTE

GTL project cost summary

Account	Key qty	Unit	MH	Wage rate	Labor cost	Unit matl	Matl cost	Total cost	
Equipment	50 ITEM(S)		995.20	49,761.00	43.16	2,147,816.00	463,988.00	231,994,300	234,142,116
AG pipe	5224 M		28.70	149,957.00	42.73	6,407,156.00	2,290.00	11,964,805	18,371,961
Concrete	4323 M3		10.10	43,672.00	34.15	1,491,549.00	296.97	1,283,942	2,775,490
Grout	12.3 M3		146.40	1,803.00	32.37	58,350.00	4,269.00	52,548	110,898
Steel	71.6 tons		45.90	3,287.00	39.51	129,857.00	8,892.00	636,252	766,109
Instrumentation	884 each		17.00	15,057.00	42.82	644,699.00	2,432.00	2,149,998	2,794,697
UG electrical	1503 M		0.80	1,198.00	37.15	44,493.00	16.35	24,583	69,076
AG electrical	34620 M		0.52	17,931.00	41.42	742,775.00	53.82	1,863,138	2,605,913
Pipe insulation	5349 M		2.10	11,444.00	31.68	362,567.00	110.45	590,838	953,405
Equip insulation	11824 M2		2.00	23,229.00	31.41	729,726.00	44.98	531,840	1,261,567
Paint	20376 M2		47.00	9,648.00	31.51	303,978.00	6.13	124,867	428,846
Direct totals				326,986.00		13,062,966.00		251,217,111	1264,280,077
Const equip & indirects	-	-			-	-	-	-	10,966,303
Const mgt, staff, supv	-	-		53,733.00	-	-	-	-	6,181,701
Engineering	-	-		66,115.00	-	-	-	-	8,217,002
Other project costs	-	-		9,800.00	-	-	-	-	17,147,746
Contingency	-	-			-	-	-	-	46,018,920
Indirect totals				129,648.00					88,531,672
Project totals	-	-		456,634.00	-	10,712,395.00	-	251,217,111	1352,811,748

Tableau 8. Résumé des paramètres économiques, des avantages et des inconvénients des procédés de conversion des gaz de schiste

Process	GTL	GTM	GTE
Direct cost (MM\$/YR)	74.67	119.14	294.01
Indirect cost (MM\$/YR)	26.05	51.70	97.38
Fixed capital cost (MM\$/YR)	100.72	170.85	391.39
Working capital cost (MM\$/YR)	37.74	63.58	146.00
Start-up capital cost (MM\$/YR)	10.07	17.08	39.14
Total investment (MM\$/YR)	249.26	422.36	967.92
Raw material cost (MM\$/YR)	157.62	157.62	157.62
Utility cost (MM\$/YR)	16.79	28.47	65.23
Labor cost (MM\$/YR)	3.30	11.78	14.37
Revenue (MM\$/YR)	297.21	411.34	505.16
Total product cost (MM\$/YR)	204.47	244.65	313.08
Profit	92.74	166.69	192.08
ROR	37.21	40	19.84
	Products without sulfur and aromatic contamination	Best economic parameters (ROR, profit)	Highly used in many industries
Advantage	Suitable for areas water is not available	Highly used in many industries Used as feed in other petrochemical units	
	This process at low gas prices is economical		Complex process and equipment
Limitations	Low profitability relative to investment cost	-	Need a high total investment Lowest ROR than other processes

Selon la figure 7, le processus GTM présente le retour sur investissement le plus élevé. Pour permettre une comparaison économique précise, le flux de matières premières est fixé à un niveau égal pour les trois procédés. Le produit des ventes d'éthylène et de méthanol est plus élevé. En outre, on peut voir que la différence entre les ROR du GTM et du GTL n'est pas grande (figure 8). Par conséquent, pour la conversion de gaz de schiste avec cette capacité, la production de méthanol est un procédé plus approprié. Étant donné que la majeure partie du coût de production du méthanol est affectée à l'alimentation, la production de méthanol dans des régions où l'alimentation est moins chère, comme c'est le cas pour le gaz de schiste, peut offrir des possibilités d'investissement ainsi qu'une certaine rentabilité.

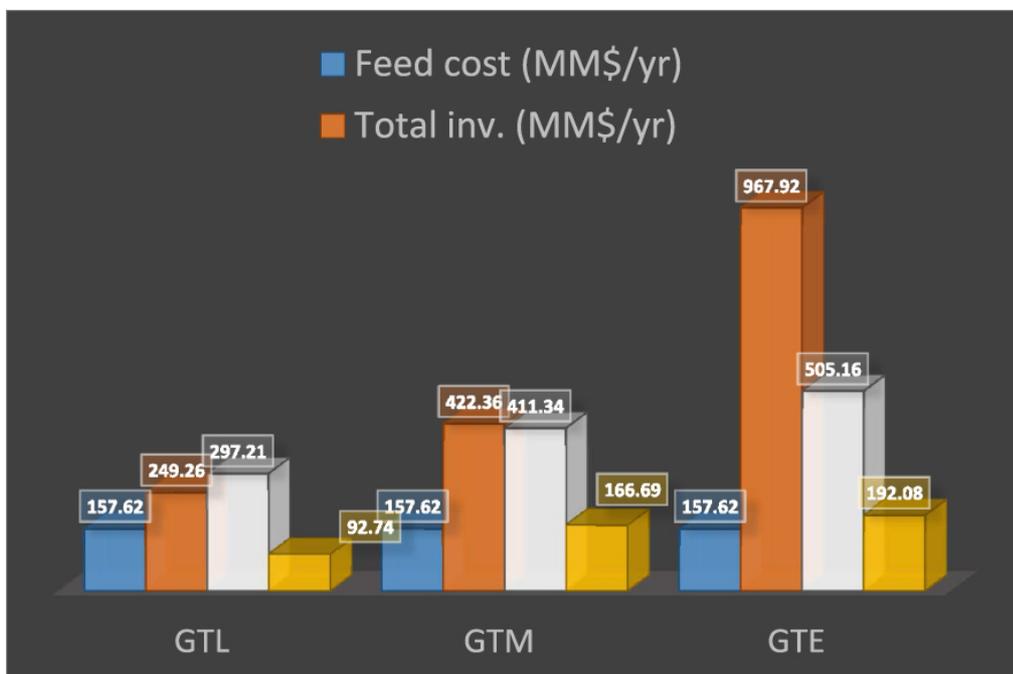


Figure 7. Une comparaison entre les ventes de produits, l'investissement total, le coût de l'alimentation et le profit.

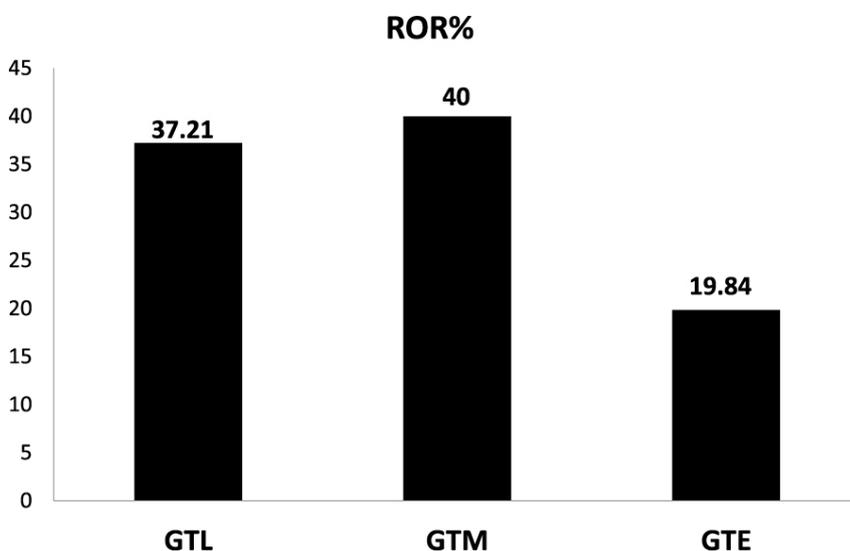


Figure 8. Une comparaison des taux de rendement.

D'autre part, la forte demande de production de diesel peut être satisfaite par la méthode GTL, bien que cette méthode soit coûteuse pour les raffineries. Si la production de carburants propres est envisagée, la méthode GTL est une bonne option. On peut observer que la production d'éthylène a le plus faible retour sur investissement, et que son coût d'investissement initial est supérieur à celui des deux autres méthodes. En comparant les coûts d'achat et d'installation des équipements dans chaque procédé, on peut se rendre compte que ces paramètres du procédé GTE sont plus élevés que ceux des deux autres procédés en raison d'une plus grande complexité et d'équipements plus coûteux, tels que la boîte froide et les compresseurs, que ceux du procédé de production d'éthylène. Compte tenu du fait que la méthode de production d'éthylène est plus compliquée que les autres méthodes et en comparant les paramètres économiques calculés, on peut conclure que le GTE n'est pas économique pour cette capacité de gaz de schiste.

4. Conclusion

Comme nous l'avons déjà mentionné, trois méthodes différentes de conversion du gaz de schiste en produits chimiques de valeur ont été étudiées dans le cadre de cette recherche. En outre, ces méthodes ont été comparées d'un point de vue technique et économique. Les résultats techniques et économiques indiquent que la conversion du gaz de schiste en méthanol est plus appropriée que les autres méthodes. Outre les complexités supplémentaires du processus industriel de l'éthylène, le retour sur investissement ou ROR et l'investissement total pour le processus GTE sont respectivement de 19,84 % et 967,92 millions de dollars. Par conséquent, le coût d'investissement total le plus élevé et le TDR le plus bas appartiennent à ce procédé (figures 7 et 8). Le coût d'investissement initial requis pour le GTM est de 422,355 MM\$, alors qu'il est de 249,248 MM\$ pour le processus GTL. Malgré l'investissement plus élevé dans le processus de production du méthanol, le TDR de ce processus est plus favorable que celui du processus GTL. Il convient de considérer que le procédé GTL est coûteux et n'est économiquement avantageux que si le prix du gaz d'alimentation est bas. En outre, les résultats indiquent que les avantages annuels obtenus grâce aux procédés GTM et GTL sont respectivement de 166,69 et 92,74. Cela révèle une rentabilité élevée du processus de production de méthanol, même si son coût d'investissement est plus élevé. La production de méthanol, qui est l'un des produits chimiques les plus utiles

dans l'industrie pétrolière et gazière, pourrait être une option appropriée pour la conversion du gaz de schiste en raison d'un processus moins complexe et de meilleurs paramètres économiques que les autres méthodes.

Nomenclature

GTL	gaz à liquide
GTE	gaz à l'éthylène
GTM	gaz au méthanol
F-T	Fischer-Tropsch
ROI	Retour sur investissement
ROR	Taux de rendement
supv	supervision
Const mgt	Gestion de la construction
inv.	investissement

Bibliographie

- [1] D. Allam; S. Bennici; L. Limousy; S. Hocine Improved Cu- and Zn-based catalysts for CO₂ hydrogenation to methanol, *C. R. Chim.*, Volume 22 (2019), pp. 227-237
- [2] C. Brabant; A. Khodakov; A. Griboval-Constant Promotion of lanthanum-supported cobalt-based catalysts for the Fischer-Tropsch reaction, *C. R. Chim.*, Volume 20 (2017), pp. 40-46
- [3] S. Khorramshokouh; V. Pirouzfard; Y. Kazerouni; A. Fayyazbakhsh; R. Abedini Improving the properties and engine performance of diesel-methanol-nanoparticle blend fuels via optimization of the emissions and engine performance, *Energy Fuels*, Volume 30 (2016), pp. 8200-8208
- [4] K. Kobl; L. Angelo; Y. Zimmermann; S. Sall; K. Parkhomenko; A.-C. Roger In situ infrared study of formate reactivity on water-gas shift and methanol synthesis catalysts, *C. R. Chim.*, Volume 18 (2015), pp. 302-314
- [5] V. Pirouzfard; A. Zarringhalam Moghaddam; B. Mirza Physicochemical properties and combustion performance of gas oil-fuel additives, *ASME. J. Energy Resour. Technol.*, Volume 134 (2012) no. 4, 041101
- [6] S. Saleh; V. Pirouzfard; A. Alihosseini Performance analysis and development of a refrigeration cycle through various environmentally friendly refrigerants, *J. Therm. Anal. Calorimet.*, Volume 136 (2019), pp. 1817-1830
- [7] C. Sun; Y. Wang; Z. Wang; H. Chen; X. Wang; H. Li; L. Sun; C. Fan; C. Wang; X. Zhang Fabrication of hierarchical ZnSAPO-34 by alkali treatment with improved catalytic performance in the methanol-to-olefin reaction, *C. R. Chim.*, Volume 21 (2018), pp. 61-70
- [8] M. Jamshidi; V. Pirouzfard; R. Abedini; M. Z. Pedram The influence of nanoparticles on gas transport properties of mixed matrix membranes: An experimental investigation and modeling, *Korean J. Chem. Eng.*, Volume 34 (2017), pp. 829-843
- [9] E. Kianfar; M. Salimi; V. Pirouzfard; B. Koohestani Synthesis of modified catalyst and stabilization of CuO/NH₄-ZSM-5 for conversion of methanol to gasoline, *Int. J. Appl. Ceram. Technol.*, Volume 15 (2018), pp. 734-741
- [10] M. Salimi; V. Pirouzfard; E. Kianfar Enhanced gas transport properties in silica nanoparticle filler-polystyrene nanocomposite membranes, *Colloid Polym. Sci.*, Volume 295 (2017), pp. 215-226
- [11] S. Heydari; V. Pirouzfard The influence of synthesis parameters on the gas selectivity and permeability of carbon membranes: empirical modeling and process optimization using surface methodology, *RSC Adv.*, Volume 6 (2016), pp. 14149-14163
- [12] V. Pirouzfard; M.R. Omidkhan Mathematical modeling and optimization of gas transport through carbon molecular sieve membrane and determining the model parameters using genetic algorithm, *Iran. Polym. J.*, Volume 25 (2016), pp. 203-212
- [13] M. Salimi; V. Pirouzfard; E. Kianfar Novel nanocomposite membranes prepared with PVC/ABS and silica nanoparticles for C₂H₆/CH₄ separation, *Polym. Sci. Ser. A*, Volume 59 (2017), pp. 566-574
- [14] S. F. Soleymanipour; A. H. S. Dehaghani; V. Pirouzfard; A. Alihosseini The morphology and gas-separation performance of membranes comprising multiwalled carbon nanotubes/polysulfone-Kapton, *J. Appl. Polymer Sci.*, Volume 133 (2016), 43839
- [15] H. Zhou; S. Yang; H. Xiao; Q. Yang; Y. Qian; L. Gao Modeling and techno-economic analysis of shale-to-liquid and coal-to-liquid fuels processes, *Energy*, Volume 109 (2016), pp. 201-210
- [16] Z. Wang; A. Krupnick A retrospective review of shale gas development in the United States: What led to the boom?, *Econ. Energy Environ. Policy*, Volume 4 (2015), pp. 5-18
- [17] J.J. Siirola The impact of shale gas in the chemical industry, *AIChE J.*, Volume 60 (2014), pp. 810-819
- [18] w. D. Drilling (https://en.wikipedia.org/wiki/Directional_drilling)
- [19] N. Warpinski Microseismic monitoring: Inside and out, *J. Petrol. Technol.*, Volume 61 (2009), pp. 80-85
- [20] C. A. Jones; J. J. Leonard; J. A. Sofranko Fuels for the future: remote gas conversion, *Energy Fuels*, Volume 1 (1987), pp. 12-16
- [21] J. N. Armor Emerging importance of shale gas to both the energy & chemicals landscape, *J. Energy Chem.*, Volume 22 (2013), pp. 21-26
- [22] A. Galadima; O. Muraza Revisiting the oxidative coupling of methane to ethylene in the golden period of shale gas: A review, *J. Ind. Eng. Chem.*, Volume 37 (2016), pp. 1-13
- [23] A. Al-Douri; D. Sengupta; M.M. El-Halwagi Shale gas monetization—A review of downstream processing to chemicals and fuels, *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, Volume 45 (2017), pp. 436-455

- [24] D. A. Wood; C. Nwaoha; B. F. Towler Gas-to-liquids (GTL): A review of an industry offering several routes for monetizing natural gas, *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, Volume 9 (2012), pp. 196-208
- [25] K. Aasberg-Petersen; J.-H. B. Hansen; T. Christensen; I. Dybkjaer; P. S. Christensen; C. S. Nielsen; S. W. Madsen; J. Rostrup-Nielsen Technologies for large-scale gas conversion, *Appl. Catal. A: General*, Volume 221 (2001), pp. 379-387
- [26] M. J. Gradassi; N. W. Green Economics of natural gas conversion processes, *Fuel Process. Technol.*, Volume 42 (1995), pp. 65-83
- [27] S. I. Pérez-Uresti; J. M. Adrián-Mendiola; M. M. El-Halwagi; A. Jiménez-Gutiérrez Techno-economic assessment of benzene production from shale gas, *Processes*, Volume 5 (2017), p. 33
- [28] V. Havran; M. P. Dudukovi?; C. S. Lo E.C. Research, Conversion of methane and carbon dioxide to higher value products, *Industrial & Engineering Chemistry Research*, Volume 50 (2011) no. 12, pp. 7089-7100
- [29] S. S. Bharadwaj; L. D. Schmidt Catalytic partial oxidation of natural gas to syngas, *Fuel Processing Technology*, Volume 42 (1995) no. 23, pp. 109-127
- [30] M. M. Noureldin; N. O. Elbashir; M. M. J. I. El-Halwagi (E.C. Research, Optimization and selection of reforming approaches for syngas generation from natural/shale gas, 2013, 53, 1841-1855)
- [31] Haldor Topsoe A/S; Soc. Beige de l'Azote (Hydrocarbon Process, 1988, 67, 77)
- [32] J. Rostrup-Nielsen; I. Dybkjaer; L. J. Christiansen Steam reforming opportunities and limits of the technology, *Chemical Reactor Technology for Environmentally Safe Reactors and Products*, Springer, 1992, pp. 249-281
- [33] X. Hao; M. E. Djatmiko; Y. Xu; Y. Wang; J. Chang; Y. Li Simulation analysis of a GTL process using ASPEN plus, *Chem. Eng. Technol.: Ind. Chem.-Plant Equip.-Process Eng.-Biotechnol.*, Volume 31 (2008), pp. 188-196
- [34] B. Bao; M. M. El-Halwagi; N. O. J. F. P. T. Elbashir Simulation, integration, and economic analysis of gas-to-liquid processes, *Fuel Processing Technology*, Volume 91 (2010), pp. 703-713
- [35] B. Bao; M. M. El-Halwagi; N. O. Elbashir Simulation, integration, and economic analysis of gas-to-liquid processes, *Fuel Process. Technol.*, Volume 91 (2010), pp. 703-713
- [36] A. Hoek The Shell GTL process: towards a world scale project in qatar, *Chem. Ingenieur Technik*, Volume 77 (2005), p. 1172-1172
- [37] L. M. Julián-Durán; A. P. Ortiz-Espinoza; M. M. El-Halwagi; A. J. A. S. C. Jiménez-Gutiérrez Engineering, Techno-economic assessment and environmental impact of shale gas alternatives to methanol, *ACS Sustain. Chem. Eng.*, Volume 2 (2014), pp. 2338-2344
- [38] P. Tijm; F. Waller; D. J. A. C. A. G. Brown Methanol technology developments for the new millennium, *Appl. Catal. A: General*, Volume 221 (2001), pp. 275-282
- [39] H. H. Kung Methanol Production and Use Chemical Industries, Volume 57, CRC Press, 1994
- [40] M. Yang; F. J. A. J. You Modular methanol manufacturing from shale gas: Techno-economic and environmental analyses of conventional large-scale production versus small-scale distributed, modular processing, *AIChE J.*, Volume 64 (2018), pp. 495-510
- [41] J. Ross; A. Van Keulen; M. Hegarty; K. J. C. T. Seshan (The catalytic conversion of natural gas to useful products, 1996, 30, 193-199)
- [42] A. Caballero; P. J. J. C. S. R. Pérez Methane as raw material in synthetic chemistry: The final frontier, *Chem. Soc. Rev.*, Volume 42 (2013), pp. 8809-8820
- [43] V. M. Ehlinger; K. J. Gabriel; M. M. Noureldin; M. M. El-Halwagi Process design and integration of shale gas to methanol, *ACS Sustain. Chem. Eng.*, Volume 2 (2014), pp. 30-37
- [44] S. Jasper; M. M. El-Halwagi A techno-economic comparison between two methanol-to-propylene processes, *Processes*, Volume 3 (2015), pp. 684-698
- [45] K. R. J. C. t. Hall A new gas to liquids (GTL) or gas to ethylene (GTE) technology, *Catal. Today*, Volume 106 (2005), pp. 243-246
- [46] A. A. Abedi Economical Analysis of a New Gas to Ethylene Technology, Texas A&M University, 2007
- [47] S. S. Haghighi; M. Rahimpour; S. Raeissi; O. J. C. E. J. Dehghani Investigation of ethylene production in naphtha thermal cracking plant in presence of steam and carbon dioxide, *Chem. Eng. J.*, Volume 228 (2013), pp. 1158-1167
- [48] C. He; F. J. I. You E.C. Research, Shale gas processing integrated with ethylene production: novel process designs, exergy analysis, and techno-economic analysis, *Industrial & Engineering Chemistry Research*, Volume 53 (2014), pp. 11442-11459
- [49] M. Yang; F. J. I. You E.C. Research, Comparative techno-economic and environmental analysis of ethylene and propylene manufacturing from wet shale gas and naphtha, *Industrial & Engineering Chemistry Research*, Volume 56 (2017), pp. 4038-4051
- [50] A. P. Ortiz-Espinoza; M. M. Noureldin; M. M. El-Halwagi; A. Jiménez-Gutiérrez Design, simulation and techno-economic analysis of two processes for the conversion of shale gas to ethylene, *Comput. Chem. Eng.*, Volume 107 (2017), pp. 237-246
- [51] B. Vora; T. Marker; P. Barger; H. Nilsen; S. Kvisle; T. Fuglerud Economic route for natural gas conversion to ethylene and propylene, *Stud. Surf. Sci. Catal.*, Volume 107 (1997), pp. 87-98
- [52] J. Gong; F. J. C. E. T. You Handling uncertain feedstock compositions in shale gas processing system designs with simulation-based robust equipment capacities, *Chem. Eng. Trans.*, Volume 61 (2017), pp. 145-150
- [53] Y. H. Kim; K.-W. Jun; H. Joo; C. Han; I. K. J. C. E. J. Song A simulation study on gas-to-liquid (natural gas to Fischer-Tropsch synthetic fuel) process optimization, *Chem. Eng. J.*, Volume 155 (2009), pp. 427-432
- [54] M. Zolfaghari; V. Pirouzfard; H. J. E. Sakhaeinia Technical characterization and economic evaluation of recovery of flare gas in various gas-processing plants, *Energy J.*, Volume 124 (2017), pp. 481-491