

N° D'ordre...../FHC/UMBB/2022

République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique  
Université M'hamed BOUGARA BOUMERDES  
Faculté des Hydrocarbures et de la chimie



## Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme de Master

**Filière : Science et Technologie des Hydrocarbures**

**Option : Génie mécanique ; Transport et distribution  
des Hydrocarbures**

---

# Transport et stockage du mélange Hydrogène-Gaz naturel (H<sub>2</sub>-GN) : intérêts et challenges

---

*Réalisé par :*  
*Lounes GATER*

*Encadré par :*  
*A. MENAA*

Boumerdes : 2021/2022

*« Oui, mes amis, je crois que l'eau sera un jour employée comme combustible, que l'hydrogène et l'oxygène, qui la constituent, utilisés isolément ou simultanément, fourniront une source de chaleur et de lumière inépuisables et d'une intensité que la houille ne saurait avoir [...] Ainsi donc, rien à craindre. Tant que cette terre sera habitée, elle fournira aux besoins de ses habitants, et ils ne manqueront jamais ni de lumière ni de chaleur. »*

Jules Verne, *L'île mystérieuse*, 1875

### Remercîments :

Je souhaite remercier toute personne ayant joué un rôle de près ou de loin dans le bon déroulement de mon parcours scolaire et académique, j'aimerais tout particulièrement remercier mes parents qui ont fait en sorte que je ne manque de rien.

J'aimerais remercier tous les professeurs et enseignants des classes par les quelles je suis passé, de l'école primaire jusqu'à l'université, en passant par le collège et le lycée, cette page ne me permettra pas de tous les énumérer, je ne me permettrai donc pas d'évoquer de noms, mais je me fait une obligation de citer mon encadrant Monsieur Abdenour MENAA, même si novice dans le domaine de l'encadrement, ses encouragements et son œil critique m'ont été très précieux pour structurer mon travail et pour améliorer la qualité des différentes sections.

Que les membres de jury trouvent, ici, l'expression de mes sincères remerciements pour l'honneur qu'ils me font en prenant le temps de lire et d'évaluer ce travail.

Mes remerciements s'adressent à tous les enseignants du département transport et équipement des Hydrocarbures en particulier, et à toute l'équipe pédagogique et administrative de la FHC en générale, pour leurs efforts dans le but de nous offrir une formation de qualité.

Pour finir, comme j'ai commencé, je souhaite remercier toute personne ayant contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

### Dédicaces :

Je dédie ce travail, à la mémoire de mon meilleur ami Zacki, qui nous a quitté le 23 juin dernier ; il était l'espoir incarné et la joie de vivre personnifiée, le meilleur des bon vivants, qui nous a tristement prouvé le fameux adage qui dit

« les meilleurs partent toujours en premier ».

Ma perception de la vie a changé des lors que je t'ai rencontré, tu garderas toujours une place particulière dans mon cœur, puisses-tu reposer en paix.

A la mémoire de « DADDA MHEMMED » un homme exceptionnel, qui m'a tant appris, mais qui nous a malheureusement quitté trop tôt.

A ma grand-mère « YEMMA AZIZOU », une femme hors normes pour qui ces quelques lignes ne sauraient rendre grâce, et à mes tentes qui en prennent le plus grand soin.

Puis bien évidemment à mes très chers parents qui ont tant donné pour que je devienne l'homme que je suis aujourd'hui, dans une vie qui ne m'a pas souvent laissé le temps de leur dire mon affection ; quoi que j'écrive ici ne saurait amplement leur rendre hommage.

A ma petite sœur et mon petit frère ; relativement petits par l'âge, mais grands par ailleurs, qui occupent une place particulière dans mon cœur.

A toute ma famille et amis.

A tout ceux que j'aime

### Résumé :

L'objectif de ce projet d'étude, est de faire une synthèse de ce qui se fait actuellement dans un domaine très prometteur, qui pourrait être le chaînon le plus important dans le processus de production de l'énergie de demain : une énergie propre et durable ; j'ai nommé l'hydrogène : une vieille technologie remise au gout du jour, grâce aux avancés fulgurantes de la science, et à cause notamment de la conjoncture actuelle.

Nous allons nous intéresser à son transport et à son stockage où nous nous pencherons plus longuement sur l'une de ces dites solutions, qui est simplement le fait d'injecter certaines quantités d'hydrogène aux pipelines de gaz naturel déjà existants. Ce qui nous permettra d'observer les intérêts pour lesquels nous sommes prêts à faire ce pari, ce que l'Algérie et le Monde ont à y gagner, mais aussi les challenges que nous devons surmonter en privilégiant ces types de transport à d'autres.

Et pour finir nous allons réaliser avec Excel, une étude comparative de cas théoriques pour voir concrètement ; quel type de défi nous allons devoir affronter, dans le cas où on injectait ces quantités d'hydrogène dans des pipelines plus ou moins similaires au GG1.

## Abstract :

The objective of this study is to make a brief summary of what is currently being done in a very promising field, which could be the most important link in the process of producing tomorrow's energy: a clean and sustainable energy; I named hydrogen: an old technology brought up to date, thanks to the lightning advances of science, and especially because of the current situation.

We are going to focus on its transport and storage where we will look more closely at one of these so-called solutions, which is simply the fact of injecting some quantities of hydrogen into existing natural gas pipelines. This will allow us to observe the main interests for which we are ready to make this bet, what Algeria and the World have to gain, but also the challenges that we will have to overcome by privileging these types of transport to others.

And finally, we will realize with Excel, a comparative study of theoretical cases to see concretely; which type of challenge we will have to face, in the case where we inject these quantities of hydrogen to pipelines more or less similar to GG1.

## Agzul :

Iswi n leqdic-agi, d asqardec n wayen yellan akka tura, deg yiwen n wehric izemren ad yawi tugett n wayen yelhan deg umaḍal, yesean tazmart ad yuḡal ass-azekka, d anamek amaynut n ufares n trisiti; trisiti ara yilin zeddiget: ahric-agi d win n lidrujin nay (Hydrogène) s tefransist, ahric-agi maci alammi d ass-a it-nessen, d tamussni taqburt, lamaena mi tleḥḥu tussna yer zdat, yuḡal-d s wudem amaynut, win s wayes nezmar ad at-n-fareṣ.

Ad nessiked amek it-ttawin seg wadeg n ufares-ines, yar wanda ara ad tesxedmen, d wamek-iten ikufan ideg it-tarran, ad n-ssiked s tugett yiwen n ttawil, win n tmerna n lidruji-agi yar daxel n iqudas n lgaz, i usishel n usembiwel-is si tama yar tayed n tmurt. S-akin ad n-zar iwumi yelha waya, i wumi dirit, d wayen i-ay-yettrajun lamar an lḥu deg webrid-agi.

yer tagara, ad nexdem yiwen n leqdic n usigen n kra n waddaden, anda ara d-ili tmerna n lidrujin-agi amzun akken deg uqadus yecban aqadus n "GG1", iwumi ara nexdem asiḍen umḍin s ttawil n Excel, i lmend n wauwad yer wawal n tagara, ma yelha waya, ney dirit, ney ma yemeen i useqdec s tidett ney yexḍa.

# Table des matières :

<b>INTRODUCTION GENERALE.....</b>	<b>1</b>
1 CONTEXTE : .....	1
1.1 SKTM ( <i>Shariket Kahraba wa Takat Motadjadida</i> ): .....	4
2 PROBLEMATIQUE : .....	6
3 OBJECTIFS : .....	6
4 ORGANISATION DU MEMOIRE : .....	6
<b>CHAPITRE 1 : HYDROGENE : PRODUCTION TRANSPORT ET STOCKAGE. ....</b>	<b>9</b>
1 QU'EST-CE QUE L'HYDROGENE ? .....	9
2 COMMENT LE PRODUIT-ON ? .....	10
2.1 <i>Hydrogène Gris</i> : .....	12
2.2 <i>Hydrogène Bleu</i> .....	14
2.3 <i>Hydrogène Vert</i> .....	15
3 COUT DE LA PRODUCTION D'HYDROGENE .....	15
4 UTILISATION : .....	17
5 TRANSPORT : .....	18
6 STOCKAGE : .....	19
6.1 <i>Méthodes de stockage conventionnelles</i> : .....	21
6.2 <i>Stockage par sorption</i> : .....	24
<b>CHAPITRE 2 : RESEAU ALGERIEN DE TRANSPORT DE GAZ.....</b>	<b>26</b>
1 PREAMBULE : .....	26
2 INTRODUCTION : .....	26
3 DESCRIPTION DE RESEAU DE TRANSPORT : .....	27
3.1 <i>Le réseau sud</i> : .....	28
3.2 <i>Le CNDG</i> : .....	28
3.3 <i>Le réseau nord</i> : .....	28
3.4 <i>Règles de dénomination des canalisations</i> : .....	30
4 CANALISATIONS : .....	30
4.1 <i>Caractéristiques</i> : .....	30
5 STATIONS DE COMPRESSION : .....	31
6 CARACTERISTIQUES DU GG1 : .....	33
6.1 <i>Terminal de départ (TD)</i> .....	33
6.2 <i>Station de compression</i> .....	33
6.3 <i>Postes de livraison</i> .....	33
6.4 <i>Pots de purge (pp)</i> .....	33
6.5 <i>Postes de coupures (Pc)</i> .....	33
6.6 <i>Postes de sectionnement (PS)</i> .....	34
6.7 <i>Terminal arrivée (TA)</i> .....	34
<b>CHAPITRE 3 : PROPRIETES PHYSICO CHIMIQUES.....</b>	<b>35</b>
1 INTRODUCTION : .....	35
2 LE GAZ NATUREL.....	35
2.1 <i>Composition chimique</i> : .....	35
3 MASSE [M] : .....	37
4 VOLUME[V] : .....	37

---

## Table des matières

---

5 MASSE VOLUMIQUE [ $\rho$ ] : .....	38
6 POIDS SPECIFIQUE [ $\gamma$ ] : .....	38
7 VOLUME SPECIFIQUE [ $v$ ] : .....	39
8 DENSITE [ $\Delta$ ] : .....	39
9 VISCOSITE : .....	41
9.1 Viscosité cinématique [ $\nu$ ] : .....	41
9.2 Viscosité dynamique [ $\mu$ ] : .....	41
9.3 Influence de la température sur la viscosité : .....	42
10 GAZ PARFAIT.....	44
10.1 La loi de Boyle.....	45
10.2 La loi de Charles.....	46
11 GAZ REEL : .....	46
12 MELANGE DE GAZ : .....	49
13 IMPACT DES GAZ ACIDES ET DES COMPOSANTS NON HYDROCARBURES : .....	50
14 FACTEUR DE COMPRESSIBILITE : .....	51
14.1 S. Robertson: .....	52
14.2 Formule empirique : .....	52
14.3 Standing Katz : .....	52
14.4 Dranchuk, Purvis et Robinson : .....	53
14.5 American Gas Association (AGA) : .....	53
15 CALIFORNIAN NATURAL GAS ASSOCIATION (CNGA) : .....	54
16 POUVOIR CALORIFIQUE (PC) : .....	55
<b>CHAPITRE 4 : CALCUL THERMO-HYDRAULIQUE.....</b>	<b>56</b>
1 EQUATION DE BERNOULLI : .....	56
2 CALCUL HYDRAULIQUE DE LA CONDUITE : .....	57
2.1 Calcul du régime d'écoulement : .....	57
3 FORMULE UNIVERSELLE : .....	64
3.1 Pipeline sans élévation $\Delta Z = 0$ : .....	64
3.2 Gazoduc incliné $\Delta Z > 200m$ .....	65
4 AUTRES ÉQUATIONS DE DEBIT : .....	66
4.1 Équation générale de débit : .....	67
4.2 Equation de l'AGA (American Gas Association):.....	69
4.3 Équation de Panhandle and C : .....	70
4.4 Équation de Gaz de France : .....	71
4.5 Équation de Gazprom : .....	71
5 CALCUL THERMIQUE : .....	72
5.1 Effet Joule-Thompson : .....	72
5.2 Chaleur spécifique $c_p$ et $c_v$ : .....	73
5.3 Calcul thermique, sans tenir compte de l'effet Joule-Thomson .....	74
5.4 Calcul thermique, En tenant compte de l'effet Joule-Thomson .....	74
5.5 Température de formation d'hydrates : .....	76
<b>CHAPITRE 5 : PARTIE CALCUL .....</b>	<b>79</b>
1 INTRODUCTION : .....	79
2 DONNEES DE DEPART : .....	79
2.1 Données de l'ouvrage : .....	79
2.2 Composition chimique du Gaz : .....	80
3 CALCULS RELATIFS A LA COMPOSITION DES MELANGES : .....	82

---

## Table des matières

---

3.1 Application Numérique pour le cas 100 % GN :.....	82
3.2 Représentation graphique :.....	84
4 CALCUL THERMO HYDRAULIQUE :.....	87
4.1 Algorithme et organigramme de calcul pour chaque tronçon :.....	87
5 POUR UN MEME DEBIT : .....	89
5.1 Calcul du débit :.....	89
5.2 Partie calcule Sans compression intermédiaire et sans livraison :.....	90
5.3 Partie calcule Sans compression intermédiaire avec livraison :.....	94
5.4 Partie calcule Avec compression intermédiaire et sans livraison :.....	98
5.5 Partie calcule Avec compression intermédiaire et Avec livraison : .....	102
6 POUR LES MEMES CONDITIONS DE PRESSION. ....	106
6.1 Calcul du débit :.....	106
6.2 Partie calcule Sans compression intermédiaire et sans livraison :.....	109
6.3 Partie calcule Sans compression intermédiaire avec livraison :.....	113
6.4 Partie calcule Avec compression intermédiaire et sans livraison :.....	117
6.5 Partie calcule Avec compression intermédiaire et Avec livraison : .....	121
7 INTERPRETATION DES RESULTATS :.....	125
7.1 Variation du débit :.....	125
7.2 Distribution de la pression :.....	126
7.3 Distribution de la température :.....	127
7.4 Vérification de formation d'hydrates :.....	128
7.5 Distribution du coefficient de compressibilité : .....	129
<b>CONCLUSION GENERALE :.....</b>	<b>130</b>
<b>BIBLIOGRAPHIE :.....</b>	<b>132</b>

## Table des figures :

FIGURE I- 1 : REPARTITION DES DIVERSES ENERGIES UTILISEES AUJOURD’HUI DANS LE MONDE POUR CONSTITUER LE MIXE ENERGETIQUE (PRINZHOFER, ET AL., 2015).....	1
FIGURE I- 2 : CARTE DES RESSOURCES SOLAIRES ET DU POTENTIEL PHOTOVOLTAÏQUE EN ALGERIE (DEUTSCHE GESELLSCHAFT FÜR INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT (GIZ) GMBH, 2021).....	3
FIGURE I- 3 : CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE ADRAR (SKTM, 2013).....	4
FIGURE I- 4 : CARTE DES RESSOURCES EN EAU SOUTERRAINES. (FANACK WATER, 2019).....	5
FIGURE I- 5 : SCHEMA DE L’ORGANISATION DU CHAPITRE 5.....	7
FIGURE 1-1: ILLUSTRATION SCHEMATIQUE DE LA PRODUCTION ET DE L’UTILISATION DE L’HYDROGENE, (PIVOVAR, ET AL., 2018).....	10
FIGURE 1-2 : STRUCTURE DE LA PRODUCTION MONDIALE D’HYDROGENE (COFFEE, 2004). ....	11
FIGURE 1-3 : SCHEMA GLOBALE DE PRINCIPALES METHODES DE PRODUCTION ET INTEGRATION D’H <sub>2</sub> . (MENAA, 2021).....	12
FIGURE 1-4: STRUCTURE DE L’UTILISATION MONDIALE D’HYDROGENE (PRINZHOFER, ET AL., 2015).....	17
FIGURE 1-5 : SCHEMA ILLUSTRANT LA PRODUCTION, LE TRANSPORT ET LES DOMAINES D’UTILISATION DE L’HYDROGENE.....	19
FIGURE 1-6: CAPACITE DE DIFFERENTS SYSTEMES DE STOCKAGE D’HYDROGENE (ABDALLA, 2018) .....	20
FIGURE 1-7: LES DIFFERENTES METHODES DE STOCKAGE D’HYDROGENE (MORADI, 2019).....	21
FIGURE 1-8 : DIFFERENTS TYPE DE RESERVOIRS D’H <sub>2</sub> COMPRI ME (ABDALLA, 2018). ....	22
FIGURE 1-9: VARIATION DE LA MASSE VOLUMIQUE EN FONCTION DE LA TEMPERATURE POUR L’HYDROGENE COMPRI ME, LIQUEFIE ET CRYOCOMPI ME (ABDALLA, 2018).....	24
FIGURE 1-10 : SCHEMA DE CERTAINES STRUCTURES ABSORBANTES.....	25
FIGURE 2-1:RESEAU ALGERIEN DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL (SONATRACH-SPA, 2015).....	27
FIGURE 2-2: CHAINE DE TRANSPORT PAR GAZODUC.....	31
FIGURE 2-3: STATION DE COMPRESSION AU CANADA. ....	32
FIGURE 3-1 : VARIATION DE LA VISCOSITE D’UN GAZ EN FONCTION DE SA TEMPERATURE (MENON, 2005) .....	43
FIGURE 3-2 : DIAGRAMME DE STANDING-KATZ DES FACTEURS DE COMPRESSIBILITE DES GAZ NATURELS. (GAS PROCESSORS ASSOCIATION, 2004).....	48
FIGURE 4-1: ÉNERGIE D’ECOULEMENT D’UN FLUIDE. (MENON, 2005) .....	57
FIGURE 4-2:DIAGRAMME DE MOODY. (MENON, 2005).....	63
FIGURE 4-3 : DEBIT CONTINU DANS UN GAZODUC. ....	67
FIGURE 5-1: PROFIL EN LONG.....	79
FIGURE 5-2 : EVOLUTION DE LA VISCOSITE DYNAMIQUE EN FONCTION DU POURCENTAGE D’HYDROGENE.....	84
FIGURE 5-3 : EVOLUTION DE LA MASSE MOLAI RE EN FONCTION DU POURCENTAGE D’HYDROGENE. ....	85
FIGURE 5-4 : EVOLUTION DE LA MASSE VOLUMIQUE EN FONCTION DU POURCENTAGE D’HYDROGENE.....	86
FIGURE 5-5 : SCHEMA DE CALCUL DU CALCUL THERMO HYDRAULIQUE.....	88
FIGURE 5-6 : PROFIL DES PRESSIONS EN BAR, DU GAZ NATUREL AYANT LES PROPORTIONS D’HYDROGENE SUI VANTS (0%,5%,10%,15%,20% ET 40%), SANS LIVRAISONS ET SANS COMPRESSION. ....	90
FIGURE 5-7 : PROFIL DES TEMPERATURES EN DEGRES CELSIUS DU GAZ NATUREL AYANT LES PROPORTIONS D’HYDROGENE SUI VANTS (0%,5%,10%,15%,20% ET 40%), SANS LIVRAISONS ET SANS COMPRESSION. ....	91
FIGURE 5-8 : PROFIL DES COEFFICIENTS DE COMPRESSIBILITES DES MELANGES ET DU GN SEUL, SANS LIVRAISONS ET SANS COMPRESSION.....	92
FIGURE 5-9 : COMPARAISONS DES TEMPERATURES DES MELANGES, DU GAZ ET DES TEMPERATURES DE FORMATION D’HYDRATES POUR CHAQUE CAS, SANS LIVRAISONS ET SANS COMPRESSION. ....	93
FIGURE 5-10 : PROFIL DES PRESSIONS EN BAR, DU GAZ NATUREL AYANT LES PROPORTIONS D’HYDROGENE SUI VANTS (0%,5%,10%,15%,20% ET 40%), AVEC LIVRAISONS ET SANS COMPRESSION. ....	94
FIGURE 5-11 : PROFIL DES TEMPERATURES EN DEGRES CELSIUS DU GAZ NATUREL AYANT LES PROPORTIONS D’HYDROGENE SUI VANTS (0%,5%,10%,15%,20% ET 40%), AVEC LIVRAISONS ET SANS COMPRESSION. ....	95

---

## Table des figures

---

FIGURE 5-12 : PROFIL DES COEFFICIENTS DE COMPRESSIBILITES DES MELANGES ET DU GN SEUL, AVEC LIVRAISONS ET SANS COMPRESSION.....	96
FIGURE 5-13 : COMPARAISONS DES TEMPERATURES DES MELANGES, DU GN ET DES TEMPERATURES DE FORMATION D'HYDRATES POUR CHAQUE CAS. AVEC LIVRAISONS ET SANS COMPRESSION.....	97
FIGURE 5-14 : PROFIL DES PRESSIONS EN BAR, DU GAZ NATUREL AYANT LES PROPORTIONS D'HYDROGENE SUIVANTS (0%,5%,10%,15%,20% ET 40%), SANS LIVRAISONS ET AVEC COMPRESSION. ....	98
FIGURE 5-15 : PROFIL DES TEMPERATURES EN DEGRES CELSIUS DU GAZ NATUREL AYANT LES PROPORTIONS D'HYDROGENE SUIVANTS (0%,5%,10%,15%,20% ET 40%), SANS LIVRAISONS ET AVEC COMPRESSION. ....	99
FIGURE 5-16 : PROFIL DES COEFFICIENTS DE COMPRESSIBILITES DES MELANGES ET DU GN SEUL, SANS LIVRAISONS ET AVEC COMPRESSION. ....	100
FIGURE 5-17 : COMPARAISONS DES TEMPERATURES DES MELANGES, DU GN ET DES TEMPERATURES DE FORMATION D'HYDRATES POUR CHAQUE CAS. SANS LIVRAISONS ET AVEC COMPRESSION. ....	101
FIGURE 5-18: PROFIL DES PRESSIONS EN BAR, DU GAZ NATUREL AYANT LES PROPORTIONS D'HYDROGENE SUIVANTS (0%,5%,10%,15%,20% ET 40%), AVEC LIVRAISONS ET AVEC COMPRESSION. ....	102
FIGURE 5-19 : PROFIL DES TEMPERATURES EN DEGRES CELSIUS DU GAZ NATUREL AYANT LES PROPORTIONS D'HYDROGENE SUIVANTS (0%,5%,10%,15%,20% ET 40%), AVEC LIVRAISONS ET AVEC COMPRESSION. ....	103
FIGURE 5-20 : PROFIL DES COEFFICIENTS DE COMPRESSIBILITES DES MELANGES ET DU GN SEUL, AVEC LIVRAISONS ET AVEC COMPRESSION. ....	104
FIGURE 5-21 : COMPARAISONS DES TEMPERATURES DES MELANGES, DU GN ET DES TEMPERATURES DE FORMATION D'HYDRATES POUR CHAQUE CAS AVEC LIVRAISONS ET AVEC COMPRESSION. ....	105
FIGURE 5-22 : COMPARAISON DES DEBITS SELON LES DIFFERENTS CAS DE FIGURE EN FONCTION DES PROPORTIONS D'HYDROGENE. ....	108
FIGURE 5-23 : PROFIL DES PRESSIONS EN BAR DU MELANGE ET DU GAZ, SANS LIVRAISONS ET SANS COMPRESSION. ....	109
FIGURE 5-24 : PROFIL DES TEMPERATURES EN DEGRES CELSIUS DU MELANGE ET DU GAZ, SANS LIVRAISONS ET SANS COMPRESSION. ....	110
FIGURE 5-25 : PROFIL DES COEFFICIENTS DE COMPRESSIBILITES DU MELANGE ET DU GAZ, SANS LIVRAISONS ET SANS COMPRESSION. ....	111
FIGURE 5-26 : COMPARAISONS DES TEMPERATURES DU MELANGE, DU GAZ ET DES TEMPERATURES DE FORMATION D'HYDRATES POUR CHAQUE CAS, SANS LIVRAISONS ET SANS COMPRESSION. ....	112
FIGURE 5-27 : PROFIL DES PRESSIONS EN BAR DU MELANGE ET DU GAZ, AVEC LIVRAISONS ET SANS COMPRESSION. ....	113
FIGURE 5-28 : PROFIL DES TEMPERATURES EN DEGRES CELSIUS DU MELANGE ET DU GAZ, AVEC LIVRAISONS ET SANS COMPRESSION. ....	114
FIGURE 5-29 : PROFIL DES COEFFICIENTS DE COMPRESSIBILITES DU MELANGE ET DU GAZ, AVEC LIVRAISONS ET SANS COMPRESSION. ....	115
FIGURE 5-30 : COMPARAISONS DES TEMPERATURES DU MELANGE, DU GAZ ET DES TEMPERATURES DE FORMATION D'HYDRATES POUR CHAQUE CAS. AVEC LIVRAISONS ET SANS COMPRESSION. ....	116
FIGURE 5-31 : PROFIL DES PRESSIONS EN BAR DU MELANGE ET DU GAZ, SANS LIVRAISONS ET AVEC COMPRESSION. ....	117
FIGURE 5-32 : PROFIL DES TEMPERATURES EN DEGRES CELSIUS DU MELANGE ET DU GAZ, SANS LIVRAISONS ET AVEC COMPRESSION. ....	118
FIGURE 5-33 : PROFIL DES COEFFICIENTS DE COMPRESSIBILITES DU MELANGE ET DU GAZ, SANS LIVRAISONS ET AVEC COMPRESSION. ....	119
FIGURE 5-34 : COMPARAISONS DES TEMPERATURES DU MELANGE, DU GAZ ET DES TEMPERATURES DE FORMATION D'HYDRATES POUR CHAQUE CAS. SANS LIVRAISONS ET AVEC COMPRESSION.....	120
FIGURE 5-35: PROFIL DES PRESSIONS EN BAR DU MELANGE ET DU GAZ, AVEC LIVRAISONS ET AVEC COMPRESSION. ....	121
FIGURE 5-36 : PROFIL DES TEMPERATURES EN DEGRES CELSIUS DES MELANGES ET DU GAZ, AVEC LIVRAISONS ET AVEC COMPRESSION. ....	122
FIGURE 5-37 : PROFIL DES COEFFICIENTS DE COMPRESSIBILITES DES MELANGES ET DU GAZ, AVEC LIVRAISONS ET AVEC COMPRESSION. ....	123

---

## Table des figures

---

FIGURE 5-38 : COMPARAISONS DES TEMPERATURES DU MELANGE, DU GAZ ET DES TEMPERATURES DE FORMATION D'HYDRATES POUR CHAQUE CAS AVEC LIVRAISONS ET AVEC COMPRESSION. ....	124
FIGURE 5-39 : POURCENTAGE DE DIMINUTION DU DEBIT EN FONCTION DU TAUX D'HYDROGENE, SELON LES DIFFERENTS CAS. ....	125

## Liste des tableaux :

TABLEAU 1.1 : PROPRIETES PHYSIQUES ET PROPRIETES SUPPLEMENTAIRES DE L'HYDROGENE (BAHMAN, 2019).....	9
TABLEAU 1.2 : ESTIMATION ET COMPARAISON DES COUTS DE TRANSPORT, DE DISTRIBUTION ET DE STOCKAGE DE L'HYDROGENE POUR LES VEHICULES A PILES A COMBUSTIBLE - PRESENT ET FUTUR. (COFFEE, 2004) .....	16
TABLEAU 1.3: COMPARAISON DE DIFFERENTES METHODES DE STOCKAGE (TIRE DE (ALRAZEN, 2018)). .....	19
TABLEAU 1.4: CARACTERISTIQUES DE DIFFERENTES METHODES DE STOCKAGE (NIKOLAIDIS, 2017) .....	25
TABLEAU 2.1 : RESEAU DE TRANSPORT DU GAZ NATUREL (SONATRACH-SPA, 2015). .....	29
TABLEAU 2.2: REGLES DE DENOMINATION DES CANALISATIONS. ....	30
TABLEAU 2.3: TABLEAU DES COEFFICIENTS DE SECURITE DE ASME B31.3 – 2016 (THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS, 2017) .....	31
TABLEAU 3.1 : LA COMPOSITION CHIMIQUE MOYENNE DU GN DE HASSI R'MEL, TRANSITANT PAR LE GG1, POUR LE MOIS DE JANVIER 2021. ....	36
TABLEAU 3.2 : VISCOSITES DE CERTAIN GAZ GENERALEMENT COMPRIS DANS LE GN. (MENON, 2005) .....	43
TABLEAU 5.1: DONNEES DE L'OUVRAGE.....	79
TABLEAU 5.2: COMPOSITION CHIMIQUE ET CONDITIONS CRITIQUES DU GAZ. ....	80
TABLEAU 5.3: COMPOSITION CHIMIQUE ET CONDITIONS CRITIQUES DU MELANGE A 20% H <sub>2</sub> . ....	80
TABLEAU 5.4: TAUX DE LIVRAISON SUR CHAQUE TRONÇON DE LA LIGNE. ....	81
TABLEAU 5.5: TABLEAU DES RESULTATS DU CALCUL DES PROPRIETES PHYSICO-CHIMIQUES DU GN. ....	83
TABLEAU 5.6: TABLEAU DES RESULTATS DU CALCUL DES PROPRIETES PHYSICO-CHIMIQUES DES MELANGES.....	83
TABLEAU 5.7 : DONNEES DE PRESSION ET RESULTATS DE DEBIT SANS COMPRESSION INTERMEDIAIRE.....	89
TABLEAU 5.8: DONNEES DE PRESSION ET RESULTATS DE DEBIT AVEC COMPRESSION INTERMEDIAIRE.....	89
TABLEAU 5.9 : DONNEES DE PRESSION ET RESULTATS DE DEBIT SANS COMPRESSION INTERMEDIAIRE.....	106
TABLEAU 5.10: DONNEES DE PRESSION ET RESULTATS DE DEBIT AVEC COMPRESSION INTERMEDIAIRE. ....	107

---

# Introduction Générale

---

### 1 Contexte :

Après les parutions des derniers rapports du GIEC (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat) en date, des rapports qui font suite à l'invitation faite au GIEC de présenter un rapport spécial en 2018 sur les conséquences d'un réchauffement planétaire supérieur à 1,5 °C par rapport aux niveaux préindustriels et les trajectoires associées d'émissions mondiales de gaz à effet de serre, telle qu'elle figure dans la décision de la 21<sup>ème</sup> session de la Conférence des Parties (COP 21)<sup>1</sup> à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques visant à adopter l'Accord de Paris sur le climat. (GIEC, ONU, 2019) Il s'est avéré que nous ne pouvons plus continuer sur notre lancée, et que le fait de prendre d'importantes résolutions pour adapter notre manière de consommer et de produire devient un enjeu majeur et qu'il en va de la survie de l'humanité en tant qu'espèce, et de celle de la terre en tant que planète vivable pour les générations à venir.

D'après l'Agence internationale de l'énergie (AIE), la consommation énergétique mondiale était de 13,5 milliards de tep<sup>2</sup> en 2013, on peut en entrevoir les causes sur la Figure I- 1. Les émissions de CO<sub>2</sub> pour la même année s'élevaient à 32 milliards de tonnes. Toujours d'après l'AIE, les émissions de CO<sub>2</sub> ont plus augmenté entre 2000 et 2013 (35 %) que la consommation énergétique (34 %), à cause de la part croissante du charbon dans le mix énergétique mondial. (Prinzhofer, et al., 2015)

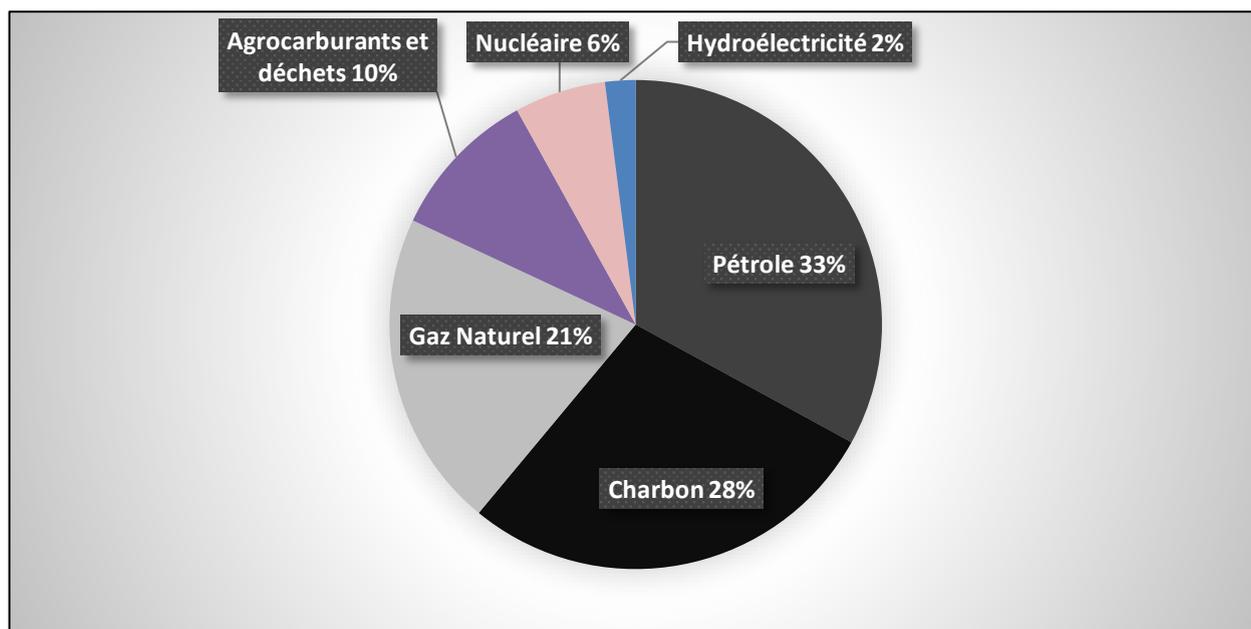


Figure I- 1 : Répartition des diverses énergies utilisées aujourd'hui dans le monde pour constituer le mixe énergétique (Prinzhofer, et al., 2015)

---

<sup>1</sup> Conférence de Paris de 2015 sur les changements climatiques.

<sup>2</sup> Tonne équivalent pétrole : 1 tep = 4,19.10<sup>10</sup> J

La consommation pourrait atteindre 20,7 milliards de tep en 2040, principalement par la croissance des pays hors OCDE<sup>3</sup>, toujours selon l’AIE. Les estimations associées d’émissions de CO<sub>2</sub> ne sont pas données, car de trop fortes incertitudes pèsent sur cette prédiction. (Prinzhofer, et al., 2015), il est nécessaire que les proportions de ce mixe énergétique actuel changent en faveur des énergies renouvelables.

L’hydrogène produit à partir d’électricité renouvelable ou décarbonée, ou “ power-to-Gas”, peut, à plusieurs titres, jouer un rôle-clé dans la réalisation de la transition énergétique. Il peut en effet alimenter une variété d’usages (mobilité, chaleur, matière première...) ou être stocké et reconverti en électricité *via* des piles à combustibles pour pallier au grand problème du stockage à grande échelle de l’énergie électrique d’origine renouvelable (Anthony, 2020), ce que nous pouvons voir sur la Figure 1-5 du Chapitre 1 :page 19.

Un autre domaine aussi très énergivore celui du transports (en particulier les transports routiers et aériens) qui sont responsables à eux seuls de plus de 20 % des émissions anthropiques de CO<sub>2</sub>. Pour résoudre cet important problème environnemental, l’utilisation d’énergies renouvelables, notamment de carburants de substitution et de biocarburants, ou l’utilisation de piles à combustible dans l’automobile devrait permettre de réduire les émissions globales de CO<sub>2</sub> dans le secteur des transports. Les prévisions jusqu’en 2050 soulignent la nécessité de faire en sorte que toutes les catégories d’énergies renouvelables représentent environ 27 % de la consommation totale de carburant pour les transports. (Lepage, et al., 2021)

L’hydrogène est étroitement lié au secteur des transports et des carburants depuis de nombreuses décennies. Non seulement cette molécule intervient dans plusieurs opérations (hydrotraitements) dans les raffineries de pétrole brut, mais l’hydrogène est également exploité comme réactif/agent de transformation pour la production de carburants de substitution (par exemple, la liquéfaction des microalgues). L’hydrogène peut également être utilisé comme un carburant "propre", car sa combustion ne génère que de la vapeur d’eau comme sous-produit, ou à la rigueur être utilisé pour produire des bio-carburants (Lepage, et al., 2021), ou pour alimenter les piles à combustibles qui font tourner les nouveaux véhicules à Hydrogène. (Beuzit , 2007) (Meunier , et al., 2018)

Les prévisions du marché soulignent que la production d’hydrogène augmentera considérablement au cours des prochaines années, avec une croissance de 5 à 10 % par an, passant de 50 à 82 millions de tonnes en 2050. La demande industrielle d’hydrogène devrait également augmenter, notamment pour la production d’ammoniac et d’acier, d’environ 2 EJ/a<sup>4</sup> pour chacune de ces activités en 2050, tandis que la demande d’hydrogène pour les véhicules à hydrogène devrait atteindre 22 EJ/a en 2050. Ces prévisions montrent également une utilisation accrue de l’hydrogène dans la fabrication de nouveaux biocarburants (à partir d’algues ou de matières végétales) qui auront un impact sur le marché de l’hydrogène et nécessiteront des volumes de production plus importants dans les prochaines années. Avec une politique adaptée

---

<sup>3</sup> Organisation de coopération et de développement économiques

<sup>4</sup> Exajoule/an : tel que 1 EJ= 10<sup>18</sup> joules.

---

## Introduction Générale

---

et la création de nouvelles infrastructures, une économie de l'hydrogène pourrait émerger après 2030. (Lepage, et al., 2021)

En résumé l'hydrogène vert pourrait faire d'une pierre deux coups, en répondant à cette demande accrue d'énergie, et en accélérant la transition énergétique, de facto l'hydrogène est la clé de voute de cette dite transition.

L'Algérie aurait tout à gagner en adoptant cette nouvelle vision de l'énergie, car elle dispose de vastes étendues désertiques pouvant servir à la production d'énergies solaire, thermique, géothermique et cetera :

La carte suivante nous montre justement le potentiel photovoltaïque dont dispose l'Algérie.

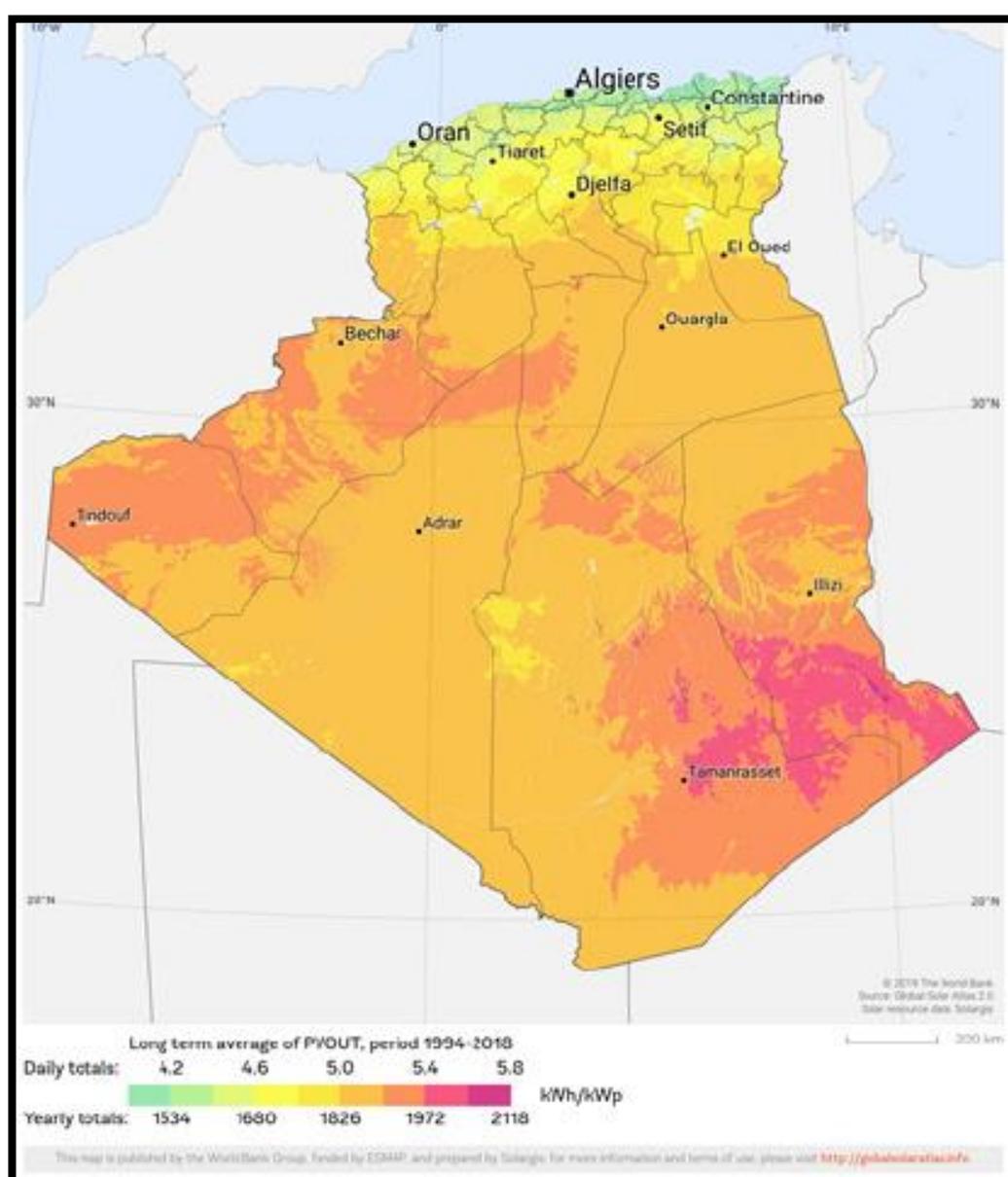


Figure I- 2 : Carte des ressources solaires et du potentiel photovoltaïque en Algérie (Deutsche Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, 2021)

Pour exploiter ces ressources il existe, SKTM une filiale de Sonelgaz.

Sonelgaz est responsable de la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique avec des sources d'énergie fossiles (gaz naturel). Concernant les énergies renouvelables, la Sonelgaz a créé une société spécialement dédiée à cet effet à savoir la SKTM. (Deutsche Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, 2021)

### **1.1 SKTM (Shariket Kahraba wa Takat Motadjadida):**

La société SKTM a été créée en avril 2013, dans un contexte marqué par deux facteurs majeurs, le premier étant la nécessité de satisfaire la demande en électricité dans le grand sud algérien, dans les meilleures conditions de qualité et de continuité de service, dans le cadre de la mission de service public qu'elle supporte, le deuxième est le développement et la promotions des énergies renouvelables, intégrées dans la politique gouvernementale à partir de 2001, à travers l'adoption du programme national des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, devenu priorité nationale. (SKTM, 2013), on ressent chez eux :

- Nombre de centrales Photovoltaïques : 18 ;
- Nombre de centrales éoliennes : 01.

#### **1.1.1 Projet pilote :**

La réalisation d'une centrale pilote à Ghardaia, d'une puissance de 1,1MW pour l'expérimentation des quatre technologies existantes.

La réalisation d'une ferme éolienne dans la région de Kabertene, à Adrar, d'une capacité de 10MW, Ces deux projets appartiennent à la phase pilote (expérimentale) et seront réceptionnés à la fin du 2eme trimestre 2014.



Figure I- 3 : Centrale Photovoltaïque ADRAR (SKTM, 2013).

---

## Introduction Générale

---

De ce fait l'Algérie pourrait être l'un des leaders mondiaux dans ce domaine. En investissant maintenant dans l'hydrogène vert, l'Algérie posera des bases solides à l'après Hydrocarbures, et pourrait intégrer la seconde moitié du vingt et unième siècle avec toujours une longueur d'avance dans le domaine de l'énergie, on ne fera plus partie de ce groupe de plus en plus restreint dont les hydrocarbures portent la quasi totalité de l'économie du pays.

De plus l'Algérie dispose dans le sud du pays d'immenses réserves d'eau sous terraines, grâce notamment à son accès La nappe de l'Albien, qui est simplement la plus grande nappe d'eau souterraine au monde, on disposerait d'environ 6 Milliards de mètre cubes d'eau sous le sable du Sahara (fanack water, 2019), une ressource primordiale pour la production d'hydrogène vert.

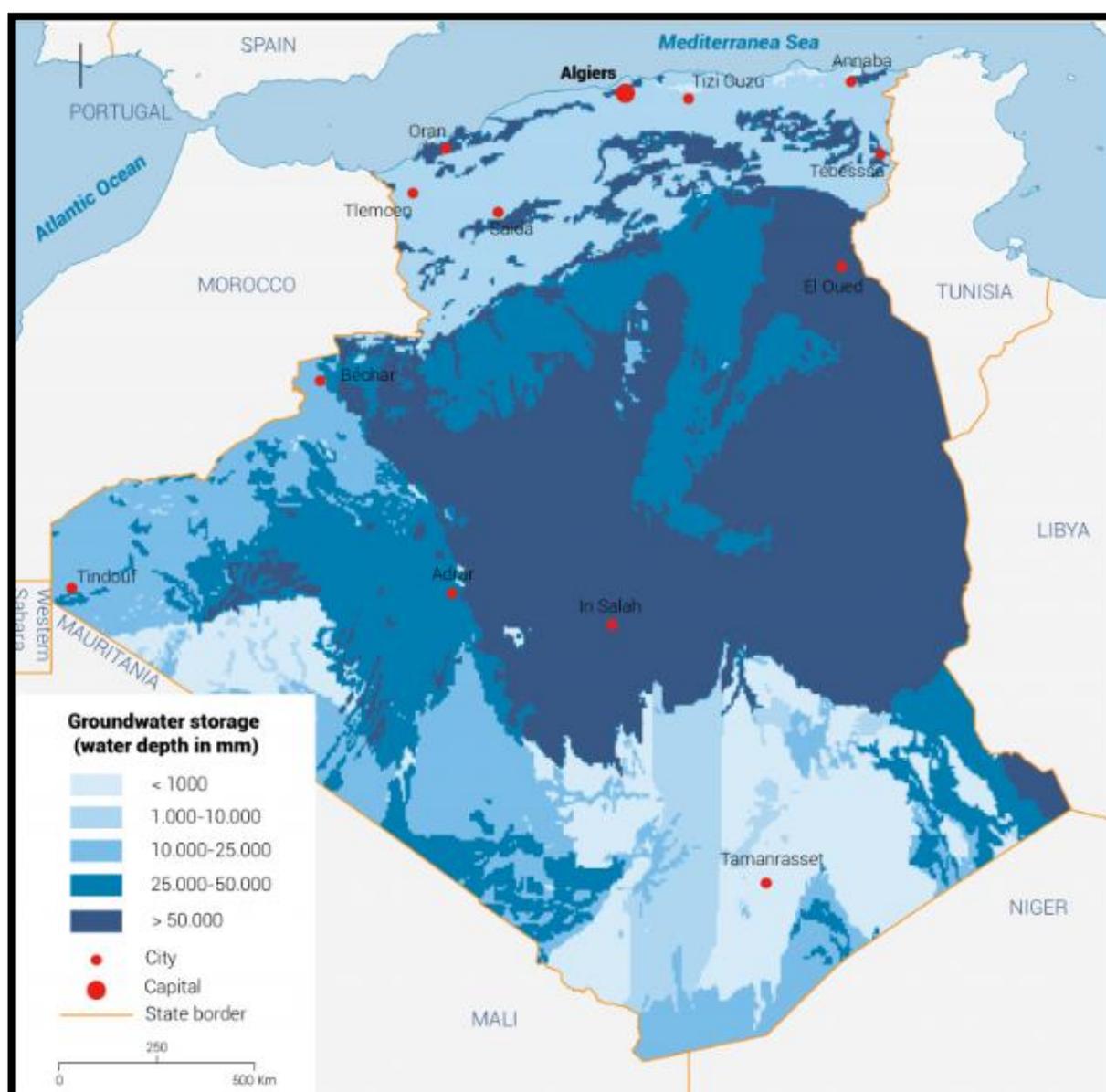


Figure I- 4 : carte des ressources en eau souterraines. (fanack water, 2019)

---

## Introduction Générale

---

"Grâce à son potentiel considérable en énergie solaire, ses importantes ressources en gaz naturel et les infrastructures de distribution associées, l'Algérie est bien placée pour produire l'hydrogène vert et éventuellement bleu (à partir du gaz naturel avec capture et stockage de carbone) à des coûts très compétitifs", a déclaré M. Yassaa *Commissaire aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique* dans un entretien à l'APS (APS, 2022)

### 2 Problématique :

Le fait est que les infrastructures de production d'énergie verte se trouvent dans le sud de l'Algérie, mais que les clients potentiels se trouvent au nord.

Cet Hydrogène doit être acheminé sur des Kilomètres pour être utilisé, et pour devenir rentable. L'autre problème est que l'acheminer par la route, ou la construction de Gazoducs dédiés spécialement à l'hydrogène reviendrait beaucoup trop chère.

Mais fort heureusement, l'Algérie dispose de dizaines de milliers de Kilomètres de Gazoducs en service, qui quadrillent quasiment tout le territoire national, réseau que nous pouvons voir sur la Figure 2-1 du chapitre 2 page27.

### 3 Objectifs :

Notre objectif est d'injecter des quantités d'Hydrogène dans des pipelines transportant du Gaz Naturel, acheminer ce mélange vers le nord, là où on pourra l'utiliser tel qu'elle, comme on pourra séparer L'hydrogène du Gaz naturel afin d'alimenter les industries de l'ammoniac, l'industrie pétrolière etc. en premier lieu, puis celle du power to Gaz et l'industrie automobile à long terme.

De plus ce type de transport n'est pas inédit, le transport de l'hydrogène par son incorporation dans des Gazoducs a notamment déjà été mis en place par ENGIE France.

Le projet GRHYD est le premier démonstrateur power-to-Gas en France avec une injection d'hydrogène jusqu'à 20 % sur le réseau de distribution. Le projet est mené par Engie Lab. Crigen. Et regroupe onze partenaires, dont GRDF, qui teste l'injection d'hydrogène dans le gaz naturel sur un îlot de distribution de gaz naturel d'un quartier neuf de Cappelle-la-Grande, à proximité de Dunkerque, depuis 2018. (Anthony, 2020)

### 4 Organisation du mémoire :

Ce mémoire est organisé en cinq chapitres :

Le premier chapitre "**Hydrogène : Production Transport et stockage**" nous introduit à l'Hydrogène, et réponds aux questions suivantes :

Qu'est-il ?  
Comment le produit-on ?  
À quoi nous sert -il ?  
Comment l'hydrogène est transporté ?  
Comment est-il stocké ?

Le deuxième chapitre “ **Réseau Algérien de Transport de Gaz.**” nous donne l'étendue du réseau algérien de gazoducs et nous donne les détails de la conduite que nous prendrons plus tard comme exemple.

Le troisième chapitre “ **Propriétés physico chimiques.**” porte sur les notions de base des propriétés liés au Gaz.

Le quatrième chapitre “**Calcul Thermo-Hydraulique**” décrit les méthodes, sur la base des quelles notre calcul thermo-hydraulique sera réalisé. Et sur la base de laquelle notre comparaison sera faite.

Le cinquième chapitre “**Partie calculs**” prends pour modèle le gazoduc GG1 qui relie Hassi R'mel à Bordj Menain, pour réaliser un calcul Thermo Hydraulique et une étude comparative entre les cas de fonctionnement théoriques représentés sur le schéma suivant :

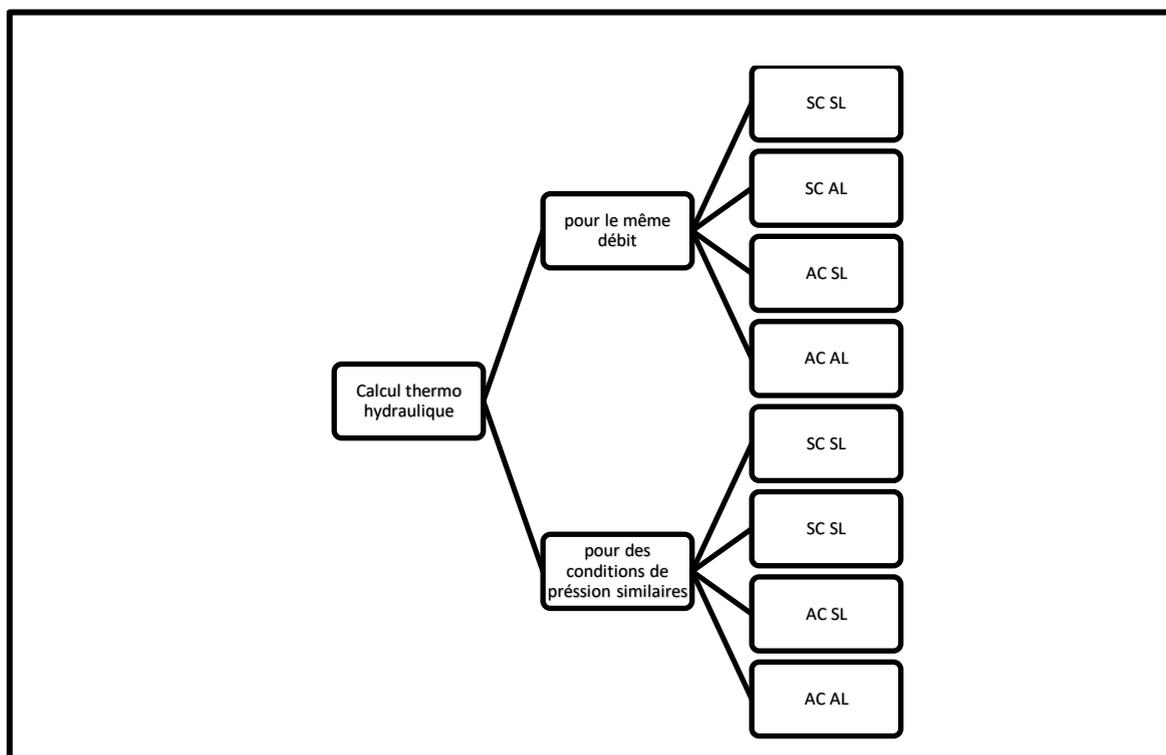


Figure I- 5 : Schéma de l'organisation du chapitre 5.

Et pour chaque'un des cas, on va faire varier les taux d'hydrogène de 0% à 5% à 10% à 15% à 20% et en fin à 40%.

---

## Introduction Générale

---

Clé du schéma :

SC SL : Sans compression intermédiaire, Sans Livraison le long de la conduite.

SC AL : Sans compression intermédiaire, Avec Livraison le long de la conduite

AC SL : Avec compression intermédiaire, Sans Livraison le long de la conduite.

AC AL : Avec compression intermédiaire, Avec Livraison le long de la conduite.

---

# Chapitre 1 : Hydrogène :

## Production Transport et stockage.

---

## 1 Qu'est-ce que l'Hydrogène ?

Depuis 13.7 milliards d'années, l'Hydrogène, premier élément du tableau de Mendeleïev, symbolisé par la lettre 'H' dont le numéro atomique est le 1, avec un poids atomique standard de 1,008, reste de loin, l'élément chimique le plus abondant de l'univers, néanmoins il est très peu présent sur terre sous forme moléculaire de base ( $H_2$ ), communément appelé Hydrogène natif ou Hydrogène blanc, il a été identifié dans de nombreuses roches mères dans des zones situées au-delà des bassins sédimentaires où opèrent généralement les compagnies pétrolières source (Prinzhofer, et al., 2015). Hydrogéné blanc que l'on distingue de l'Hydrogène vert qui exploite des énergies renouvelables et de l'hydrogène gris ou bleu que l'on obtient à partir de ressources fossiles avec captage ou non du  $CO_2$  qui en découle.

Le tableau suivant nous donne en détail les caractéristiques de cet élément.

Tableau 1.1 : Propriétés physiques et propriétés supplémentaires de l'hydrogène (Bahman, 2019)

<i>Phases aux conditions Standards</i>	<i>Gaz</i>
<i>Couleur</i>	Aucune
<i>Densité</i>	0,08988 g/L (0°C, 101.325 kPa)
<i>Point de fusion</i>	14,01 K, -259.14 °C (-423.45 °F)
<i>Point d'ébullition</i>	20,28 K, -252.87 °C
<i>Point triple</i>	13,8033 K (-259 °C), 7,042 kPa
<i>Point critique</i>	32,97 K, 1,293 MPa
<i>Chaleur de fusion</i>	( $H^2$ ) 0,117 kJ.mol <sup>-1</sup>
<i>Chaleur de vaporisation</i>	( $H^2$ ) 0,904 kJ.mol <sup>-1</sup>
<i>Capacité calorifique molaire</i>	( $H^2$ ) 28.836 J.mol <sup>-1</sup> K <sup>-1</sup>
<i>Chaleur spécifique</i>	14,304 J/g K
<i>Viscosité dynamique <math>\mu</math> (cP)</i>	0,0063 cP
<i>Structure cristallographique</i>	Hexagonale
<i>Conductivité thermique</i>	0,1805 W.m <sup>-1</sup> .K <sup>-1</sup>
<i>Vitesse du son (gaz, 27 °C)</i>	1310 m/s

**Conditions standard** :  $P = 1 \text{ atm} = 1,01325 \times 10^5 \text{ et } T = 288,15 \text{ K} = 15^\circ\text{C}$

## 2 Comment le produit-on ?

L'une des caractéristiques les plus intéressantes de l'hydrogène est qu'il peut être produit de nombreuses manières différentes et à l'aide de diverses matières premières, comme nous pouvons l'observer sur la figure suivante.

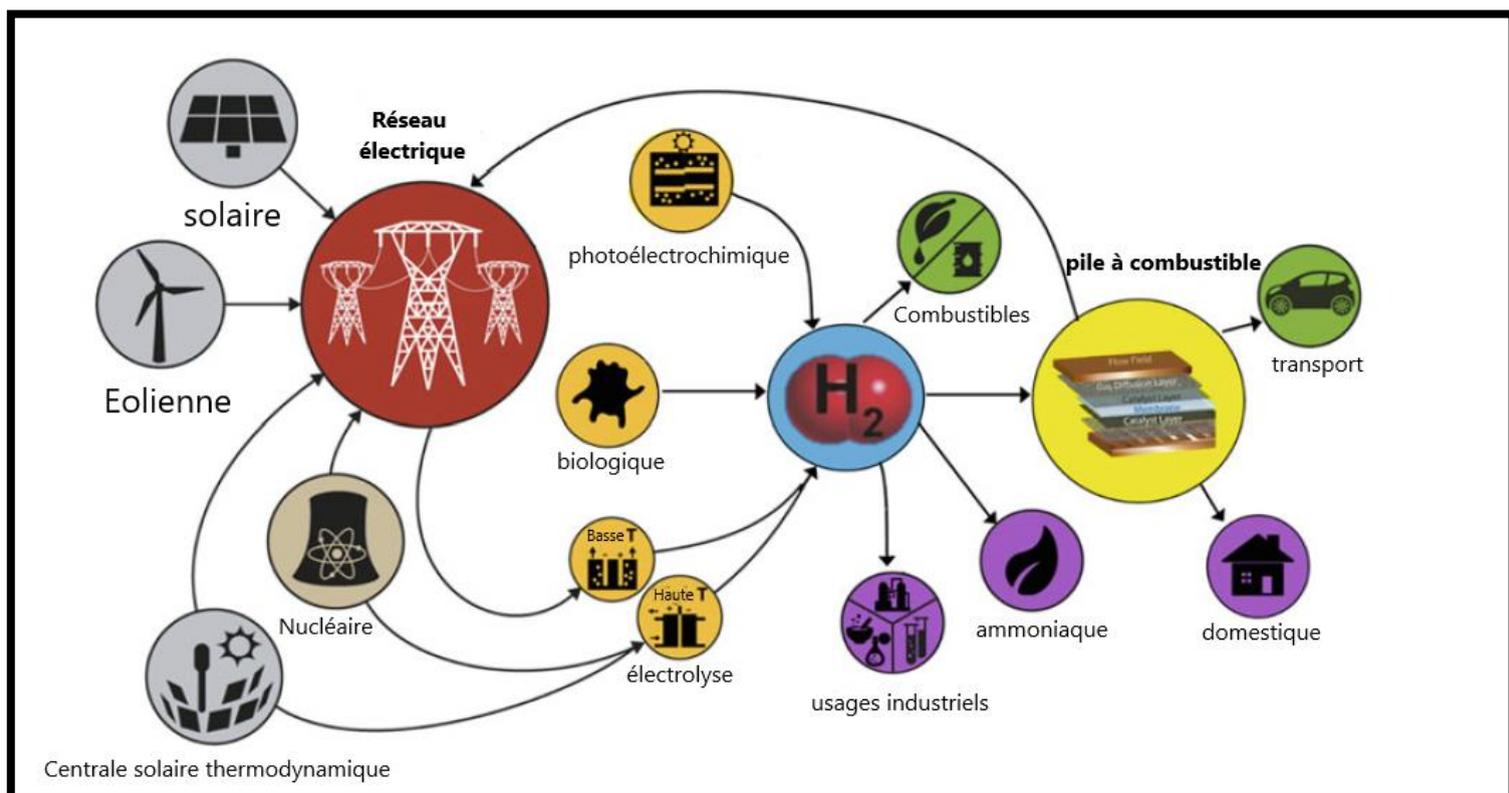


Figure 1-1: Illustration schématique de la production et de l'utilisation de l'hydrogène, (Pivovar, et al., 2018)

L'inconvénient est que, l'hydrogène natif, ne peut pas être exploité comme c'est le cas, par exemple, pour le gaz naturel.

La production d'Hydrogène est estimée à plus de 22 millions de tonnes métriques en 2013, avec une croissance annuelle de 3,5 % pour atteindre environ 27 millions de tonnes métriques l'année suivante (Freedonia Group, Inc., 2014).

L'hydrogène utilisé dans les industries est classé selon le code couleur suivant (même si ce classement n'est pas très scientifique) : Hydrogène gris, Bleu ou vert. Si on s'intéresse aux grandes lignes l'hydrogène gris est produit à partir d'énergies fossiles sans traitement (captage) du  $CO_2$ . L' $H_2$  bleu ou décarboné est produit à partir d'énergies fossiles mais avec captage, et l'hydrogène vert est produit à partir des énergies renouvelables, avec des émissions de  $CO_2$  quasiment nulles.

Nous reviendrons sur ce code couleur dans les sous-titres suivants, où nous pourrons voir les procédés de production utilisés pour chaque type.

Comme nous pouvons le voir sur la Figure 1.2, l'essentiel de l'hydrogène est produit à partir d'énergies fossiles.

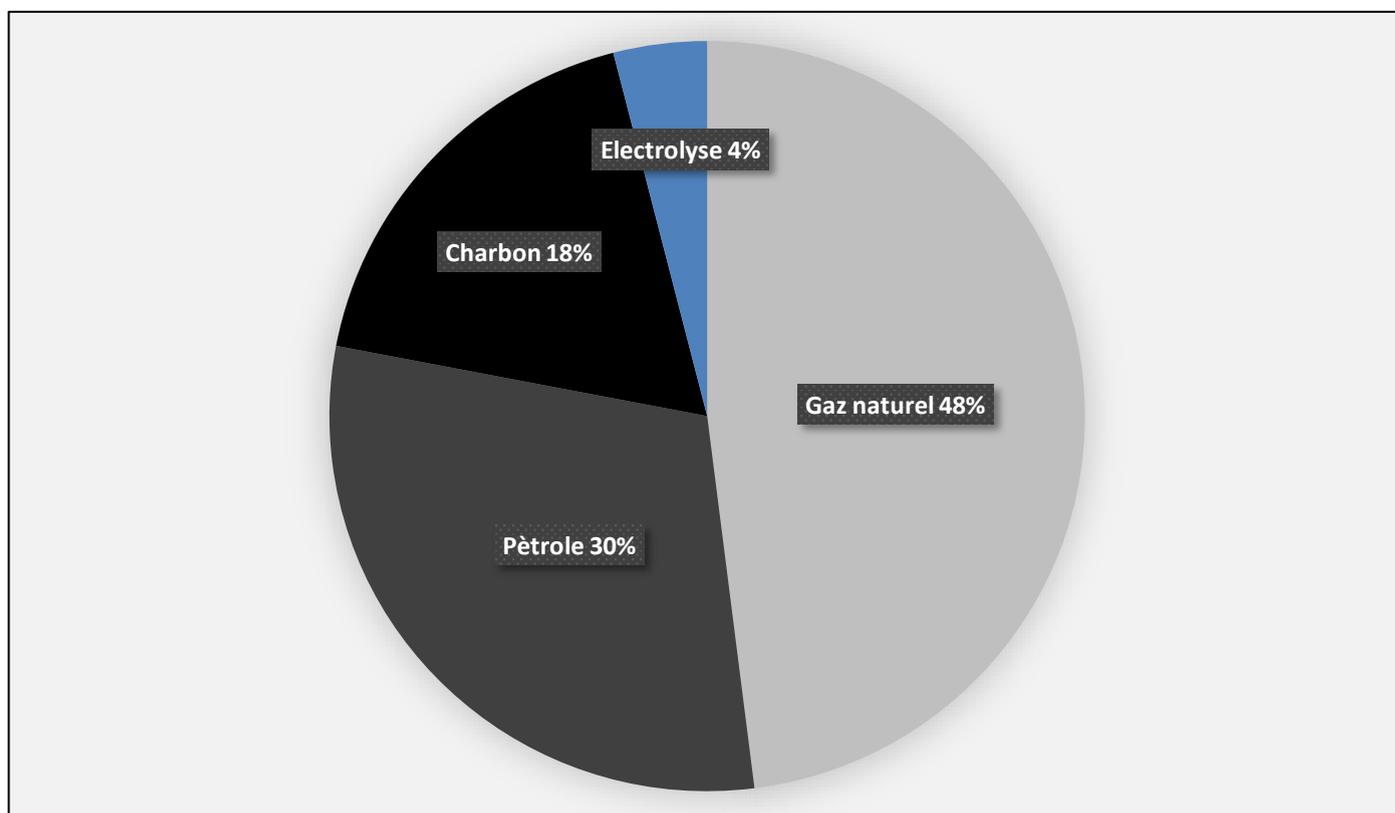


Figure 1-2 : Structure de la production mondiale d'hydrogène (Coffee, 2004).

Cette conversion s'accompagne bien sûr de problèmes de rendement énergétique (70 % pour le gaz naturel, 75 % pour le pétrole et 60 % pour le charbon), c'est-à-dire d'une perte de l'énergie récupérable (respectivement de 30, 25 et 40 %). Les procédés de production ont aussi pour conséquence d'importantes émissions de gaz carbonique. (Prinzhofer, et al., 2015)

La conversion de ces matières premières en hydrogène requiert également de l'énergie. Cette énergie est aujourd'hui tirée à plus de 95% des énergies fossiles. (Chem.4.us, 2021) (Lepage, et al., 2021)

Pour résumer, utiliser l'hydrogène comme vecteur énergétique par exemple (notamment dans des véhicules à hydrogène) ou pour produire de l'électricité, en intégrant l'ensemble de la chaîne de production actuelle, revient beaucoup plus cher, consomme encore plus d'énergies fossiles et pollue beaucoup plus en CO<sub>2</sub> que l'exploitation directe des hydrocarbures, appart pour ce qui est de l'Hydrogène Vert. Donc, avec les procédés actuels de production de l'hydrogène, les inconvénients sont nombreux pour valoriser ce gaz, d'où sans doute la réticence manifestée par l'industrie et l'opinion publique à le considérer sous un autre jour. (Prinzhofer, et al., 2015)

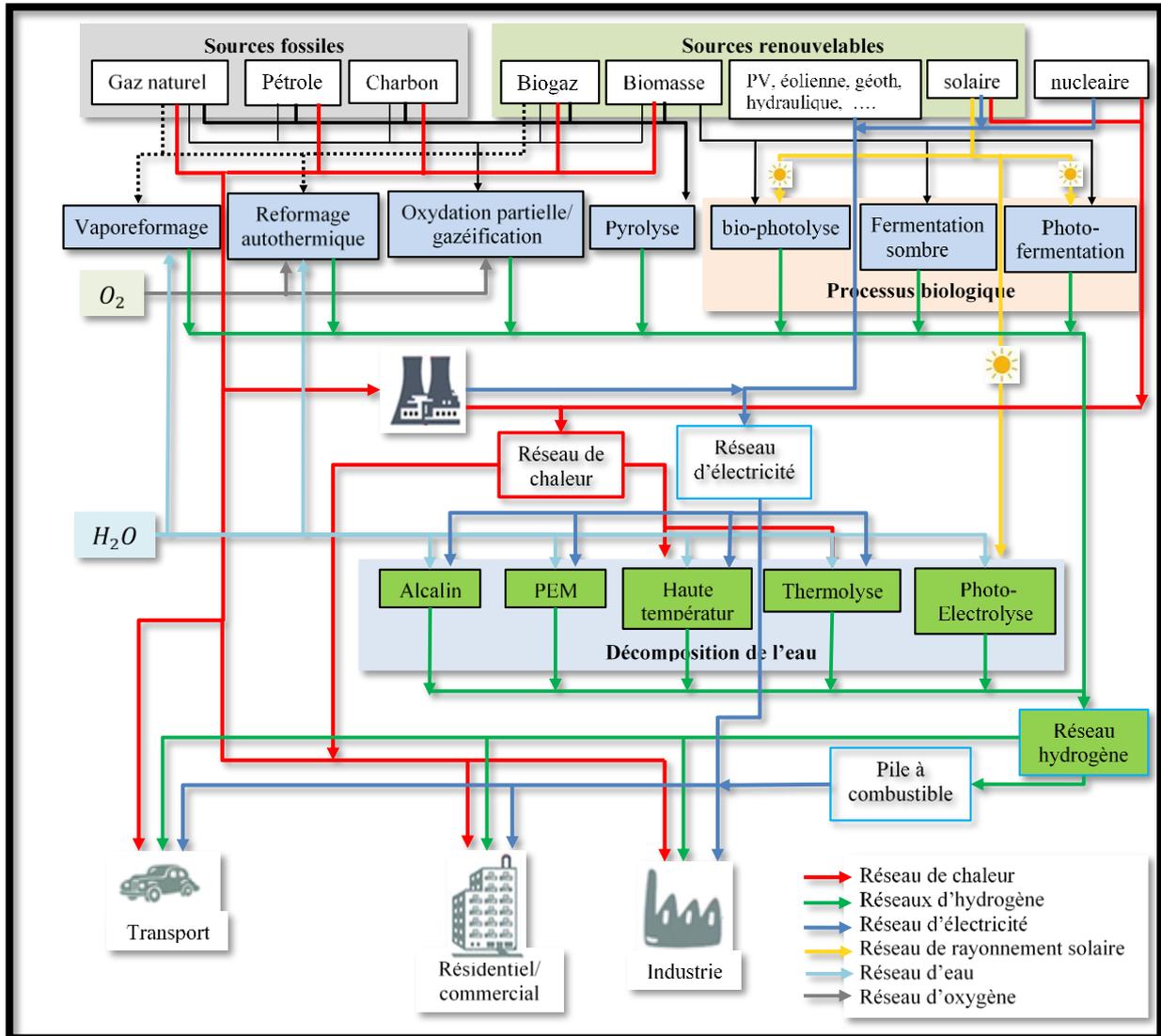


Figure 1-3 : Schéma globale de principales méthodes de production et intégration d'H<sub>2</sub>. (MENAA, 2021)

## 2.1 Hydrogène Gris :

L'hydrogène Gris est celui produit par des procédés dont les matières premières sont des énergies fossiles, alimentés en énergie aussi grâce aux énergies fossiles et pour finir qui ne captent pas le CO<sub>2</sub> résultant de la transformation. (Chem.4.us, 2021)

Nous allons voir dans ce qui suit deux procédés de production d'hydrogène gris, à partir de différentes matières premières. Le reformage du gaz naturel, le SMR (qui représente 76 % de la production mondiale), et la gazéification du charbon (22 %). (Lepage, et al., 2021)

### 2.1.1 À partir de Gaz Nature

La conversion du gaz naturel en hydrogène repose sur un procédé connu sous le nom de Reformage des hydrocarbures fossiles et des bio dérivés :

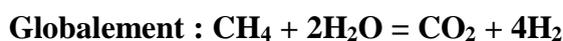
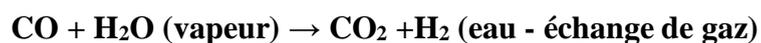
Le procédé de reformage des hydrocarbures le plus utilisé est le reformage du méthane à la vapeur (**SMR : *Steam Methane Reforming***).

Le reformage du méthane à la vapeur est le procédé par lequel le gaz naturel, un autre hydrocarbure ou un autre flux riche en méthane, tel que le biogaz ou le gaz de décharge, réagit avec de la vapeur à hautes pression et température, en présence d'un catalyseur pour produire de l'hydrogène et du dioxyde de carbone.

Dans le procédé SMR, le monoxyde de carbone est en premier lieu produit avec de la vapeur d'eau (ce mélange est connu sous le nom de "syngaz"), puis une série de réactions de conversion eau-gaz convertit le monoxyde de carbone en dioxyde de carbone et en hydrogène supplémentaire par l'injection de vapeur supplémentaire. Le changement eau-gaz se produit d'abord dans une étape à haute température, à environ 350°C, puis dans une étape à plus basse température, à environ 190-210°C.

Quatre molécules d'hydrogène sont produites pour chaque molécule de dioxyde de carbone, ce qui fait du SMR un procédé à relativement faible teneur en carbone lorsque, par exemple, l'utilisation d'hydrogène issu du SMR est utilisée dans un véhicule à pile à combustible par rapport à l'utilisation d'essence dans un véhicule à moteur à combustion sur la base d'un "cycle complet du carburant" (Lipman, et al., 2018). Mais cela reste relatif car on estime aussi que pour une tonne d'hydrogène produite, entre 10 et 11 tonnes de CO<sub>2</sub> sont émises. Le SMR émet donc toujours énormément de dioxyde de carbone, généralement émis dans l'atmosphère. Elle représente un coût estimé à 1,5 euros/kg. (Chem.4.us, 2021).

Les réactions globales du SMR sont les suivantes :



Le SMR produit un gaz riche en hydrogène qui est typiquement de l'ordre de 70-75% d'hydrogène sur une base sèche, avec de plus petites quantités de méthane (2-6 %), de monoxyde de carbone (7-10 %) et de dioxyde de carbone (6-14 %), dioxyde de carbone (6-14 %) (Hirschenhofer JH, 2000).

Les bio-carburants tels que l'éthanol, les sucres et les bio-huiles peuvent également produire de l'hydrogène par des procédés de reformage, de gazéification et de pyrolyse. (Anderson A, 2006)

### 2.1.2 À partir de Charbon :

L'hydrogène peut également être produit au départ de charbon, ou de biomasse (matières végétales et déchets organiques), ou même avec les huiles résiduelles lourdes et d'autres produits de raffinage de faible valeur en incluant une étape supplémentaire dite de gazéification. Cette gazéification, qui s'opère aussi à très hautes températures, permet de produire un gaz de synthèse (mélange de monoxyde de carbone CO et d'hydrogène). Cette étape est aussi hautement énergivore. (Chem.4.us, 2021)

Le combustible hydrocarboné est mis en réaction avec de l'oxygène dans un rapport inférieur à la stœchiométrie, ce qui donne un mélange de monoxyde de carbone et d'hydrogène entre 1 200 et 1 350°C. L'hydrogène peut également être produit par des procédés de gazéification d'hydrocarbures basés sur la pyrolyse en l'absence d'oxygène. (Lipman, et al., 2018)

La chimie de la production d'hydrogène à partir de la gazéification du charbon et d'autres hydrocarbures lourds est complexe et fait intervenir des réactions de craquage moléculaire, de POX, de gazéification à la vapeur, de déplacement eau-gaz et de méthanation. Les premières étapes impliquent une dévolatilisation progressive de la charge d'alimentation avec l'augmentation de la température, ce qui donne un mélange d'huiles, de phénols, de goudrons et d'hydrocarbures légers gazeux. Viennent ensuite les réactions de déplacement de gaz vers l'eau, où de l'hydrogène supplémentaire et du dioxyde de carbone sont produits à partir de monoxyde de carbone et d'eau, et les réactions de méthanation, où du méthane (qui peut être reformé ultérieurement en hydrogène supplémentaire) est formé à la place de l'hydrogène avec le monoxyde de carbone restant. Selon les conditions de température et de pression, le "gaz de synthèse" produit par la gazéification des hydrocarbures peut contenir des quantités variables de dioxyde de carbone, de méthane et d'eau, ainsi que des traces d'autres composants. (Navarro RM, 2007)

## 2.2 Hydrogène Bleu

Les voies de production actuelle d'hydrogène (à partir de d'énergies fossile) étant donc émettrices de gaz à effet de serre, de grands enjeux existent pour décarboner au maximum cette production. Pour ce faire, diverses options sont envisagées, avec des niveaux de maturité technologique différentes. Une première stratégie consiste à **capter le dioxyde de carbone** formé pendant le SMR et soit de le réutiliser comme matière première dans certaines entreprises, notamment chimiques, soit de le stocker géologiquement dans d'anciennes « poches » de gaz naturel ou de pétrole vides. C'est ce qu'on appelle la séquestration géologique (aussi appelée en anglais, *carbon capture and storage* ou *CCS*). L'hydrogène produit par cette approche qui émet moins de gaz à effet de serre est alors appelé « **hydrogène bleu** ». (Chem.4.us, 2021) (Lepage, et al., 2021). Ben évidemment, les solutions de captage de CO<sub>2</sub> ont un coût qui n'est pas négligeable (tant économique qu'énergétique) et seuls quelques productions au stade pilote uniquement sont donc recensées dans le monde. (Chem.4.us, 2021)

### 2.3 Hydrogène Vert

Une autre option pour permettre la production décarbonée d'hydrogène est d'exploiter une matière première différente, à savoir l'eau, et de la convertir dans de grands électrolyseurs, alimentés par du courant électrique, en H<sub>2</sub> et oxygène (O<sub>2</sub>) qui retourne dans l'atmosphère. Si l'électricité utilisée pour alimenter les électrolyseurs est 100% issues d'énergies renouvelables (panneaux solaires, cellules photovoltaïques, éoliennes, etc.) alors on qualifiera **l'hydrogène de vert**. Si les électrolyseurs sont alimentés par contre en tout ou en partie par de l'énergie nucléaire, on parlera alors **d'hydrogène jaune ou Rose**. (Chem.4.us, 2021) (Lepage, et al., 2021)

L'utilisation de matières premières renouvelables à la place du gaz naturel semble obligatoire pour atténuer les émissions de gaz à effet de serre, et constituerait une étape importante vers des émissions neutres en carbone. Cependant, seulement 2 % de la production actuelle d'hydrogène provient de ressources renouvelables, principalement de l'électrolyse de l'eau, une technologie émergente. (Lepage, et al., 2021)

L'électrolyse de l'eau cité précédemment, une technologie émergente, car l'eau est l'un des procédés les plus étudiés, principalement l'électrolyse avec des approches plus innovantes comme la thermolyse et la photolyse. (Lepage, et al., 2021)

La biomasse, la recherche a mis l'accent sur les matrices lignocellulosiques (par exemple, le bois, les produits dérivés de la sylviculture, les résidus agricoles et les cultures énergétiques dédiées) et leur conversion, principalement par des voies thermochimiques (gazéification, pyrolyse). D'autres alternatives incluent la conversion biologique et la conversion électrochimique. (Lepage, et al., 2021).

### 3 Coût de la production d'hydrogène

Comme nous l'avons vu précédemment l'hydrogène peut être produit de par plusieurs procédés différents, en fonction de la matière première et de l'origine de la source d'énergie. En outre, la conception d'un système énergétique à base d'hydrogène est spécifique au site, en fonction du type de demande, des prix locaux de l'énergie (gaz naturel, charbon, électricité, etc.) et de la disponibilité des ressources énergétiques primaires. (U.S. Department of Energy, Office of Basic Energy Sciences, Committee on Alternatives, 2004), A ce jour, plus de 95% de la production mondiale d'hydrogène repose sur des énergies fossiles, avec des émissions de gaz à effet de serre. Cet **hydrogène gris** est le plus économique. Le captage des gaz à effet de serre permet de produire un **hydrogène bleu**, plus cher. Si la production est assurée à partir uniquement renouvelable, l'**hydrogène devient vert**. Il est encore près de 5 fois plus cher que l'hydrogène gris. (Chem.4.us, 2021) (Lepage, et al., 2021)

Le Tableau 1.2 met en évidence les principaux aspects des coûts de transport de l'hydrogène moléculaire de son lieu de production à son lieu d'utilisation, par rapport aux mêmes types de coûts pour les carburants classiques actuels tels que l'essence et le gaz naturel (Coffee, 2004).

L'estimation des coûts est basée sur le fait que le contenu énergétique d'un gallon d'essence et d'un kilogramme d'hydrogène sont approximativement égale. Ainsi, un kilogramme d'hydrogène est approximativement égal à un gallon<sup>5</sup> d'équivalent essence (gée) (U.S. Department of Energy, Office of Basic Energy Sciences, Committee on Alternatives, 2004).

Tableau 1.2 : estimation et comparaison des coûts de transport, de distribution et de stockage de l'hydrogène pour les véhicules à piles à combustible - présent et futur. (Coffee, 2004)

Cas	Coûts de production (\$/kg)	Total Coûts d'approvisionnement et de distribution (\$/kg)	Total des coûts (\$/kg)
Gaz naturel de nos jours	1,03	0,96	1,99
Gaz naturel dans le futur	0,92	0,70	1,62
Gaz naturel + captage du CO <sub>2</sub> de nos jours	1,22	0,96	2,17
Gaz naturel + captage du CO <sub>2</sub> dans le futur	1,02	0,70	1,72
Charbon de nos jours	0,96	0,96	1,91
Charbon dans le futur	0,71	0,70	1,41
Charbon + captage du CO <sub>2</sub> de nos jours	1,03	0,96	1,99
Charbon + captage du CO <sub>2</sub> dans le futur	0,77	0,70	1,45
Transport H <sub>2</sub> de nos jours		2,42	
Transport H <sub>2</sub> dans le futur		1,40	
Essence (à titre de référence)	0,93 \$ / gal raffiné	0,19 \$ /gal raffiné	1,12 \$ /gal raffiné

Le coût de la production d'hydrogène varie considérablement selon le type de technologie et le canal de distribution utilisés. Selon une analyse effectuée en 2004 (U.S. Department of Energy, Office of Basic Energy Sciences, Committee on Alternatives, 2004), le coût total de l'hydrogène variait de 1,91 à 6,58 \$/kg pour l'hydrogène produit à partir de ressources fossiles et expédié par pipeline. Le reformage du gaz naturel est actuellement l'option la plus économique même si très polluante car responsable d'environ 9 kg de CO<sub>2</sub> par kg d'H<sub>2</sub> produit. (Lepage, et al., 2021) et pour l'hydrogène produit sur place par électrolyse. (Gupta, 2009)

<sup>5</sup> Mesure de capacité utilisée dans les pays anglo-saxons (4,54 litres en Grande-Bretagne et au Canada ; 3,78 litres aux États-Unis) ; nous prendrons l'unité américaine pour notre cas.

#### 4 Utilisation :

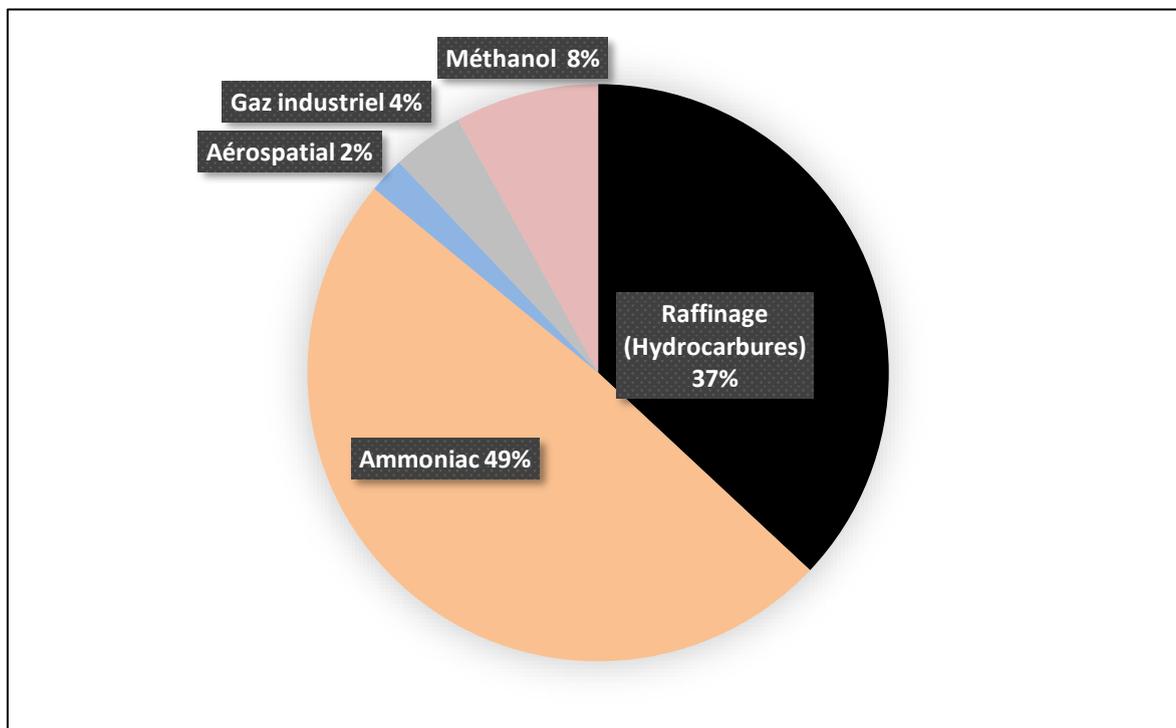


Figure 1-4: Structure de l'utilisation mondiale d'hydrogène (Prinzhofer, et al., 2015)

Pour concrétiser la vision d'une "économie de l'hydrogène" et l'utilisation de l'hydrogène comme vecteur énergétique, il faudra augmenter considérablement la production d'hydrogène par rapport aux niveaux de production actuels. (Gupta, 2009) Environ 42 millions de tonnes d'hydrogène sont actuellement produites par an dans le monde. (Gupta, 2009) La majeure partie (environ 90 %) est produit pour des utilisations dites « captives ». Cela signifie que c'est la même industrie qui produit l'hydrogène et qui l'utilise. Il s'agit bien sûr d'un marché difficile à quantifier, puisque vu de l'extérieur, le gaz hydrogène n'apparaît pas : il n'est qu'un produit intermédiaire dans une chaîne industrielle, produit et consommé dans la même entreprise. Par exemple, une société pétrolière fabrique de l'hydrogène à partir de gaz naturel (reformage à la vapeur d'eau du méthane) issu d'un de ses champs de gaz. Elle utilise l'hydrogène obtenu dans ses raffineries, soit pour désulfurer l'essence et le gasoil, soit pour hydrogéner des huiles lourdes afin d'en tirer des hydrocarbures à plus haute valeur ajoutée. Ces huiles lourdes sont produites éventuellement par la même compagnie dans ses autres champs d'hydrocarbures. Cette utilisation de l'hydrogène représente 37 % du total manufacturé. La part consacrée à la transformation de l'hydrogène en ammoniac est plus importante encore (49 %). Cette transformation sert notamment pour la production d'engrais, et fait également partie de ces utilisations dites captives. 8 % servent à la fabrication du méthanol, utilisé notamment pour le MTG<sup>6</sup> ; ce procédé est en cours de développement par la firme allemande « Porsche ». La

<sup>6</sup> Methanol-to-gasoline

marque allemande fait d'une pierre deux coups, en effet cette dernière utilise de l'hydrogène vert et du dioxyde de Carbone préalablement capturé pour faire du eMéthanol (CH<sub>3</sub>OH), qui est transformé par MTG en essence totalement synthétique. Les 6 % restants se partagent entre les utilisations en aérospatiale (2 %) et l'hydrogène dit « marchand », qui est vendu pour diverses utilisations décentralisées, en bouteilles ou par un réseau de gazoducs (Figure 1-4) (Leblanc, 2021) (Prinzhofer, et al., 2015) . La demande d'hydrogène augmentera encore plus si l'hydrogène est utilisé comme vecteur d'énergie pour des applications de production d'énergie dans le power to Gas notamment. Des installations centrales et décentralisées de production d'hydrogène seront probablement nécessaires pour répondre à la demande d'hydrogène prévue. Pour réussir la transition vers une économie de l'hydrogène, ce dernier doit également être abordable. (Gupta, 2009)

## 5 Transport :

L'hydrogène est généralement **transporté sous forme comprimée** via un réseau de pipelines relativement étendu, avec un total de plus de 4 500 km dans le monde, dont 1 600 km en Europe et 2 500 km aux États-Unis. (IFP Energies Nouvelles, 2022)

Des pays comme le Japon envisagent également d'importer de l'hydrogène, qui serait alors transporté par bateau depuis l'Australie par exemple. (IFP Energies Nouvelles, 2022)

Les opérateurs d'infrastructures gazières ont publié, en juin 2019, un rapport sur les « Conditions techniques et économiques d'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel », qui confirme la possibilité d'intégrer des quantités massives d'hydrogène dans les infrastructures de gaz pour des coûts d'adaptation limités. (Mazzenga, 2020)

Le projet GRHYD est le premier démonstrateur power-to-gas en France avec une injection d'hydrogène jusqu'à 20 % sur le réseau de distribution. Le projet est mené par Engie Lab Crigen et regroupe onze partenaires, dont GRDF, qui teste l'injection d'hydrogène dans le gaz naturel sur un îlot de distribution de gaz naturel d'un quartier neuf de Cappelle-la-Grande, à proximité de Dunkerque, depuis 2018. (Anthony, 2020).

Tout ce que nous venons de voir est illustré sur la Figure 1-5 ,sur la page suivante.

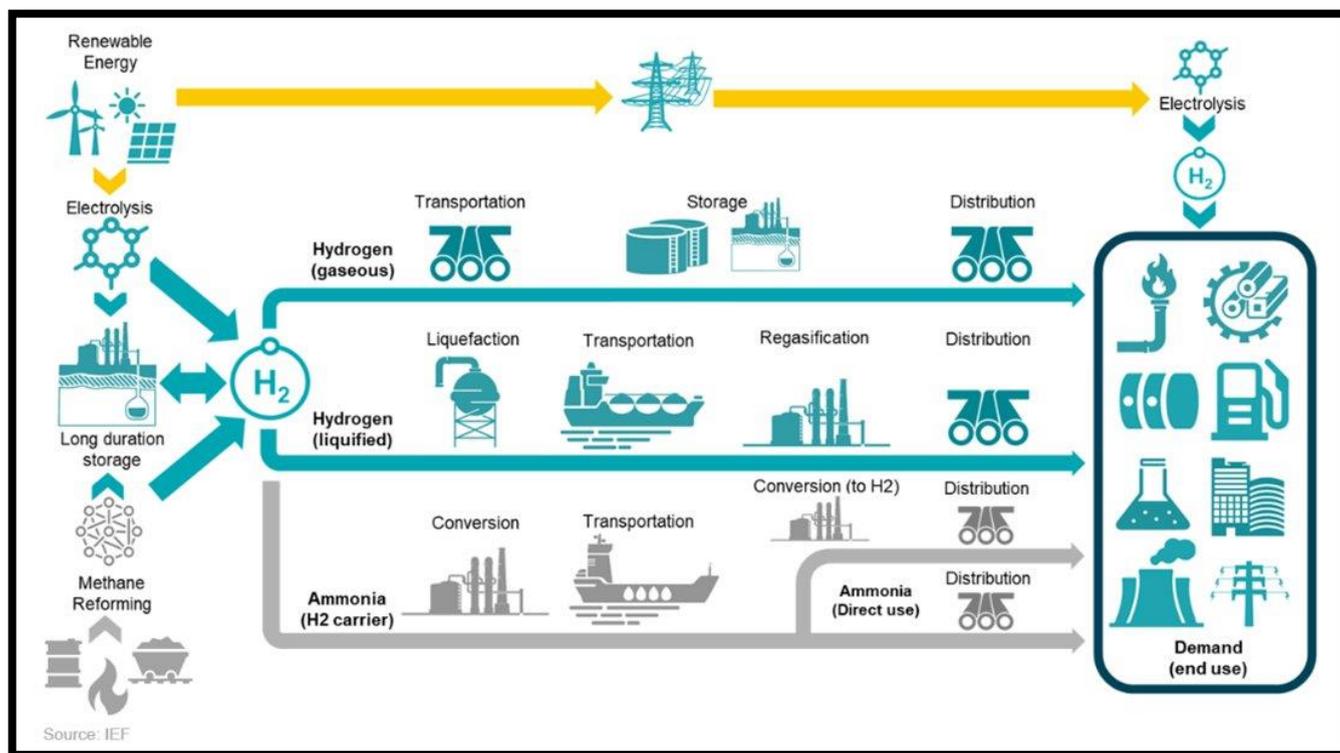


Figure 1-5 : schéma illustrant la production, le transport et les domaines d'utilisation de l'hydrogène.

## 6 Stockage :

L'hydrogène a une densité d'énergie massique élevée, mais une faible densité d'énergie volumique par rapport aux autres combustibles, c'est l'élément le plus léger avec une masse volumique de 0,089 kg/m<sup>3</sup> à température ambiante et à pression atmosphérique (Abe, 2019), (Nikolaidis, 2017), (Dutta, 2014). La plus grande difficulté qui reste à surmonter pour assurer l'utilisation à grande échelle de l'hydrogène comme carburant ou comme vecteur énergétique est son stockage (Nikolaidis, 2017), (Dutta, 2014), (Moradi, 2019), (Balat, 2008). Afin de bien illustrer la faible densité énergétique, le Tableau 1.3 donne une comparaison de différentes caractéristiques de stockage pour plusieurs méthodes de stockage d'H<sub>2</sub> par rapport à 5 gal. d'essence (qui assure une autonomie de 482,80 km pour une voiture légère).

Tableau 1.3: comparaison de différentes méthodes de stockage (tiré de (Alrazen, 2018)).

Combustible	Energie totale (MJ)	Masse de combustible (kg)	Masse de réservoir (kg)	Masse totale de système (kg)	Volume (litre)
5gal. (18,93 L) essence	662	14	6,4	20,4	18,93
H <sub>2</sub> Liquide (20 K)	662	4,7	18,6	23,3	177,91
H <sub>2</sub> / hydruure métallique FeTi	662	4,7	549,3	554	18,93
H <sub>2</sub> Comprimé (207-690 bars)	662	4,7	63,6 – 86,3	68,3-91	408,82- 227,12

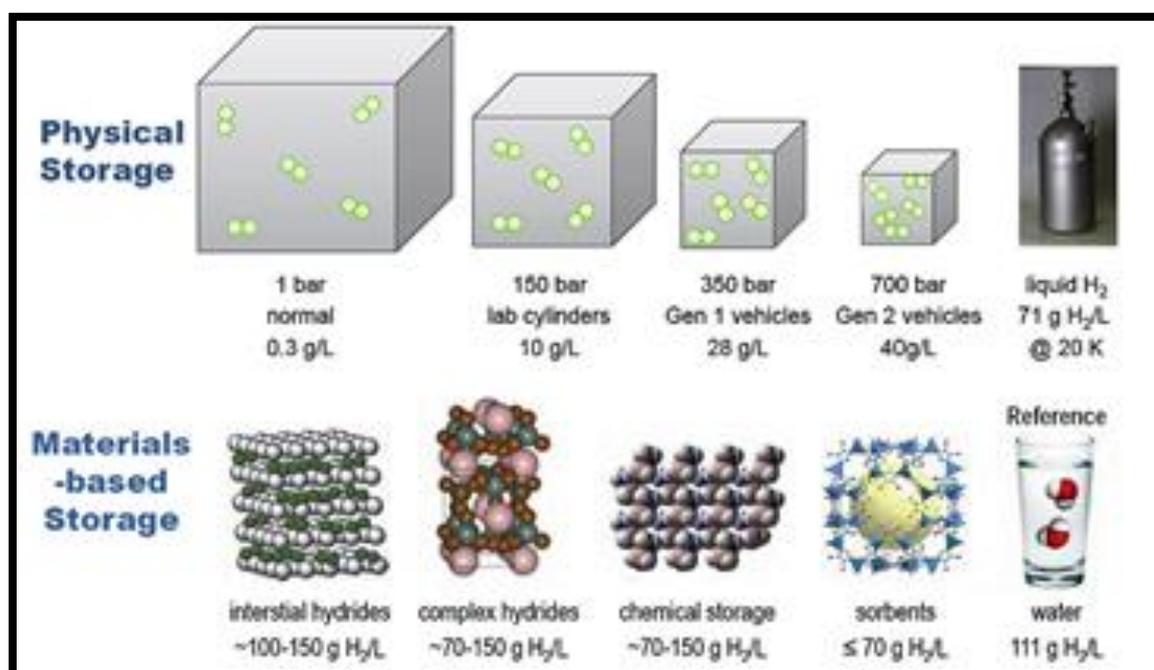


Figure 1-6: Capacité de différents systèmes de stockage d'hydrogène (Abdalla, 2018)

Pour répondre aux demandes actuelles et celles des potentiels futures marché de l'hydrogène en visant à atteindre les objectifs de sécurité du système d'approvisionnement en énergie, de croissance économique, de protection de l'environnement et la transition énergétique, il est vital de disposer d'une solution de stockage robuste et fiable pour chaque application (Nikolaidis, 2017), (Dutta, 2014), (Abdalla, 2018), (Moradi, 2019). En effet, comme sa production, plusieurs techniques de stockage existent afin de faciliter son intégration et profiter de ces grands intérêts. En générale, les techniques de stockage de l'H<sub>2</sub> peuvent être divisées en deux groupes principaux : conventionnelles (ou à l'état physique pure) et à base de matériaux, comme le montre la Figure 1-7 (Karatas, 2019), (Balat, 2008), (Sinigaglia, 2017), (Nikolaidis, 2017), (Liu, 2009), (Moradi, 2019). Chaque méthodes de stockage a ses propres avantages et inconvénients qui affectent la décision de stockage en termes d'un certain nombre de facteurs tels que la sécurité, la fiabilité, le coût, le poids, le volume, l'efficacité, le temps de remplissage et vidange... etc. (Karatas, 2019), (Abe, 2019), (Alrazen, 2018), (Abderezak, 2018).

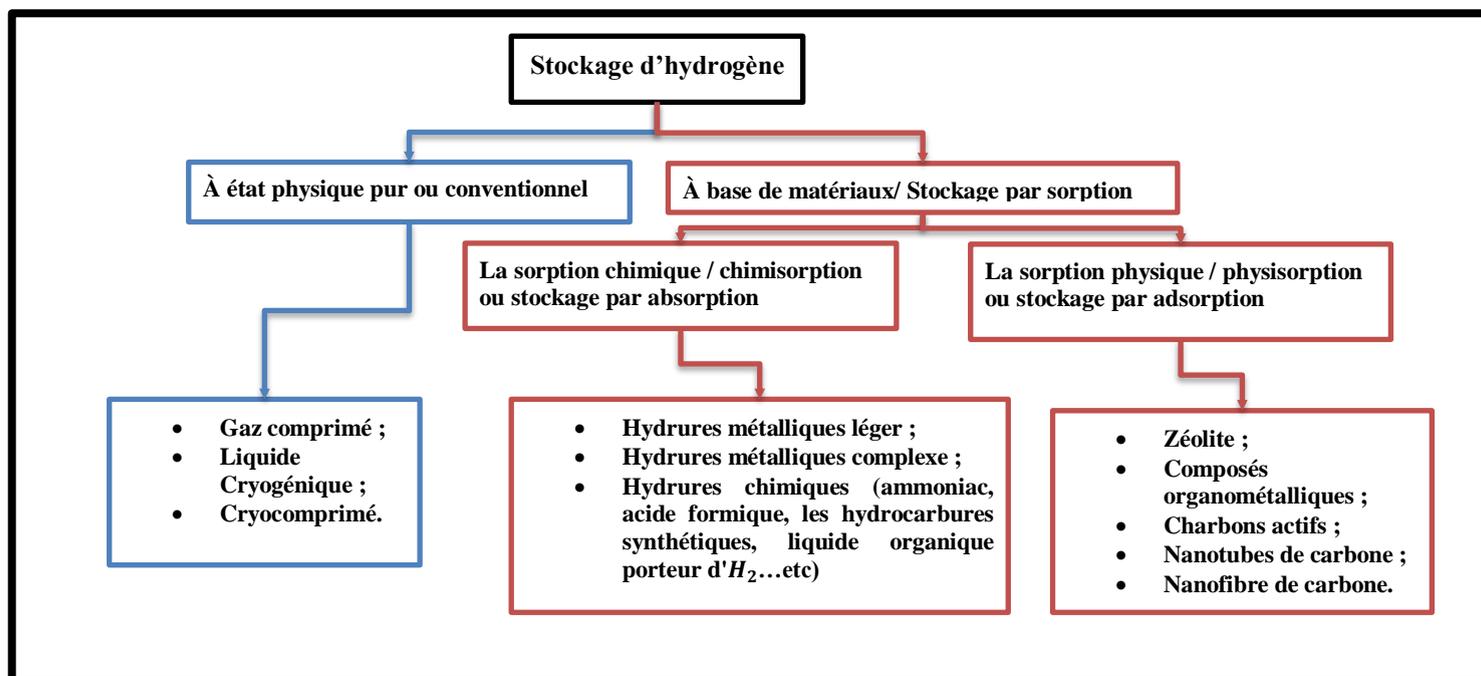


Figure 1-7: Les différentes méthodes de stockage d'hydrogène (Moradi, 2019)

Il est à noter que les systèmes de stockage mobiles et stationnaires ont leurs exigences et leurs défis particuliers. Les facteurs de poids et de volume ne sont pas aussi importants dans les applications stationnaires comme dans les applications mobiles (Abe, 2019). D'autre part, les besoins en stockage d' $H_2$  des applications mobiles sont bien exhaustifs par rapport aux applications stationnaires. En outre, si le stockage est trop lourd, l'autonomie du véhicule sera restreinte et si le stockage est trop volumineux, l'espace à bagages sera également restreint. Autrement, un équilibre efficace doit être assuré (Abe, 2019). Parmi, les objectifs du département américain de l'énergie (DoE) concernant les exigences de stockage d' $H_2$  pour les applications mobiles est d'avoir une capacité de stockage gravimétrique et volumétrique élevées (Abe, 2019).

## 6.1 Méthodes de stockage conventionnelles :

### 6.1.1 Hydrogène comprimé :

Le stockage Par compression de l'Hydrogène est actuellement la méthode la plus courante, la plus simple et la plus prometteuse (Lau, 2012), (Sinigaglia, 2017), (Nikolaidis, 2017), (Abderezak, 2018) . Pour cette méthode, il est comprimé dans des réservoirs, avec des technologies similaires à celles utilisées Pour la compression du GN.

Les pressions de stockage de l' $H_2$  varient généralement entre 200 et 250 bars (Sinigaglia, 2017), (Abderezak, 2018), actuellement pouvant atteindre des pressions avoisinant les 350 bars (Lau, 2012), (Abderezak, 2018), dans le future proche nous ferons en sorte

d'atteindre des pressions de l'ordre de 700 à 770 bars, (Sinigaglia, 2017) (Nikolaidis, 2017) (Abderezak, 2018) ce qui nous permettra de fournir une densité gravimétrique et volumétrique d'environ 13% en poids et  $40 \text{ kg/m}^3$ , respectivement (Nikolaidis, 2017). Cependant, cette compression nécessite un travail de compression pharaonique, bien supérieur à  $2,21 \text{ kWh/kg}$  (Nikolaidis, 2017). Et ce même si à ces pressions, l'énergie potentiel de 4,6 litres d' $\text{H}_2$  équivaut à celle 1 L, (Abderezak, 2018). En plus des contraintes de poids et volume, le risque de fuite d'hydrogène doit également être pris en compte au regard du caractère inflammable et explosif de ce gaz dans certaines conditions. En raison de sa petite taille de molécule, l'hydrogène est capable de pénétrer la structure cristalline de l'acier ; ce qui entraîne une détérioration de l'élasticité et provoque le problème de la fragilisation (Alrazen, 2018), (Abderezak, 2018).

Dès 1880, les technologies de l'époque permettaient déjà de stocker le Dihydrogène par compression dans des réservoirs en fer forgé, à des pressions pouvant atteindre les 12MPa (Abdalla, 2018). Actuellement, 4 principaux types de réservoirs existent à savoir :

1. Entièrement métalliques (Abdalla, 2018), (Moradi, 2019),
2. Métalliques avec un frettage (un composite à base de fibres de verre, fibres de carbone) en partie cylindrique (Abdalla, 2018),
3. Enveloppe entièrement composite avec enveloppe interne métallique (Abdalla, 2018), (Moradi, 2019)
4. Entièrement composite (Alrazen, 2018), (Abdalla, 2018), (Moradi, 2019).

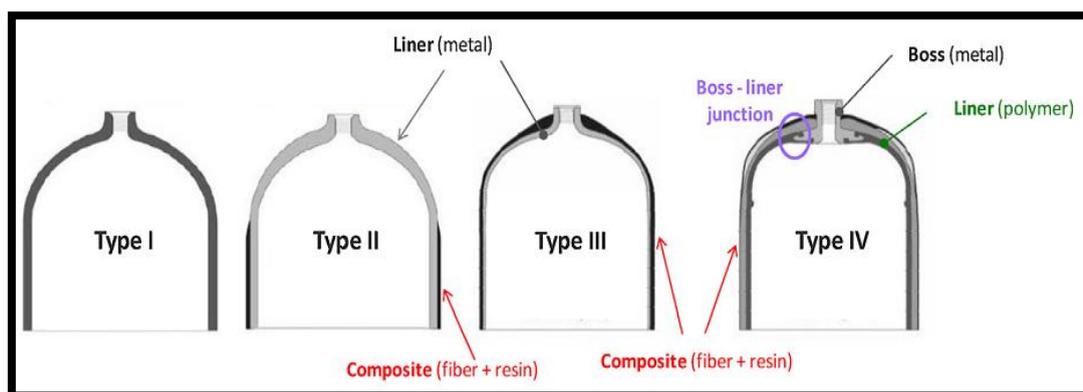


Figure 1-8 : Différents type de réservoirs d' $\text{H}_2$  comprimé (Abdalla, 2018).

L'utilisation des réservoirs en acier en particulier à haute teneur en carbone, rime avec problème de fragilisation par les causes que nous avons précédemment cité.

Par contre lors de stockage du mélange hydrogène gaz naturel ( $\text{H}_2\text{GN}$ ), dans des réservoirs destinés au GN à des pressions avoisinant les 250 bars ce type de problème s'estompe. Autrement dit, un faible taux d' $\text{H}_2$  est autorisée (30% volumique (ZAREEI, 2014)) car la pression partielle de l'hydrogène dans un mélange est inférieure à sa pression à l'état d' $\text{H}_2$  pur.

La pression partielle de l' $\text{H}_2$  est de 7,5 dans un mélange de  $\text{H}_2\text{GN}$  à 30% volumique dans un réservoir de stockage à 250 bars (Alrazen, 2018).

### 6.1.2 Hydrogène liquide cryogénique

Le stockage de l'H<sub>2</sub> sous forme liquide cryogénique à très basse température ( $-253^{\circ}\text{C}$ ) est une solution intéressante, son principal avantage est la densité plus élevée (Lau, 2012), (Abe, 2019), (Sinigaglia, 2017), (Abdalla, 2018). L'H<sub>2</sub> liquide a une densité d'environ 71 g/L à son point d'ébullition, soit environ 1,8 fois la densité de l'H<sub>2</sub> comprimé à 70 MPa à la température ambiante tandis que la densité gravimétrique dépend de la taille du réservoir (Abe, 2019), (Nikolaidis, 2017). Les réservoirs d'H<sub>2</sub> liquide sont isolés thermiquement et reste en outre en condition de vide (Sinigaglia, 2017) dans des systèmes ouverts (Karatas, 2019). Cette méthode de stockage est plus souvent utilisée pour le stockage et la livraison de moyenne à grande échelle, comme la livraison par camion et le transport intercontinental (Moradi, 2019), elle est utilisée autant dans le secteur spatial (Abderezzak, 2018). Cependant, l'H<sub>2</sub> est, après l'hélium, le gaz le plus difficile à liquéfier (Abderezzak, 2018). Plusieurs défis à surmonter pour rendre son stockage liquide pratique à grand public tels que :

- Les besoins énergétiques (Lau, 2012), (Sinigaglia, 2017), (Abderezzak, 2018), (Abdalla, 2018)33, (Moradi, 2019)39) et du temps (Abdalla, 2018), (Moradi, 2019) importants pour le procédé de liquéfaction (30 à 33% (Abe, 2019)10, (Sinigaglia, 2017) ; 40% (Abdalla, 2018), (Moradi, 2019) de son contenu énergétique total contre environ 10% pour le stockage d'hydrogène comprimé (Abdalla, 2018), (Moradi, 2019)).
- La technologie du processus de refroidissement à température cryogénique et d'isolation thermique étant, à ce jour, très coûteuse (Sinigaglia, 2017), (Abderezzak, 2018), (Moradi, 2019).
- Les pertes par évaporation dans les réservoirs de stockage (Lau, 2012), (Karatas, 2019), (Sinigaglia, 2017), (Nikolaidis, 2017), (Abdalla, 2018)) à cause de l'isolation thermique qui n'est pas total, qui en se détendant pourrait exercer une pression de 1820 bars. Ces pertes varient en fonction des facteurs géométriques du réservoir de 0,1 à 1% par jour (Sinigaglia, 2017). Généralement 1% pour les petits réservoirs automobiles à une pression de 5 à 8 bars. Ce qui augmente le risque d'explosion des véhicules dans un lieu confiné.

### 6.1.3 Hydrogène Cryocomprimé

La cryocompression (compression à froid) combine la cryogénéisation et la compression de l'H<sub>2</sub> avec leurs avantages et défis (Abdalla, 2018), (Aceves, 2010), (Sdanghi, 2019), elle a été introduite pour la première fois par (Aceves, 2010). En 2010 [ (Aceves, 2010). Son idée est d'augmenter la densité de l'H<sub>2</sub> (Aceves, 2010), (Sdanghi, 2019), mais à une température moins extrême que celle de l'H<sub>2</sub> liquide et une pression inférieure à celle de l'H<sub>2</sub> comprimé, afin qu'il soit plus facile à stocker et à transporter. La plage de fonctionnement est de 20 à 100 K et de 1 à 350 bars, généralement entre 250 à 350 bars (Sinigaglia, 2017), (Abdalla, 2018). A titre d'exemple, la densité d'H<sub>2</sub> cryocomprimé à 38 K et 300 bars est de 80 g/l, soit environ 10 g/L de plus que l'H<sub>2</sub> liquide à la pression atmosphérique et 40 g/L de plus que l'H<sub>2</sub> à 700 bars à la température ambiante (Abdalla, 2018), (Moradi, 2019). Cette méthode offre d'autre avantage en particulier par rapport à la liquéfaction tels qu'un faible taux d'évaporation de l'H<sub>2</sub> (Abdalla, 2018), (Aceves, 2010), (Sdanghi, 2019), un remplissage rapide et efficace et un niveau de

sécurité élevé (Moradi, 2019). Cependant cette méthode souffre de l'énergie requiert pour la liquéfaction et la compression plus élevée et aussi l'incapacité d'assurer une stabilité sous vide très long (+10 ans) (Sdanghi, 2019).

Le système de cryocompression est constitué d'un réservoir sous pression intégrée dans une chemise isolée. Le réservoir interne est généralement en métal revêtu de fibre de carbone, l'espace intermédiaire sous vide rempli de feuilles de plastique métallisé hautement réfléchissant et la chemise externe en métal (Sdanghi, 2019).

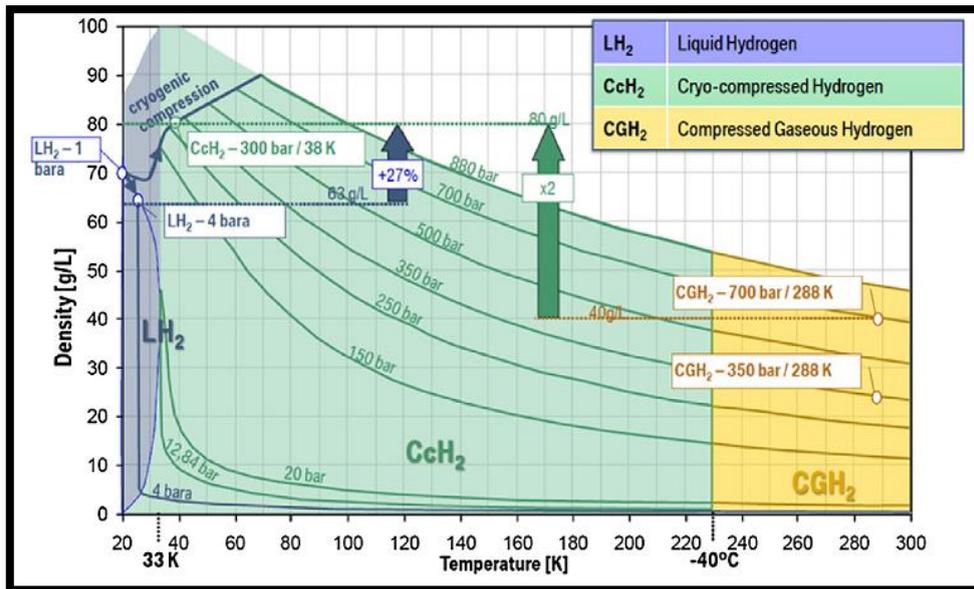


Figure 1-9: Variation de la masse volumique en fonction de la température pour l'hydrogène comprimé, liquéfié et cryocomprimé (Abdalla, 2018).

Plusieurs constructeurs développent leurs concept de stockage d' $H_2$  cryocomprimé (par exemple l'hybride Toyota Prius et plusieurs prototypes proposés par BMW (Sdanghi, 2019) "BMW Hydrogène (Aceves, 2010)") qui peut répondre aux exigences automobiles en matière de poids, volume, de cycle de vie, de sécurité et de coût (Aceves, 2010), D'autre côté Total a ouvert une station distribuant de l' $H_2$  cryocomprimé à Munich. En attendant d'autres stations qui possèdent ce type de réservoir, d'autres constructeurs peuvent s'engager à la production des véhicules, en série, utilisant cette technologie (Sdanghi, 2019).

## 6.2 Stockage par sorption :

Le stockage d' $H_2$  à base de matériaux, souvent appelé "stockage solide", est possible par le biais de deux phénomènes. Le premier est l'adsorption (physisorption) qui est défini par une interaction entre le gaz et la surface du solide et donc une fixation de l' $H_2$  sur la surface du matériau exclusivement. Le second est l'absorption (chimisorption) qui traduit une fixation des molécules d'hydrogène dans le volume du matériau et au sein de sa matrice (Schaefer, 2016).

Tableau 1.4: caractéristiques de différentes méthodes de stockage (Nikolaidis, 2017)

Méthode de stockage	$\rho_m$ (% masse)	$\rho_v$ (kg/m <sup>3</sup> )	T (°C)	P(bar)
Haute compression	13	40	ambiante	770
Liquide cryogénique	–	70,8	–252,87	atmosphérique
Nanotube de carbone (adsorption)	10,8	41	–196,15	60
Hydrures métalliques légers	3	150	ambiante	atmosphérique
Hydrures métalliques complexes	18	150	> 100	atmosphérique

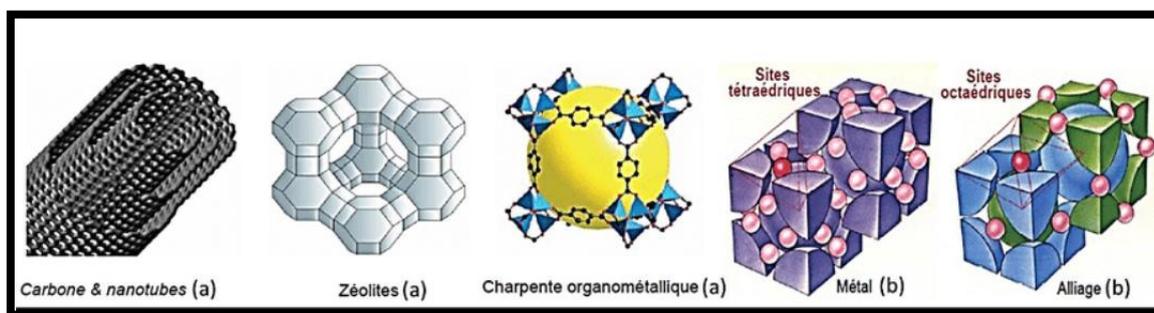


Figure 1-10 : Schéma de certaines structures absorbantes.

---

## Chapitre 2 : Réseau Algérien de Transport de Gaz.

---

## 1 Préambule :

La loi n° 05-07 du 28 avril 2005, modifiée et complétée, relative aux Hydrocarbures stipule, dans son article 68 alinéa 01, que « les activités de transport des Hydrocarbures sont exercées par l'entreprise nationale Sonatrach-SPA ou par une de ses filiales ayant bénéficié de Concessions octroyées par arrêté du ministre chargé des Hydrocarbures ». Elle fait obligation également au Concessionnaire dans l'alinéa 03 du même article d'assurer le transport de toute production d'Hydrocarbures, à partir du Point d'Entrée au Système de Transport par Canalisation. (SONATRACH-SPA, 2015)

En application de cette disposition et des dispositions du décret exécutif n°07-342, Sonatrach-SPA a bénéficié de 22 Concessions, dont : (SONATRACH-SPA, 2015)

- 10 Concessions pour les Systèmes de Transport de Gaz Naturel ;
- 07 Concessions pour les Systèmes de Transport de Pétrole Brut ;
- 03 Concessions pour les Systèmes de Transport de Condensat ;
- 02 Concessions pour les Systèmes de Transport de GPL.

## 2 Introduction :

Le Réseau de Transport par canalisation assure l'acheminement, au profit des Utilisateurs, de toute production d'Hydrocarbures des Points d'Entrée aux Points de Sortie. Il permet également d'alimenter le marché national, les complexes de GNL en gaz, les complexes de séparation en GPL et les raffineries en pétrole brut et en condensat. L'excédent en gaz est destiné à l'exportation via le GEM, le GPDF et le MedGaz et l'excédent en pétrole brut, condensat et GPL sont destinés à l'exportation via les ports d'Arzew, de Skikda et de Béjaïa.

Le Réseau de Transport constitue un maillon flexible de la chaîne Hydrocarbures, en offrant les possibilités de prendre en charge les éventuels aléas au niveau de l'amont ou de l'aval.

3 Description de Réseau de Transport :

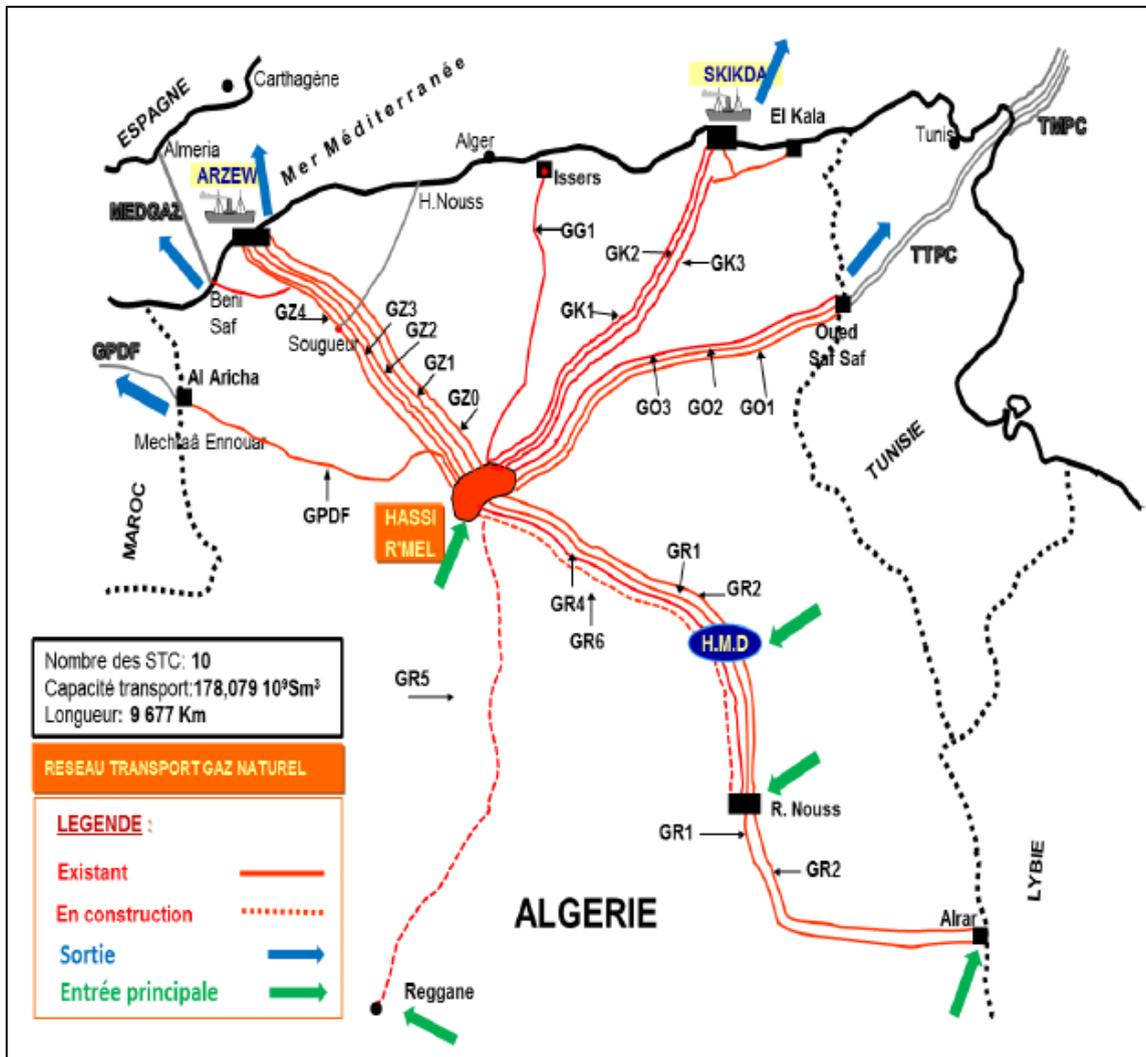


Figure 2-1:Réseau Algérien de transport de gaz naturel (SONATRACH-SPA, 2015).

Le réseau de transport du gaz est passé de 6 105 km en 2005 à 19 258 km en 2016 et passera à 27 291 km en 2027, soit un taux d'accroissement annuel moyen de 10.8% sur la période 2005 - 2016 et 2.9% sur la période 2017 – 2027. En 2021, le réseau de transport de gaz couvre 20 705 km et totalise une capacité de 404 342 (Mtpa)<sup>7</sup> (Deutsche Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, 2021), et ce parsemé de stations de pompage, de stations de compression et de parcs de stockage, assurant le transport des effluents issus des champs de production, d'un centre de stockage ou d'un dispatching, vers les pôles industriels de traitement et de liquéfaction, de transformation, d'exportation et d'alimentation du marché national. (SONATRACH-SPA, 2015)

<sup>7</sup> Million de tonnes par an

Le développement du Réseau de Transport depuis la construction de la première canalisation (l'OB1) en 1959, a été engendré par les besoins en matière de transport en constante croissance, nécessitant ainsi le développement continu de nouvelles Capacités de transport.

Le réseau de transport de Gaz ; est composé de deux sous-réseaux complémentaires, séparés par le CNDG :

### **3.1 Le réseau sud :**

Constitué de Gazoducs, acheminant le Gaz naturel, des différents gisements du sud (Adrar, In-Salah, etc..) vers le CNDG.

### **3.2 Le CNDG :**

Centre National de Dispatching Gaz : d'une capacité de 390 millions Sm<sup>3</sup>/jour, situé à Hassi-R'mel, reçoit la totalité de la production de Gaz naturel, la mélange en vue de l'adapter aux spécifications de transport et de commercialisation, et la dispatche en vue de son acheminement par gazoducs, en plus du marché national, vers :

- La zone industrielle d'Arzew, via la nappe Ouest ;
- La zone industrielle de Skikda, via la nappe Est ;
- La région centre, via le GG1 ;
- L'exportation directe, via le GEM, à destination de l'Italie et de la Slovénie ;
- L'exportation directe, via le GPDF, à destination de l'Espagne et du Portugal ;
- MEDGAZ à destination de l'Espagne, via le GZ4.

Les opérations exécutées au CNDG sont donc les suivantes : Réception ; Filtration ; Ségrégation ; Comptage ; Analyse de la qualité ; Régulation ; Expédition.

### **3.3 Le réseau nord :**

Regroupe l'ensemble des gazoducs, transportant le Gaz du CNDG vers les clients nationaux, ou internationaux.

Le choix des tracés des canalisations répond, en plus des aspects liés à la sécurité des personnes et des biens, à des critères d'optimisation économique et des distances de raccordement, pour l'ensemble des Utilisateurs.

La gestion des stations de compression « STC » s'opère à travers des structures décentralisées bénéficiant d'une autonomie de gestion, leur permettant de prendre en charge, sans délais, les éventuelles opérations d'intervention nécessaires à la continuité du Service du Réseau de Transport.

Tableau 2.1 : Réseau de transport du Gaz Naturel (SONATRACH-SPA, 2015).

Réseau de transport du Gaz Naturel							
Dénomination	Canalisation	Diamètre (Pouce)	Départ	Arrivée	Longueur (Km)	Capacité Design (10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup> /an)	Nombre de stations
<b>Réseau Nord</b>							
<b>Axe Ouest : Hassi R'mel – Arzew / Benisaf</b>							
STC GZ0	GZ0	24 "/20"	Hassi R'mel	Arzew/ Benisaf	509	3,560	4
STC GZ1/GZ2/GZ3	GZ1	40"	Hassi R'mel	Arzew/ Benisaf	507	40,649	5
	GZ2	40"	Hassi R'mel		511		5
	GZ3	42"	Hassi R'mel		511		5
STC GZ4	GZ4	48"	Hassi R'mel	Arzew	513	11,250	-
		48"	Moucta Douze	Benisaf	120		
STC GPDF	GPDF		Hassi R'mel	El Aricha	521	11,470	1
<b>Axe est/ Hassi R'mel – Skikda / El kala</b>							
STC GK1/GK2	GK1	40"	Hassi R'mel	Skikda	575	20,470	5
	GK2	42"	Hassi R'mel		575		
STC GK3	Gk3	48"	Hassi R'mel	Mechtatine	432	9,660	-
		48"	Mechtatine	El Kala	267		
		48"	Tamlouka	Skikda	87		
STC GO1/GO2/GO3	GO1/GO2/GO3	48"	Hassi R'mel	Oued SefSaf	1645	32,720	1
<b>Axe centre : Hassi R'mel – Bourdj Menail / Alger</b>							
STC GG1	GG1	42"	Hassi R'mel	Bourdj Menail	437	11,300	1
	RGG1	42"	Medjedel	Bourdj Menail	208		
<b>Réseau Sud</b>							
<b>Axe Est : Alrar -Hassi R'mel</b>							
STC GR1/GR2/GR4/GR6	GR1	42"/48"	Alrar	Hassi R'mel	966	37,000	5
	GR2	42"/48"	Alrar		966		
	GR4	48"	Rhoud Nouss		535		
	GR6 (en construction)	48"	Rhoud Nouss	Hassi R'mel		8,680	-
<b>Axe Ouest ; Reggane – Hassi R'mel</b>							
STC GR5	GR5 (en construction)	48"/56"	Reggane	Hassi R'mel	770	-	1
	GR7 (en étude)	-	-	-	-	-	-

### 3.4 Règles de dénomination des canalisations :

Tableau 2.2: Règles de dénomination des canalisations.

<b>Lettre désignant la nature de l'effluent :</b>					
<b>G : Gaz/Gazoduc</b>		<b>L : GPL/Oléoduc</b>		<b>O : Pétrole brut/ Oléoduc</b>	
<b>N : Condensat / Oléoduc</b>					
<b>Lettre précédant la nature de l'effluent :</b>					
<b>D : Dédoublément</b>			<b>E : Expansion</b>		
<b>Lettre après la nature de l'effluent :</b>					
<b>B : Béjaia.</b>	<b>D : Mesdar.</b>	<b>EM : Enrico Mattei.</b>	<b>G : Alger.</b>	<b>H : Haoud El Hamra.</b>	<b>K : Skikda.</b>
<b>O : Oued- SafSaf</b>	<b>PDF : Pedro Duran Farel.</b>	<b>R : Hassi-R 'mel.</b>	<b>Z : Arzew.</b>	<b>T : Tunisie</b>	
<b>Chiffre après la dernière lettre :</b>					
<b>Désigne l'ordre chronologique de construction de la canalisation.</b>					

## 4 Canalisations :

Une canalisation ou Pipe en anglais : est un tuyau ou un canal destiné à l'acheminement de matières gazeuses, liquides, solides ou polyphasiques. Le terme pipeline est utilisé pour les conduites de fluides sous pression et sur de grandes distances.

### 4.1 Caractéristiques :

On choisit une canalisation par rapport à son diamètre, à son épaisseur, et son type d'acier car ces deux paramètres sont corrélés au débit et à la pression de service.

Les tubes sont manufacturés de manière industrielle, ces derniers ont donc des diamètres nominaux commerciaux (DN) pouvant aller de 30 mm environ (un pouce un quart) pour des fluides spéciaux jusqu'à plus de 3 m pour les adductions d'eau, des épaisseurs nominales, et des types d'acier spécifiques.

Le choix de la conduite adéquate à notre ligne, se fait par calcul numérique, sur les bases de normes nationales, internationales ou régionales, comme l'ASME ou l'API, et cetera..., je cite à titre d'exemple la norme **ASME B31.3 – 2016**, qui est utilisée en Algérie entre autres pour calculer les épaisseurs, des diamètres et des contraintes des gazoducs.

Le tableau suivant est justement utilisé par l'ASME B31.3 pour définir les coefficients de sécurité, selon les zones traversées ; nécessaires pour le calcul des épaisseurs des Gazoducs.

Tableau 2.3: Tableau des coefficients de sécurité de ASME B31.3 – 2016 (The american society of mecanical engineers, 2017)

Emplacement	Sous-terrain	Sous-terrain	En surface
	En surface		
	X	Y	Y
ZONE I	0,5	0,3	0,3
ZONE I <sub>a</sub>	0,6	0,36	0,36
ZONE II	0,73	0,55	0,44
ZONE III	0,8	0,6	0,55

X et Y : sont respectivement les coefficients de la limite d'élasticité et de la résistance à la traction.

#### 4.1.1 Gazoduc :

Un Gazoduc est un pipeline constitué essentiellement d'une canalisation enterrée, étendue en longueur, composée de tubes en acier soudés, ou l'énergie de pression nécessaire à la circulation du Gaz est assuré par des stations de compression. (YOUNSI, 2020)

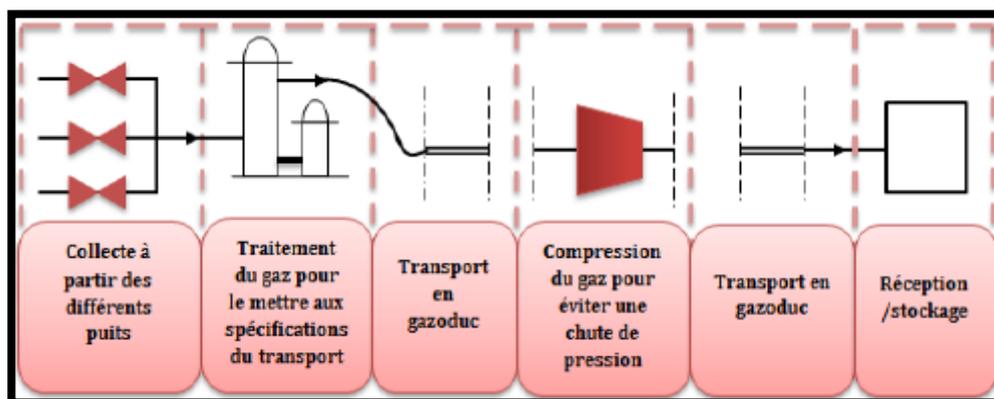


Figure 2-2: Chaîne de transport par Gazoduc.

#### 5 Stations de compression :

La fonction principale des stations de compression est de fournir l'énergie de pression nécessaire pour vaincre les pertes de charge linéaires (qu'on va évoquer dans le Chapitre 4 :) et locales le long de la ligne. (YOUNSI, 2020) En raison des limites de pression des gazoducs, plusieurs stations de compression peuvent être nécessaires pour transporter un volume donné dans un gazoduc de longue distance. Les emplacements et les pressions auxquels ces stations

de compression fonctionnent sont déterminés par les pressions admissibles des canalisations, la puissance disponible et les facteurs environnementaux et géotechniques.

Les équipements principaux des stations de compression sont :

- Une batterie de filtres cyclones ;
- Des turbos compresseurs ;
- Des aéroréfrigérants ;
- Des gars racleur départ et arrivée.



Figure 2-3: Station de compression au Canada.

## **6 Caractéristiques du GG1 :**

Le GG1 d'un diamètre de 42 pouces, va jusqu'à Bordj Menaïel à 473Km de son origine Hassi-R'mel, il approvisionne en gaz naturel, toutes les villes et les pôles du centre du pays et ce depuis 1981. Il dispose d'une capacité de transport de 7milliards de m<sup>3</sup>/an, nous allons apercevoir son profil en long sr la Figure 5-1 page 79.

### **6.1 Terminal de départ (TD)**

Le terminal de départ est le point de départ du gazoduc, le GG1 comme tous les Gazoducs de la nappe nord a pour point de départ le CNDG.

### **6.2 Station de compression**

Une station de compression est une unité dans laquelle une batterie de compresseurs aspire un fluide à une pression basse et le refoule à une pression plus élevée pour compenser les pertes de charges engrangées durant la première moitié du trajet.

La station est dimensionnée de manière à ce qu'elle puisse satisfaire une certaine demande. Tous en respectant les conditions et restrictions qui s'imposent, pour ne citer que la PMS et la pression minimale à garantir au Terminal Arrivé.

La SC3, se trouve dans la première partie du tronçon au PK 181.300 à une altitude de 1151m dans la daïra de Moudjebara, dans la wilaya de Djelfa.

### **6.3 Postes de livraison**

Les postes de livraison sont disséminés tout le long de la canalisation, et servent à la livraison, du seul client dont dispose le GG1, SONEGAS.

### **6.4 Pots de purge (pp)**

Vingt pots de purge d'une capacité d'environ 9.0 mètres cube, sont installé le long de la conduite, situés aux points les plus bas de la canalisation, ils ont pour fonction d'extraire le condensat du gazoduc. Ils sont posés en-dessous de la canalisation, les liquides s'étant naturellement accumulés au fonds de la canalisation s'écoulent par gravité dans le pot de purge.

### **6.5 Postes de coupures (Pc)**

Les Postes de coupure sont désaminés le long de la conduite pour introduire et recevoir des pistons (pig en anglais), destinés à contrôler les différents paramètres d'intégrité de la canalisation : géométrie, propreté, perte de métal, fissuration, etc. (Techno-science), mais aussi de racleurs pour nettoyer la canalisation de l'intérieur en cas d'engorgement ou d'encrassement.

Le gazoduc est doté de 05 postes de coupure, dont un poste relié à la station de compression SC3, chaque poste comprend :

- Une gare racleur de départ et d'arrivée.
- 03 filtres séparateurs de type horizontal.
- Des Bacs de récupération du condensât.
- Un Bâtiment de générateurs.
- Bâtiment de contrôle : loge le système de commande local et le système SCADA.
- Skid gaz d'alimentation.
- Système de protection cathodique et protection incendie.

Les postes de coupure sont conçus de tel manière à recevoir une station de compression en cas de besoin.

### **6.6 Postes de sectionnement (PS)**

Les **postes de sectionnement** permettent d'isoler un tronçon de canalisation afin d'assurer sa maintenance ou de limiter les conséquences néfastes en cas de fuite. (Techno-science) Le GG1 comporte 07 postes de sectionnement, La distance entre deux postes de sectionnement consécutifs dépend de la réglementation applicable, selon le fluide transporté et le pays concerné. La distance entre deux postes de coupure (ou de demi-coupure) consécutifs varie d'une dizaine de kilomètres pour de courtes antennes ou points spéciaux, à quelques centaines de kilomètres pour de grandes canalisations de transit. (Techno-science)

Les PS sont équipés de :

- Un générateur thermoélectrique à gaz pour l'alimentation de l'instrumentation (SCADA) et la protection cathodique.
- Un Skid gaz de traitement de gaz combustible avec filtration, avec deux étages de détente et un réservoir de gaz.
- Système de protection cathodique et incendie.

### **6.7 Terminal arrivée (TA)**

Le terminal d'arrivée est situé au PK 473à Bourdj Menain, dans la wilaya de Boumerdes.

---

## Chapitre 3 : Propriétés physico chimiques.

---

## 1 Introduction :

Dans ce chapitre, nous aborderons les propriétés des gaz qui influent sur leur écoulement dans une canalisation. Nous explorerons la relation entre la pression, le volume et la température d'un gaz et la manière dont les propriétés du gaz telles que la densité, la viscosité et la compressibilité changent avec la température et la pression. En commençant par les gaz parfaits ou idéaux qui obéissent à l'équation des gaz parfaits, nous examinerons comment les gaz réels diffèrent des gaz idéaux. Le concept de facteur de compressibilité, entre autres, sera introduit. Et les méthodes de calcul du facteur de compressibilité à l'aide de certaines méthodes de corrélation graphique et de calcul populaires seront expliquées. Les propriétés d'un mélange de gaz seront discutées et la façon de les calculer sera couverte. La compréhension des propriétés des gaz est une première étape importante vers l'analyse de l'hydraulique des gazoducs.

Un fluide peut être un liquide ou un gaz. Les liquides sont généralement considérés comme presque incompressibles. Un gaz est classé comme un fluide homogène à faible densité et viscosité. Il se dilate pour remplir le récipient qui contient le gaz. Les molécules qui constituent le gaz sont plus espacées que celles d'un liquide et, par conséquent, un léger changement de pression affecte davantage la densité du gaz que celle d'un liquide. Les gaz ont donc une compressibilité plus élevée que les liquides. Cela implique que les propriétés des gaz telles que la densité, la viscosité et le facteur de compressibilité changent avec la pression.

## 2 Le GAZ NATUREL

Les Hydrocarbures, ne sont ni plus ni moins qu'un combustible fossile, issu de la décomposition de matière organique, dont la genèse a débuté il y a de cela, des millions d'années. Ils sont composés essentiellement d'atomes de carbone ( $C$ ) et d'hydrogène ( $H$ ), liés par des liaisons chimiques, selon la formule brute suivante :  $C_nH_m$ ,  $n$  et  $m$  étant deux nombres entiers naturels non nuls.

Le gaz naturel constitue les fractions les plus légères des hydrocarbures, les fractions qui sont à l'état gazeux, à température ambiante et à pression atmosphérique.

### 2.1 Composition chimique :

Comme nous l'avons indiqué précédemment, le gaz Naturel ( $GN$ ) est donc composé des fractions les plus légères comprises dans l'ensemble qui forme les hydrocarbures.

Le GN a une composition extrêmement variable d'un gisement à l'autre, même si en général, les proportions de méthane y sont majoritaires, on y retrouve aussi, des quantités moindres :

- D'hydrocarbures plus lourds, tel que l'éthane, le butane, le propane et le pentane.
- De sulfure d'hydrogène ( $H_2S$ ).
- De dioxyde de Carbone ( $CO_2$ ).
- D'Azote ( $N_2$ ).
- De vapeurs d'eau,
- Et des quantités infimes d'Hélium, et cetera...

Le Gaz Naturel est bien videment traité, passe par différents procédés hydrodynamiques, filtré, grâce notamment à des filtres à cyclone et filtres à cartouche avant d'être transporté, conformément aux normes en vigueur dans le domaine.

Dans le tableau suivant nous allons voir à titre d'exemple, la composition chimique moyenne du GN de Hassi R'mel, transitant par le GG1, pour le mois de Janvier 2021.

Tableau 3.1 : la composition chimique moyenne du GN de Hassi R'mel, transitant par le GG1, pour le mois de Janvier 2021.

<i>Élément</i>	%	<i>M<sub>i</sub></i>
$N_2$	5,41	28,013
$CO_2$	0,22	44,01
$C_1$	83,80	16,043
$C_2$	7,71	30,07
$C_3$	1,92	44,097
$I - C_4$	0,27	58,124
$N - C_4$	0,40	58,124
$I - C_5$	0,08	72,151
$N - C_5$	0,09	72,151
$C_6 +$	0,10	86,178
<i>T. Eau</i>	Aucune donnée	34,076

Dans les mélanges d'hydrocarbures, on désigne fréquemment les composants gazeux par  $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$ , etc. Ceux-ci sont équivalents à  $CH_4$  (méthane),  $C_2H_6$  (éthane),  $C_3H_8$  (propane), etc. On dit d'un mélange de gaz naturel constitué de composants tels que  $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$ , etc. qu'il a une masse molaire apparente, définie par l'équation suivante

$$M_a = \sum y_i \cdot M_i \quad (3.1)$$

Avec :

$M_a$  : Masse molaire apparente du mélange gazeux ;

$y_i$  : Fraction molaire du composant gazeux  $i$  ;

$M_i$  : Masse molaire du composant gazeux  $i$ .

### 3 Masse [m] :

La masse est la quantité de matière contenue dans une substance, on a généralement tendance à la confondre avec le poids. À proprement parler, la masse est une quantité scalaire, alors que le poids est une force et, par conséquent, une grandeur vectorielle. La masse contrairement au poids est indépendante de l'emplacement géographique, car le poids dépend de l'accélération due à la gravité. (Menon, 2005 p. 1)

La masse est mesurée en livres (lb) dans le système U.S, et en kilogrammes ( $kg$ ) dans le Système d'unités International (SI).  $1Kg$  qui équivaut d'ailleurs, à la masse d'un  $dm^3$  d'eau pure à  $4^\circ C$  et à pression atmosphérique.

Si un certain gaz est contenu dans un certain volume et que la température et la pression changent, la masse restera constante à moins qu'un certain volume de gaz ne soit retiré ou soit ajoutée au réceptacle. C'est ce qu'on appelle le principe de conservation de la masse, c'est grâce à ce dit principe, que lors ce qu'il s'agit de gaz, on prend en compte le débit massique ( $Q_m$ ) ou ( $M$ ), dont l'unité est le  $Kg/h$ , et non pas de débit volumique, en addition à d'autres raison, que nous allons voir plus tard. (Menon, 2005 p. 2)

### 4 Volume[V] :

Le volume d'un gaz est l'espace qu'une masse donnée de gaz occupe à une température et une pression donnée. Comme le gaz est compressible, il va se dilater pour remplir l'espace disponible. Par conséquent, le volume du gaz varie avec la température et la pression. Ainsi, un certain volume d'une masse donnée de gaz à une certaine température et pression diminuera en volume lorsque la pression augmentera et vice versa. Supposons qu'une quantité de gaz soit contenue dans un volume de  $10 m^3$  à une température de  $80^\circ C$  et à une pression de  $13atm$ . Si la température est portée à  $100^\circ C$ , en gardant le volume constant, la pression augmentera également. De même, si la température est réduite, la pression du gaz diminuera également, à condition que le volume reste constant. La loi de Charles stipule que pour un volume constant, la pression d'une masse fixe de gaz varie directement avec la température. Ainsi, si la température augmente de 20 %, la pression augmentera également de 20 %. De même, si la pression est maintenue constante, le volume augmentera en proportion directe avec la température. *La loi de Charles, la loi de Boyle* et d'autres lois sur les gaz seront abordées en détail plus loin dans ce chapitre. Le volume de gaz est mesuré en  $m^3$  en unités SI. Les autres unités de volume comprennent les milliers de mètres<sup>3</sup> ( $km^3$ ) et les millions de mètres<sup>3</sup> ( $Mm^3$ ) en unités SI. Lorsqu'il est fait référence à des conditions standard (également appelées

conditions de base) de température et de pression ( $15^{\circ}\text{C}$  et  $1\text{atm} = 1,013\,25\text{Bar} = 1,013\,25 \times 10^5\text{Pa}$  en unités SI), le volume est indiqué comme volume standard et, par conséquent, mesuré en standard mètre<sup>3</sup> ( $\text{Sm}^3$ ) ou en Standard millions de mètre<sup>3</sup> ( $\text{SMm}^3$ ), en suivant la logique des unités SI. Pour mille, on utilise la lettre  $k$  (pour kilo) et la lettre  $M$  (pour Méga) pour un million. Exemple :  $15\text{Mm}^3/\text{jour}$  signifie 15 millions de mètres cubes par jour en unités SI. Et lorsqu'il est fait référence à des conditions Normales de température et de pression ( $0^{\circ}\text{C}$  et  $1\text{Bar}$ ). (Menon, 2005 p. 2)

### 5 Masse volumique [ $\rho$ ] :

La Masse volumique, ou Densité volumique de masse, représente la quantité de gaz comprise dans un volume donné. Par conséquent, elle est mesurée en termes de masse par unité de volume. (Menon, 2005 p. 3)

Ainsi,

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (3.2)$$

Où :

$\rho$  : Masse volumique du gaz.

$m$  : Masse du gaz.

$V$  : Volume du gaz.

La Masse volumique est exprimée en ( $\text{Kg}/\text{m}^3$ ) en unités SI.

### 6 Poids spécifique [ $\gamma$ ] :

Un terme complémentaire appelé poids spécifique est également utilisé pour désigner la densité du gaz. Le poids spécifique, représenté par la lettre grecque  $\gamma$ , est le poids du gaz par unité de volume mesuré. En unités SI, le poids spécifique est exprimé en Newton par  $\text{m}^3$  ( $\text{N}/\text{m}^3$ ). (Menon, 2005 p. 3)

$$\gamma = \rho \cdot g \quad (3.3)$$

**7 Volume spécifique [ $\nu$ ] :**

L'inverse du poids spécifique est appelé volume spécifique. Par définition, le volume spécifique représente donc le volume occupé par une unité de poids de gaz. Il est mesuré en ( $m^3/N$ ) en unités SI. (Menon, 2005 p. 3)

**8 Densité [ $\Delta$ ] :**

La densité, ou densité relative d'un gaz, parfois appelée : gravité ou gravité spécifique, est une mesure du poids du gaz par rapport à l'air à une température donnée, exprimée comme le rapport entre la densité du gaz et la densité de l'air. La Densité étant un rapport, il s'agit d'une grandeur sans dimension. (Menon, 2005 p. 3)

Ainsi,

$$\Delta = \frac{\rho_g}{\rho_{air}} \quad (3.4)$$

Où :

$\Delta$  : Densité du gaz, sans dimension.

$\rho_g$  : Masse volumique du gaz ( $Kg/m^3$ ).

$\rho_{air}$  : Masse volumique de l'air ( $Kg/m^3$ ),  $\rho_{air} = 1,292 \text{ kg} \cdot m^{-3}$  pour ce qui est de l'air sec aux conditions Normales ( $T = 0^\circ C$  et  $P = 1 \text{ Bar}$ ).

Les deux densités de l'équation (3.4) doivent être dans les mêmes unités et mesurées à la même température. Par exemple, le gaz naturel a une Densité de 0,60 ( $air = 1,00$ ) à  $15^\circ C$ . Cela signifie que le gaz est 60 % plus lourd que l'air. (Menon, 2005 p. 4)

Si nous connaissons la masse molaire d'un gaz particulier, nous pouvons calculer sa Densité en divisant sa masse molaire par la masse molaire de l'air, comme suit :

$$\Delta = \frac{M_g}{M_{air}} = \frac{M_g}{28,9625} \quad (3.5)$$

Ou bien :

$$\Delta = \frac{M_g}{29} \quad (3.6)$$

Si on arrondit la masse molaire de l'air à 29, au lieu de 28,9825.

Où :

$\Delta$  : Densité du gaz.

$M_g$  : Masse molaire du gaz.

$M_{air}$  : Masse molaire de l'air.

Le gaz naturel étant constitué comme un mélange de plusieurs gaz (méthane, éthane, etc.), la masse molaire  $M_g$  de l'équation (3.5) est appelée masse molaire apparente du mélange gazeux. Lorsque la masse molaire et les pourcentages ou fractions molaires des différents composants d'un mélange de gaz naturel sont connus, on peut calculer la masse molaire du mélange de gaz en utilisant une méthode de moyenne pondérée. Ainsi, un mélange de gaz naturel composé de 90% de méthane, 8% d'éthane et 2% de propane aura une densité de : (Menon, 2005 p. 4)

$$\Delta = \frac{(0,9M_1) + (0,08M_2) + (0,02M_3)}{29}$$

Où  $M_1$ ,  $M_2$ , et  $M_3$ , sont les masses molaires du méthane, de l'éthane et du propane, respectivement, et 29 représente la masse molaire de l'air. Le Tableau 3.1 énumère les masses molaires et d'autres propriétés de plusieurs hydrocarbures gazeux.

## 9 Viscosité :

La viscosité d'un fluide représente sa résistance à l'écoulement. Plus la viscosité est élevée, plus l'écoulement est difficile, en d'autres termes : Plus la viscosité est grande, plus le fluide est épais (moins fluide) ; plus la viscosité est faible, plus il est fluide. Les fluides de faible viscosité s'écoulent facilement et provoquent moins de pertes de charge. Les liquides ont des valeurs de viscosité beaucoup plus importantes que les gaz. Par exemple, l'eau a une viscosité de 1,0 centipoise ( $cP$ ), alors que la viscosité du gaz naturel est d'environ 0,0108  $cP$ . Même si la viscosité des gaz est faible, elle a une fonction importante pour déterminer le type d'écoulement dans les pipelines. Le nombre de Reynolds (abordé dans le Chapitre 4 :) est un paramètre sans dimension qui est utilisé pour classer le débit dans les pipelines. Il dépend de la viscosité du gaz, du débit, du diamètre du tuyau, de la température et de la pression. (Menon, 2005 p. 4)

### 9.1 Viscosité cinématique [ $\nu$ ] :

La viscosité absolue, également appelée viscosité **cinématique**, est exprimée, en Stokes [ $St$ ] ou en ( $m^2/s$ ) en unités SI. (Menon, 2005)

### 9.2 Viscosité dynamique [ $\mu$ ] :

A la quelle on associe la viscosité **dynamique**. Il s'agit simplement du produit de la viscosité cinématique par la masse volumique, qui s'exprime aussi en poise ( $P$ ), ou en ( $Kg/m.s$ ); en Pascal seconde ( $Pa.s$ ) en unités SI. (Menon, 2005)

Les deux viscosités sont liées comme suit :

$$\mu = \nu \cdot \rho \implies \nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (3.7)$$

Où, en unités SI

$\nu$  : Viscosité cinématique ( $m^2/s$ ).

$\mu$  : Viscosité dynamique ( $Kg/m.s$ ).

$\rho$  : Masse volumique ( $kg/m^3$ ).

### 9.3 Influence de la température sur la viscosité :

La viscosité d'un gaz dépend de sa température et de sa pression. Contrairement aux liquides, la viscosité d'un gaz augmente avec l'augmentation de la température. Comme la viscosité représente la résistance à l'écoulement, lorsque la température du gaz augmente, la quantité de gaz passant dans un gazoduc diminue ; par conséquent, un débit plus important est en effet possible dans un gazoduc à des températures plus basses. Cela contraste fortement avec l'écoulement des liquides, où le débit augmente avec la température en raison de la diminution de la viscosité et vice versa. Il convient de noter que, contrairement aux liquides, la pression affecte également la viscosité d'un gaz. Comme la température, la viscosité du gaz augmente avec la pression. (Menon, 2005 p. 5)

La Figure 3-1 montre la variation de la viscosité d'un gaz en fonction de la température. Le Tableau 3.2 énumère les viscosités des gaz courants. Le gaz naturel étant un mélange de gaz purs tels que le méthane et l'éthane, la formule suivante est utilisée pour calculer la viscosité à partir des viscosités des composants de ce dernier : (Menon, 2005 p. 5)

$$\mu = \frac{\sum(\mu_i y_i \sqrt{M_i})}{\sum(y_i \sqrt{M_i})} \quad (3.8)$$

- $\mu$  : Viscosité dynamique du mélange gazeux ;
- $\mu_i$  : Viscosité dynamique du composant gazeux i ;
- $y_i$  : Fraction molaire ou pourcentage du composant gazeux i ;
- $M_i$  : Masse molaire du composant gazeux i.

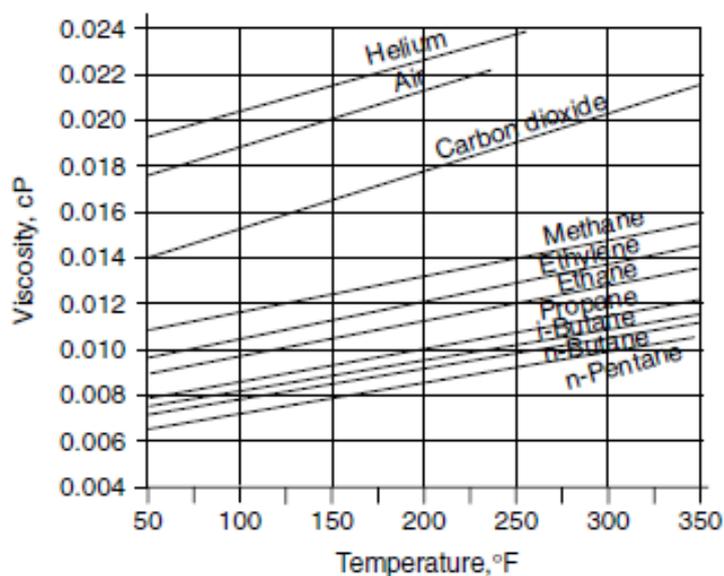


Figure 3-1 : Variation de la viscosité d'un gaz en fonction de sa température (Menon, 2005)

Tableau 3.2 : Viscosités de certain gaz généralement compris dans le GN. (Menon, 2005)

Gaz	Viscosité (cp)
Méthane	0,0107
Ethane	0,0089
Propane	0,0075
i-Butane	0,0071
n-Butane	0,0073
I-Pentane	0,0066
n-Pentane	0,0066
Hexane	0,0063
Monoxyde de Carbone	0,0184
Dioxyde de Carbone	0,0147
Sulfure d'Hydrogène	0,0122
Aire	0,0178
Azote	0,0173
Hélium	0,0193

Il faut noter que toutes les viscosités doivent être mesurées à la même température et à la même pression.

## 10 Gaz parfait

Un gaz parfait est défini comme un fluide dans lequel le volume des molécules de gaz est négligeable par rapport au volume occupé par le gaz. De même, l'attraction ou la répulsion entre les molécules de gaz et le contenant est négligeable. En outre, dans un gaz parfait, les molécules sont considérées comme parfaitement flexibles, et il n'y a pas de perte d'énergie interne résultant de la collision entre les molécules. On dit que ces gaz parfaits obéissent à plusieurs lois sur les gaz, telles que la loi de Boyle, la loi de Charles et la loi des gaz parfaits ou l'équation des gaz parfaits (Menon, 2005 p. 9). Nous allons tout d'abord aborder le comportement des gaz parfaits, puis nous aborderons le comportement des gaz réels.

Si  $M$  représente la masse molaire d'un gaz et que la masse d'une certaine quantité de gaz est  $m$ , le nombre de moles  $n$  est donné par :

$$n = \frac{m}{M} \quad (3.9)$$

La loi des gaz parfaits, parfois appelée équation des gaz idéals, indique simplement que la pression, le volume et la température du gaz sont liés au nombre de moles par l'équation suivante :

$$P.V = n.R.T \quad (3.10)$$

Où :

$P$  : Pression (Pa) ;

$V$  : Volume du gaz ( $m^3$ ) ;

$n$  : Quantité de matière (mol) ;

$R$  : Constante universelle des gaz parfaits ( $\approx 8,314 J K^{-1} mol^{-1}$ ) ;

$T$  : Température absolue (K).

Nous pouvons combiner l'équation (3.9) avec l'équation (3.10) et exprimer l'équation des gaz parfaits comme suit :

$$P.V = \frac{m.R.T}{M} \quad (3.11)$$

Tous les symboles sont tels que définis précédemment. Il convient de noter que la constante  $R$  est la même pour tous les gaz parfaits et, par conséquent, on l'appelle la constante universelle des gaz. On a constaté que l'équation des gaz parfaits n'est correcte qu'à de faibles pressions proches de la pression atmosphérique. Comme les gazoducs fonctionnent généralement à des pressions supérieures à la pression atmosphérique, nous devons modifier l'équation (3.11) pour tenir compte de l'effet de la compressibilité. Ce dernier est pris en compte en utilisant un terme appelé facteur de compressibilité, ou facteur de déviation du gaz. (Menon, 2005) Nous aborderons les gaz réels et le facteur de compressibilité plus loin dans ce chapitre.

Dans l'équation (3.11) des gaz parfaits, les pressions et les températures doivent être exprimées en unités absolues. La pression absolue est définie comme la pression relative (telle que mesurée par un manomètre) plus la pression atmosphérique locale. (Menon, 2005 p. 10) Comme suit :

$$P_{abs} = P_{relative} + P_{atm} \quad (3.12)$$

La température absolue est mesurée au-dessus d'un certain point de référence. En unités SI, l'échelle absolue de température est désignée sous le nom de Kelvin ( $K$ ). La température absolue en  $K$  est égale à la température en  $^{\circ}C + 273,15$ .

Par conséquent,

$$K = ^{\circ}C + 273,15 \quad (3.13)$$

Il est d'usage de laisser tomber le symbole du degré pour la température absolue en Kelvin.

Les gaz parfaits obéissent également à la loi de Boyle et à la loi de Charles. La loi de Boyle met en relation la pression et le volume d'une quantité donnée de gaz lorsque la température est maintenue constante. La température constante est également appelée condition isotherme<sup>8</sup>. (Menon, 2005)

### 10.1 La loi de Boyle

La loi de Boyle met en relation la pression et le volume d'une quantité donnée de gaz lorsque d'une transformation isotherme.

La loi de Boyle s'énonce comme suit :

$$\frac{P_1}{P_2} = \frac{V_2}{V_1} \text{ ou } P_1V_1 = P_2V_2 \quad (3.14)$$

Où  $P_1$  et  $V_1$  sont la pression et le volume à la condition 1 et  $P_2$  et  $V_2$  sont les valeurs correspondantes à une autre condition 2 où la température ne change pas.

Par conséquent, selon la loi de Boyle, une quantité donnée de gaz dans des conditions isothermes doublera de volume si sa pression est réduite de moitié et vice versa. En d'autres termes, la pression est inversement proportionnelle au volume, à condition que la température soit maintenue constante. La densité et le volume étant inversement liés, la loi de Boyle signifie également que la pression est directement proportionnelle à la densité à température constante.

---

<sup>8</sup> La température constante est appelée : condition isotherme  
La Pression constante est appelée : condition isobare  
Le Volume constant est également appelé : condition isochore.

Ainsi, une quantité donnée de gaz à une température fixe verra sa densité doubler lorsque la pression est doublée. De même, une réduction de 10 % de la pression entraînera une diminution de la densité dans les mêmes proportions. (Menon, 2005 p. 11)

### 10.2 La loi de Charles

La loi de Charles stipule que pour une pression constante, le volume du gaz est directement proportionnel à sa température. De même, si le volume est maintenu constant, la pression varie directement comme la température. Par conséquent, nous pouvons affirmer ce qui suit :

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{T_1}{T_2}, \text{ À pression constante} \quad (3.15)$$

$$\frac{P_1}{P_2} = \frac{T_1}{T_2}, \text{ À volume constant} \quad (3.16)$$

Par conséquent, selon la loi de Charles, pour un gaz parfait à pression constante, le volume varie dans la même proportion que sa température. Ainsi, une augmentation de 20 % de la température entraînera une augmentation de 20 % du volume tant que la pression ne change pas. De même, si le volume est maintenu constant, une augmentation de 20 % de la température entraînera le même pourcentage d'augmentation de la pression du gaz. (Menon, 2005 p. 12)

## 11 Gaz réel :

Lorsqu'il s'agit de gaz réels, nous pouvons appliquer l'équation des gaz parfaits présentée dans les sections précédentes et obtenir des résultats raisonnablement précis uniquement lorsque les pressions sont proches de la pression atmosphérique. Lorsque les pressions sont plus élevées, l'équation des gaz parfaits ne sera pas précise pour la plupart des gaz réels. L'erreur dans les calculs à des pressions élevées à l'aide de l'équation des gaz parfaits peut atteindre 500 % dans certains cas. En comparaison, les erreurs sont de 2 à 3 % à basse pression. À des températures et des pressions plus élevées, l'équation d'état qui relie la pression, le volume et la température est utilisée pour calculer les propriétés des gaz. Nombre de ces corrélations nécessitent un programme informatique pour obtenir des résultats précis en un temps raisonnable. Cependant, nous pouvons modifier l'équation des gaz parfaits et obtenir des résultats raisonnablement précis assez rapidement en utilisant des calculs manuels. (Menon, 2005 p. 14)

Deux termes appelés *température critique* et *pression critique* doivent être définis :

**La température critique** d'un gaz pur est définie comme la température au-dessus de laquelle un gaz ne peut être comprimé pour former un liquide, quelle que soit la pression.

**La pression critique** est définie comme la pression au-dessus de laquelle le liquide et le gaz ne peuvent coexister, quelle que soit la température.

On peut considérer que les gaz réels suivent une forme modifiée de la loi des gaz parfaits examinée dans la section précédente (10). Le facteur de modification est inclus dans la propriété du gaz connue sous le nom de *facteur de compressibilité*  $Z$ . Ce facteur est également appelé facteur de déviation du gaz. Il peut être défini comme le rapport entre le volume du gaz à une température et à une pression donnée et le volume que le gaz occuperait s'il s'agissait d'un gaz parfait à la même température et à la même pression.  $Z$  Est un nombre sans dimension inférieur à 1,0 et il varie avec la température, la pression et la composition du gaz. À l'aide du facteur de compressibilité  $Z$ , l'équation du gaz parfait est modifiée pour le gaz réel comme suit :

$$P.V = Z.n.R.T \quad (3.17)$$

Où :

$P$  : Pression absolue du gaz ( $Pa$ ) ;

$V$  : Volume du gaz ( $m^3$ ) ;

$Z$  : Facteur de compressibilité du gaz, (sans dimension) ;

$T$  : Température absolue du gaz ( $K$ ) ;

$n$  : Nombre de moles tel que défini dans l'équation (3.9) ;

$R$  : La constante universelle des gaz parfaits ( $8,314 J K^{-1} mol^{-1}$ ).

Le théorème connu sous le nom d'états correspondants dit que l'ampleur de la déviation d'un gaz réel par rapport à l'équation du gaz parfait est la même pour tous les gaz réels lorsque les gaz sont dans le même état correspondant. L'état correspondant peut-être représenté par les deux paramètres appelés :

**La température réduite** : est le rapport entre la température du gaz et sa température critique.

$$T_r = \frac{T}{T_c} \quad (3.18)$$

**La pression réduite** : est le rapport entre la pression du gaz et sa pression critique. Comme indiqué dans les équations suivantes :

$$P_r = \frac{P}{P_c} \quad (3.19)$$

Avec :

$P$  : Pression absolue du gaz ( $Pa$ ) ;

$T$  : Température absolue du gaz ( $K$ ) ;

$T_r$  : Température réduite, sans dimension ;

$P_r$  : Pression réduite, sans dimension ;

$T_c$  : Température critique ( $K$ ) ;

$P_c$  : Pression critique ( $Pa$ ).

Par conséquent, selon le théorème des états correspondants, deux gaz,  $A$  et  $B$ , peuvent être à des températures et des pressions différentes ; cependant, si leur température et leur pression réduites sont les mêmes, leurs facteurs de déviation des gaz ( $Z$ ) seront les mêmes.

Alors, des graphiques généralisés montrant la variation de  $Z$  en fonction de la température et de la pression réduites peuvent être utilisés pour la plupart des gaz afin de calculer les facteurs de déviation des gaz.

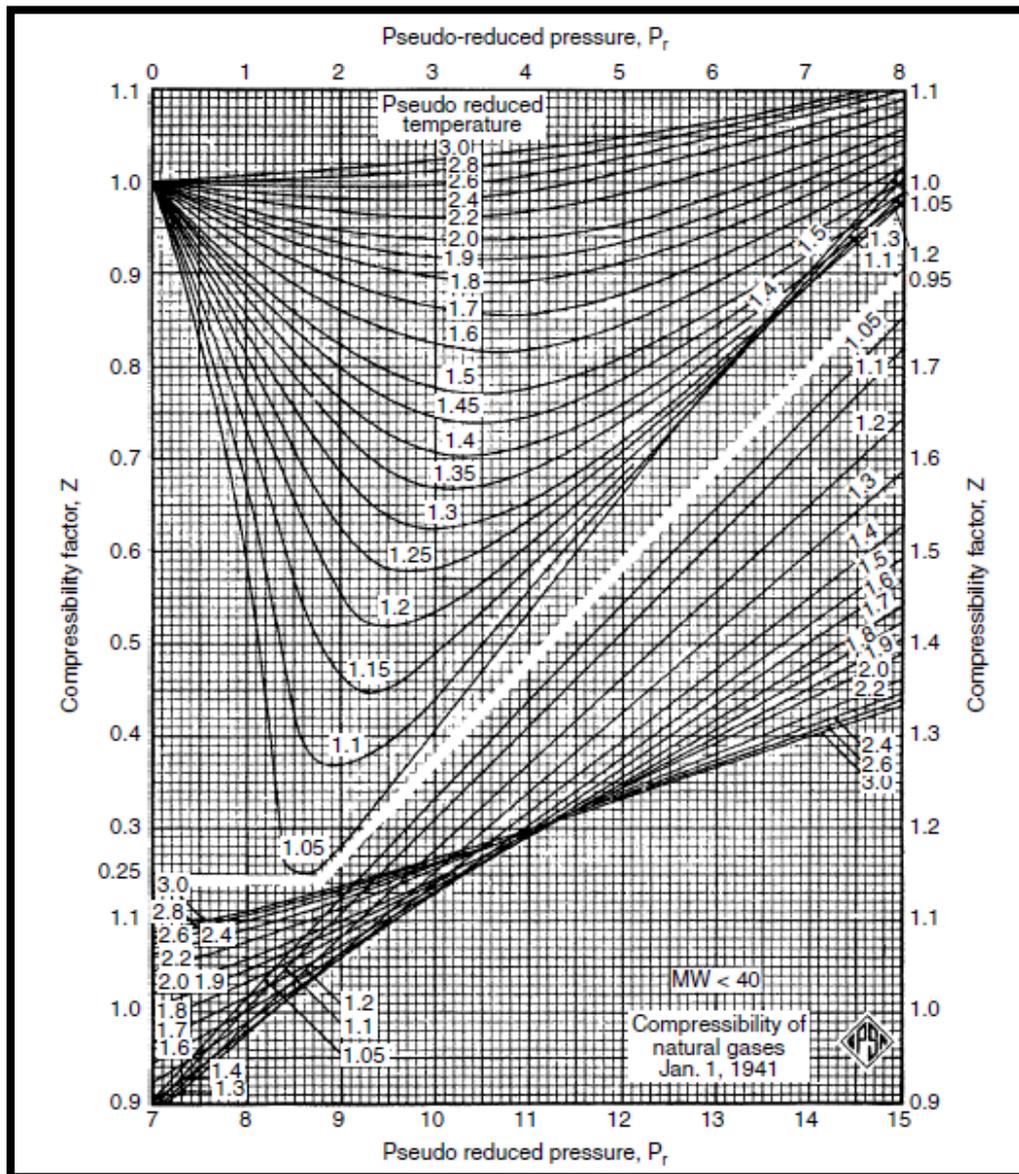


Figure 3-2 : diagramme de Standing-Katz des facteurs de compressibilité des gaz naturels. (Gas Processors Association, 2004)

La Figure 3-2 précédente représente un abaque qui nous permet de définir le facteur de compressibilité  $Z$  d'un Gaz en fonction de sa température et pression réduite.

Le calcul du facteur de compressibilité  $Z$  sera discuté en détail dans la section 14 de ce chapitre.

## 12 Mélange de Gaz :

Comme mentionné précédemment, la température critique et la pression critique d'un gaz pur sont respectivement est définie comme la température au-dessus de laquelle il ne peut être liquéfié, quelle que soit la pression du gaz, et la pression au-dessus de laquelle le liquide et le gaz ne peuvent coexister, quelle que soit la température.

Lorsque le gaz est constitué d'un mélange de différents composants, la température critique et la pression critique sont appelées respectivement *température pseudo-critique* et *pression pseudo-critique*. Si nous connaissons la composition du mélange gazeux, nous pouvons calculer ces valeurs pseudo-critiques du mélange, en utilisant les valeurs de pression et de température critiques des composants purs qui constituent le mélange gazeux.

La température réduite est définie comme le rapport entre la température du gaz et sa température critique. De même, la pression réduite est le rapport entre la pression du gaz et sa pression critique. La température et la pression sont toutes deux exprimées en unités absolues. Comme pour la température pseudo-critique et la pression pseudo-critique discutées ci-dessus, pour un mélange de gaz, nous pouvons définir la température pseudo-réduite et la pression pseudo-réduite comme suit :

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad (3.20)$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad (3.21)$$

Où :

- $P$  : Pression absolue du gaz (Pa) ;
- $T$  : Température absolue du gaz (K) ;
- $T_{pr}$  : Température Pseudo-réduite, sans dimension ;
- $P_{pr}$  : Pression Pseudo-réduite, sans dimension ;
- $T_{pc}$  : Température Pseudo-critique (K) ;
- $P_{pc}$  : Pression Pseudo-critique (Pa).

De la même manière, que le calcul de la Masse Molaire du mélange à partir des fractions molaires données des composants du gaz que nous avons vu dans l'équation (3.1) de la section 2.1 de ce Chapitre, nous utilisons la règle de Kay pour calculer les propriétés pseudo-critiques moyennes du mélange gazeux.

$$T_{pc} = \sum y_i \cdot T_c \quad (3.22)$$

$$P_{pc} = \sum y_i \cdot P_c \quad (3.23)$$

Où  $T_c$  et  $P_c$  sont la température et la pression critiques, respectivement, du composant pur ( $C_1, C_2$ , etc.) et  $y_i$  se réfère à la fraction molaire du composant.  $T_{pc}$  et  $P_{pc}$  sont la température et la pression pseudo-critiques moyennes, respectivement, du mélange gazeux.

### 13 Impact des gaz acides et des composants non hydrocarbures :

Le diagramme de Standing-Katz utilisé pour déterminer le facteur de compressibilité d'un mélange de gaz (illustré sur la Figure 3-2) n'est précis que si la quantité de composants non hydrocarbonés est faible. Comme les gaz acides contiennent du dioxyde de carbone et du sulfure d'hydrogène, des ajustements doivent être faits pour tenir compte de ces composants dans les calculs de la température pseudo-critique et de la pression pseudo-critique. Cette méthode est décrite ci-dessous. En fonction des quantités de dioxyde de carbone et d'hydrogène sulfuré présentes dans le gaz acide, on calcule un facteur d'ajustement  $\varepsilon$  à partir de :

$$\varepsilon = 120(A^{0,9} - A^{1,6}) + 15(B^{0,5} - B^{0,4}) \quad (3.24)$$

Où :

$\varepsilon$  : Facteur d'ajustement ( $K$ ) ;

$A$  : Somme des fractions molaires du  $CO_2$  et du  $H_2S$  ;

$B$  : Fraction molaire du  $H_2S$  .

La température pseudo-critique est modifiée pour obtenir la température pseudo-critique ajustée  $T'_{pc}$  à partir de l'équation suivante :

$$T'_{pc} = T_{pc} - \varepsilon \quad (3.25)$$

Où :

$T'_{pc}$  : Température pseudo-critique ajustée ( $K$ ).

De même, la pression pseudo-critique est ajustée comme suit :

$$P'_{pc} = \frac{P_{pc} \times T'_{pc}}{T_{pc} + B(1 - B)\varepsilon} \quad (3.26)$$

Où :

$P'_{pc}$  : pression pseudo-critique ajustée (Pa).

## 14 Facteur de compressibilité :

Le facteur de compressibilité, ou facteur de déviation des gaz, a été brièvement mentionné dans la section (10). Est un Facteur, généralement exprimé par "Z", qui représente le rapport entre le volume réel de gaz à une température et une pression donnée et le volume du gaz calculé selon la loi des gaz parfaits. (Gas Processors Association, 2004)

Le facteur de compressibilité est un nombre sans dimension proche de 1,00 et est fonction de la densité du gaz, de sa température, de sa pression et des propriétés critiques du gaz. (Menon, 2005), il est défini par l'expression suivante :

$$Z = \frac{P \cdot M_m}{\rho \cdot R \cdot T} \quad (3.27)$$

À titre d'exemple, un mélange particulier de gaz naturel peut avoir un facteur de compressibilité égal à 0,87 à 1000 Psia / 6,895 MPa et 26.7°C / 80°F. Des graphiques ont été construits pour illustrer la variation de Z en fonction de la température et de la pression réduites.

Il existe plusieurs approches pour calculer le facteur de compressibilité pour une température  $T$  et une pression  $P$  particulières du gaz. Une méthode utilise la température et la pression critiques du mélange gazeux. Tout d'abord, la température réduite,  $T_r$ , et la pression réduite,  $P_r$ , sont calculées à partir de la température et de la pression du gaz données et de la température et de la pression critiques en utilisant les équations (3.18) et (3.19). Une fois que nous connaissons les valeurs de  $T_r$  et  $P_r$ , le facteur de compressibilité peut être trouvé à partir de graphiques similaires au graphique de Standing-Katz Figure 3-2.

Les méthodes suivantes sont disponibles pour calculer le facteur de compressibilité :

- Méthode de S. Robertson ;
- Méthode, Standing-Katz ;
- Méthode, Dranchuk, Purvis, et Robinson ;
- Méthode, American Gas Association (AGA) ;
- Méthode, Californian Natural Gas Association (CNGA).

**14.1 S. Robertson:**

Il y a plusieurs corrélations pour le calcul du coefficient de compressibilité, parmi ces corrélations nous avons celles de Robertson. (YOUNSI, 2020)

$$Z = 1 + a (x - b) (1 - e^{-c}) \quad (3.28)$$

Avec:

$$x = \frac{P_{pr}}{T_{pr}^2}$$

$$a = 0,1219 \cdot T_{pr}^{0,638}$$

$$b = T_{pc} - 7,76 + \frac{14,75}{T_{pr}}$$

$$c = 0,3 x + 0,441 x^2$$

Cette corrélation donne des valeurs de  $Z$  qui présente une erreur moyenne de 0,7% par rapport aux abaques de Standing et Katz sur l'intervalle : (YOUNSI, 2020)

$$1,2 \leq T_{pr} \leq 2,8$$

$$0 \leq P_{pr} \leq 30$$

**14.2 Formule empirique :**

Pour le calcul technologique des gazoducs, la formule empirique suivante autorise une précision suffisante. (YOUNSI, 2020)

$$Z = 1 - 0,4273 \frac{P}{P_{pc}} \left( \frac{T}{T_{pc}} \right)^{-3,668} \quad (3.29)$$

**14.3 Standing Katz :**

La méthode de calcul du facteur de compressibilité de Standing-Katz est basée sur l'utilisation d'un graphique qui a été construit pour les mélanges binaires et la vapeur d'hydrocarbure saturée. Cette méthode est généralement utilisée pour les mélanges de gaz naturel doux contenant divers composants d'hydrocarbures. Lorsque le mélange de gaz naturel contient des quantités appréciables de non-hydrocarbures tels que l'azote, le sulfure d'hydrogène et le dioxyde de carbone, certaines corrections doivent être appliquées pour ces composants. Ces corrections sont appliquées aux températures et aux pressions critiques et ont été abordées dans la section Gaz réel :11. Le tableau de Standing-Katz pour les facteurs de compressibilité est présenté à la Figure 3-2 (Menon, 2005)

#### 14.4 Dranchuk, Purvis et Robinson :

Dans cette méthode de calcul du facteur de compressibilité, l'équation d'état de Benedict-Webb-Rubin est utilisée pour corrélérer le diagramme de Standing-Katz. Les coefficients  $A_1$ ,  $A_2$ , et cetera, sont utilisés dans une fonction polynomiale de la densité réduite  $\rho_r$  comme suit : (Dranchuk, et al.)

$$Z = 1 + \left( A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} \right) \rho_r + \left( A_4 + \frac{A_5}{T_{pr}} \right) \rho_r^2 + \frac{A_5 A_6 \rho_r^5}{T_{pr}} + \frac{A_7 \rho_r^3}{T_{pr}^3 (1 + A_8 \rho_r^2) e^{-A_8 \rho_r^2}} \quad (3.30)$$

Où :

$$\rho_r = \frac{0,27 P_{pr}}{Z \cdot T_{pr}} \quad (3.31)$$

Et:

$$A_1 = 0,31506237;$$

$$A_6 = -0,10488813;$$

$$A_2 = -1,04670990;$$

$$A_7 = 0,68157001;$$

$$A_3 = -0,57832729;$$

$$A_8 = 0,68446549;$$

$$A_4 = 0,53530771;$$

$P_{pr}$  : Pression pseudo réduite ;

$$A_5 = -0,61232032;$$

$T_{pr}$  : Température pseudo réduite.

#### 14.5 American Gas Association (AGA) :

La méthode AGA pour le facteur de compressibilité utilise un algorithme mathématique compliqué et, par conséquent, ne se prête pas facilement aux calculs manuels. En général, un programme informatique est utilisé pour calculer le facteur de compressibilité. Mathématiquement, la méthode AGA est représentée par la fonction suivante :

$$Z = \text{Fonction}(\text{propriétés du gaz, pression, température}) \quad (3.32)$$

Où : les propriétés du gaz comprennent la température critique, la pression critique et la densité du gaz. (Transmission Measurement Committee, AGA, November 15, 2002)

**Note :** Le Rapport AGA-IGT n° 10 décrit en détail cette méthode de calcul de Z. (Transmission Measurement Committee, AGA, November 15, 2002)

Cette approche est valable pour des températures de gaz comprises entre  $-1,1^{\circ}\text{C}$  et  $48,9^{\circ}\text{C}$  et pour des pressions ne dépassant pas  $9,514765\text{ MPa}$ . Les facteurs de compressibilité calculés à l'aide de cette méthode sont assez précis et se situent généralement à moins de 0,03 % de ceux calculés à l'aide du tableau de Standing-Katz dans cette gamme de températures et de pressions. Lorsque les températures et les pressions sont supérieures à ces valeurs, le facteur de compressibilité calculé à l'aide de cette méthode se situe dans une fourchette de 0,07 % par rapport à la valeur obtenue à partir de l'abaque de Standing-Katz. (Menon, 2005)

### 15 Californian Natural Gas Association (CNGA) :

Il s'agit d'une équation assez simple pour calculer rapidement le facteur de compressibilité  $Z$  lorsque la densité, la température et la pression du gaz sont connues. Et ceci en utilisant l'équation suivante :

$$Z = \frac{1}{\left[ 1 + \left( \frac{P_{moy} 344,400 \times 10^{1,785 D}}{T_{moy}^{3,825}} \right) \right]} \quad (3.33)$$

Cette formule pour le facteur de compressibilité est valable lorsque la pression moyenne du gaz,  $P_{moy}$  est supérieure à  $689,476\text{ KPa}$ . Pour les pressions inférieures à celle-ci,  $Z$  est approximativement égal à 1,00. (Menon, 2005)

Où :

$P_{moy}$  : Pression moyenne du gaz, en Pascal ( $Pa$ ) ;

$T_{moy}$  : Température moyenne du gaz, en Kelvin ( $K$ ) ;

$\Delta$  : Densité du gaz (Ex :  $\Delta_{air} = 1,00$  ).

Dans un gazoduc, la pression varie sur toute la longueur du gazoduc. Le facteur de compressibilité  $Z$  varie également et doit donc être calculé pour une pression moyenne en tout point du gazoduc. Si deux points le long du pipeline sont à des pressions  $P_1$  et  $P_2$ , nous pourrions utiliser une pression moyenne de  $\frac{P_1+P_2}{2}$ , Cependant, les formules suivantes sont utilisées pour obtenir une valeur plus précise de la pression moyenne :

$$P_{moy} = \frac{2}{3} \left( P_1 + P_2 - \frac{P_1 \times P_2}{P_1 + P_2} \right) \quad (3.34)$$

$$P_{moy} = \frac{2}{3} \left( \frac{P_1^3 - P_2^3}{P_1^2 - P_2^2} \right) \quad (3.35)$$

## 16 Pouvoir calorifique (PC) :

Les transactions commerciales sur le Gaz naturel sont généralement basées sur le contenu énergétique du Gaz, il est défini comme l'énergie thermique par unité de volume du gaz. Il est exprimé en Kilo Joule par mètre cube ( $KJ/m^3$ ). (Menon, 2005)

Il existe deux pouvoirs calorifiques utilisés dans l'industrie. Il s'agit du pouvoir calorifique inférieur ( $PCI$ ) et du pouvoir calorifique supérieur ( $PCS$ ), et ces distinctions sont faites, car lors ce que le combustible contient de l'hydrogène, ou des produits Hydrogénés, il se forme de l'eau : (YOUNSI, 2020)

**Pouvoir calorifique inférieur (PCI) :** le pouvoir calorifique inférieur ( $PCI$ ) est obtenu en supposant l'eau à l'état de vapeur dans le combustible : (YOUNSI, 2020)

$$(PCI)_m = \frac{\sum y_i (PCI)_i}{Z} \quad (3.36)$$

**Pouvoir calorifique supérieur (PCS) :** le pouvoir calorifique supérieur ( $PCS$ ) par contre est obtenu en tenant compte de la chaleur de combustion de l'eau : (YOUNSI, 2020)

$$(PCS)_m = \frac{\sum y_i (PCS)_i}{Z} \quad (3.37)$$

Où :

**(PCS) et (PCI) :** sont respectivement le Pouvoir calorifique supérieur et le pouvoir calorifique inférieur des constituants ( $i$ ) présents dans le mélange gazeux.

$Z$  : Facteur de compressibilité du Gaz Naturel aux conditions de base.

Pour un mélange de gaz, on utilise le terme de valeur calorifique brute. Il est calculé sur la base des pouvoirs calorifiques des composants gazeux et de leurs fractions molaires à l'aide de l'équation suivante : (Menon, 2005)

$$(PC)_m = \sum y_i (PC)_i \quad (3.38)$$

---

## Chapitre 4 : Calcul Thermo-Hydraulique

---

Dans ce chapitre, nous allons aborder les différentes méthodes de calcul Thermo-Hydraulique afin de déterminer la perte de charge due au frottement dans un gazoduc et le débit de la conduite.

Le débit transporté par un gazoduc dépend des propriétés du gaz, du diamètre et de la longueur de la conduite, de la pression et de la température initiales du gaz, ainsi que de la chute de pression due au frottement. Les formules couramment utilisées seront examinées et illustrées à l'aide d'exemples.

## 1 Equation de Bernoulli :

Lorsque le gaz s'écoule dans un gazoduc, l'énergie totale du gaz en différents points se compose de l'énergie due à la pression, de l'énergie due à la vitesse et de l'énergie due à la position ou à l'élévation au-dessus d'un point de référence établi. L'équation de Bernoulli relie simplement ces composantes de l'énergie du fluide en écoulement pour former une équation de conservation de l'énergie. L'équation de Bernoulli s'énonce comme suit, en considérant deux points, 1 et 2, comme illustré à la Figure 4-1.

$$\frac{P_A}{\rho \cdot g} + \frac{w_A^2}{2 \cdot g} + Z_A + H_p = \frac{P_B}{\rho \cdot g} + \frac{w_B^2}{2 \cdot g} + Z_B + h_f \quad (4.1)$$

Où :

$H_p$  : Hauteur de charge équivalente ajoutée au fluide par un compresseur en  $A$  ;

$h_f$  : Perte de pression totale par frottement entre les points  $A$  et  $B$  ;

$g$  : Accélération de la gravité ( $m/s^2$ ) ;

$Z$  : Hauteur aux deux points respectifs  $A$  et  $B$  ;

$w$  : Vitesse du fluide à l'intérieur de la conduite ( $m/s$ ) ;

$P$  : Pression du fluide à l'intérieur de la conduite ( $Pa$ ) ;

$\rho$  : Masse volumique du fluide transporté ( $Kg/m^3$ ).

En partant de l'équation énergétique de base (4.1), en appliquant les lois des gaz et après une certaine simplification, diverses formules ont été élaborées au fil du temps pour prédire le rendement d'un pipeline transportant du gaz. Ces formules ont pour but de montrer la relation entre les propriétés du gaz, telles que la densité et le facteur de compressibilité, avec le débit, le diamètre et la longueur du tuyau, et les pressions le long du pipeline. Ainsi, pour un diamètre et une longueur de tuyau donnés, nous pouvons prédire le débit possible dans un pipeline en fonction de la pression d'entrée et de la pression de sortie d'un segment de tuyau. Des simplifications sont parfois introduites, telles que la température uniforme du gaz et l'absence de transfert de chaleur entre le gaz et le sol environnant dans une canalisation enterrée, (Menon, 2005) Afin d'adopter ces équations pour les calculs manuels.

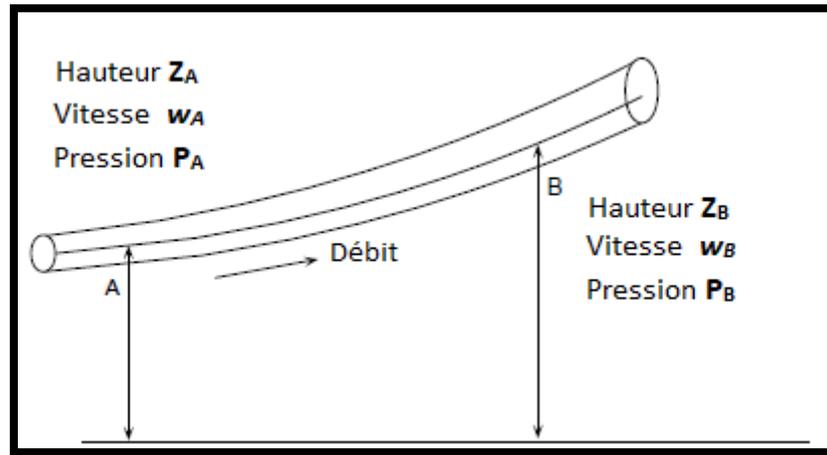


Figure 4-1: Énergie d'écoulement d'un fluide. (Menon, 2005)

Avec l'avènement des micro-ordinateurs, nous sommes en mesure d'introduire les effets du transfert de chaleur et, par conséquent, de modéliser plus précisément les gazoducs, en prenant en considération les températures du flux de gaz, les températures du sol et les conductivités thermiques du matériau du tuyau, de l'isolation et du sol. Dans ce chapitre, nous nous concentrerons sur l'écoulement isotherme en régime permanent du gaz dans les gazoducs. Dans la plupart des cas pratiques, l'hypothèse d'un écoulement isotherme est suffisante, puisque dans les longues lignes de transmission, la température du gaz atteint de toute façon des valeurs constantes. (Menon, 2005)

## 2 Calcul Hydraulique de la conduite :

### 2.1 Calcul du régime d'écoulement :

#### 2.1.1 Nombre de Reynolds :

Un paramètre important de l'écoulement des fluides dans un tuyau est le terme non dimensionnel nombre de Reynolds. Le nombre de Reynolds est utilisé pour caractériser le type d'écoulement dans un tuyau, tel que l'écoulement laminaire, turbulent ou critique. Il est également utilisé pour calculer le facteur de friction ou facteur de frottement dans l'écoulement d'un tuyau. Nous allons d'abord décrire le calcul du nombre de Reynolds en fonction des propriétés du gaz et du diamètre de la conduite, puis nous discuterons de la plage du nombre de Reynolds pour les différents types d'écoulement et de la manière de calculer le facteur de friction. Le nombre de Reynolds est une fonction du débit de gaz, du diamètre intérieur du tuyau, de la densité et de la viscosité du gaz. Densité et de la viscosité du gaz et est calculé à partir de l'équation suivante :

$$Re = \frac{w \cdot D_{int}}{\nu} = \frac{4 \cdot M}{\pi \cdot D_{int} \cdot \mu} \quad (4.2)$$

Avec :

- $Re$  : Nombre de Reynolds, sans dimension ;
- $w$  : Vitesse moyenne du gaz dans le tuyau ( $m/s$ ) ;
- $D_{int}$  : Diamètre intérieur de la conduite ( $m$ ) ;
- $M$  : Débit massique ( $kg/s$ ) ;
- $\rho$  : Masse volumique du gaz, ( $kg/m^3$ ) ;
- $\mu$  : Viscosité dynamique du gaz, ( $kg/m.s$ ) ;
- $\nu$  : Viscosité cinématique du gaz ( $m^2/s$ ).

Une autre formule pour le nombre est souvent utilisée :

$$Re = 0,5134 \left( \frac{P_b}{T_b} \right) \left( \frac{D \cdot Q}{\mu \cdot D_{int}} \right) \quad (4.3)$$

Avec :

- $P_b$  : Pression de base ( $kPa$ ) ;
- $T_b$  : Température de base ( $K$ ) ;
- $D$  : Densité du gaz ( $air = 1,0$ ) ;
- $Q$  : Débit du gaz, aux conditions standard ( $m^3/jour$ ) ;
- $D_{int}$  : Diamètre intérieur du tuyau ( $mm$ ) ;
- $\mu$  : Viscosité dynamique du gaz en Poise.

De nombreuses recherches faites ont montrées que dans le du régime turbulent on peut distinguer trois zones ; (YOUNSI, 2020) Un écoulement laminaire se produit dans un pipeline lorsque le nombre de Reynolds est inférieur à une valeur d'environ 2000. (Menon, 2005) Alors le coefficient de frottement ( $\lambda$ ) ne dépends que du nombre de Reynolds :  $\lambda = f(Re)$ . (YOUNSI, 2020) Pour les nombres de Reynolds compris entre 2000 et 4000, l'écoulement est indéfini et est appelé écoulement critique. (Menon, 2005) Alors  $\lambda$  dépend non seulement du nombre de Reynolds, mais aussi de la rugosité :  $\lambda = f(Re, \varepsilon)$ . (YOUNSI, 2020) Un écoulement turbulent se produit lorsque le nombre de Reynolds est supérieur à 4000. (Menon, 2005) Cette fois-ci,  $\lambda$  ne dépends que de la rugosité :  $\lambda = f(\varepsilon)$

Ainsi :

- Pour un écoulement laminaire,  $Re \leq 2000$  ;
- Pour un écoulement critique,  $2000 < Re \leq 4000$  ;
- Pour un écoulement turbulent,  $Re > 4000$  .

La plupart des pipelines de gaz naturel fonctionnent dans la région d'écoulement turbulent. Par conséquent, le nombre de Reynolds est supérieur à 4000. L'écoulement turbulent est ensuite divisé en trois régions :

- L'écoulement tube lisse,
- L'écoulement tube rugueux ou quadratique,
- L'écoulement de transition ou mixte.

Les différents régimes d'écoulement sont représentés dans le diagramme de Moody, illustré à la Figure 4-2 , P.63. Le diagramme de Moody est une représentation graphique de la variation du facteur de friction en fonction du nombre de Reynolds pour différentes valeurs de la rugosité relative de la conduite. Ce dernier terme est simplement un paramètre sans dimension obtenu en divisant la rugosité absolue (ou interne) du tuyau par le diamètre intérieur du tuyau, comme suit.

Selon les ingénieurs, deux formules de calcul de la rugosité relative coexistent :

Selon (YOUNSI, 2020) :

$$\varepsilon = \frac{2e}{D_{int}} \quad (4.4)$$

Selon (Menon, 2005) :

$$\varepsilon = \frac{e}{D_{int}} \quad (4.5)$$

Où :

$e$  : rugosité absolue/ interne ou externe du tuyau (mm).

$D_{int}$  : diamètre intérieur du tuyau (mm).

**Note :** Pour nos calculs nous utiliserons la formule (4.4).

Nous discuterons plus en détail de ces régions d'écoulement dans les sections suivantes de ce chapitre.

### 2.1.2 Coefficient de frottement/Friction :

Afin de calculer la perte de charge dans une canalisation à un débit donné, nous devons d'abord comprendre le concept de facteur de friction. Ce dernier est un paramètre sans dimension qui dépend du nombre de Reynolds de l'écoulement. Dans la littérature technique, nous trouvons deux facteurs de friction différents mentionnés.

Le facteur de friction de *Darcy* est le plus courant et sera utilisé tout au long de cet ouvrage. Un autre facteur de friction, connu sous le nom de facteur de friction de *Fanning*, est préféré par certains ingénieurs. Le facteur de friction de *Fanning* est numériquement égal à un quart du facteur de friction de *Darcy*, comme indiqué sur la page suivante.

$$f_f = \frac{\lambda}{4} \quad (4.6)$$

$f_f$  : Facteur de friction Fanning.

$\lambda$  : Facteur de friction de Darcy.

NB : Pour éviter toute confusion, dans ce qui va suivre, le facteur de friction utilisé sera celui de Darcy, il sera représenté par le symbole  $\lambda$ .

### 2.1.2.1 Ecoulement laminaire :

Pour un écoulement laminaire Pour un  $Re < 2000$ , le facteur de friction est inversement proportionnel au nombre de Reynolds, comme indiqué ci-dessous :

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (4.7)$$

**Note :** Les gazoducs ne fonctionnent jamais en régime laminaire.

### 2.1.2.2 Ecoulement turbulent :

Pour un  $Re > 4000$ , un écoulement turbulent, le facteur de friction est généralement fonction du nombre de Reynolds, du diamètre intérieur du tuyau et de la rugosité interne du tuyau. De nombreuses relations empiriques pour calculer  $\lambda$  ont été proposées par les chercheurs, nous allons voir quelque unes selon leurs domaines d'utilisation respectifs.

### 2.1.2.3 Ecoulement tube Lisse :

#### 2.1.2.3.1 Formule de Nikuradze :

Pour un écoulement laminaire sur l'intervalle  $10^4 < Re < 10^7$ , le facteur de friction est donné par l'équation de *Nikuradze* :

$$\lambda = a + b (Re)^n \quad (4.8)$$

Tel que :

$$a = 0,00332; b = 0,221 \text{ et } n = 0,237$$

#### 2.1.2.3.2 Formule de Renouard :

Pour le même intervalle on a aussi la formule de *Renouard* :

$$\lambda = 0,0103 + 1,59 (Re)^{-0.44} \quad (4.9)$$

**2.1.2.3.3 Formule de Drew et Joner :**

Sur l'intervalle  $5 \times 10^4 < Re < 5 \times 10^7$ : *Drew et Joner* proposent pour les gazoducs la formule suivante :

$$\lambda = 0,121 \times Re^{-0,15} \quad (4.10)$$

**2.1.2.3.4 Formule empirique**

La formule empirique suivante permet également de calculer  $\lambda$  :

$$\lambda = 0,067 \left( \frac{158}{Re} \right)^{0,2} \quad (4.11)$$

**2.1.2.4 Ecoulement turbulent frottement mixte :****2.1.2.4.1 Formule de Colebrook-White :**

La formule de Colebrook-White est valable pour tout  $Re > 4000$

La formule de Colebrook est une formule itérative du facteur de friction, connue pour être l'une des plus précises :

Elle consiste à donner une valeur au facteur de friction de départ, pour ensuite faire des itérations jusqu'à ce que la différence entre le  $\lambda_{n+1} - \lambda_n$  soit minime, selon la précision que l'on souhaite obtenir :

Formule 1 :

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 1,14 - 2 \log \left[ \varepsilon + \frac{3,57}{Re\sqrt{\lambda}} \right] \quad (4.12)$$

Formule 2 :

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \log \left[ \frac{\varepsilon}{7,4} + \frac{2,51}{Re\sqrt{\lambda}} \right] \quad (4.13)$$

Avec :

$\varepsilon$  : est la rugosité relative (sans dimensions).

**2.1.2.4.2 Formule d'Adamov :**

Dans le domaine d'écoulements turbulent frottement mixte ; la formule d'*Adamov* :

$$\lambda = 0,01 \left( \frac{2,14 \times 10^6}{Re} + 1522 \times \varepsilon \right)^{0,2} \quad (4.14)$$

La formule suivante peut également être utilisée :

$$\lambda = 0,067 \left( \frac{158}{Re} + \varepsilon \right)^{0,2} \quad (4.15)$$

**2.1.2.5 Ecoulement quadratique ou Tube rugueux :**

Le facteur de friction pour ce type d'écoulement est calculé par les deux équations précédentes, à partir de la valeur du Reynolds transitoire obtenue comme suit :

$$Re_{tr} = 11 \left( \frac{D_{int}}{2e} \right)^{1,5} \quad (4.16)$$

Le fait est que le rapport inversé du nombre de Reynold est tellement faible qu'il peut être négligeable, ce qui donne par exemple l'équation de Blasius sous cette forme :

$$\lambda = 0,067 \left( \frac{2e}{D_{int}} \right)^{0,2} \quad (4.17)$$

**NB :** Pour tenir compte des résistances locales (Vannes, coudes...), il est conseillé d'augmenter le coefficient de 5%.

$$\lambda_{cal} = 1,05 \lambda_{th} \quad (4.18)$$

**2.1.3 Formule de Darcy-Weisbach :**

On utilise en fin ce facteurs de friction, dans la formule de darcy suivante pour calculer les pertes de charge linéaires le long de la conduite :

$$h_f = \lambda \frac{l}{d} \frac{w^2}{2g} \quad (4.19)$$

Où :

- $h_f$  : Pertes de charge linéaires (m) ;
- $l$  : Longueur du tronçon concerné (m) ;
- $d$  : Diamètre interne de la conduite (m).

Le calcul du coefficient de frottement a été tiré de (YOUNSI, 2020) (Menon, 2005)

Nous pouvons observer ces différents types d'écoulements sur le diagramme suivant :

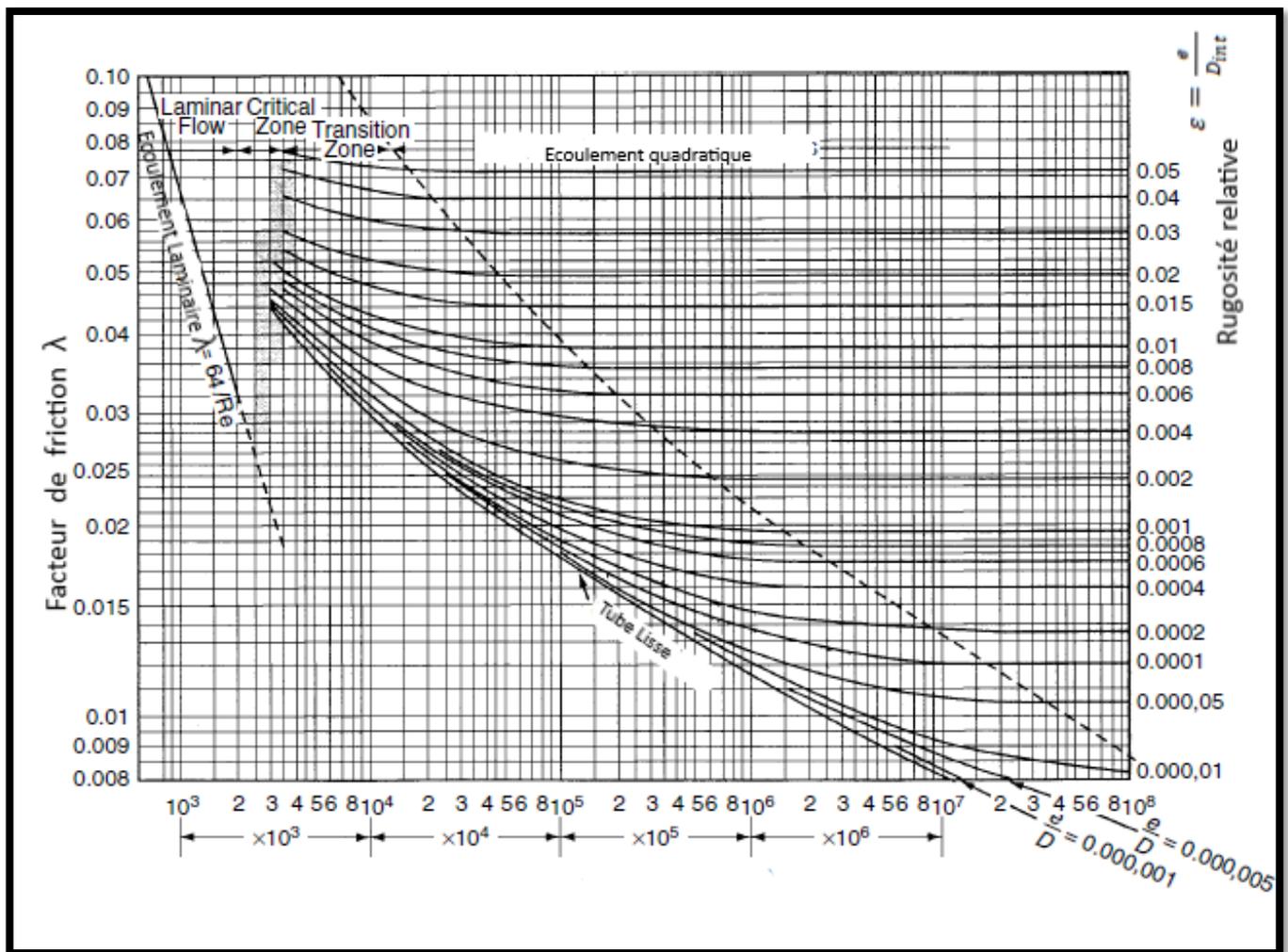


Figure 4-2:Diagramme de Moody. (Menon, 2005)

### 3 Formule universelle :

Les formules de la section 3 suivantes sont tirées de (YOUNSI, 2020)

#### 3.1 Pipeline sans élévation $\Delta Z = 0$ :

En considérant un écoulement permanent, isotherme ( $T = c^{st}$ ) et une élévation nulle  $\Delta Z = 0$ . En supposant le terme de la variation de la vitesse au carré de l'équation (4.1) de Bernoulli, en y introduisant l'équation de Darcy, l'équation (3.17) d'état des gaz réels et l'équation de continuité suivante :

$$M = \rho \cdot w \cdot S = cst \quad (4.20)$$

Avec :

- $M$  : Débit Massique ( $Kg/s$ ) ;
- $\rho$  : Masse volumique du gaz transporté ( $Kg/m^3$ ) ;
- $w$  : Vitesse d'écoulement du gaz ( $m/s$ ) ;
- $S$  : Section de la conduite ( $m$ ).

On obtient la formule suivante :

$$P_2^2 - P_1^2 = \frac{16 \cdot \lambda_m \cdot Z_m \cdot T_m \cdot R_g \cdot L \cdot M^2}{\pi^2 \cdot D_{int}^5} \quad (4.21)$$

D'où on va tirer les expressions des paramètres suivants :

#### 3.1.1 La pression finale :

$$P_f = \sqrt{P_i^2 - \frac{16 \cdot \lambda_m \cdot Z_m \cdot T_m \cdot R_g \cdot L \cdot M^2}{\pi^2 \cdot D_{int}^5}} \quad (4.22)$$

#### 3.1.2 Le Débit :

$$M = 0,785 \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) D_{int}^5}{\lambda_m \cdot Z_m \cdot T_m \cdot R_g \cdot L}} \quad (4.23)$$

Avec :

- $P$  : Pression ( $N/m^2 = Pa$ ) ;
- $D$  : Diamètre interne ( $m$ )
- $T$  : Température moyenne dans le tronçon ( $K$ ) ;
- $L$  : Longueur du tronçon ( $m$ ) ;
- $Z$  : Coefficient de compressibilité (sans unité) ;

$R_g$  : Constante des gaz parfaits ( $J/Kg K$ ) ;

$\lambda$  : Coefficient de frottement.

### 3.1.3 Répartition de la pression le long de la conduite :

$$P_x = \sqrt{P_i^2 - (P_i^2 - P_f^2) \frac{x}{L}} \quad (4.24)$$

### 3.1.4 Pression moyenne :

La pression moyenne est la pression qui s'établirait dans la conduite si on obturait les deux extrémités de la ligne, cette valeur est nécessaire pour le calcul du coefficient de compressibilité moyen. (YOUNSI, 2020)

$$P_m = \frac{2}{3} \left( P_i + \frac{P_f^2}{P_i + P_f} \right) \quad (4.25)$$

## 3.2 Gazoduc incliné $\Delta Z > 200m$ .

En utilisant les mêmes formules que précédemment, mais en prenant compte l'élévation on obtient :

### 3.2.1 Pression finale

$$P_f = \sqrt{P_i^2 - \frac{M^2 \cdot b \cdot L \left[ 1 + \frac{a}{2L} \sum_{i=1}^n (Z_i + Z_{i-1}) l_i \right]}{(1 + aZ_f)}} \quad (4.26)$$

### 3.2.2 Le débit :

$$M = \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2)(1 + aZ_f)}{b \cdot L \left[ 1 + \frac{a}{2L} \sum_{i=1}^n (Z_i + Z_{i-1}) l_i \right]}} \quad (4.27)$$

Où :

$$i = \frac{\Delta Z}{\Delta x} \quad (4.28)$$

$$a = \frac{2 \cdot g}{Z \cdot R_g \cdot T} \quad (4.29)$$

$$b = \frac{16 \cdot Z \cdot T \cdot R_g \cdot \lambda}{\pi^2 \cdot D_{int}^5} \quad (4.30)$$

$g$  : Accélération de la pesanteur  $\approx 9,81(m/s)$  ;

$R_g$  : Constante universelle des gaz réels ;

$P_i$  : Pression initiale (Pa) ;

$Z_f$  : Cote du point final (m) ;

$L$  : Longueur de la conduite =  $\sum l_i$  ;

$n$  : Nombre de tronçons.

#### 4 Autres Équations de débit :

Il existe d'autres équations qui relient le débit du gaz aux propriétés de ce dernier, au diamètre et à la longueur du tuyau, ainsi qu'aux pressions en amont et en aval. Ces équations sont énumérées ci-dessous :

- |                                                  |                                        |
|--------------------------------------------------|----------------------------------------|
| 1. Équation générale de débit ;                  | 8. Équation de la <i>Panhandle B</i> ; |
| 2. Équation de <i>Colebrook-White</i> ;          | 9. Équation de <i>IGT</i> ;            |
| 3. Équation de <i>Colebrook-White modifiée</i> ; | 10. Équation de <i>Spitzglass</i> ;    |
| 4. Équation <i>AGA</i> ;                         | 11. Équation de <i>Mueller</i> ;       |
| 5. Équation de <i>Weymouth</i> ;                 | 12. Équation de <i>Fritzsche</i> ;     |
| 6. Équation de <i>Panhandle A</i> ;              | 13. Équation de <i>Gaz de France</i> . |
| 7. Équation de <i>Gaz Prome</i> .                |                                        |

Nous verrons dans ce qui suit certaines de ces équations.

#### 4.1 Équation générale de débit :

##### 4.1.1 Écoulement isotherme sans élévation :

L'équation d'écoulement générale, également appelée équation d'écoulement fondamentale, pour l'écoulement isotherme en régime permanent dans un gazoduc, est l'équation de base permettant de relier la chute de pression au débit. La forme la plus courante de cette équation dans le système d'unités international (SI) est donnée en fonction du diamètre du tuyau, des propriétés du gaz, des pressions, des températures et du débit comme suit. (Menon, 2005) Se reporter à la Figure 4-3 pour l'explication des symboles utilisés.

$$Q = 1,1494 \times 10^{-3} \left( \frac{T_b}{P_b} \right) \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) D^5}{\Delta T_f L Z \lambda}} \quad (4.31)$$

Où :

- $Q$  : Débit de gaz, mesuré dans les conditions normales, ( $m^3/\text{jour}$ );
- $\lambda$  : Facteur de friction, sans dimension ;
- $P_b$  : Pression de base, ( $KPa$ ) ;
- $T_b$  : Température de base ( $K$ ) ;
- $P_1$  : Pression en amont ( $KPa$ ) ;
- $P_2$  : Pression en aval ( $KPa$ ) ;
- $\Delta$  : Densité du gaz ( $air = 1.00$ ) ;
- $T_f$  : Température moyenne d'écoulement du gaz ( $K$ ) ;
- $L$  : Longueur du segment de tuyau ( $Km$ ) ;
- $Z$  : Facteur de compressibilité du gaz à la température d'écoulement, sans dimension ;
- $D$  : Diamètre intérieur du tuyau ( $mm$ ).

Il faut noter que pour le segment de tuyau allant de la section 1 à la section 2, la température du gaz  $T_f$  est supposée être constante (écoulement isotherme).

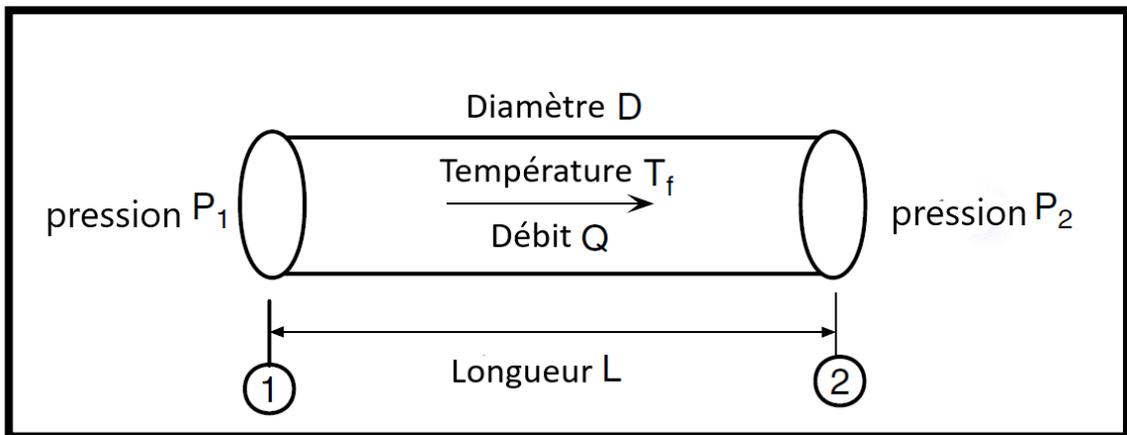


Figure 4-3 : Débit continu dans un gazoduc.

En raison de la nature de l'équation (4.31), les pressions peuvent également être exprimées en MPa ou en Bar, pour autant que la même unité cohérente soit utilisée. (Menon, 2005)

L'équation (4.32) indique la capacité (débit) d'un segment de tuyau de longueur  $L$ , en fonction d'une pression amont de  $P_1$  et d'une pression aval de  $P_2$ , comme illustré à la Figure 4-3. On suppose qu'il n'y a pas de différence d'élévation entre les points en amont et en aval ; par conséquent, le segment de tuyau est horizontal. (Menon, 2005)

#### 4.1.2 Ecoulement isotherme, avec élévation :

Lorsque la différence d'élévation entre les extrémités d'un segment de tuyau est incluse, l'équation du débit général est modifiée comme suit :

$$Q = 5,747 \times 10^{-4} F \left( \frac{T_b}{P_b} \right) \sqrt{\frac{(P_1^2 - e^s P_2^2) D^5}{\Delta T_f L_e Z}} \quad (4.32)$$

Où :

$$F = \frac{2}{\sqrt{\lambda}} = \sqrt{\frac{1}{f_f}} \quad (4.33)$$

$$L_e = \frac{L(e^s - 1)}{s} \quad (4.34)$$

La longueur équivalente, «  $L_e$  », et le terme «  $e^s$  » tiennent compte de la différence d'altitude entre les extrémités amont et aval du segment de tuyau. Le paramètre «  $s$  » dépend de la densité du gaz, du facteur de compressibilité du gaz, de la température d'écoulement et de la différence d'élévation. Il est défini comme suit en unités IS :

$$s = 0,0684 \Delta \left( \frac{H_2 - H_1}{T_f Z} \right) \quad (4.35)$$

Où :

- $s$  : Paramètre d'ajustement de l'élévation, sans dimension
- $H_1$  : Elévation en amont, en Mètres ;
- $H_2$  : Elévation en aval, en Mètres ;
- $e$  : Base des logarithmes népériens ( $e = 2.718\dots$ ).

Nous avons supposé qu'il y ait une seule pente entre le point amont « 1 » et le point aval « 2 » de la Figure 4-3. Si, toutefois, le segment de conduite de longueur «  $L$  » présente une série de pentes, nous introduisons un paramètre «  $j$  » comme suit pour chaque sous-segment de conduite individuel qui constitue la longueur de conduite du point « 1 » au point « 2 ».

$$j = \frac{e^s - 1}{s} \quad (4.36)$$

Le paramètre  $j$  est calculé pour chaque pente de chaque sous-segment de tuyau de longueur  $L_1, L_2, \text{ etc.}$  qui composent la longueur totale  $L$ . Le terme de longueur équivalente  $L_e$  dans l'équation (4.32) est calculé en additionnant les pentes individuelles comme défini ci-dessous

$$L_e = j_1 L_1 + j_2 L_2 e^{s_1} + j_3 L_3 e^{s_2} + \dots \quad (4.37)$$

Les termes  $j_1, j_2, \text{ etc.}$  pour chaque augmentation ou diminution des élévations des sous-segments individuels  $L_1, L_2, \text{ de la conduite}$  sont calculés pour les paramètres  $s_1, s_2, \text{ etc.}$  de chaque segment conformément à l'équation (4.36), depuis l'entrée de la conduite jusqu'à l'extrémité de chaque segment.

#### 4.2 Equation de l'AGA (American Gas Association):

Les équations AGA ont été développées pour apporter une approximation à un écoulement partiellement ou totalement turbulent, en utilisant deux facteurs de transmission différents. Le comportement de l'écoulement isotherme en régime permanent du gaz dans les gazoducs est défini par une équation énergétique générale de la forme : (Gas Processors Association, 2004)

$$Q = 0,018 \left( \frac{T_S}{P_S} \right) E \sqrt{\frac{1}{f_f}} \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) D^5}{\gamma L_m T_m Z_m}} \quad (4.38)$$

L'équation d'écoulement totalement turbulent tient compte de la rugosité relative de la conduite,  $e/D$ , Cette équation utilise le facteur de transmission suivant :

$$F = \sqrt{\frac{1}{f_f}} = 4 \log_{10} \left( \frac{3,7D}{\varepsilon} \right) \quad (4.39)$$

Alors l'équation devient comme suite :

$$Q = 0,018 \left( \frac{T_S}{P_S} \right) E \left[ 4 \log_{10} \left( \frac{3,7D}{\varepsilon} \right) \right] \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) D^5}{\gamma L_m T_m Z_m}} \quad (4.40)$$

L'équation de l'écoulement partiellement turbulent est basée sur la loi du tuyau lisse et est modifiée pour tenir compte des éléments induisant la traînée. Le facteur de transmission pour cette équation est :

$$F = \sqrt{\frac{1}{f_f}} = 4 \log_{10} \frac{Re}{\sqrt{\frac{1}{f_f}}} - 0,6 \quad (4.41)$$

Où :

- $Q$  : Débit volumique ( $m^3/$ Jour) ;
- $P_1, P_2$  : Pression initiale et finale ( $kgf/cm^2$ ) ;
- $T_m, Z_m, L_m$  : Température, Coefficient de compressibilité et longueur moyennes
- $D$  : Diamètre intérieur de la conduite ( $mm$ ) ;
- $f_f$  : Facteur de friction de *Fanning* ;
- $Re$  : Nombre de Reynolds.

### 4.3 Équation de Panhandle and C :

Cette formule est applicable pour les valeurs de  $Re \geq 2 \cdot 10^6$

$$Q^n = 0,158 E \left( \frac{P_{int}^2 - P_{fin}^2}{\Delta^{0,961} (1,8 t + 491,7) L Z} \right)^{0,51} D^{2,53} \quad (4.42)$$

- $Q^n$  : Débit volumique aux conditions normales ( $m^3/h$ ) ;
- $P_{int}, P_{fin}$  : Pression initiale et finale ( $kg \cdot f/cm^2$ ) ;
- $T$  : Température ( $^{\circ}C$ ) ;
- $D$  : Diamètre intérieur de la conduite ( $m$ ) ;
- $L$  : Longueur du gazoduc ( $m$ ) ;
- $Z$  : Coefficient de compressibilité moyenne ;
- $E$  : Facteur de la rugosité ( $0,8 - 1$ )
- $\Delta$  : Densité relative.

**4.4 Équation de Gaz de France :**

$$P_{int}^2 - P_{fin}^2 = 22100 \sigma \frac{Q^{1,96}}{D^{4,96}} L \quad (4.43)$$

Où :

$$\sigma = \Delta \left( \frac{\nu}{0,16} \right)^{0,039} \frac{Z_m T_m}{288} \left( \frac{0,85}{E} \right)^{1,96} \quad (4.44)$$

Et :

$Q$  : Débit volumique ( $m^3/h$ ) ;  $\sigma$  : Densité fictive ;  
 $P$  : Pression ( $N/m^2$ ) ;  $\Delta$  : Densité relative ;  
 $T_m$  : Température moyenne ( $k$ ) ;  $\nu$  : Viscosité cinématique en stockes ;  
 $L$  : Longueur ( $m$ ) ;  $Z_m$  : Coefficient de compressibilité moyen.  
 $E$  : Facteur de la rugosité ( $0,8 - 1$ ) est donné par le polynôme Cis dessous.  $D$  : Diamètre intérieur de la conduite ( $m$ ) ;

$$E_p = 0,7938 + 0,9555D - 2,174D^2 + 2,731D^3 - 1,692D^4 + 0,4007D^5 - 9,636 \cdot 10^{-2} e + 0,2316 \cdot 10^{-3} e^2 - 0,2228 \cdot 10^{-5} e^3 \quad (4.45)$$

**4.5 Équation de Gazprom :**

$$Q^{st} = 103,5 \sqrt{\frac{P_{int}^2 - P_{fin}^2}{\Delta \lambda Z_m T_m L}} D^{2,5} \quad (4.46)$$

Où :

$Q^{st}$  : Débit volumique aux conditions standard : ( $T = 20 \text{ }^\circ\text{C}$  ;  $P = 760 \text{ mmHg}$ ). ( $m^3/\text{Jour}$ ) ;  
 $P_{int}, P_{fin}$  : Pression initiale et finale ( $kgf/cm^2$ ) ;  
 $T_m$  : Température moyenne ( $k$ ) ;  
 $D$  : Diamètre intérieur de la conduite ( $mm$ ) ;  
 $Z_m$  : Coefficient de compressibilité moyen ;  
 $\Delta$  : Densité relative ;  
 $L$  : Longueur ( $Km$ ).

## 5 Calcul thermique :

### 5.1 Effet Joule-Thomson :

En physique, l'effet Joule-Thomson, également appelé effet Joule-Kelvin, est un phénomène lors duquel la température d'un gaz diminue lorsque ce gaz subit une expansion adiabatique.

L'effet a été baptisé d'après les physiciens James Prescott Joule et William Thomson (lord Kelvin). Ce dernier établit l'existence de cet effet en 1852 en poursuivant les travaux de Joule sur l'expansion de Joule, lors de laquelle un gaz subit une expansion à énergie interne constante. (Berardan, 2005)

#### 5.1.1 Description du phénomène

Dans un gaz, la relation liant la température, la pression et le volume est décrite par les lois des gaz, dont la plus connue est la loi des gaz parfaits. Lorsque le volume du gaz augmente (le gaz subit une expansion), les lois des gaz déterminent notamment l'évolution de sa température et de sa pression. En général, lorsqu'un gaz subit une expansion adiabatique, sa température peut soit augmenter, soit diminuer, en fonction des conditions de température et de pression initiales. Pour une pression donnée, un gaz possède une *Température d'inversion de Joule-Thomson*, au-dessus de laquelle l'expansion occasionnera une augmentation de la température, et au-dessous de laquelle elle occasionnera une diminution de la température du gaz. Pour la plupart des gaz au voisinage de la pression atmosphérique, cette température d'inversion de Joule-Thomson est relativement élevée (nettement supérieure à la température ambiante), et le gaz peut donc être refroidi sous l'effet de l'expansion.

Lors d'une expansion, le rapport entre la variation de température  $\Delta T$  et la variation de pression  $\Delta P$  est appelé *coefficient de Joule-Thomson*  $\mu$  :

$$\mu = \frac{\Delta T}{\Delta P} \quad (4.47)$$

La température d'inversion de Joule-Thomson est la température pour laquelle le coefficient  $\mu$  change de signe. (Berardan, 2005)

#### 5.1.2 Effet Joule-Thomson négatif

Une exception notable à la règle selon laquelle la température décroît lorsque le gaz subit une expansion est l'hélium, dont la température d'inversion de Joule-Thomson à pression atmosphérique est d'environ  $40K$  ( $-233^\circ C$ ). Le seul autre gaz dont la température augmente sous l'effet de l'expansion dans des conditions standards est *l'hydrogène*. La raison de ces exceptions est la suivante. Lors des collisions des atomes ou des molécules au sein du gaz, l'énergie cinétique est temporairement transformée en énergie potentielle. Cela implique qu'une diminution de la densité du gaz (lors de l'expansion) entraîne une diminution du nombre de collisions par unité de temps et donc une diminution de l'énergie potentielle, ce qui du fait de

la conservation de l'énergie entraîne une augmentation de l'énergie cinétique et donc de la température. Dans le cas de l'hydrogène et de l'hélium, la conversion d'énergie potentielle et énergie cinétique fait plus que compenser l'augmentation d'énergie potentielle due aux forces électromagnétiques. (Berardan, 2005)

On peut aussi calculer le coefficient de Joule-Thompson comme suit :

$$Dj = \frac{5650}{T_m^{2,13}} \sqrt{224 - P_m} \quad (4.48)$$

Où :

$T_m$  : Température moyenne (K) ;

$P_m$  : Pression moyenne (Bar).

## 5.2 Chaleur spécifique $c_p$ et $c_v$ :

La chaleur spécifique est définie comme la quantité de chaleur nécessaire pour élever une unité de masse de matériau d'un degré de température (ASTM Committee E02 on Terminology, 2005) (Speight, 2006).

Les chaleurs spécifiques sont particulièrement utiles pour les calculs thermodynamiques impliquant le modèle des gaz parfaits introduit dans la Section. 10 du chapitre 3.  $c_v$  et  $c_p$  sont définies pour les substances pures, simples et compressibles comme étant respectivement les dérivées partielles des fonctions  $u(T, v)$  et  $h(T, p)$ . Où les indices  $v$  et  $p$  désignent, respectivement, les variables maintenues fixes pendant la dérivation. (Moran, et al., 2006)

$$c_p = \left( \frac{\partial h}{\partial T} \right)_p \quad (4.49)$$

$$c_v = \left( \frac{\partial u}{\partial T} \right)_v \quad (4.50)$$

Les valeurs de  $c_v$  et  $c_p$  peuvent être obtenues par des méthodes statistique à l'aide de mesures spectroscopiques. Elles peuvent également être déterminées de manière macroscopique par des mesures exactes des propriétés. (Moran, et al., 2006)

Comme  $u$  et  $h$  peuvent être exprimés soit par unité de masse, soit par *mole*, les valeurs des chaleurs spécifiques peuvent être exprimées de manière similaire. Les unités SI sont le  $kJ/kg K$  ou le  $kJ/kmol K$ . (Moran, et al., 2006)

### 5.2.1 Calcul de $C_p$ :

La chaleur spécifique d'un gaz réel peut être calculée en se référant à la chaleur spécifique du gaz parfait :

$$C_p = C_p^* + \Delta C_p \quad (4.51)$$

Le terme  $C_p^*$  représente la chaleur spécifique du gaz parfait et ne dépend que de la température. Les données sont disponibles sous forme de graphiques présentant la variation de la capacité calorifique à la pression atmosphérique en fonction de la température. Il existe aussi des corrélations, notamment celle de Hankinson et al. (MENAA, et al., 2011)

La capacité calorifique spécifique d'un mélange peut aussi être déterminée par la règle de Kay suivante :

$$C_p^* = \sum_{i=1}^n Y_i C_{pi}^* \quad (4.52)$$

Connaissant l'expression de l'écart enthalpique en fonction de la température et de la pression, la valeur  $\Delta C_p$  s'obtient en appliquant la relation (MENAA, et al., 2011):

$$\Delta C_p = \left( \frac{\partial(H - H^*)}{\partial T} \right)_P \quad (4.53)$$

## 5.3 Calcul thermique, sans tenir compte de l'effet Joule-Thomson

Les équations suivantes, des sections 5.3 et 5.4, ont été tirés de (YOUNSI, 2020)

### 5.3.1 Température finale :

$$T_f = T_a + (T_i - T_a)e^{-a.L} \quad (4.54)$$

### 5.3.2 Répartition de la température :

$$T_x = T_a + (T_i - T_a)e^{-a.x} \quad (4.55)$$

### 5.3.3 Température moyenne :

$$T_m = T_a + \frac{T_i - T_f}{a.L} \quad (4.56)$$

## 5.4 Calcul thermique, En tenant compte de l'effet Joule-Thomson

### 5.4.1 Température finale :

$$T_f = T_a - \frac{Dj}{a} + \left( T_i - T_a + \frac{Dj}{a} \right) e^{-a.L} \quad (4.57)$$

**5.4.2 Distribution de la température :**

$$T_x = T_a - \frac{Dj}{a} + \left( T_i - T_a + \frac{Dj}{a} \right) e^{-a.x} \quad (4.58)$$

Avec pour tout ce qui est précède :

$a$  : Coeff de Choukhov (défini ultérieurement) ;

$T_i$  : Température initiale (°C) ;

$T_f$  : Température finale (°C) ;

$T_a$  : Température ambiante (°C) ;

$L$  : Longueur du tronçon (m),  $L = \sum(l_i \times x)$  ;

$Dj$  : Coefficient de Joule Thomson (°C/Bar).

$$T_x = T_a - Dj \frac{P_i^2 - P_x^2}{2.a.x.P_m} + \left( T_i - T_a + Dj \frac{P_i^2 - P_x^2}{2.a.x.P_m} \right) e^{-a.x} \quad (4.59)$$

Et

$$T_f = T_a - Dj \frac{P_i^2 - P_f^2}{2.a.L.P_m} + \left( T_i - T_a + Dj \frac{P_i^2 - P_f^2}{2.a.L.P_m} \right) e^{-a.L} \quad (4.60)$$

**5.4.3 Température du sol réduite**

La température du sol réduite s'exprime alors comme suite :

$$T_{sr} = T_s - Dj \frac{P_i^2 - P_x^2}{2.a.L.P_m} \quad (4.61)$$

Par conséquent :

$$T_f = T_{sr} + (T_i - T_{sr})e^{-a.L} \quad (4.62)$$

Température moyenne :

$$T_m = T_{sr} + \frac{T_i - T_{sr}}{a.L} \cdot (1 - e^{-a.L}) \quad (4.63)$$

$$T_m = T_{sr} + \frac{T_i - T_f}{a.L} \quad (4.64)$$

Où :

$a$  : Coefficient de Choukhov :

$$a = \frac{K \cdot \pi \cdot D_{ext}}{G \cdot Cp} \quad (4.65)$$

$K$  : coefficient de transfert de chaleur global ( $J/m^2 \cdot s \cdot K$ ) ;

$G$  : Débit massique ( $Kg/s$ ) ;

$$G = \rho \cdot Q \quad (4.66)$$

Avec pour tout ce qui précède :

$Cp$  : Chaleur spécifique ( $\frac{J}{Kg} \cdot K$ ) ;

$T_s$  : Température du sol ( $K$ ) ;

$P_i$  : Pression initiale ( $Bar$ ) ;

$P_f$  : Pression finale ( $Bar$ ) ;

$P_m$  : Pression moyenne ( $Bar$ ) ;

$L$  : Longueur du tronçon ( $m$ ) ;

$Dj$  : Coefficient de Joule Thomson ( $K/Bar$ ).

## 5.5 Température de formation d'hydrates :

Les enjeux économiques et industriels de l'utilisation du gaz naturel résident principalement en son traitement. En effet, il peut contenir des gaz acides (dioxyde de carbone et sulfure d'hydrogène notamment), des hydrocarbures lourds et d'autres impuretés (eau, azote, ...) qu'il faut éliminer avant sa commercialisation. Lors des opérations de traitement ou de transport du gaz naturel, la présence d'eau (sous forme liquide ou en phase vapeur), même en très faibles quantités, peut entraîner la formation d'hydrates provoquant le colmatage des conduites de gaz. Notons que la température des gazoducs varie entre 253 et 323 K et la pression varie entre 5 et 25 MPa, ce qui est favorable à la formation d'hydrates. Une déshydratation du gaz naturel est donc nécessaire avant son transport. (YOUSSEF, 2009).

On se doit donc de prévenir ces formations, et pour cela il existe des formules de prédiction des températures de formation d'hydrates, comme c'est le cas pour les corrélations suivantes.

### 5.5.1 Corrélation :

La corrélation est une mesure factuelle qui démontre le degré de variation de deux ou plusieurs variables entre elles. Par exemple, une corrélation positive montre à quel point ces variables augmentent ou diminuent en parallèle ; une connexion négative montre à quel point une variable augmente alors que l'autre diminue. (Janna, 2005)

Lorsque la vacillation d'une variable prédit de manière fiable une variation comparative d'une autre variable, on a régulièrement tendance à penser que le changement de l'une entraîne le changement de l'autre. Néanmoins, la connexion ne suggère pas la causalité. Il peut y avoir, par exemple, une variable obscure qui a un impact comparable sur les deux variables (Janna, 2005).

La plupart de ces corrélations utilisent la pression et la densité du gaz comme données d'entrée et prédisent la formation d'hydrates. Certaines des corrélations existantes largement utilisées sont présentées ci-dessous (Janna, 2005).

#### 5.5.1.1 La corrélation de Hammerschmidt :

Hammerschmidt (1934) a présenté la corrélation suivante comme les résultats de ses expériences qui peuvent prédire la TFH (température de formation des hydrates) uniquement en fonction de la pression. (Janna, 2005)

La pression est exprimée en psi et la température est calculée en °F. Cette corrélation décrit T en fonction de la pression :

$$T = 8,9 P^{0,285} \quad (4.67)$$

En raison de sa simplicité, cette corrélation ne fournit pas de prédictions précises à des températures moyennes. Cependant, contrairement à la plupart des autres modèles compliqués, elle ne montre pas de grandes déviations par rapport aux valeurs expérimentales à température et pression élevées. (Janna, 2005)

#### 5.5.1.2 Corrélation de Motiee :

Cette équation fournit une relation permettant d'estimer T en fonction de la pression et de la densité du gaz, la température étant exprimée en °C et la pression en MPa : (Janna, 2005)

$$T = b_1 + b_2 \log P + b_3 \log P^2 + b_4 \Delta + b_5 \Delta^2 + b_6 \text{Log} P \quad (4.68)$$

Avec :

$$b_1 = -253,24469 ;$$

$$b_2 = 78,99667 ;$$

$$b_3 = -5,352544 ;$$

$$b_4 = 349,473877 ;$$

$$b_5 = -150,854675 ;$$

$$b_6 = 27,604065.$$

**5.5.1.3 La corrélation de Towler et Mokhatab :**

Towler et Mokhatab (Janna, 2005) ont fourni une corrélation qui est spécifique aux alcanes légers et au gaz naturel doux. Dans leur corrélation, T est donné par :

$$T = 13,47 \ln P + 34,27 \ln \Delta - 1,675 \ln P \ln \Delta - 20,35 \quad (4.69)$$

Avec : T est la température en Réaumur et P est la pression en Psia.

---

## Chapitre 5 : Partie calcul

---

## 1 Introduction :

Dans ce Chapitre, nous présentons une étude comparative de cas, considérant premièrement le fonctionnement actuel du GG1 avec et sans compression intermédiaire ; avec et sans livraisons, et dans un second cas, l'injection de certaines quantités d'Hydrogène au Gaz Naturel.

Chaque cas fera l'objet d'un calcul Thermo-Hydraulique réalisé en deux parties, en ayant un même débit pour tous les cas, et en faisant varier les débits, d'une telle façon à avoir les mêmes pressions d'arrivée, cela réalisé sous Excel, afin de tracer les profils de pression et de température. Le choix de la faisabilité du projet se fera suite à l'analyse des résultats obtenus.

## 2 Données de départ :

### 2.1 Données de l'ouvrage :

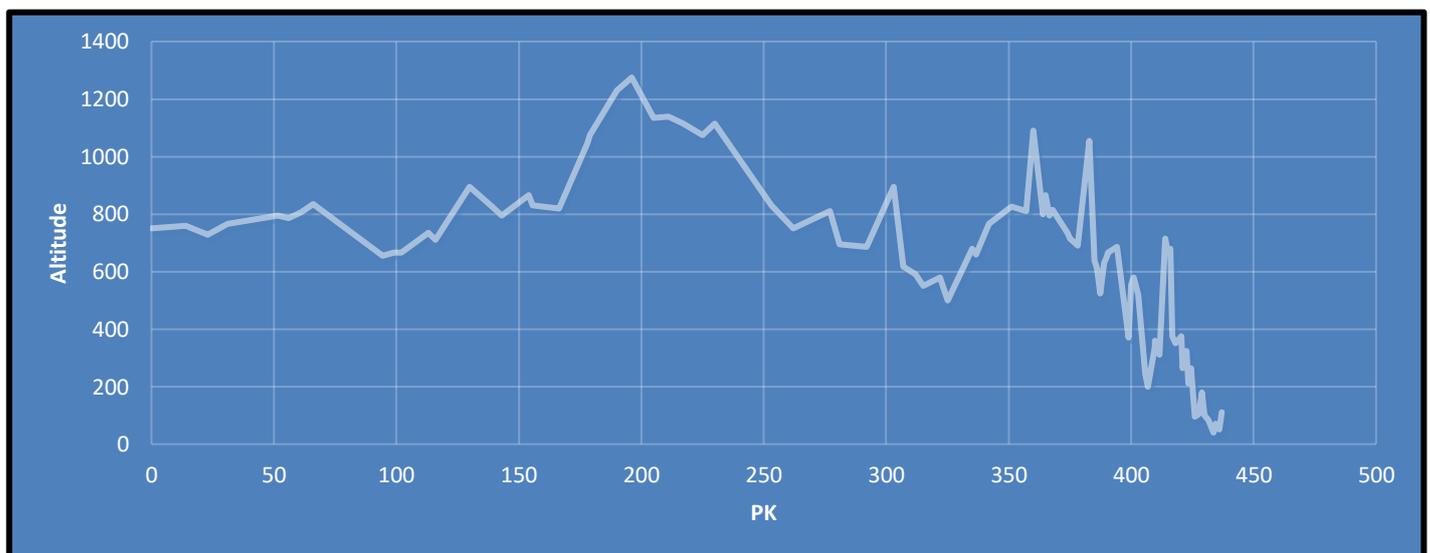


Figure 5-1: Profil en Long.

Tableau 5.1: Données de l'ouvrage.

	<i>De 0 à 307 Km</i>	<i>De 307 à 437 Km</i>
$D_{ext}(m)$	<b>1,0668</b>	<b>1,0668</b>
$\delta_m(m)$	<b>0,01191</b>	<b>0,0127</b>
$\delta_{rev}(m)$	<b>0,005</b>	<b>0,005</b>
$Ke$	<b>0,05</b>	<b>0,05</b>
<b>PMS (Bar)</b>	<b>73</b>	<b>73</b>
$t_a(^{\circ}C)$	<b>9</b>	<b>9</b>
$K(J/m^2 \cdot s \cdot K)$	<b>0,630</b>	<b>0,630</b>

## 2.2 Composition chimique du Gaz :

Tableau 5.2: Composition Chimique et conditions critiques du Gaz.

ÉLÉMENT	$Y_i$	$M_i$	$\mu_i$ (cp)	$T_c$ (K)	$P_c$ (Pa)
$N_2$	0,0541	28,013	0,0173	126	3400000
$CO_2$	0,0022	44,01	0,0147	304	7400000
$C_1$	0,838	16,043	0,0107	191	4600000
$C_2$	0,0771	30,07	0,0089	306	4900000
$C_3$	0,0192	44,097	0,0075	370	4300000
$I - C_4$	0,0027	58,124	0,0071	408	3700000
$N - C_4$	0,004	58,124	0,0073	425	3800000
$I - C_5$	0,0008	72,151	0,0066	460,35	3381000
$N - C_5$	0,0009	72,151	0,0066	470	3400000
$C_6 +$	0,001	86,178	0,0063	508	3000000

Tableau 5.3: Composition Chimique et conditions critiques du Mélange à 20%  $H_2$ .

ÉLÉMENT	$Y_i$	$M_i$	$\mu_i$ (cp)	$T_c$ (K)	$P_c$ (Pa)
$N_2$	0,04328	28,013	0,0173	126	3400000
$CO_2$	0,00176	44,01	0,0147	304	7400000
$C_1$	0,6704	16,043	0,0107	191	4600000
$C_2$	0,06168	30,07	0,0089	306	4900000
$C_3$	0,01536	44,097	0,0075	370	4300000
$I - C_4$	0,00216	58,124	0,0071	408	3700000
$N - C_4$	0,0032	58,124	0,0073	425	3800000
$I - C_5$	0,00064	72,151	0,0066	460,35	3381000
$N - C_5$	0,00072	72,151	0,0066	470	3400000
$C_6 +$	0,0008	86,178	0,0063	508	3000000
HYDROGENE	0,2	1	0,00865	32,97	1293000

Tableau 5.4: Taux de livraison sur chaque tronçon de la ligne.

	<b>Tronçon</b>	<b>Taux de livraison annuel</b>
<b>1</b>	Pk (0 - 21) Départ	0
<b>2</b>	Pk (21-31) Tilghemt	0,050413837
<b>3</b>	Pk (31 - 94,5) Oued bellil	0,000232921
<b>4</b>	Pk (94,5- 109,660) Ksar El Hirane	0,000667382
<b>5</b>	Pk (109,660-139) Bir sed rahal	0,000000
<b>6</b>	PK (139 - 175,5) Messad	0,005125482
<b>7</b>	Pk (175,5 - 181,3) Moudjebarra	0,000473107
<b>8</b>	Pk (181,3 - 192) SC Moudjebara	0
<b>9</b>	Pk (192 - 217) Djelfa	0,023239433
<b>10</b>	Pk (217 - 223) Dar Chioukh	0,00229957
<b>11</b>	Pk (223 -253,5) Bis Slim	0,000219104
<b>12</b>	Pk (253,5 - 286,6) Boussaada	0,010637892
<b>13</b>	Pk (286,6 - 301,321) Bir Had S'Hari Ain Fekra	0,000717876
<b>14</b>	Pk (301,321 - 312) M'sila	0,086552003
<b>15</b>	Pk (312 - 325) Boughezoul	0,105000964
<b>16</b>	Pk (325 - 336,6) Sidi Aissa	0,002708622
<b>17</b>	Pk (336,6 - 349) Dirah	0,000342986
<b>18</b>	Pk (349 - 360,92) Bis El Hakimia	6,09136E-06
<b>19</b>	Pk (360,92 - 366,6) Sour El Ghouzelelane	0,016884483
<b>20</b>	Pk (366,6 - 375) Ain Bessam	0,002405212
<b>21</b>	Pk (375 - 386) Bejaia	0,104764728
<b>22</b>	Pk (386 - 390) Bis Ain El Hadjar	0,00028572
<b>23</b>	Pk (390 -390,6) Bouira	0,005165207
<b>24</b>	Pk (390 - 396) Ain Turk	0
<b>25</b>	Pk (396 - 405) Bis Djebahia	0,000149442
<b>26</b>	Pk (405 - 409) Lakhdaria	0,003253152
<b>27</b>	Pk (409 - 418) Draa El Mizane	0,002818514
<b>28</b>	Pk (418 - 431) Chabet El Ameur	0,000179952
<b>29</b>	Pk (431 - 437) Alger	0,002437148

### 3 Calculs relatifs à la composition des mélanges :

Les propriétés des mélanges hydrogène-méthane sont des paramètres importants dans la conception des pipelines d'hydrogène-méthane ainsi que dans les applications finales utilisant ces mélanges. Les nouveaux projets de mélange d'hydrogène consacrent également beaucoup de temps à l'étude des propriétés des mélanges d'hydrogène et de méthane. (Devinder, et al., 2022)

#### 3.1 Application Numérique pour le cas 100 % GN :

##### 3.1.1 Masse molaire moyenne

Le calcul de la masse molaire moyenne se fait par l'équation (3.1) :

$$M_a = \sum y_i \cdot M_i = 18,819 \text{ Kg/Kmole} ,$$

##### 3.1.2 Densité du Gaz

Le calcul de la densité se fait par l'équation (3.5):

$$\Delta = \frac{M_g}{28,9625}$$

$$\Delta = 0,649$$

##### 3.1.3 Masse volumique

Le calcul de la masse volumique se fait par l'équation (3.4) :

$$\Delta = \frac{\rho_g}{\rho_{air}}$$

$$\rightarrow \rho_g = \Delta \cdot \rho_{air} = 0,649 \times 1,292$$

$$\rho_g = 0,839$$

##### 3.1.4 Propriétés pseudo-critiques :

La température pseudo-critique est calculée par l'équation (3.22)

$$T_{pc} = \sum y_i \cdot T_c$$

$$T_{pc} = 202,341K$$

La pression pseudo-critique est calculée par Equation (3.23)

$$P_{pc} = \sum y_i \cdot P_c$$

$$P_{pc} = 45,493 \text{ bars}$$

Tableau 5.5: tableau des résultats du calcul des propriétés physico-chimiques du GN.

PARAMETRE	VALEUR
$M_g [Kg/K.mol]$	18,819
$\Delta$	0,6497
$\rho_g (Kg/m^3)$	0,839
$\mu (cP)$	$1,0817 \times 10^{-5}$
$\mu (Kg/m.s)$	0,0000108
$V$	$1,288 \times 10^{-05}$
$T_{pc} (K)$	202,3408
$P_{pc} (Pa)$	4549324,8
$R$	8314
$R_g$	441,771

Tableau 5.6: tableau des résultats du calcul des propriétés physico-chimiques des mélanges.

PARAMETRE	5 % HYDROGEE	10% HYDROGEE	15% HYDROGEE	20% HYDROGEE	40% HYDROGEE
$M_g [Kg/K.mol]$	17,928	17,0377	16,146	15,256	11,692
$\Delta$	0,619	0,588	0,557	0,526	0,404
$\rho_g (Kg/m^3)$	0,800	0,760	0,720	0,680	0,521
$\mu (cP)$	0,0107	0,0105	0,0103	0,0102	0,009
$\mu (Kg/m.s)$	$1,068 \times 10^{-05}$	$1,0545 \times 10^{-05}$	$1,039 \times 10^{-05}$	$1,022 \times 10^{-05}$	$9,372 \times 10^{-06}$
$V$	$1,336 \times 10^{-05}$	$1,387 \times 10^{-05}$	$1,442 \times 10^{-05}$	$1,502 \times 10^{-05}$	$1,797 \times 10^{-05}$
$T_{pc} (K)$	193,872336	185,403792	176,935248	168,467	134,592528
$P_{pc} (Pa)$	4386508,56	4223692,32	4060876,08	3898059,84	3246794,88
$R$	8314	8314	8314	8314	8314
$R_g$	463,726	487,976	514,903	544,975	711,096

### 3.2 Représentation graphique :

Voici une représentation graphique de certains paramètres des tableaux précédents.

#### 3.2.1 Effets de l'hydrogène sur la viscosité du mélange :

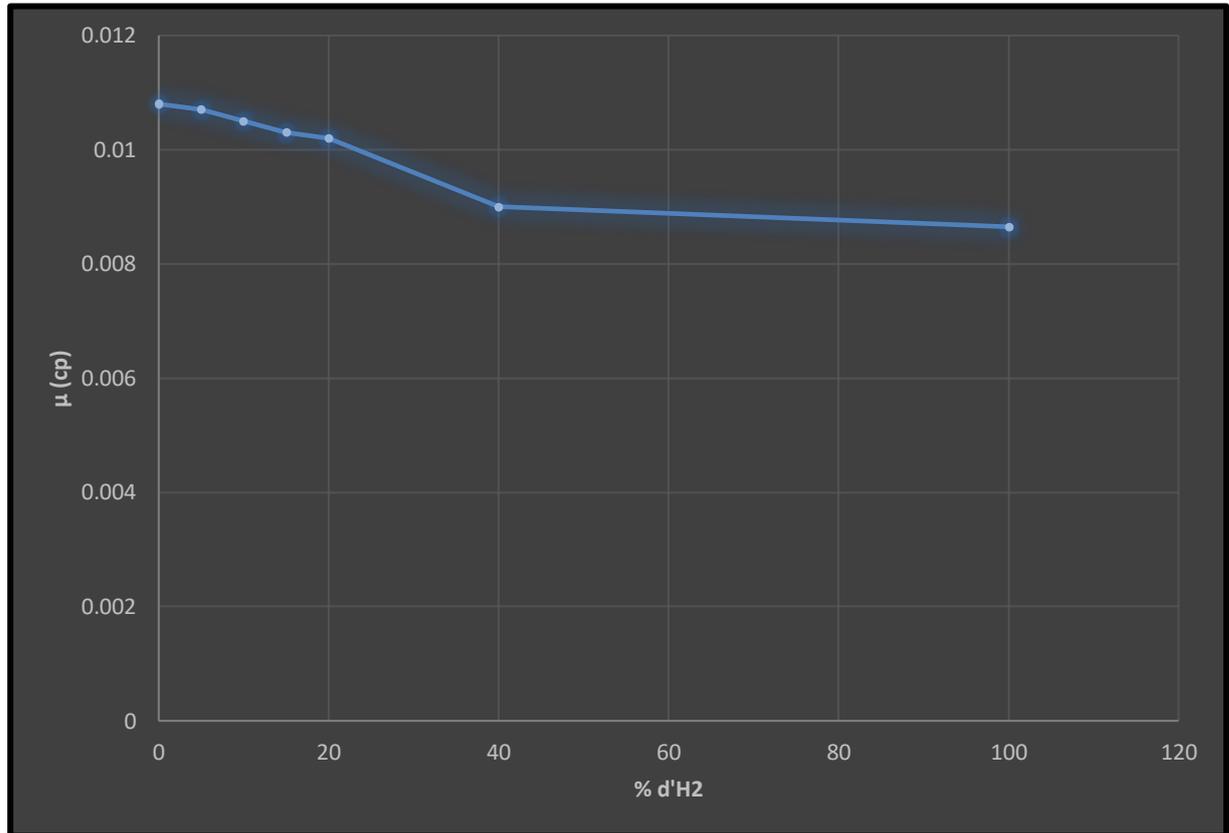


Figure 5-2 : Evolution de la viscosité dynamique en fonction du pourcentage d'Hydrogène.

La viscosité peut être définie comme la résistance qu'exerce un gaz à l'écoulement. La viscosité est un paramètre important dans l'évaluation de la perte de pression sur le pipeline qui est liée à la pression, la température et la composition du mélange. (Ammar , et al., 2020)

On remarque que plus les proportions d'hydrogène augmentent, et plus les valeurs de la viscosité diminuent, car ces dernières sont directement liées à ce paramètre, comme nous pouvons le voir sur la formule (3.8) suivante :

$$\mu = \frac{\sum(\mu_i y_i \sqrt{M_i})}{\sum(y_i \sqrt{M_i})}$$

La Figure 5-2 montre que la viscosité du mélange méthane-hydrogène diminuait de manière non linéaire à mesure que la concentration d'hydrogène dans le mélange augmentait, nos résultats concordent avec les résultats obtenus par (Ammar , et al., 2020)

### 3.2.2 Effets de l'hydrogène sur la masse molaire du mélange :

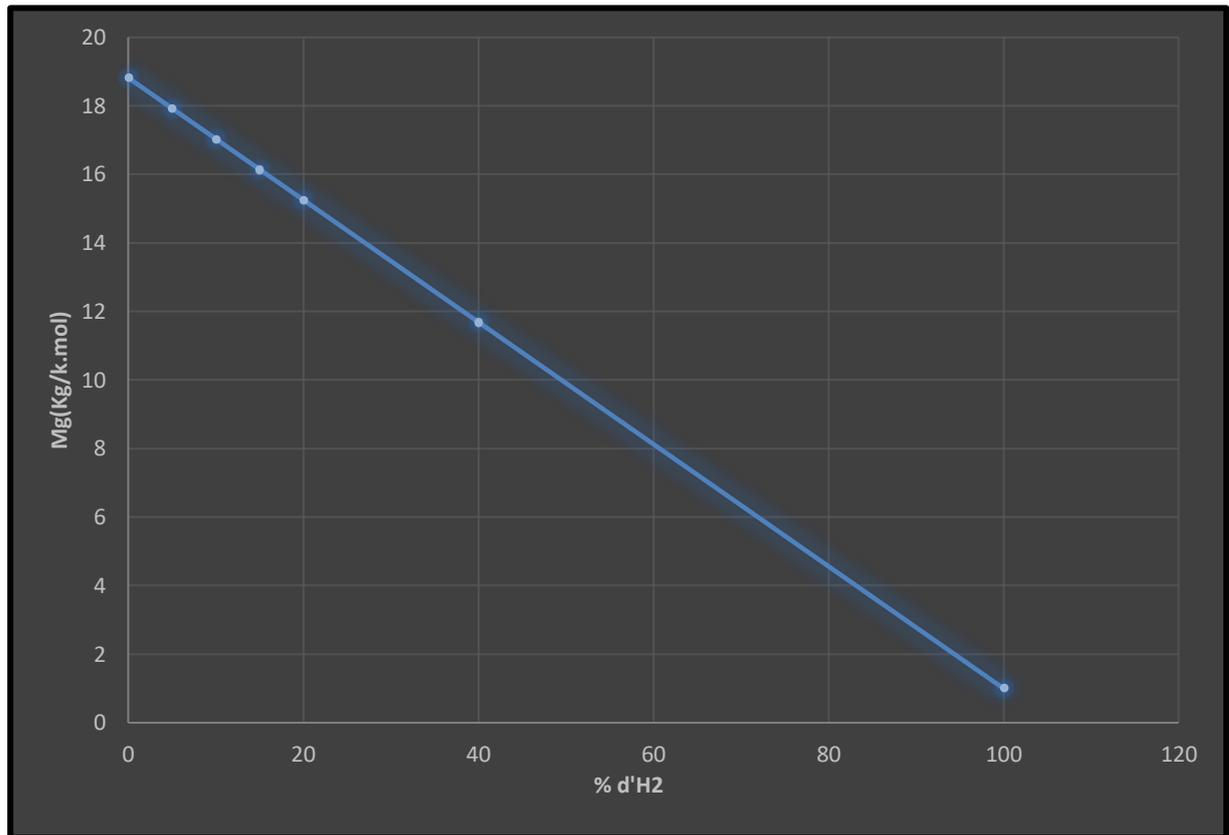


Figure 5-3 : Evolution de la masse molaire en fonction du pourcentage d'Hydrogène.

La masse molaire de l'hydrogène individuellement est la plus faible, naturellement plus les proportions d'hydrogène augmentent dans le mélange, plus sa masse molaire diminue. La formule (3.1) suivante nous montre pour quoi.

$$M_a = \sum y_i \cdot M_i$$

Nous pouvons justement observer cette relation linéaire sur la Figure 5-3 précédente.

### 3.2.3 Effets de l'hydrogène sur la densité du mélange :

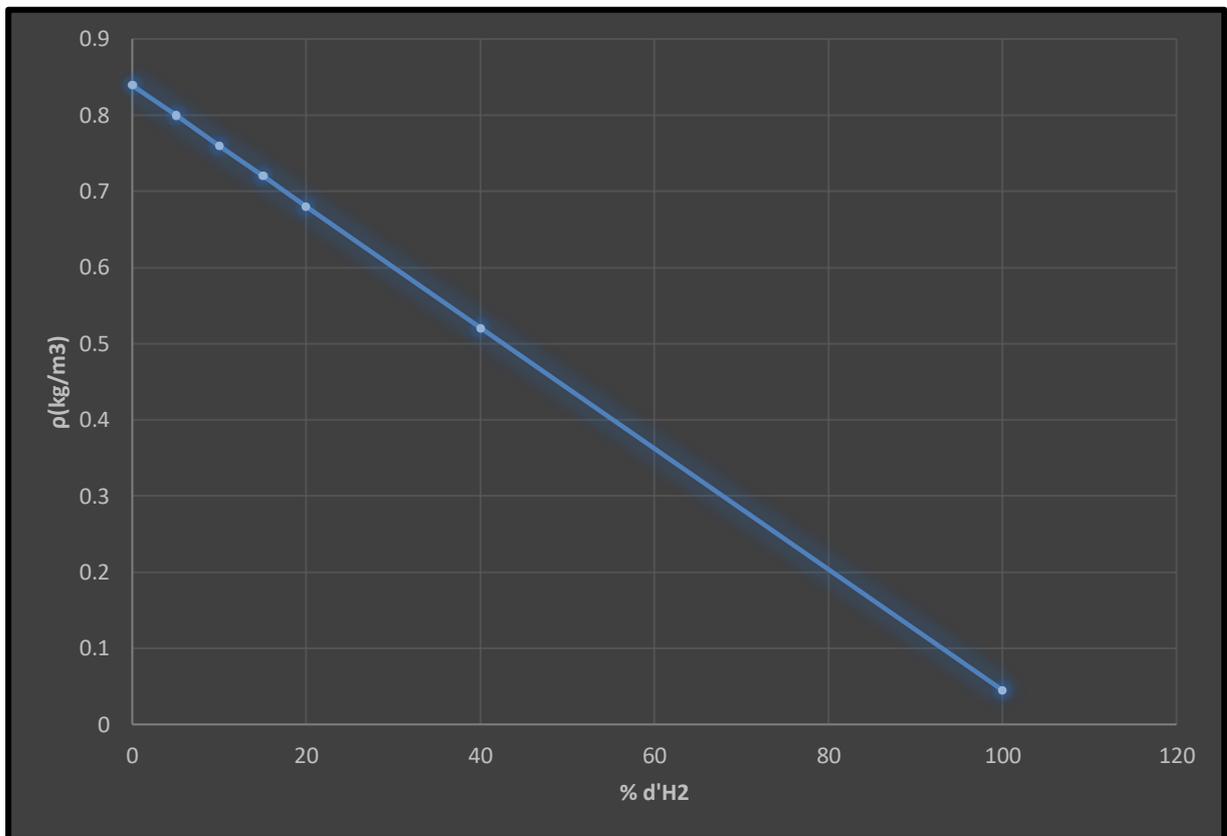


Figure 5-4 : Evolution de la masse volumique en fonction du pourcentage d'Hydrogène.

Si l'ajout d'hydrogène affecte de la sorte la masse molaire, elle en fera de même sur la densité, car ces deux paramètres sont liés par la formule (3.6) suivante

$$\Delta = \frac{M_g}{29}$$

Et de la formule (3.4) nous avons la relation suivante entre la densité et la masse volumique.

$$\rho_g = \Delta \times \rho_{air}$$

Ce qui explique le caractère linéaire de la Figure 5-4 précédente.

**4 Calcul thermo hydraulique :****4.1 Algorithme et organigramme de calcul pour chaque tronçon :**

**Etape 1** : Supposer des valeurs de  $(Z_m, T_m, P_m)$  ;

**Etape 2** Calculer  $(Re = \frac{4.M}{\pi.D_{int}.\mu})$  ;

**Etape 3** Calculer  $(Re_{tr})$  ;

**Etape 4** Calculer le coefficient de frottement  $(\lambda)$  ;

**Etape 5** Majorer le coefficient calculé précédemment  $(\lambda_{cal} = 1,05 \lambda_{th})$  ;

**Etape 6** Calculer (la pente  $i$  et les coefficients  $a$  et  $b$ ) ;

**Etape 7** Calculer la pression finale  $(P_f)$  ;

**Etape 8** Calculer le coefficient de Choukhov  $(a)$  ;

**Etape 9** Calculer La température du sol réduite  $(T_{sr})$  ;

**Etape 10** Calculer la température finale  $(t_f)$  ;

**Etape 11** Calculer  $T, P, T_{pr}, P_{pr}, \rho_r$  puis calculer  $(Z)$  pour chaque point ;

**Etape 12** si  $|z - z_m| > 10^{-4}$  (pour tout point) refaire le calcul depuis l'étape 2 avec les résultats obtenus durant les étapes précédentes comme données d'entrée ;

**Etape 13** si  $|z - z_m| < 10^{-4}$  : faire  $P_m = P, T_m = T, Z_m = Z$ .

**Etape 14** Calculer la distribution de la pression  $(P_x)$  ;

**Etape 15** Calculer la distribution de la température finale  $(T_x)$ .

**Etape 16** fin.

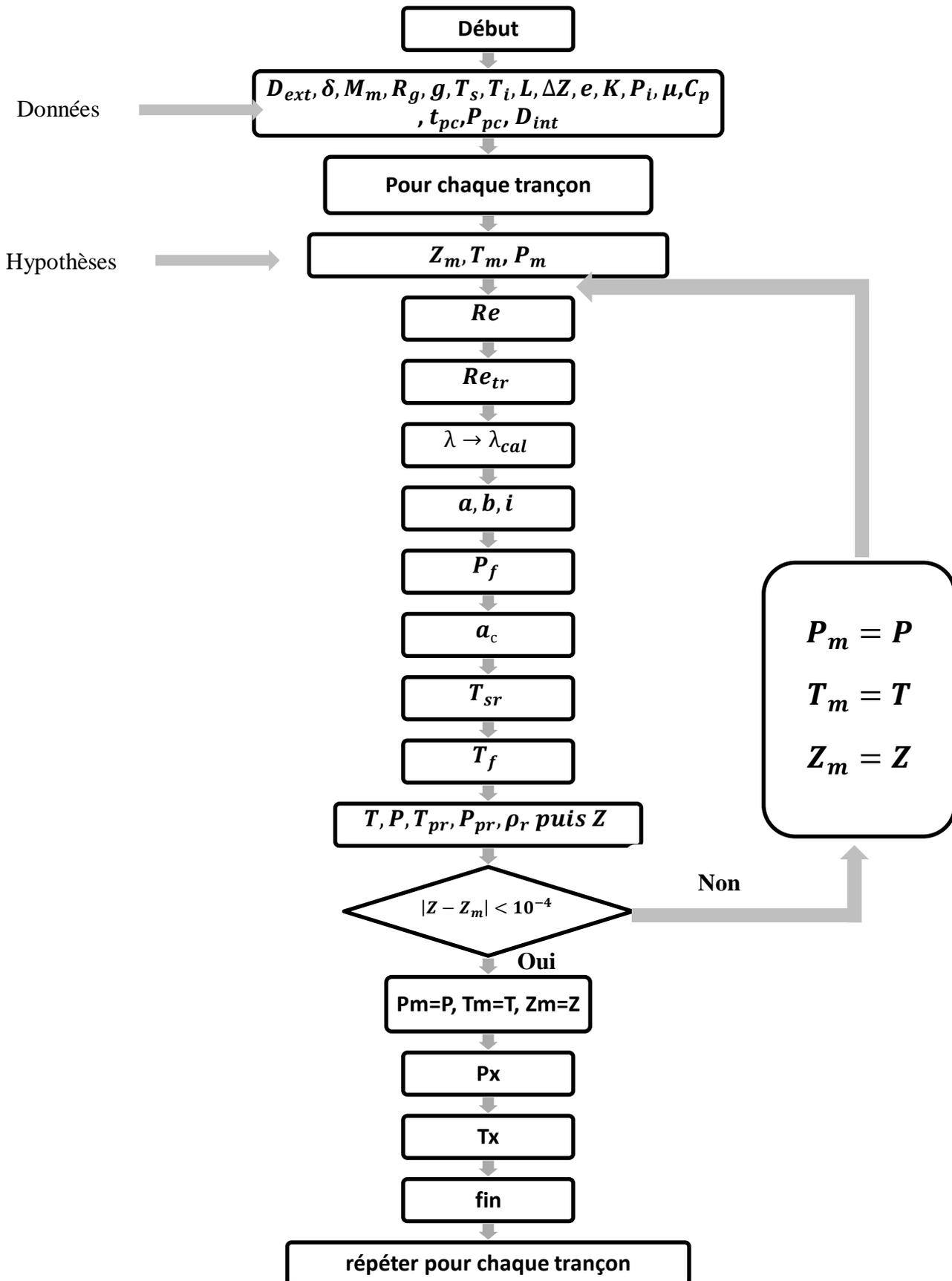


Figure 5-5 : Schéma de calcul du calcul thermo hydraulique.

## 5 Pour un même débit :

### 5.1 Calcul du débit :

Les calculs ont été faits par le biais de l'équation (4.27).

$$M = \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2)(1 + aZ_f)}{b \cdot L \left[ 1 + \frac{a}{2L} \sum_{i=1}^n (Z_i + Z_{i-1}) l_i \right]}}$$

Tableau 5.7 : Données de pression et résultats de débit sans compression intermédiaire.

Pressions	$P_i$	$P_f$
Valeurs (bar)	67	50
Sans livraison le long de la conduite		
M (Kg/s) (calculé, cas 100% Gaz Naturel)	162,15	
Avec livraison		
M (Kg/s) (calculé, cas 100% Gaz Naturel)	188,12	

Tableau 5.8:Données de pression et résultats de débit avec compression intermédiaire.

Pressions	$P_i$	$P_{f1}$	$P_{refst}$	$P_{f2}$
Valeurs (bar)	67	50	67	50
Sans livraison le long de la conduite				
M (Kg/s) (calculé, cas 100% Gaz Naturel)	210,52			
Avec livraison				
M (Kg/s) (calculé, cas 100% Gaz Naturel)	263,93			

Dans ce qui va suivre, les débits de tous les cas de mélanges seront ceux du tableau précédent, calculés pour assurer une pression d'arrivée de 50 Bars avec une pression de refoulement de 67 Bars pour le cas GN à 100%.

En sachant que la station SC3, se trouve au PK 181+300

## 5.2 Partie calcule Sans compression intermédiaire et sans livraison :

### 5.2.1 Distribution de la pression :

La distribution de la pression est donnée par l'équation (4.26) :

$$P_f = \sqrt{P_i^2 - \frac{M^2 \cdot b \cdot L \left[ 1 + \frac{a}{2L} \sum_{i=1}^n (Z_i + Z_{i-1}) l_i \right]}{(1 + aZ_f)}}$$

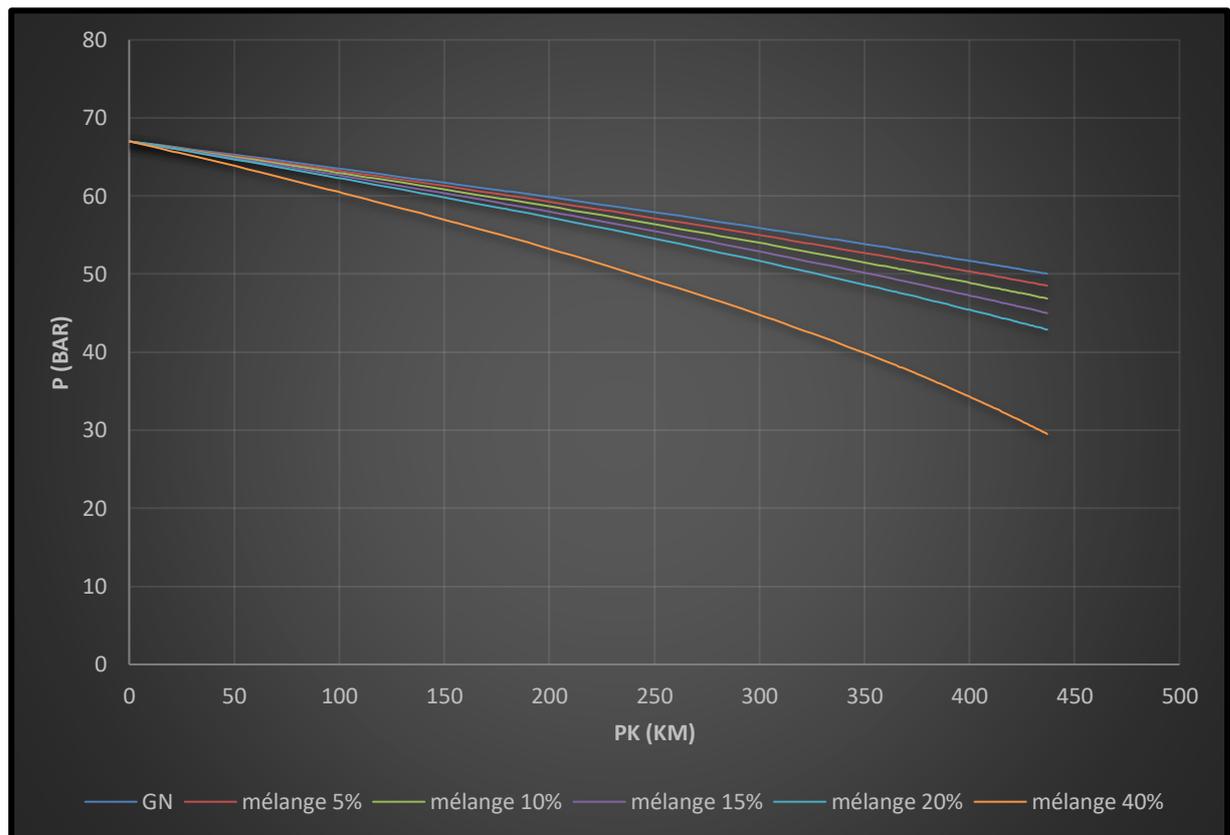


Figure 5-6 : Profil des pressions en Bar, du Gaz Naturel ayant les proportions d'hydrogène suivantes (0%,5%,10%,15%,20% et 40%), sans livraisons et sans compression.

### 5.2.2 Distribution de la température :

Le coefficient joule-Thomson est donné par l'équation (4.48) :

$$Dj = \frac{5650}{T_m^{2,13}} \sqrt{224 - P_m}$$

La distribution de la température est donnée par l'équation (4.59) :

$$T_x = T_a - Dj \frac{P_i^2 - P_x^2}{2 \cdot a \cdot x \cdot P_m} + \left( T_i - T_a + Dj \frac{P_i^2 - P_x^2}{2 \cdot a \cdot x \cdot P_m} \right) e^{-a \cdot x}$$

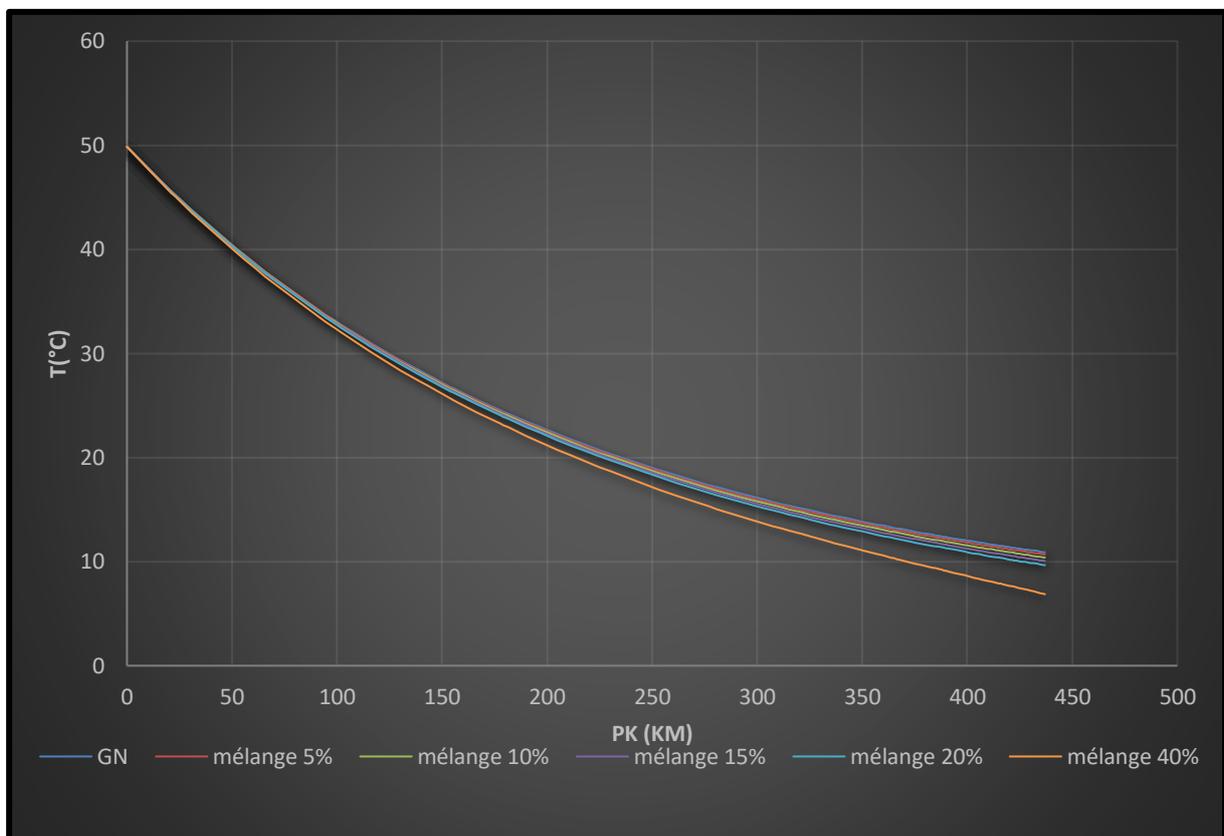


Figure 5-7 : Profil des Températures en degrés Celsius du Gaz Naturel ayant les proportions d'hydrogène suivants (0%,5%,10%,15%,20% et 40%), sans livraisons et sans compression.

### 5.2.3 Calcul du coefficient de compressibilité Z :

La Température pseudo réduite est donnée par l'équation (3.20) :

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}}$$

La Pression pseudo réduite est donnée par l'équation (3.21) :

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}}$$

$\rho$  Réduite est donné par l'Équation (3.31)

$$\rho_r = \frac{0,27 P_{pr}}{Z T_{pr}}$$

Nos calculs du coefficient de compressibilité se basent sur l'Equation(3.30) de Dranchuk :

$$Z = 1 + \left( A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} \right) \rho_r + \left( A_4 + \frac{A_5}{T_{pr}} \right) \rho_r^2 + \frac{A_5 A_6 \rho_r^5}{T_{pr}} + \frac{A_7 \rho_r^3}{T_{pr}^3 (1 + A_8 \rho_r^2) e^{-A_8 \rho_r^2}}$$

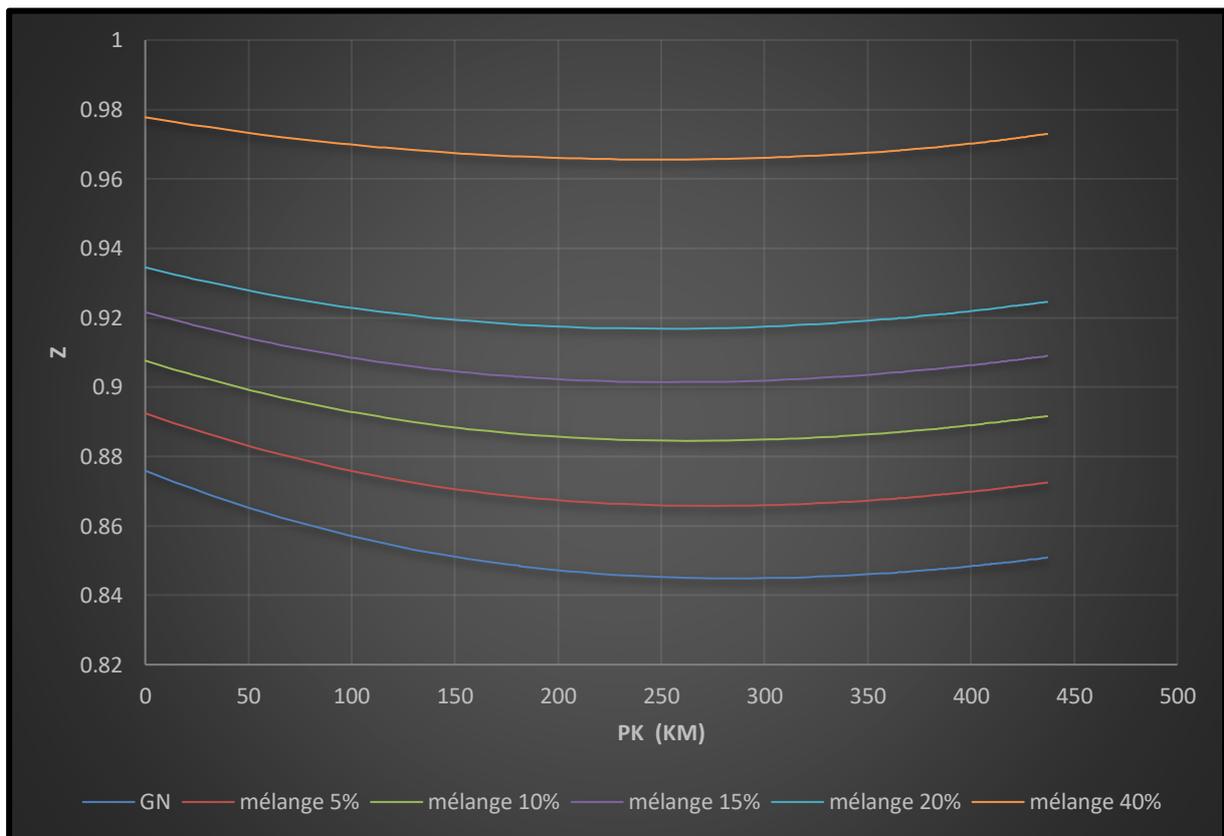


Figure 5-8 : Profil des coefficients de compressibilités des mélanges et du GN seul, sans livraisons et sans compression.

### 5.2.4 Vérification formation d'Hydrates

Les calculs ont été réalisés par la corrélation de Hammerschmidt (4.67) suivante :

$$T = 8,9 P^{0,285}$$

En effet si la température du gaz est en dessous de la  $T_{Hyd}$  il y a risque de formation d'hydrates.

Dans notre cas il y a donc risque de formation d'hydrates dans les deux cas.

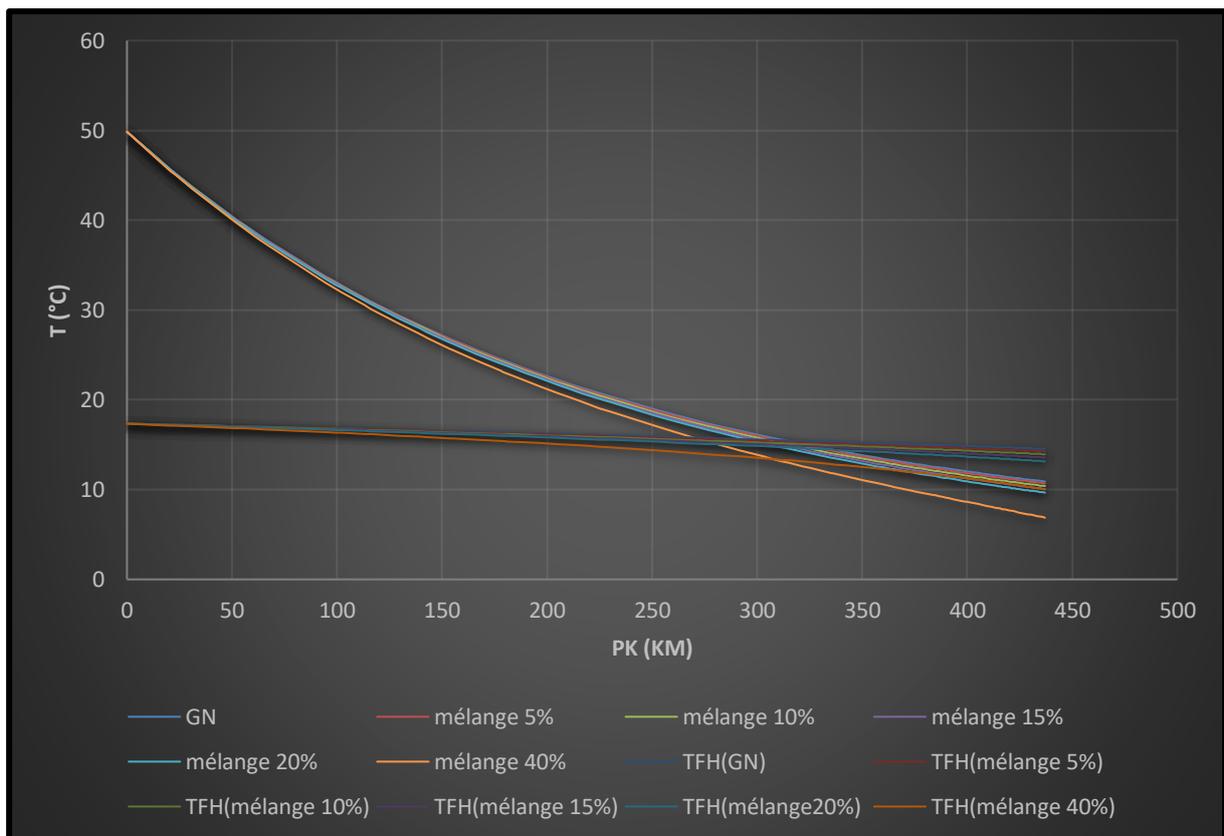


Figure 5-9 : Comparaisons des températures des mélanges, du Gaz et des températures de formation d'Hydrates pour chaque cas, sans livraisons et sans compression.

### 5.3 Partie calcule Sans compression intermédiaire avec livraison :

#### 5.3.1 Distribution de la pression :

La distribution de la pression est donnée par l'équation (4.26) :

$$P_f = \sqrt{P_i^2 - \frac{M^2 \cdot b \cdot L \left[ 1 + \frac{a}{2L} \sum_{i=1}^n (Z_i + Z_{i-1}) l_i \right]}{(1 + aZ_f)}}$$

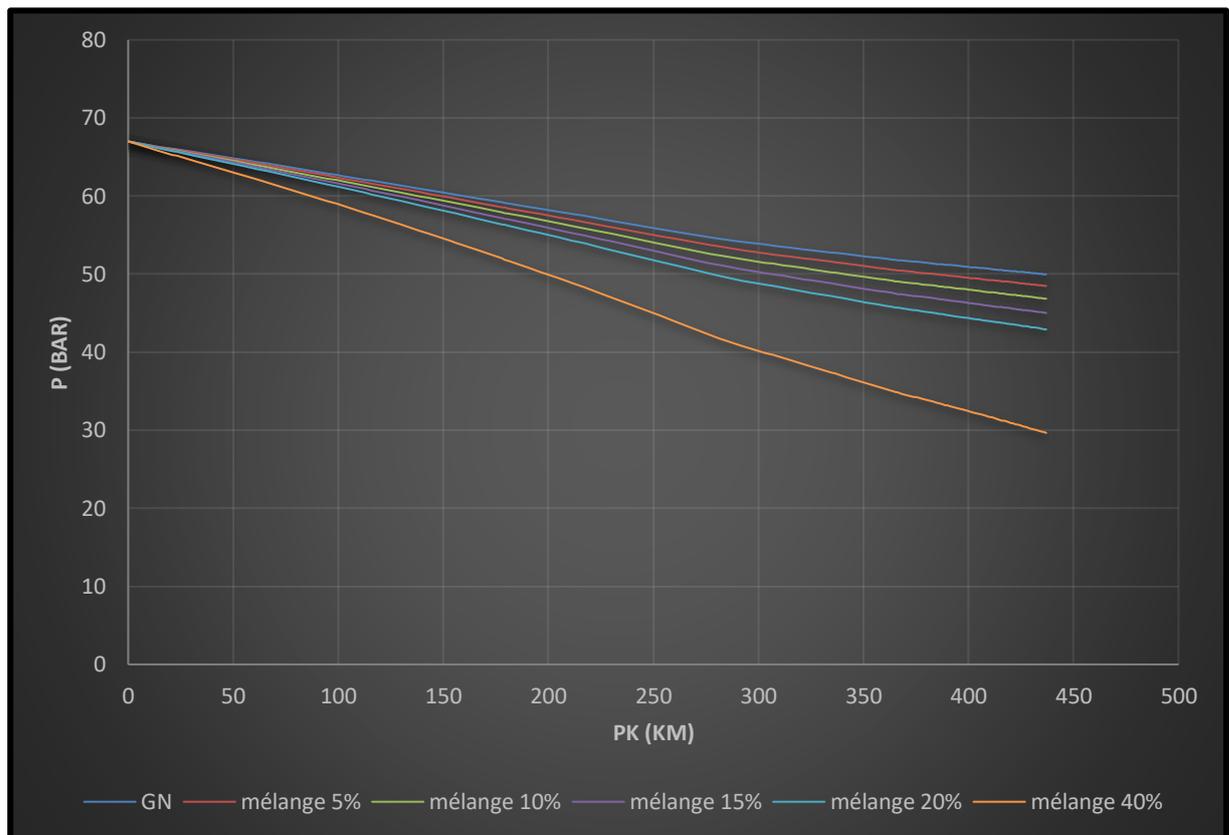


Figure 5-10 : Profil des pressions en Bar, du Gaz Naturel ayant les proportions d'hydrogène suivantes (0%,5%,10%,15%,20% et 40%), Avec livraisons et sans compression.

Distribution de la température :

Le coefficient joule-Thomson est donné par l'équation (4.48) :

$$Dj = \frac{5650}{T_m^{2,13}} \sqrt{224 - P_m}$$

La distribution de la température est donnée par l'équation (4.59) :

$$T_x = T_a - Dj \frac{P_i^2 - P_x^2}{2 \cdot a \cdot x \cdot P_m} + \left( T_i - T_a + Dj \frac{P_i^2 - P_x^2}{2 \cdot a \cdot x \cdot P_m} \right) e^{-a \cdot x}$$

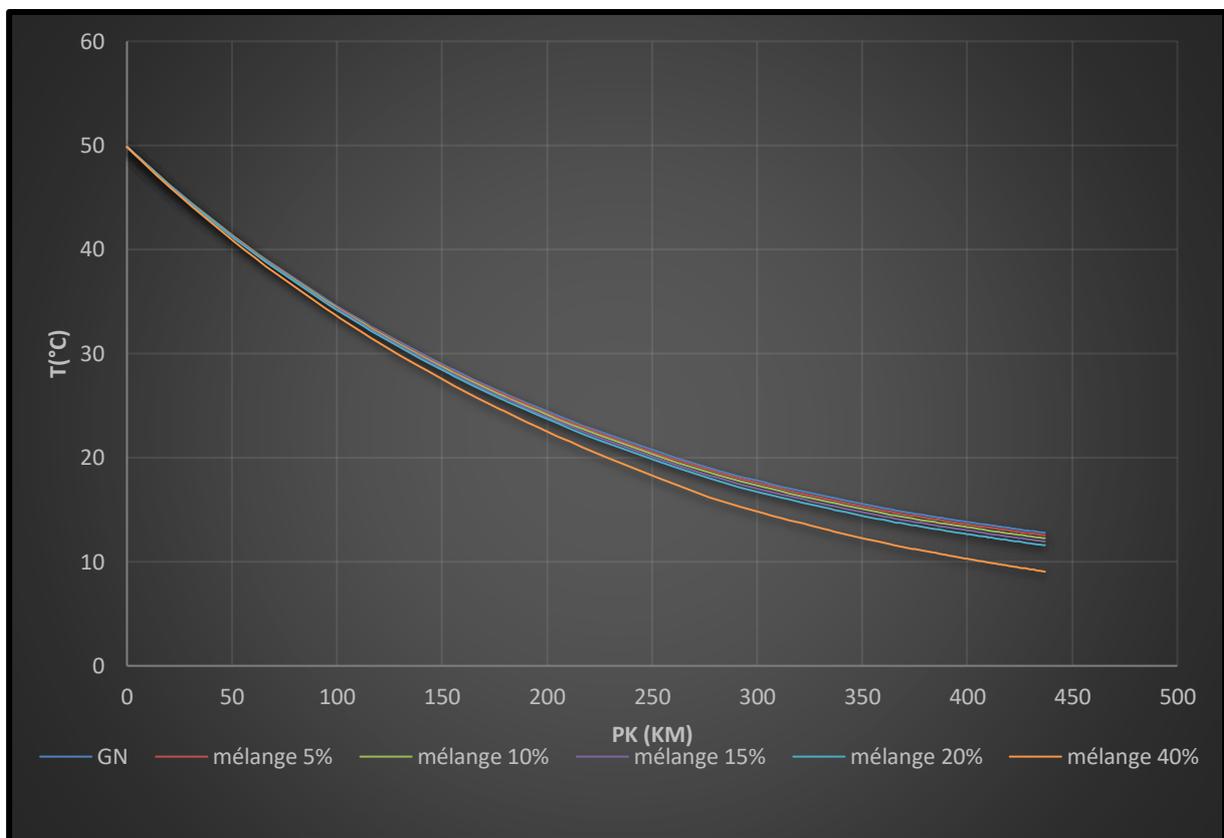


Figure 5-11 : Profil des Températures en degrés Celsius du Gaz Naturel ayant les proportions d'hydrogène suivants (0%,5%,10%,15%,20% et 40%), Avec livraisons et sans compression.

### 5.3.2 Calcul du coefficient de compressibilité Z :

La Température pseudo réduite est donnée par l'équation (3.20) :

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}}$$

La Pression pseudo réduite est donnée par l'équation (3.21) :

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}}$$

$\rho$  Réduite est donné par l'Équation (3.31)

$$\rho_r = \frac{0,27 P_{pr}}{Z T_{pr}}$$

Nos calculs du coefficient de compressibilité se basent sur l'Equation(3.30) de Dranchuk :

$$Z = 1 + \left( A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} \right) \rho_r + \left( A_4 + \frac{A_5}{T_{pr}} \right) \rho_r^2 + \frac{A_5 A_6 \rho_r^5}{T_{pr}} + \frac{A_7 \rho_r^3}{T_{pr}^3 (1 + A_8 \rho_r^2) e^{-A_8 \rho_r^2}}$$

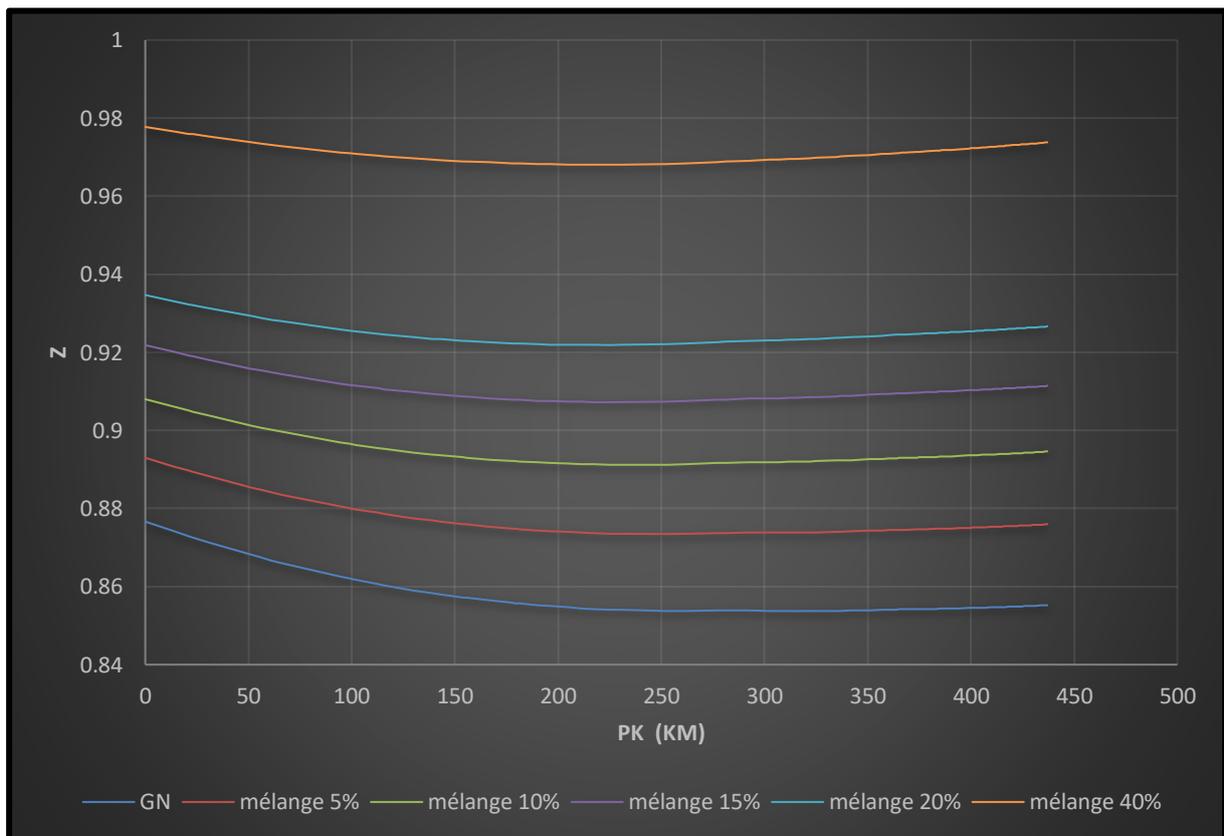


Figure 5-12 : Profil des coefficients de compressibilités des mélanges et du GN seul, Avec livraisons et sans compression.

### 5.3.3 Vérification formation d'Hydrates

Les calculs ont été réalisés par la corrélation de Hammerschmidt (4.67) suivante :

$$T = 8,9 P^{0,285}$$

En effet si la température du gaz est en dessous de la  $T_{Hyd}$  il y a risque de formation d'hydrates.

Dans notre cas il y a donc risque de formation d'hydrates dans les deux cas.

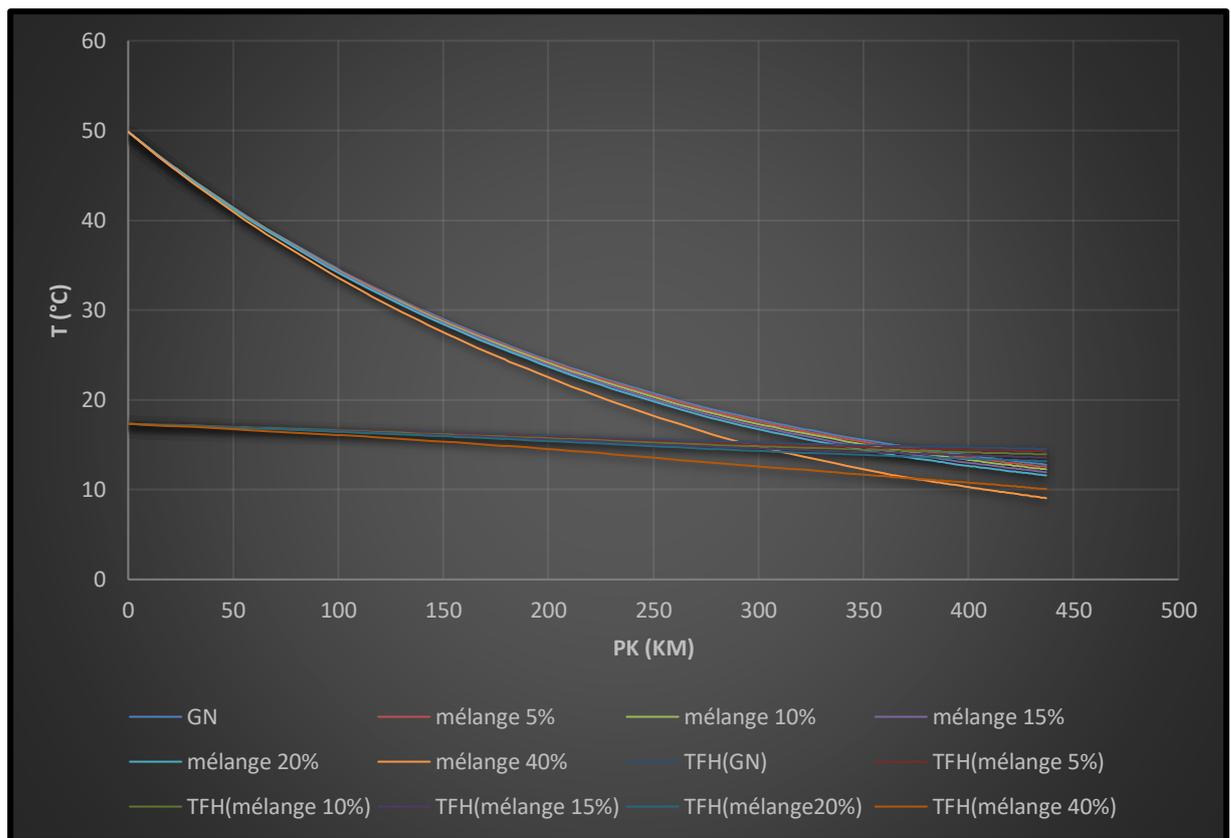


Figure 5-13 : Comparaisons des températures des mélanges, du GN et des températures de formation d'Hydrates pour chaque cas. Avec livraisons et sans compression.

### 5.4 Partie calcul Avec compression intermédiaire et sans livraison :

#### 5.4.1 Distribution de la pression :

La distribution de la pression est donnée par l'équation (4.26) :

$$P_f = \sqrt{P_i^2 - \frac{M^2 \cdot b \cdot L \left[ 1 + \frac{a}{2L} \sum_{i=1}^n (Z_i + Z_{i-1}) l_i \right]}{(1 + aZ_f)}}$$

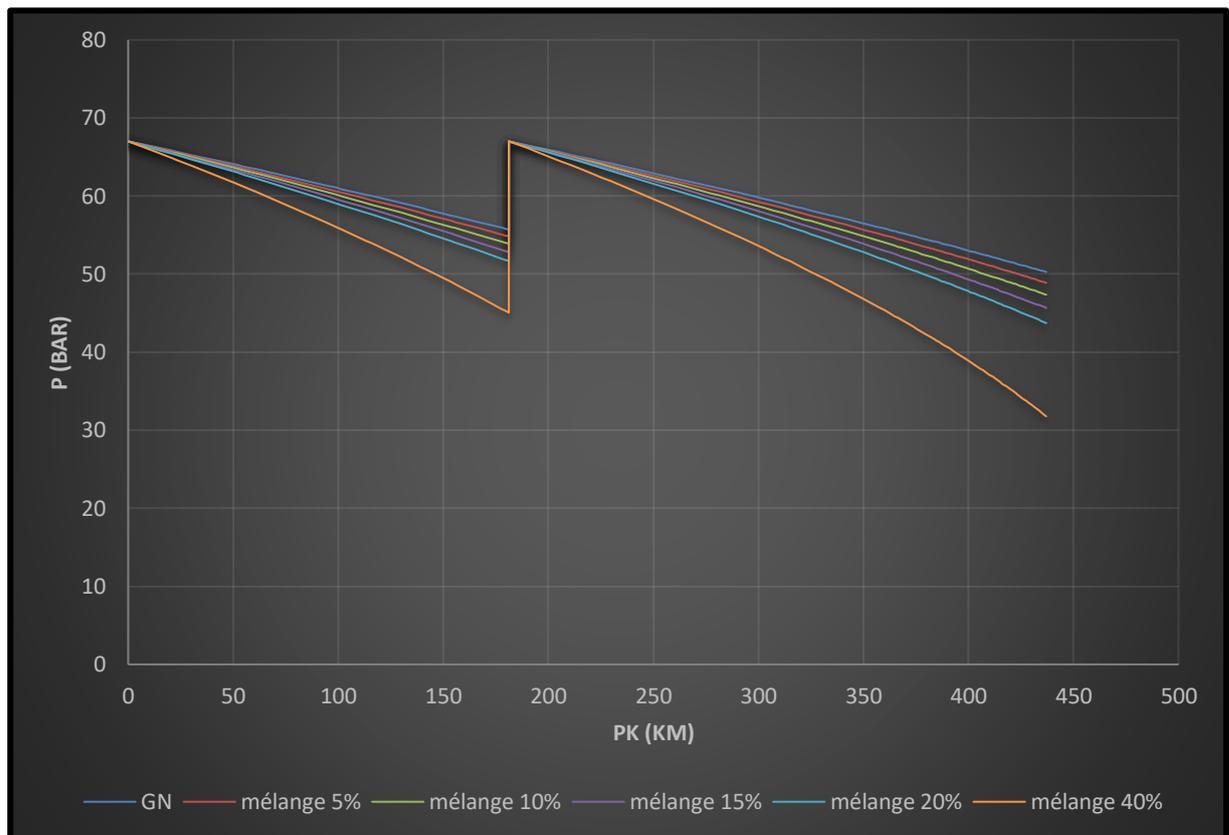


Figure 5-14 : Profil des pressions en Bar, du Gaz Naturel ayant les proportions d'hydrogène suivantes (0%,5%,10%,15%,20% et 40%), Sans livraisons et avec compression.

### 5.4.2 Distribution de la température :

Le coefficient joule-Thomson est donné par l'équation (4.48) :

$$Dj = \frac{5650}{T_m^{2,13}} \sqrt{224 - P_m}$$

La distribution de la température est donnée par l'équation (4.59) :

$$T_x = T_a - Dj \frac{P_i^2 - P_x^2}{2 \cdot a \cdot x \cdot P_m} + \left( T_i - T_a + Dj \frac{P_i^2 - P_x^2}{2 \cdot a \cdot x \cdot P_m} \right) e^{-a \cdot x}$$

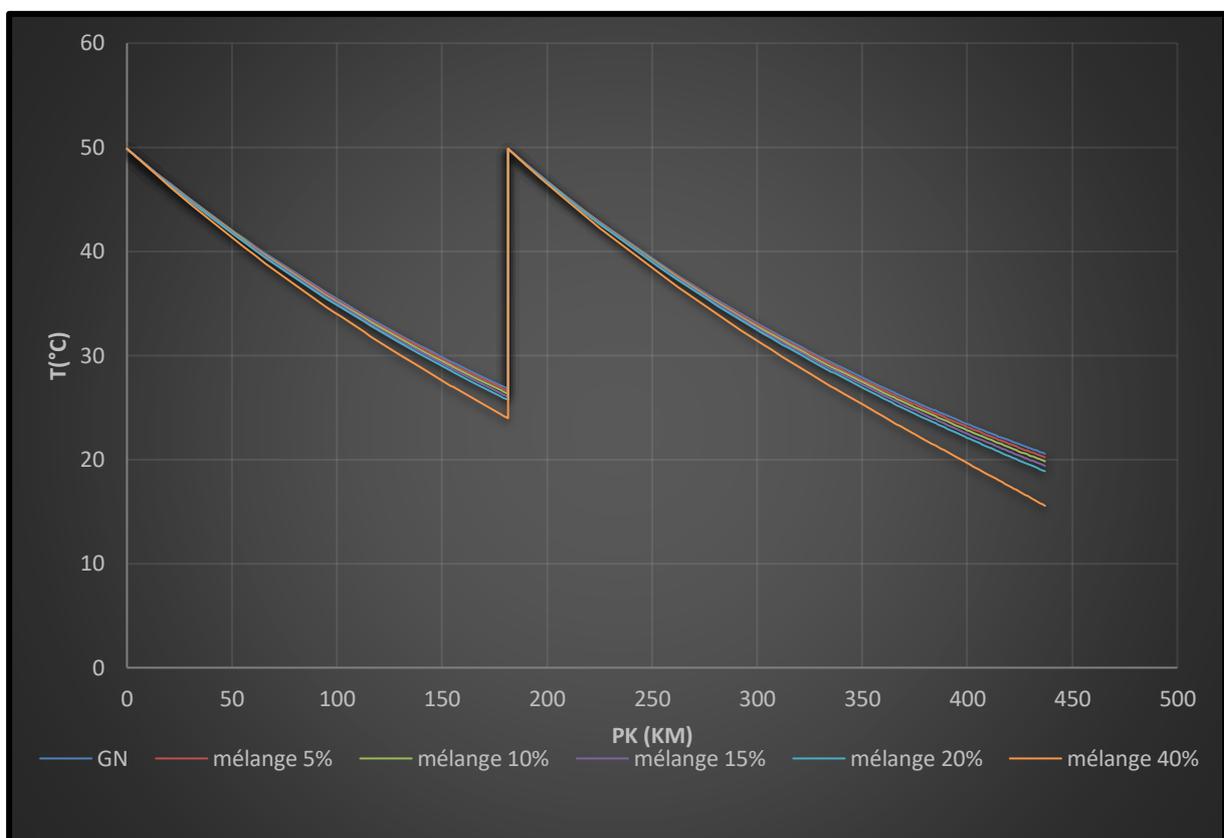


Figure 5-15 : Profil des Températures en degrés Celsius du Gaz Naturel ayant les proportions d'hydrogène suivants (0%,5%,10%,15%,20% et 40%), Sans livraisons et avec compression.

### 5.4.3 Calcul du coefficient de compressibilité Z :

La Température pseudo réduite est donnée par l'équation (3.20) :

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}}$$

La Pression pseudo réduite est donnée par l'équation (3.21) :

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}}$$

$\rho$  Réduite est donné par l'Équation (3.31)

$$\rho_r = \frac{0,27 P_{pr}}{Z T_{pr}}$$

Nos calculs du coefficient de compressibilité se basent sur l'Equation(3.30) de Dranchuk :

$$Z = 1 + \left( A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} \right) \rho_r + \left( A_4 + \frac{A_5}{T_{pr}} \right) \rho_r^2 + \frac{A_5 A_6 \rho_r^5}{T_{pr}} + \frac{A_7 \rho_r^3}{T_{pr}^3 (1 + A_8 \rho_r^2) e^{-A_8 \rho_r^2}}$$

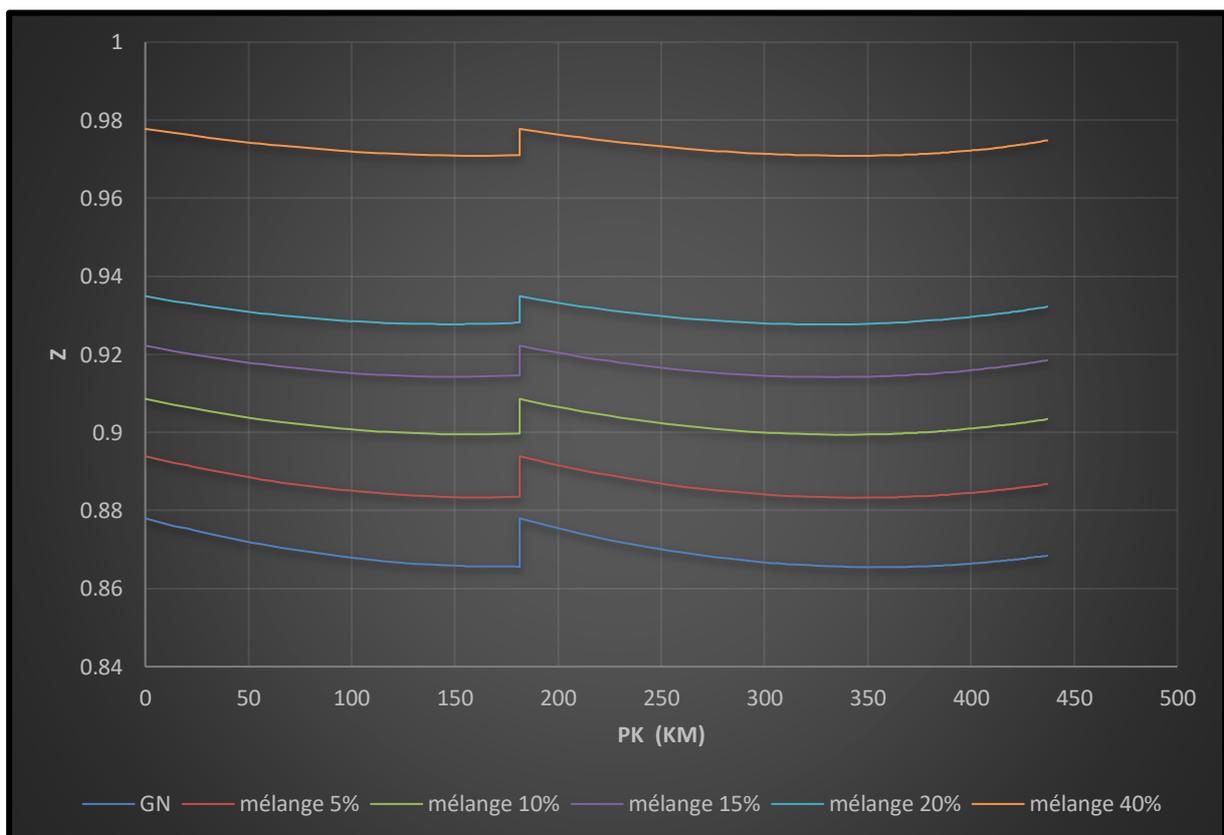


Figure 5-16 : Profil des coefficients de compressibilités des mélanges et du GN seul, sans livraisons et avec compression.

#### 5.4.4 Vérification formation d'Hydrates

Les calculs ont été réalisés par la corrélation de Hammerschmidt (4.67) suivante :

$$T = 8,9 P^{0,285}$$

En effet si la température du gaz est en dessous de la  $T_{Hyd}$  il y a risque de formation d'hydrates.

Dans notre cas il y a donc risque de formation d'hydrates dans les deux cas.

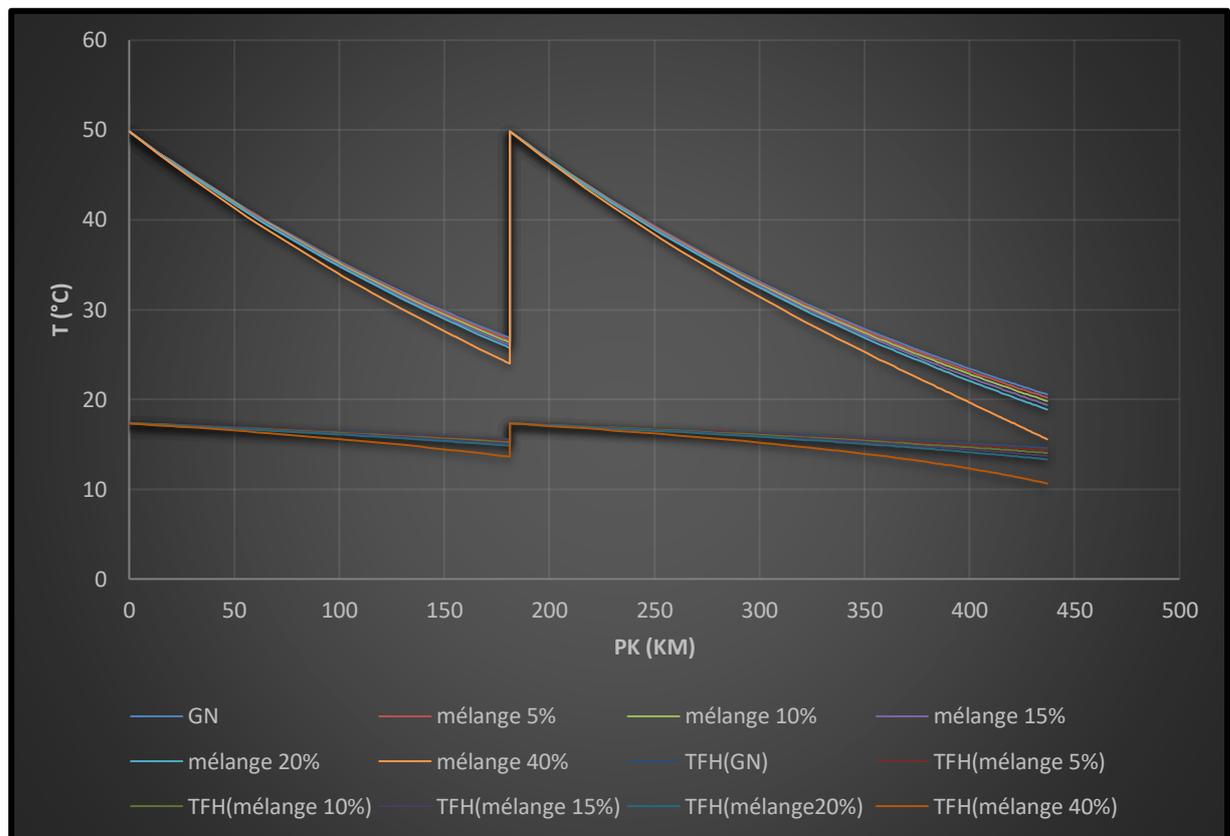


Figure 5-17 : Comparisons des températures des mélanges, du GN et des températures de formation d'Hydrates pour chaque cas. Sans livraisons et avec compression.

### 5.5 Partie calculé Avec compression intermédiaire et Avec livraison :

#### 5.5.1 Distribution de la pression :

La distribution de la pression est donnée par l'équation (4.26) :

$$P_f = \sqrt{P_i^2 - \frac{M^2 \cdot b \cdot L \left[ 1 + \frac{a}{2L} \sum_{i=1}^n (Z_i + Z_{i-1}) l_i \right]}{(1 + aZ_f)}}$$

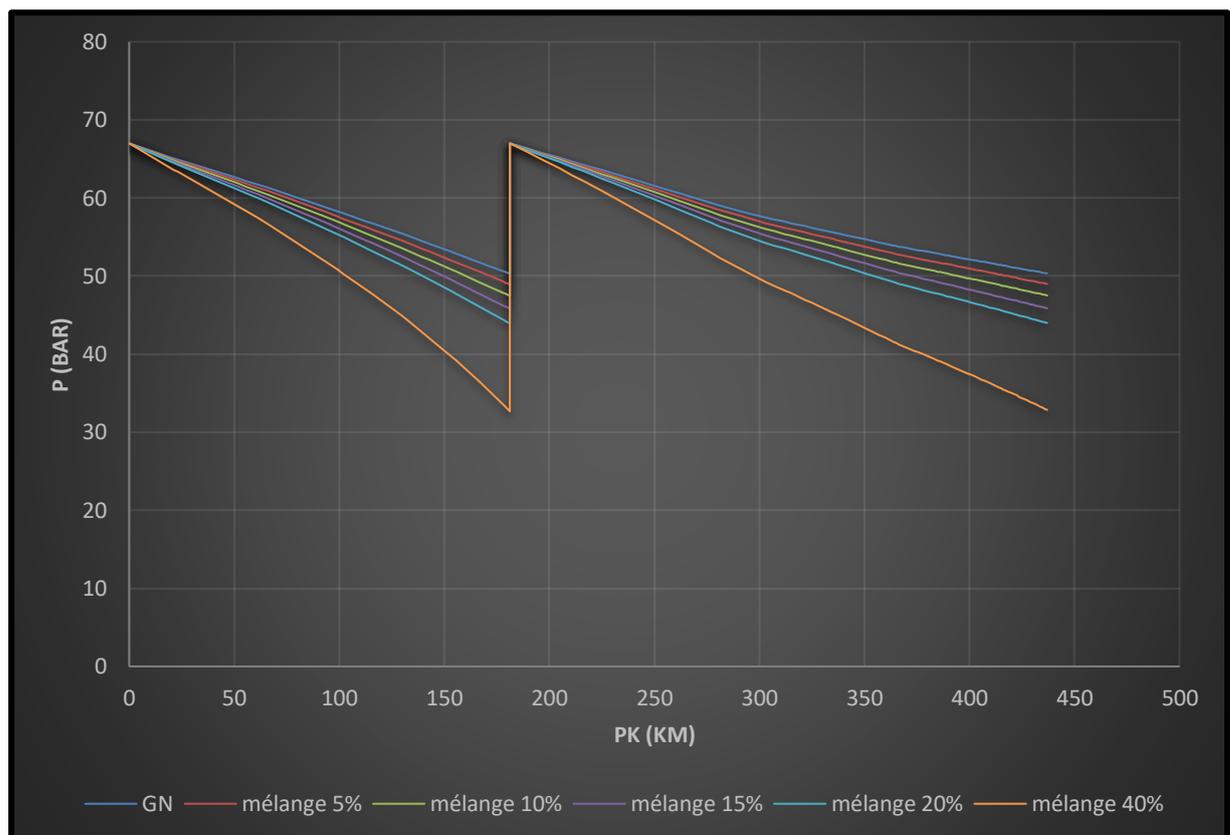


Figure 5-18: Profil des pressions en Bar, du Gaz Naturel ayant les proportions d'hydrogène suivantes (0%,5%,10%,15%,20% et 40%), Avec livraisons et avec compression.

### 5.5.2 Distribution de la température :

Le coefficient joule-Thomson est donné par l'équation (4.48) :

$$Dj = \frac{5650}{T_m^{2,13}} \sqrt{224 - P_m}$$

La distribution de la température est donnée par l'équation (4.59) :

$$T_x = T_a - Dj \frac{P_i^2 - P_x^2}{2 \cdot a \cdot x \cdot P_m} + \left( T_i - T_a + Dj \frac{P_i^2 - P_x^2}{2 \cdot a \cdot x \cdot P_m} \right) e^{-a \cdot x}$$

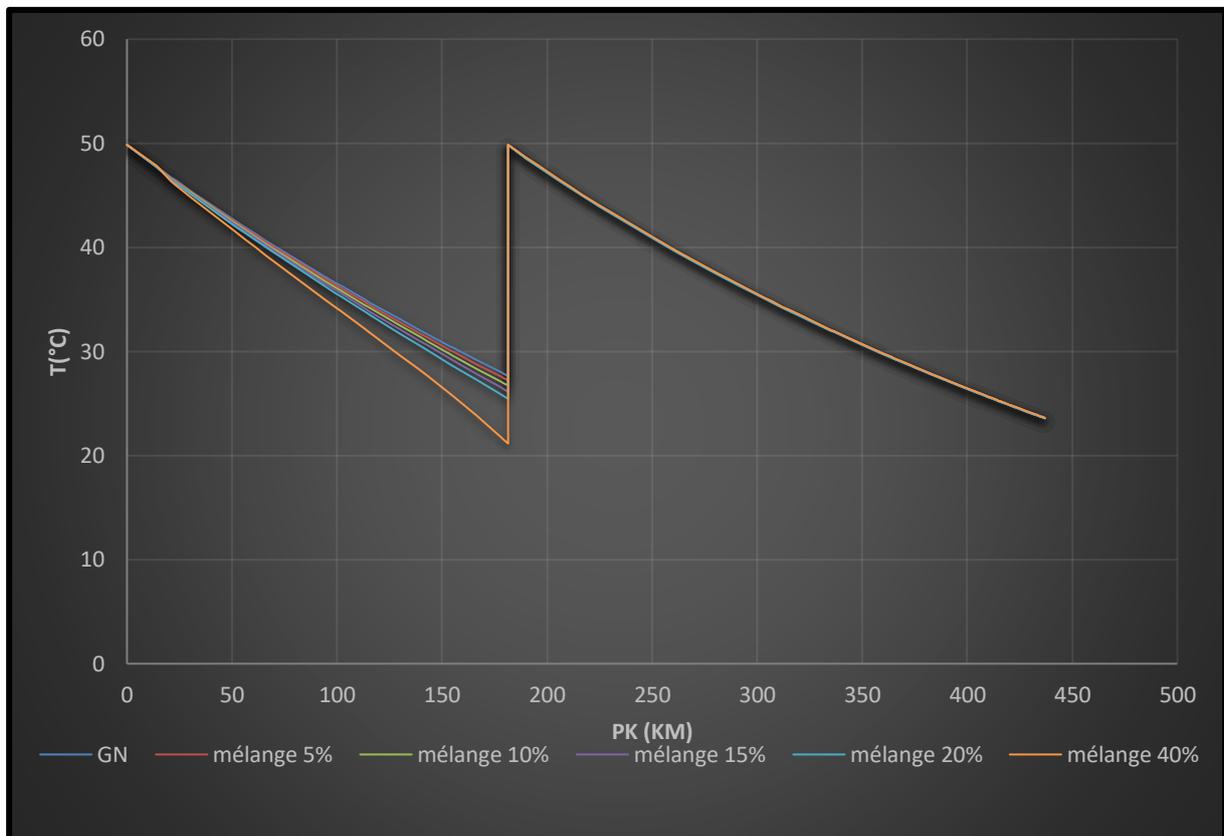


Figure 5-19 : Profil des Températures en degrés Celsius du Gaz Naturel ayant les proportions d'hydrogène suivants (0%, 5%, 10%, 15%, 20% et 40%), avec livraisons et avec compression.

### 5.5.3 Calcul du coefficient de compressibilité Z :

La Température pseudo réduite est donnée par l'équation (3.20) :

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}}$$

La Pression pseudo réduite est donnée par l'équation (3.21) :

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}}$$

$\rho$  Réduite est donné par l'Équation (3.31)

$$\rho_r = \frac{0,27 P_{pr}}{Z T_{pr}}$$

Nos calculs du coefficient de compressibilité se basent sur l'Equation(3.30) de Dranchuk :

$$Z = 1 + \left( A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} \right) \rho_r + \left( A_4 + \frac{A_5}{T_{pr}} \right) \rho_r^2 + \frac{A_5 A_6 \rho_r^5}{T_{pr}} + \frac{A_7 \rho_r^3}{T_{pr}^3 (1 + A_8 \rho_r^2) e^{-A_8 \rho_r^2}}$$

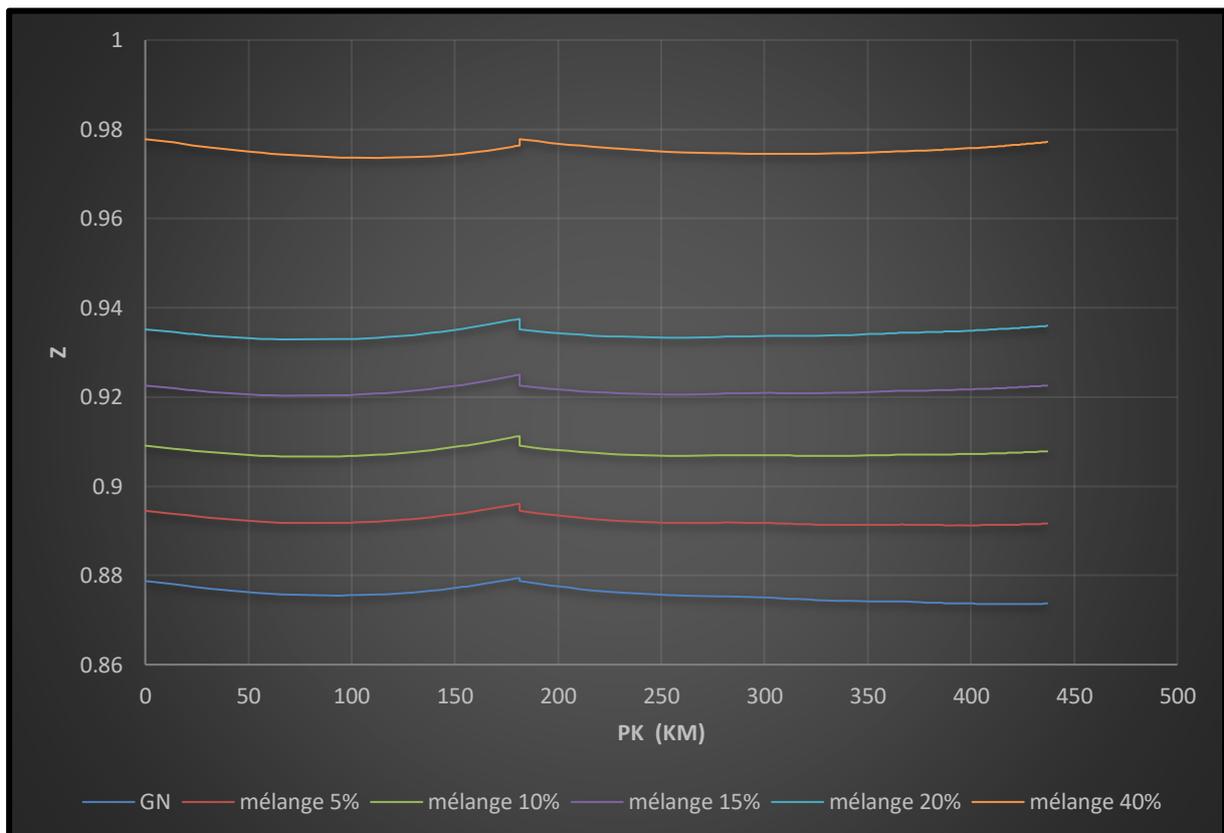


Figure 5-20 : Profil des coefficients de compressibilités des mélanges et du GN seul, avec livraisons et avec compression.

### 5.5.4 Vérification formation d'Hydrates

Les calculs ont été réalisés par la corrélation de Hammerschmidt (4.67) suivante :

$$T = 8,9 P^{0,285}$$

En effet si la température du gaz est en dessous de la  $T_{Hyd}$  il y a risque de formation d'hydrates.

Dans notre cas il y a donc risque de formation d'hydrates dans les deux cas.

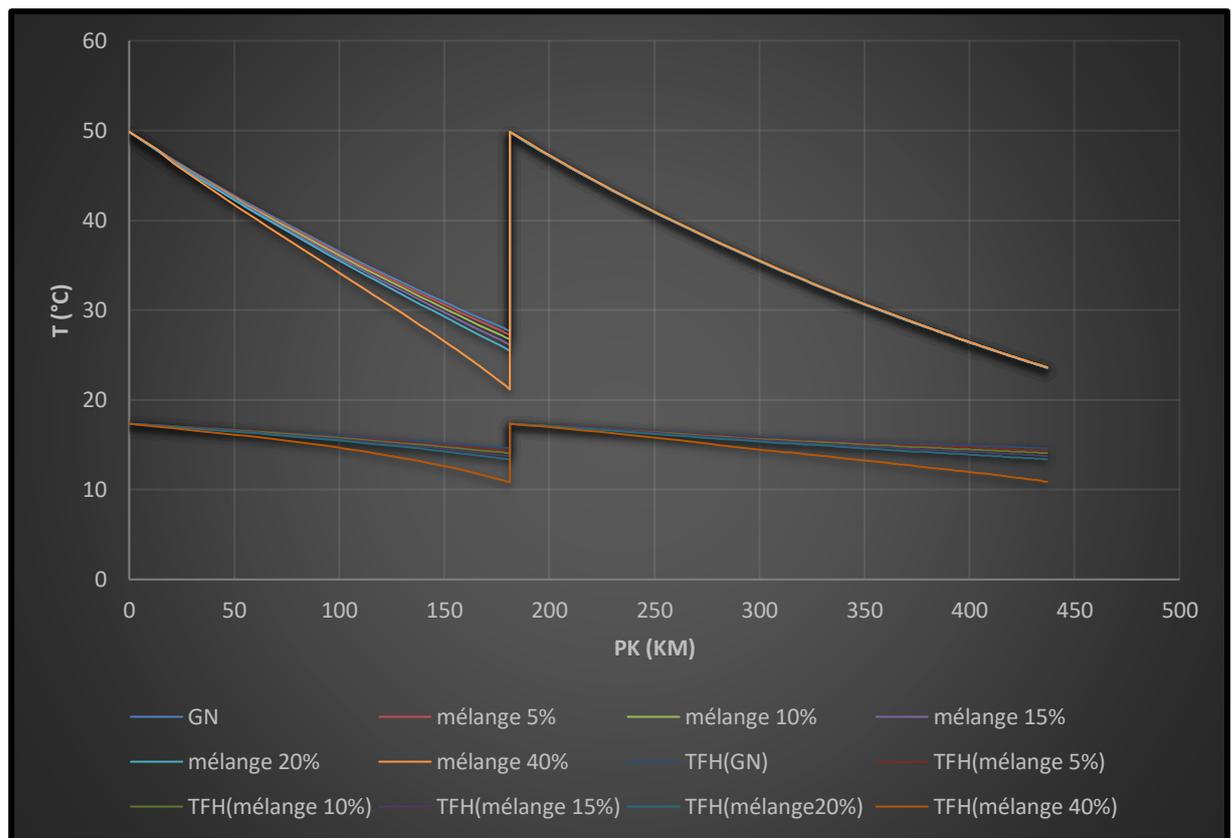


Figure 5-21 : Comparaisons des températures des mélanges, du GN et des températures de formation d'Hydrates pour chaque cas Avec livraisons et avec compression.

## 6 Pour les mêmes conditions de pression.

### 6.1 Calcul du débit :

Les calculs ont été faits par le biais de l'équation (4.27).

$$M = \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2)(1 + aZ_f)}{b \cdot L \left[ 1 + \frac{a}{2L} \sum_{i=1}^n (Z_i + Z_{i-1}) l_i \right]}}$$

Tableau 5.9 : Données de pression et résultats de débit sans compression intermédiaire.

Pressions	$P_i$	$P_f$
Valeurs (bar)	67	50
Sans livraison le long de la conduite		
M (Kg/s) (calculé, cas 100% Gaz Naturel)	162,15	
M (Kg/s) (calculé, cas d'injection de 5 % d'H <sub>2</sub> )	156,86	
M (Kg/s) (calculé, cas d'injection de 10 % d'H <sub>2</sub> )	151,73	
M (Kg/s) (calculé, cas d'injection de 15 % d'H <sub>2</sub> )	146,68	
M (Kg/s) (calculé, cas d'injection de 20 % d'H <sub>2</sub> )	141,67	
M (Kg/s) (calculé, cas d'injection de 40 % d'H <sub>2</sub> )	121,57	
Avec livraison		
M (Kg/s) (calculé, cas 100% Gaz Naturel)	188,12	
M (Kg/s) (calculé, cas d'injection de 5 % d'H <sub>2</sub> )	182,12	
M (Kg/s) (calculé, cas d'injection de 10 % d'H <sub>2</sub> )	176,25	
M (Kg/s) (calculé, cas d'injection de 15 % d'H <sub>2</sub> )	170,45	
M (Kg/s) (calculé, cas d'injection de 20 % d'H <sub>2</sub> )	164,70	
M (Kg/s) (calculé, cas d'injection de 40 % d'H <sub>2</sub> )	141,50	

Tableau 5.10:Données de pression et résultats de débit avec compression intermédiaire.

Pressions	$P_i$	$P_{f1}$	$P_{refst}$	$P_{f2}$
Valeurs (bar)	67	50	67	50
Sans livraison le long de la conduite				
M (Kg/s) (calculé, cas 100% Gaz Naturel)	210,52			
M (Kg/s) (calculé, cas d'injection de 5 % d'H <sub>2</sub> )	203,90			
M (Kg/s) (calculé, cas d'injection de 10 % d'H <sub>2</sub> )	197,39			
M (Kg/s) (calculé, cas d'injection de 15 % d'H <sub>2</sub> )	190,94			
M (Kg/s) (calculé, cas d'injection de 20 % d'H <sub>2</sub> )	184,53			
M (Kg/s) (calculé, cas d'injection de 40 % d'H <sub>2</sub> )	158,56			
Avec livraison				
M (Kg/s) (calculé, cas 100% Gaz Naturel)	263,93			
M (Kg/s) (calculé, cas d'injection de 5 % d'H <sub>2</sub> )	255,74			
M (Kg/s) (calculé, cas d'injection de 10 % d'H <sub>2</sub> )	247,66			
M (Kg/s) (calculé, cas d'injection de 15 % d'H <sub>2</sub> )	239,64			
M (Kg/s) (calculé, cas d'injection de 20 % d'H <sub>2</sub> )	231,66			
M (Kg/s) (calculé, cas d'injection de 40 % d'H <sub>2</sub> )	199,21			

En sachant que la station SC3, se trouve au PK 181+300

### 6.1.1 Comparaison des débits :

La figure suivante nous montre les variations de débit selon les différents cas, en fonction des taux d'hydrogène injectés.

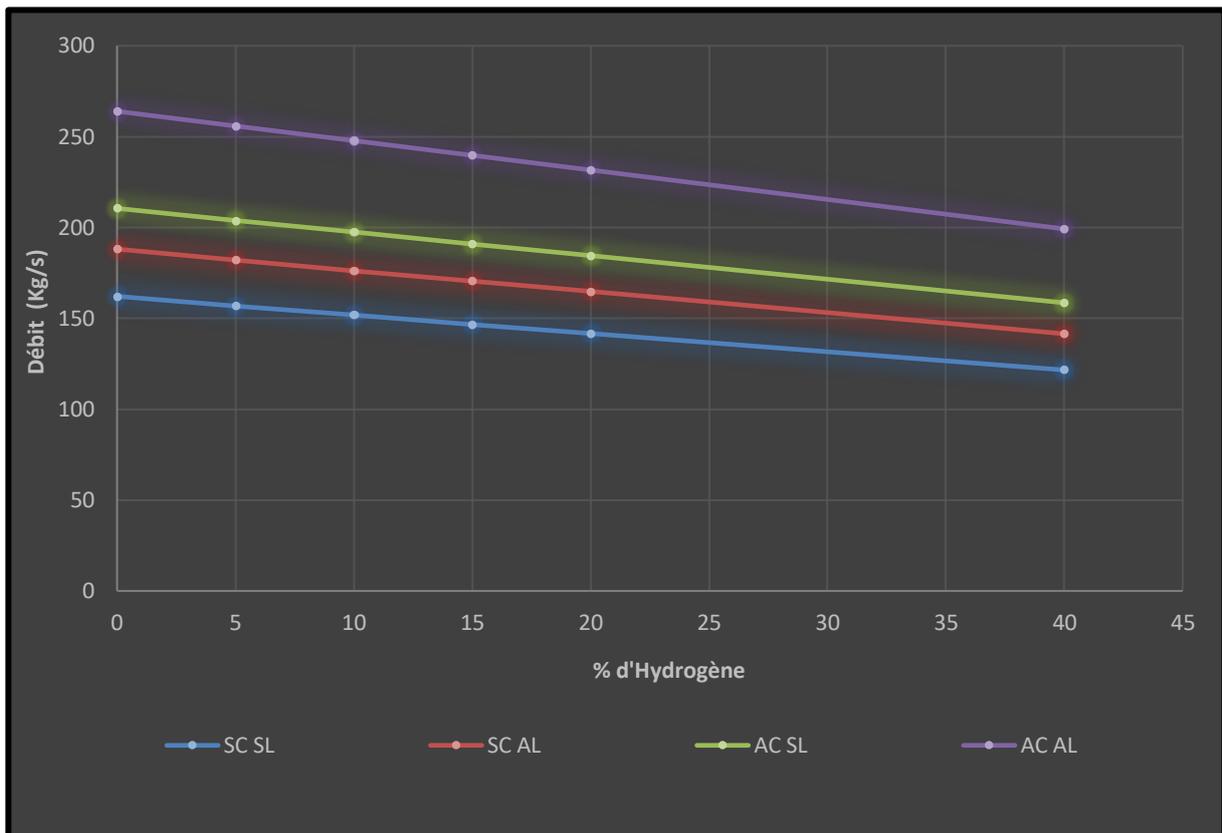


Figure 5-22 : Comparaison des débits selon les différents cas de figure en fonction des proportions d'Hydrogène.

## 6.2 Partie calcule Sans compression intermédiaire et sans livraison :

### 6.2.1 Distribution de la pression :

La distribution de la pression est donnée par l'équation (4.26) :

$$P_f = \sqrt{P_i^2 - \frac{M^2 \cdot b \cdot L \left[ 1 + \frac{a}{2L} \sum_{i=1}^n (Z_i + Z_{i-1}) l_i \right]}{(1 + aZ_f)}}$$

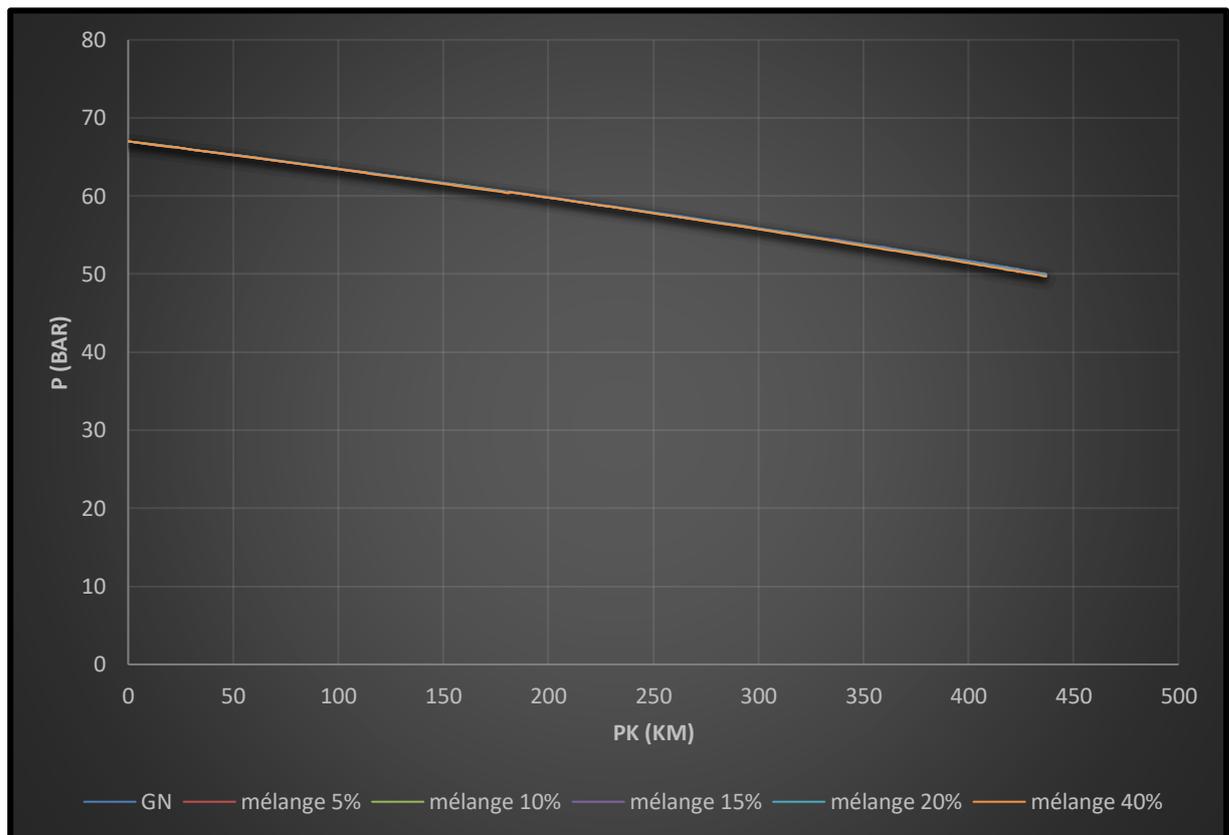


Figure 5-23 : Profil des pressions en Bar du mélange et du Gaz, sans livraisons et sans compression.

### 6.2.2 Distribution de la température :

Le coefficient joule-Thomson est donné par l'équation (4.48) :

$$Dj = \frac{5650}{T_m^{2,13}} \sqrt{224 - P_m}$$

La distribution de la température est donnée par l'équation (4.59) :

$$T_x = T_a - Dj \frac{P_i^2 - P_x^2}{2 \cdot a \cdot x \cdot P_m} + \left( T_i - T_a + Dj \frac{P_i^2 - P_x^2}{2 \cdot a \cdot x \cdot P_m} \right) e^{-a \cdot x}$$

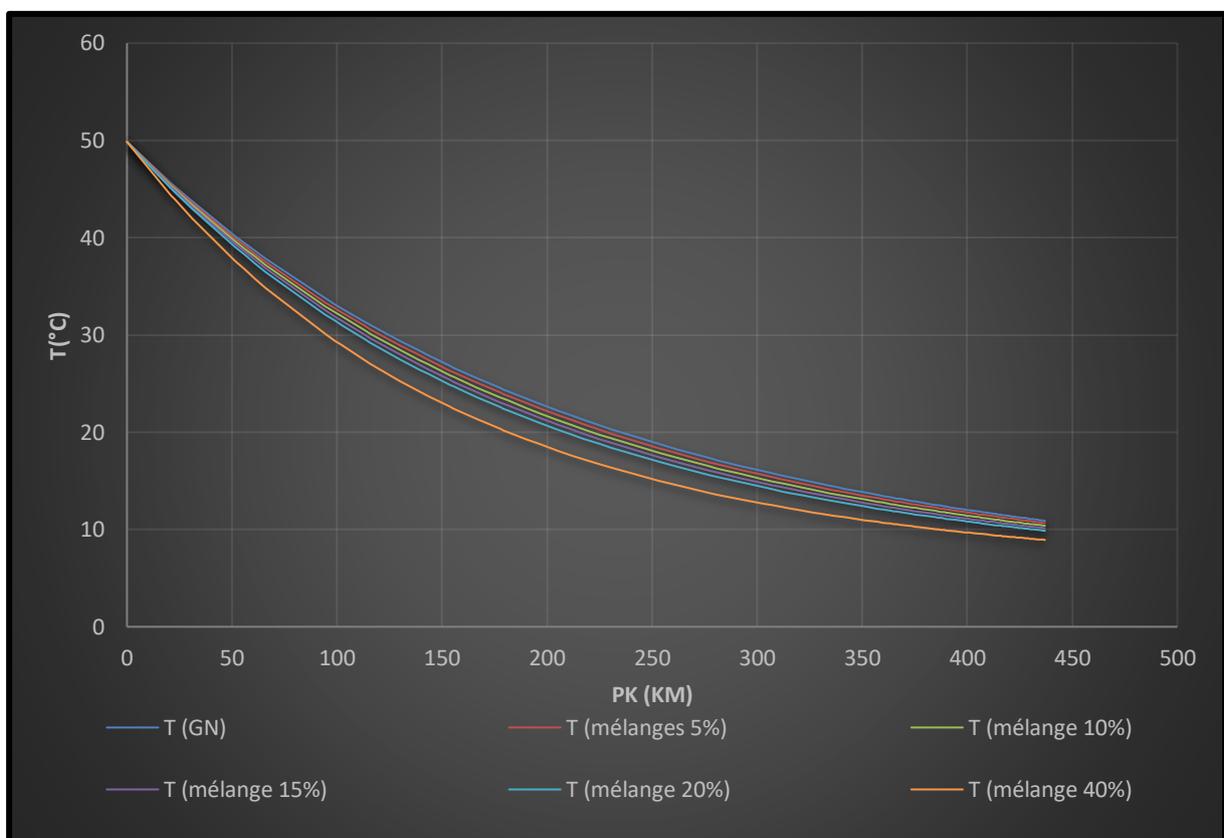


Figure 5-24 : Profil des Températures en degrés Celsius du mélange et du Gaz, sans livraisons et sans compression.

### 6.2.3 Calcul du coefficient de compressibilité Z :

La Température pseudo réduite est donnée par l'équation (3.20) :

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}}$$

La Pression pseudo réduite est donnée par l'équation (3.21) :

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}}$$

$\rho$  Réduite est donné par l'Équation (3.31)

$$\rho_r = \frac{0,27 P_{pr}}{Z T_{pr}}$$

Nos calculs du coefficient de compressibilité se basent sur l'Equation(3.30) de Dranchuk :

$$Z = 1 + \left( A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} \right) \rho_r + \left( A_4 + \frac{A_5}{T_{pr}} \right) \rho_r^2 + \frac{A_5 A_6 \rho_r^5}{T_{pr}} + \frac{A_7 \rho_r^3}{T_{pr}^3 (1 + A_8 \rho_r^2) e^{-A_8 \rho_r^2}}$$

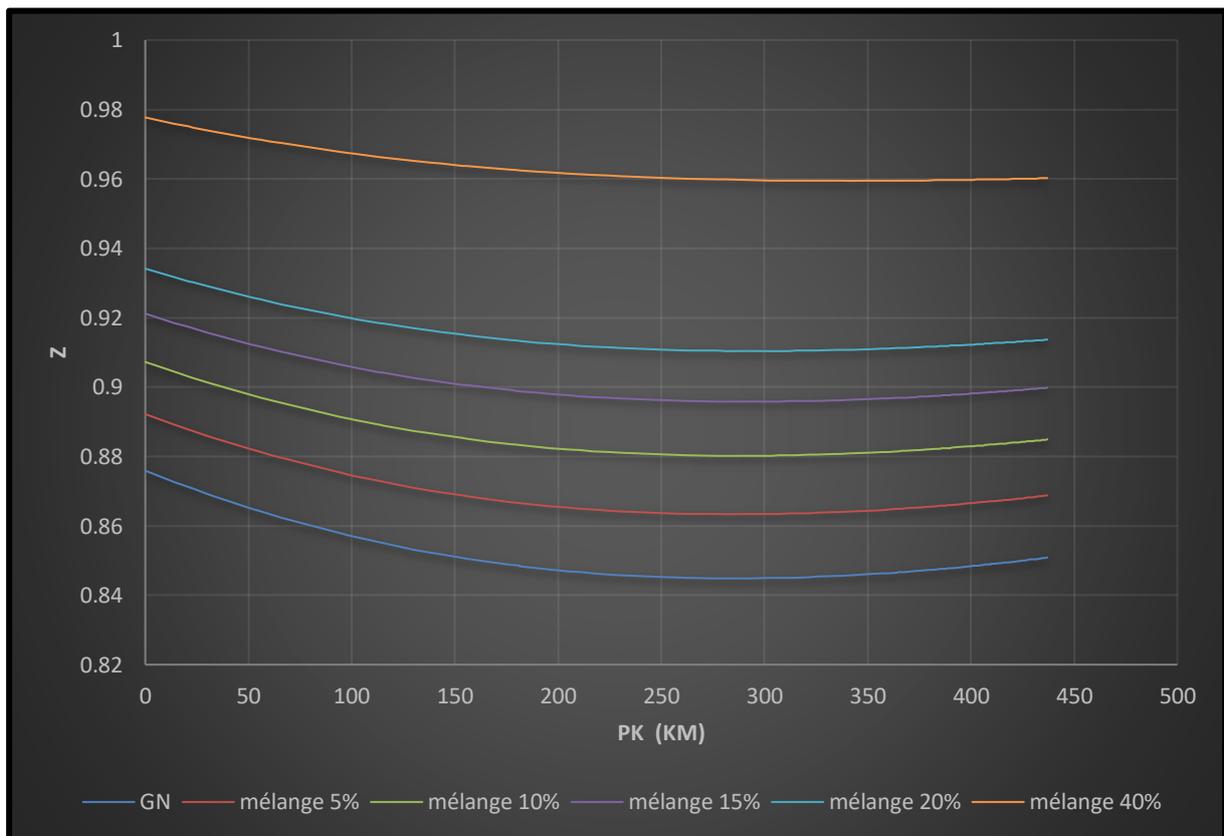


Figure 5-25 : Profil des coefficients de compressibilités du mélange et du Gaz, sans livraisons et sans compression.

### 6.2.4 Vérification formation d'Hydrates

Les calculs ont été réalisés par la corrélation de Hammerschmidt (4.67) suivante :

$$T = 8,9 P^{0,285}$$

En effet si la température du gaz est en dessous de la  $T_{Hyd}$  il y a risque de formation d'hydrates.

Dans notre cas il y a donc risque de formation d'hydrates dans les deux cas.

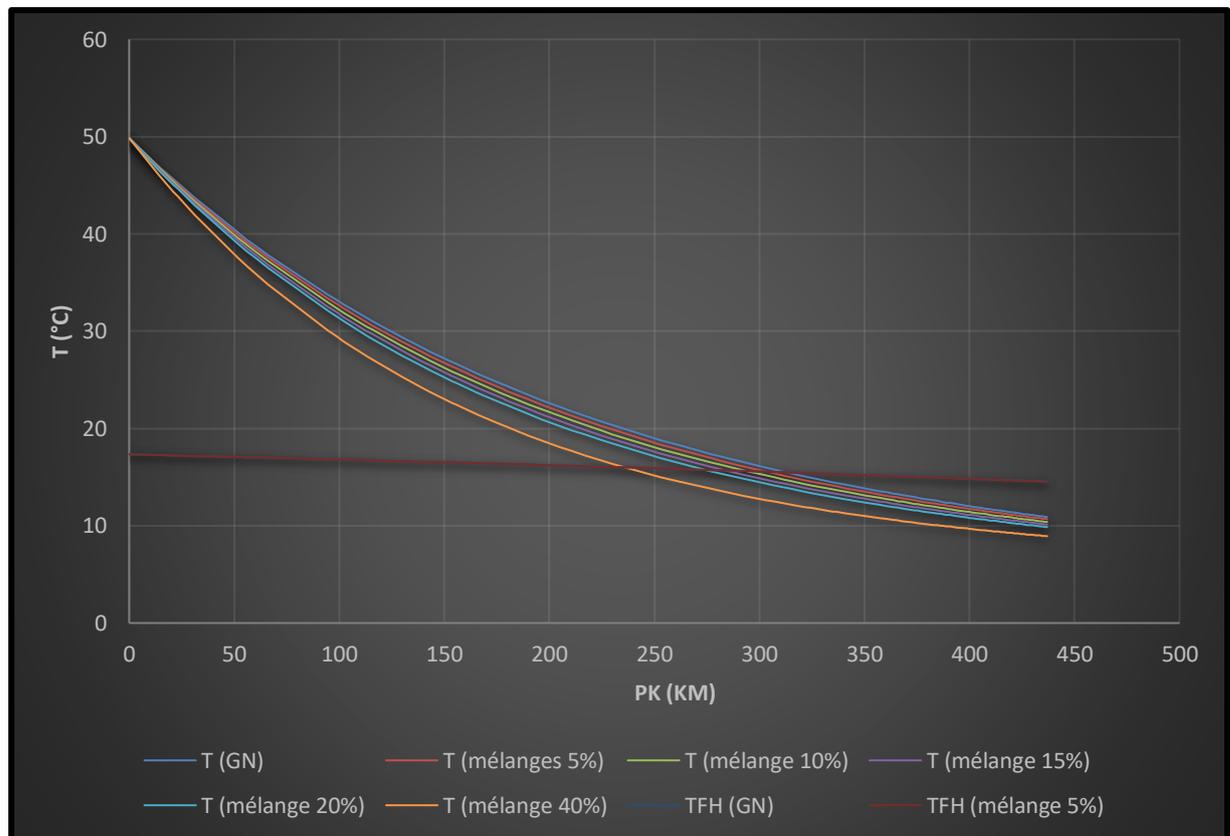


Figure 5-26 : Comparaisons des températures du mélange, du Gaz et des températures de formation d'Hydrates pour chaque cas, sans livraisons et sans compression.

### 6.3 Partie calcule Sans compression intermédiaire avec livraison :

#### 6.3.1 Distribution de la pression :

La distribution de la pression est donnée par l'équation (4.26) :

$$P_f = \sqrt{P_i^2 - \frac{M^2 \cdot b \cdot L \left[ 1 + \frac{a}{2L} \sum_{i=1}^n (Z_i + Z_{i-1}) l_i \right]}{(1 + aZ_f)}}$$

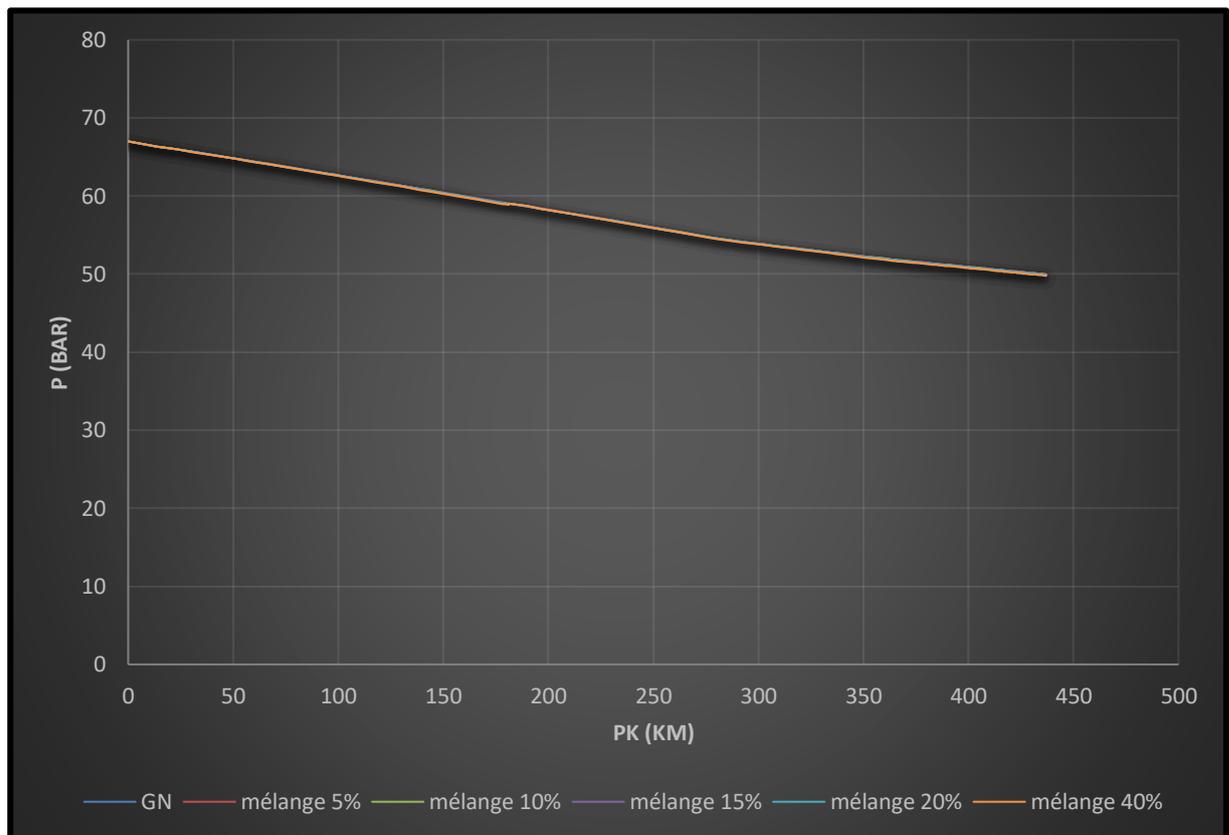


Figure 5-27 : Profil des pressions en Bar du mélange et du Gaz, Avec livraisons et sans compression.

### 6.3.2 Distribution de la température :

Le coefficient joule-Thomson est donné par l'équation (4.48) :

$$Dj = \frac{5650}{T_m^{2,13}} \sqrt{224 - P_m}$$

La distribution de la température est donnée par l'équation (4.59) :

$$T_x = T_a - Dj \frac{P_i^2 - P_x^2}{2 \cdot a \cdot x \cdot P_m} + \left( T_i - T_a + Dj \frac{P_i^2 - P_x^2}{2 \cdot a \cdot x \cdot P_m} \right) e^{-a \cdot x}$$

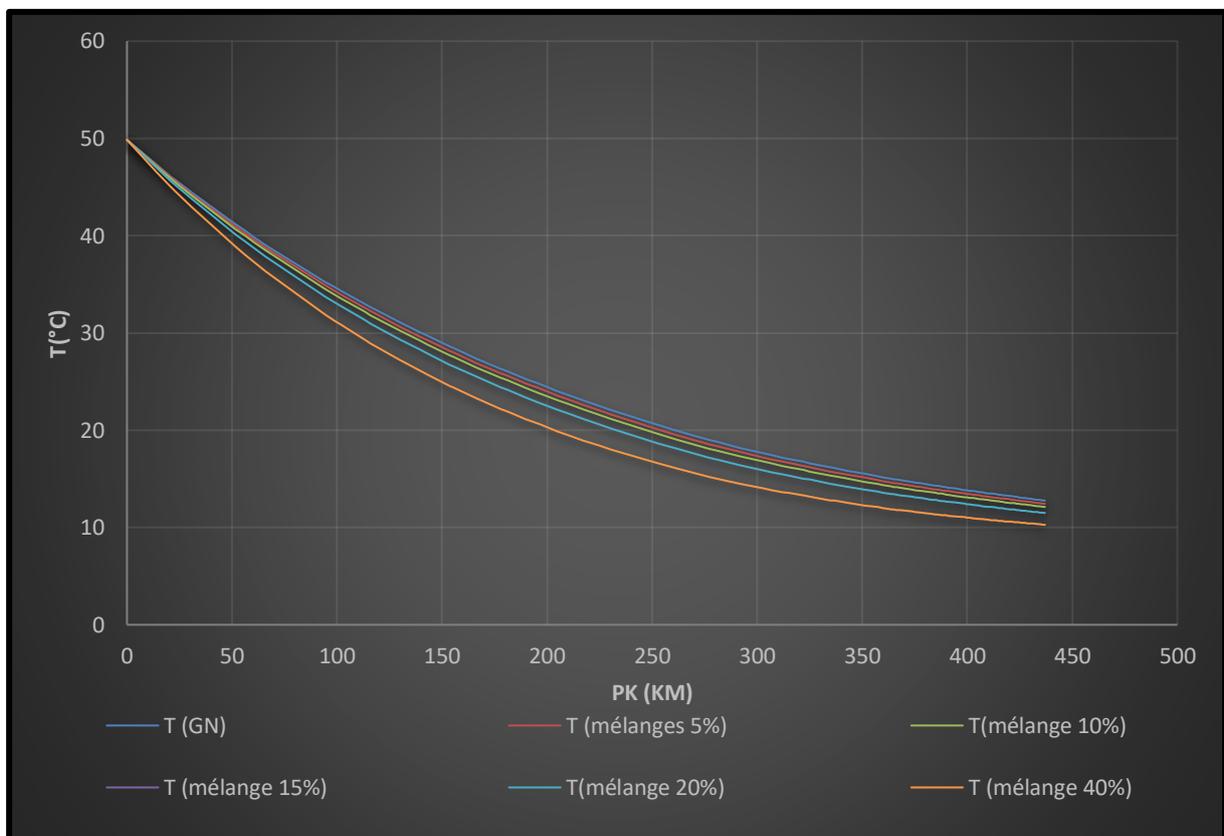


Figure 5-28 : Profil des Températures en degrés Celsius du mélange et du Gaz, Avec livraisons et sans compression.

### 6.3.3 Calcul du coefficient de compressibilité Z :

La Température pseudo réduite est donnée par l'équation (3.20) :

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}}$$

La Pression pseudo réduite est donnée par l'équation (3.21) :

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}}$$

$\rho$  Réduite est donné par l'Équation (3.31)

$$\rho_r = \frac{0,27 P_{pr}}{Z T_{pr}}$$

Nos calculs du coefficient de compressibilité se basent sur l'Equation(3.30) de Dranchuk :

$$Z = 1 + \left( A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} \right) \rho_r + \left( A_4 + \frac{A_5}{T_{pr}} \right) \rho_r^2 + \frac{A_5 A_6 \rho_r^5}{T_{pr}} + \frac{A_7 \rho_r^3}{T_{pr}^3 (1 + A_8 \rho_r^2) e^{-A_8 \rho_r^2}}$$

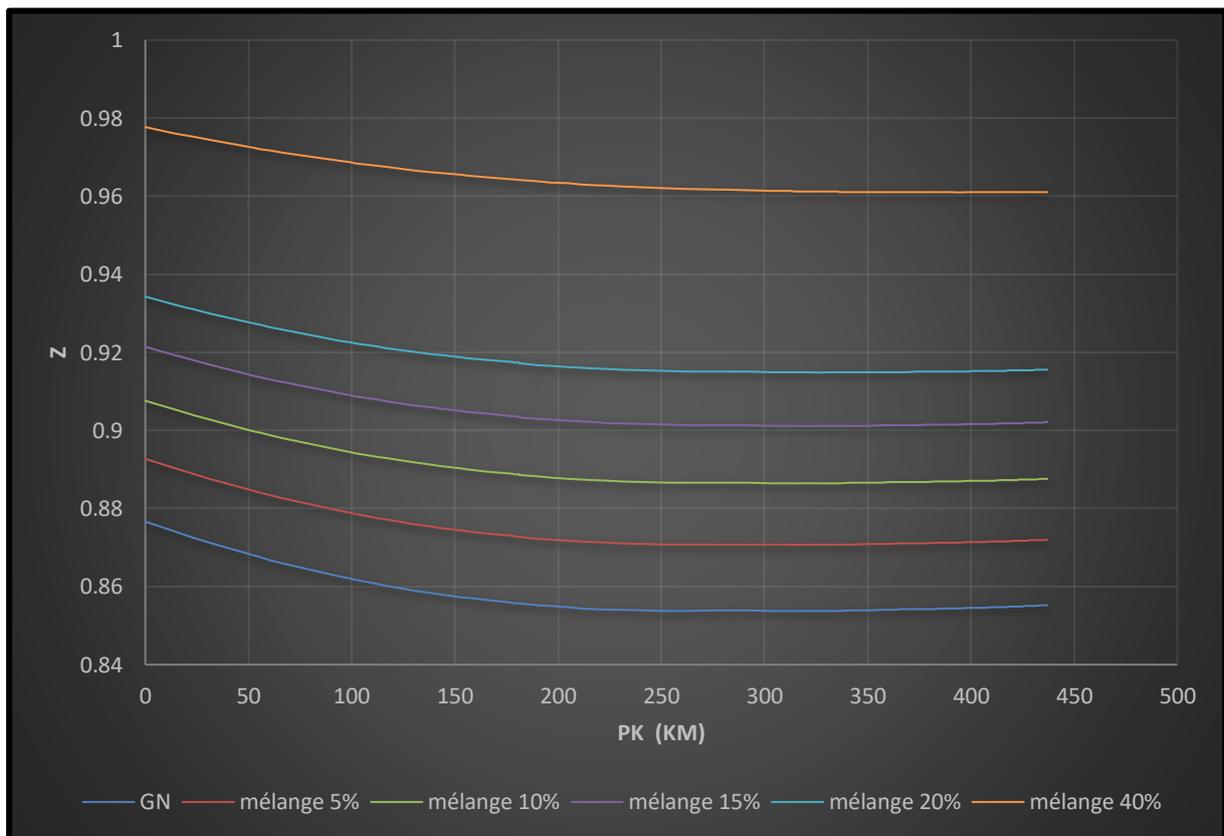


Figure 5-29 : Profil des coefficients de compressibilités du mélange et du Gaz, Avec livraisons et sans compression.

### 6.3.4 Vérification formation d'Hydrates

Les calculs ont été réalisés par la corrélation de Hammerschmidt (4.67) suivante :

$$T = 8,9 P^{0,285}$$

En effet si la température du gaz est en dessous de la  $T_{Hyd}$  il y a risque de formation d'hydrates.

Dans notre cas il y a donc risque de formation d'hydrates dans les deux cas.

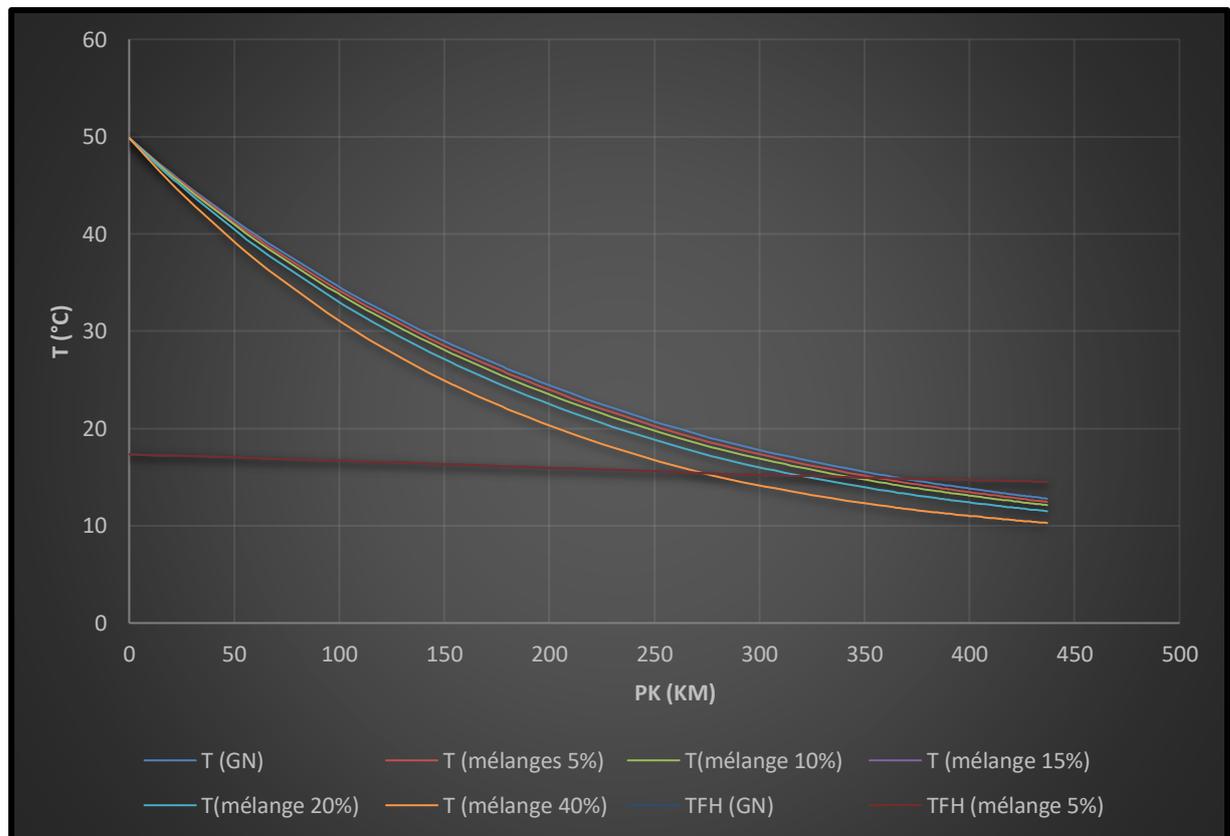


Figure 5-30 : Comparaisons des températures du mélange, du Gaz et des températures de formation d'Hydrates pour chaque cas. Avec livraisons et sans compression.

### 6.4 Partie calcul Avec compression intermédiaire et sans livraison :

#### 6.4.1 Distribution de la pression :

La distribution de la pression est donnée par l'équation (4.26) :

$$P_f = \sqrt{P_i^2 - \frac{M^2 \cdot b \cdot L \left[ 1 + \frac{a}{2L} \sum_{i=1}^n (Z_i + Z_{i-1}) l_i \right]}{(1 + aZ_f)}}$$

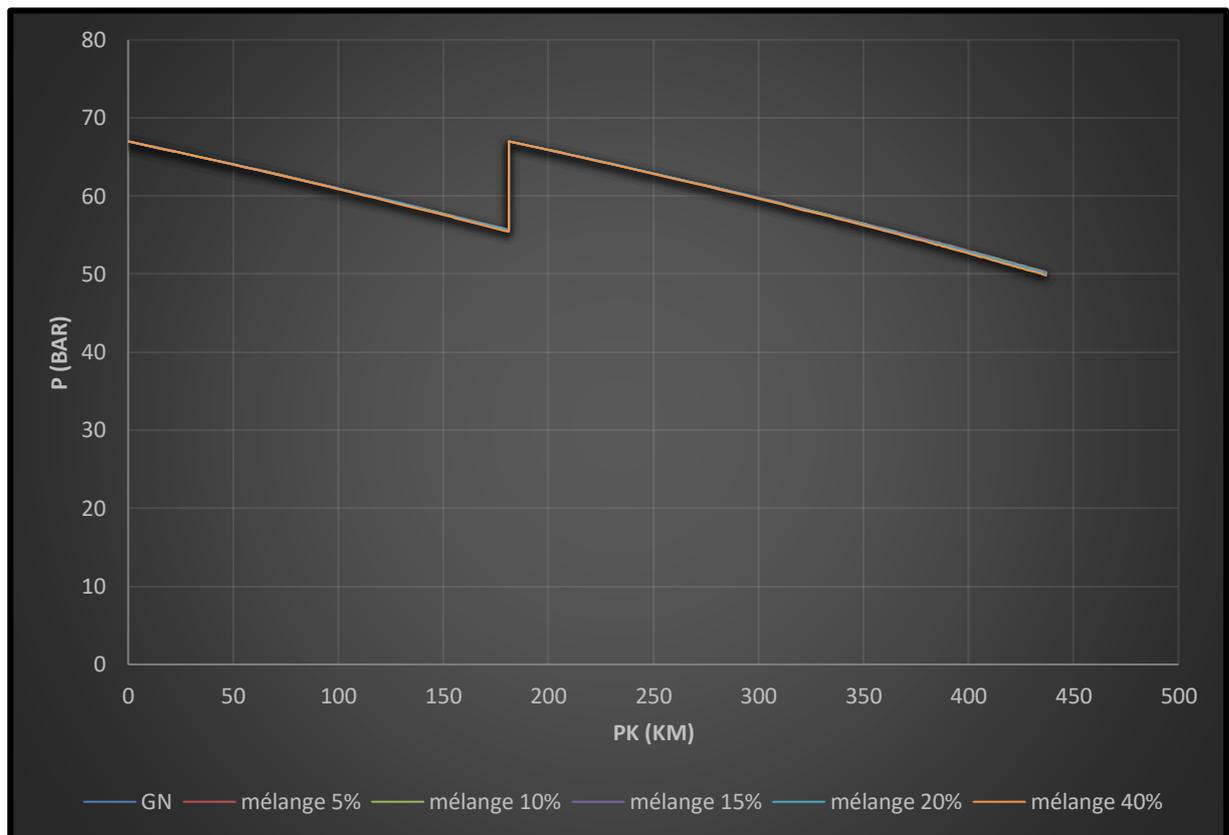


Figure 5-31 : Profil des pressions en Bar du mélange et du Gaz, Sans livraisons et avec compression.

### 6.4.2 Distribution de la température :

Le coefficient joule-Thomson est donné par l'équation (4.48) :

$$Dj = \frac{5650}{T_m^{2,13}} \sqrt{224 - P_m}$$

La distribution de la température est donnée par l'équation (4.59) :

$$T_x = T_a - Dj \frac{P_i^2 - P_x^2}{2 \cdot a \cdot x \cdot P_m} + \left( T_i - T_a + Dj \frac{P_i^2 - P_x^2}{2 \cdot a \cdot x \cdot P_m} \right) e^{-a \cdot x}$$

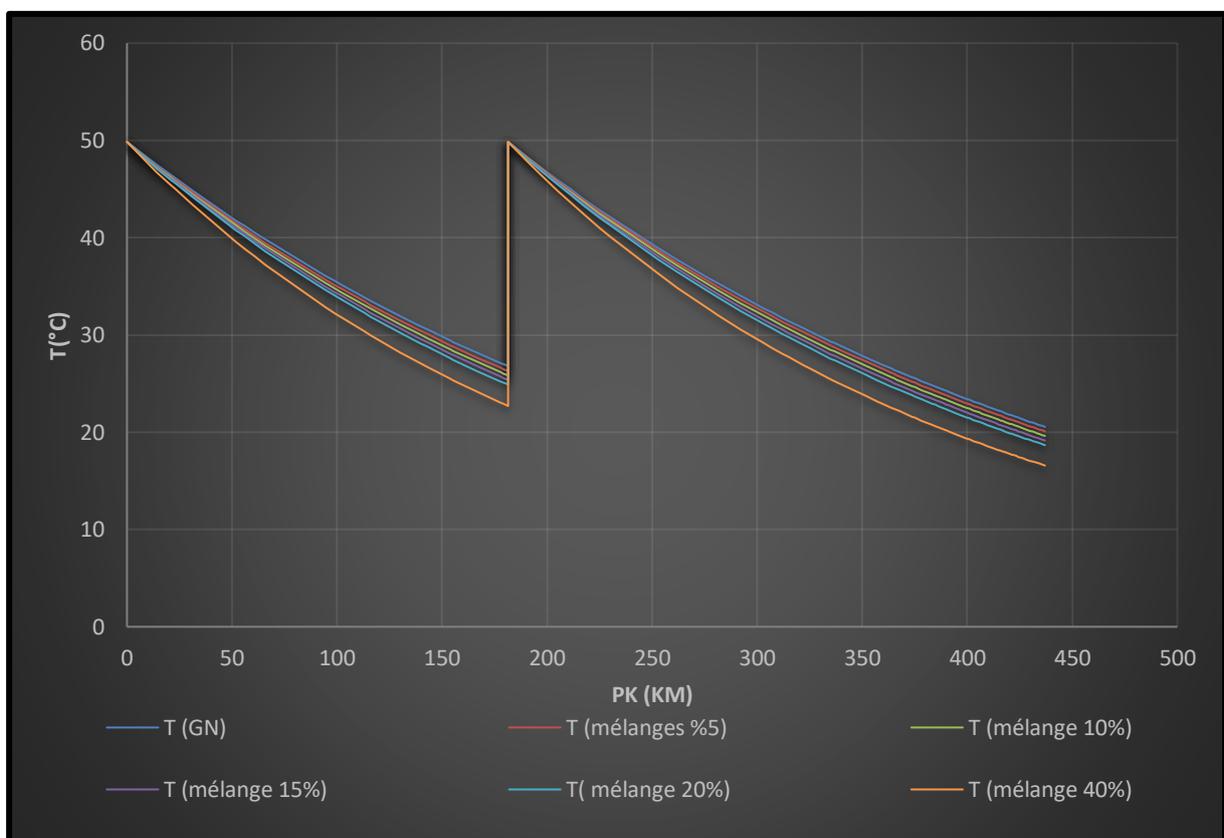


Figure 5-32 : Profil des Températures en degrés Celsius du mélange et du Gaz, Sans livraisons et avec compression.

### 6.4.3 Calcul du coefficient de compressibilité Z :

La Température pseudo réduite est donnée par l'équation (3.20) :

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}}$$

La Pression pseudo réduite est donnée par l'équation (3.21) :

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}}$$

$\rho$  Réduite est donné par l'Équation (3.31)

$$\rho_r = \frac{0,27 P_{pr}}{Z T_{pr}}$$

Nos calculs du coefficient de compressibilité se basent sur l'Equation(3.30) de Dranchuk :

$$Z = 1 + \left( A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} \right) \rho_r + \left( A_4 + \frac{A_5}{T_{pr}} \right) \rho_r^2 + \frac{A_5 A_6 \rho_r^5}{T_{pr}} + \frac{A_7 \rho_r^3}{T_{pr}^3 (1 + A_8 \rho_r^2) e^{-A_8 \rho_r^2}}$$

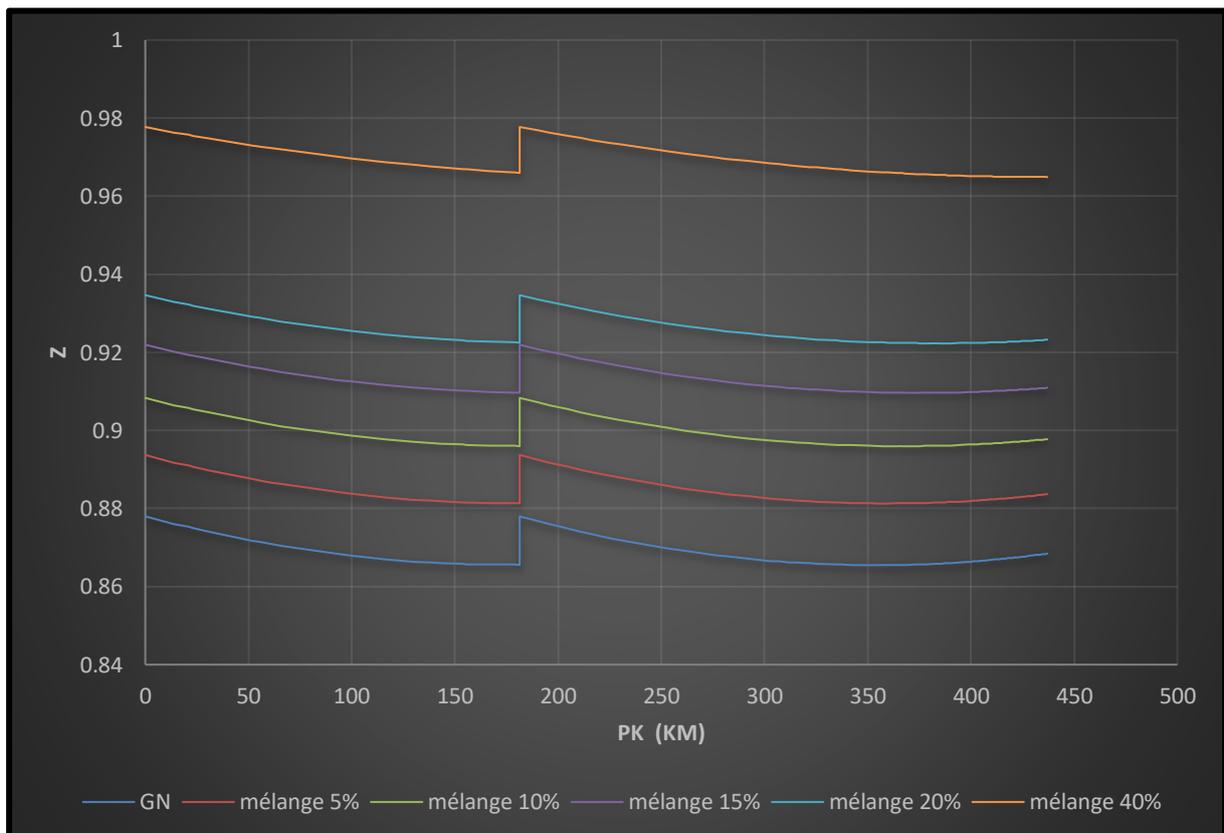


Figure 5-33 : Profil des coefficients de compressibilités du mélange et du Gaz, sans livraisons et avec compression.

#### 6.4.4 Vérification formation d'Hydrates

Les calculs ont été réalisés par la corrélation de Hammerschmidt (4.67) suivante :

$$T = 8,9 P^{0,285}$$

En effet si la température du gaz est en dessous de la  $T_{Hyd}$  il y a risque de formation d'hydrates.

Dans notre cas il y a donc risque de formation d'hydrates dans les deux cas.

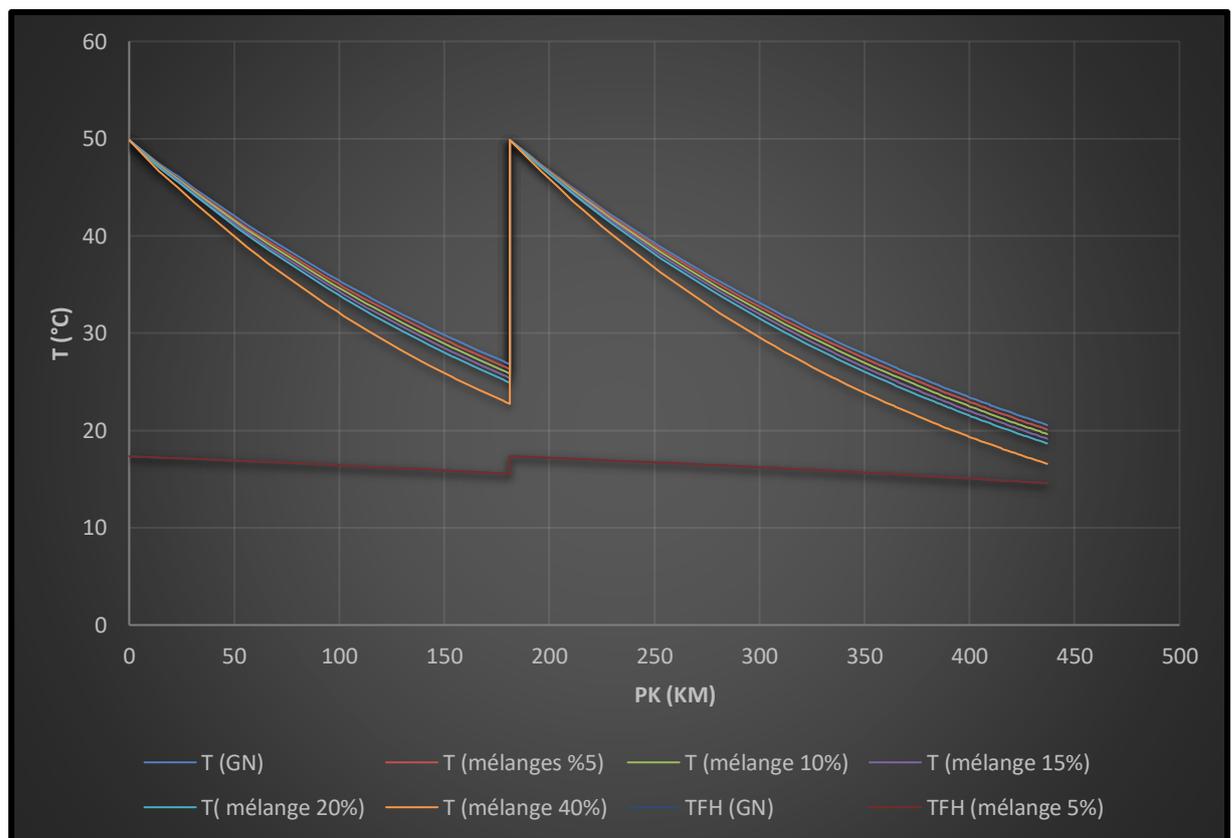


Figure 5-34 : Comparaisons des températures du mélange, du Gaz et des températures de formation d'Hydrates pour chaque cas. Sans livraisons et avec compression.

### 6.5 Partie calcul Avec compression intermédiaire et Avec livraison :

#### 6.5.1 Distribution de la pression :

La distribution de la pression est donnée par l'équation (4.26) :

$$P_f = \sqrt{P_i^2 - \frac{M^2 \cdot b \cdot L \left[ 1 + \frac{a}{2L} \sum_{i=1}^n (Z_i + Z_{i-1}) l_i \right]}{(1 + aZ_f)}}$$

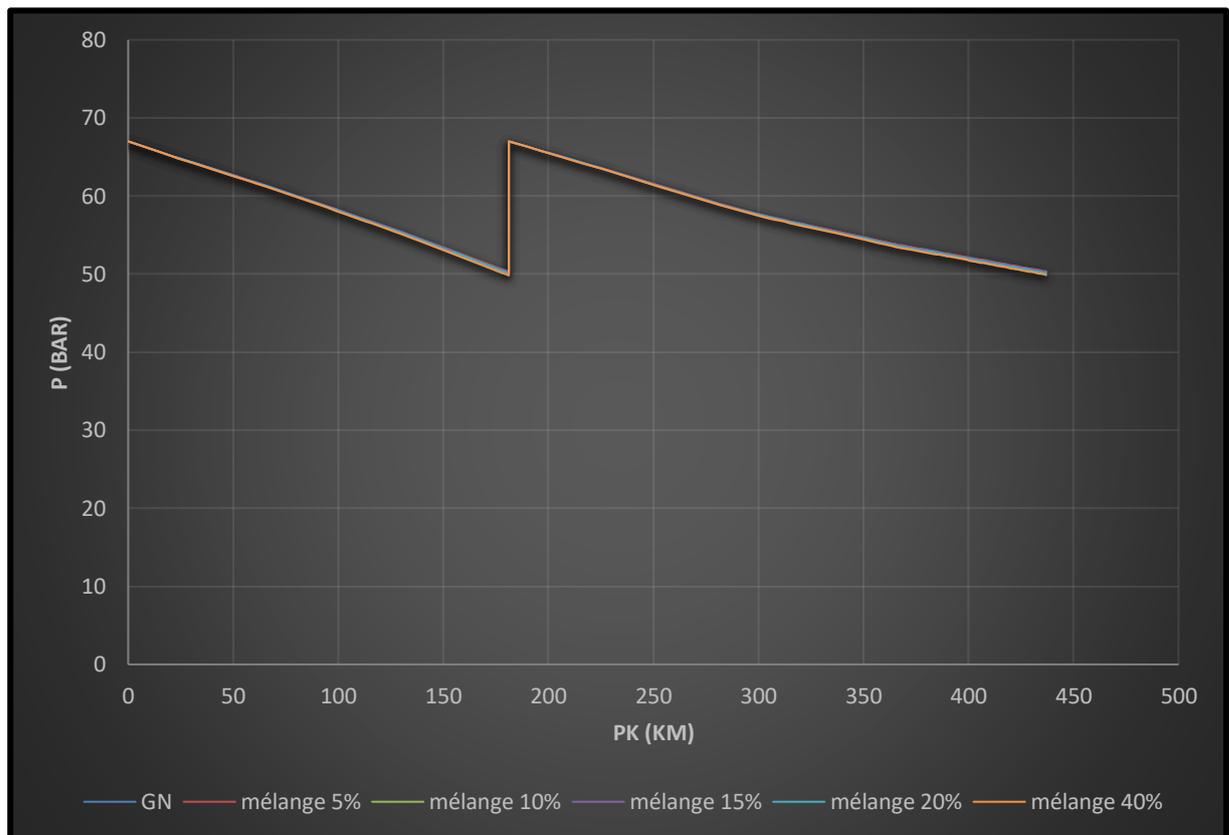


Figure 5-35: Profil des pressions en Bar du mélange et du Gaz, Avec livraisons et avec compression.

Distribution de la température :

Le coefficient joule-Thomson est donné par l'équation (4.48) :

$$Dj = \frac{5650}{T_m^{2,13}} \sqrt{224 - P_m}$$

La distribution de la température est donnée par l'équation (4.59) :

$$T_x = T_a - Dj \frac{P_i^2 - P_x^2}{2 \cdot a \cdot x \cdot P_m} + \left( T_i - T_a + Dj \frac{P_i^2 - P_x^2}{2 \cdot a \cdot x \cdot P_m} \right) e^{-a \cdot x}$$

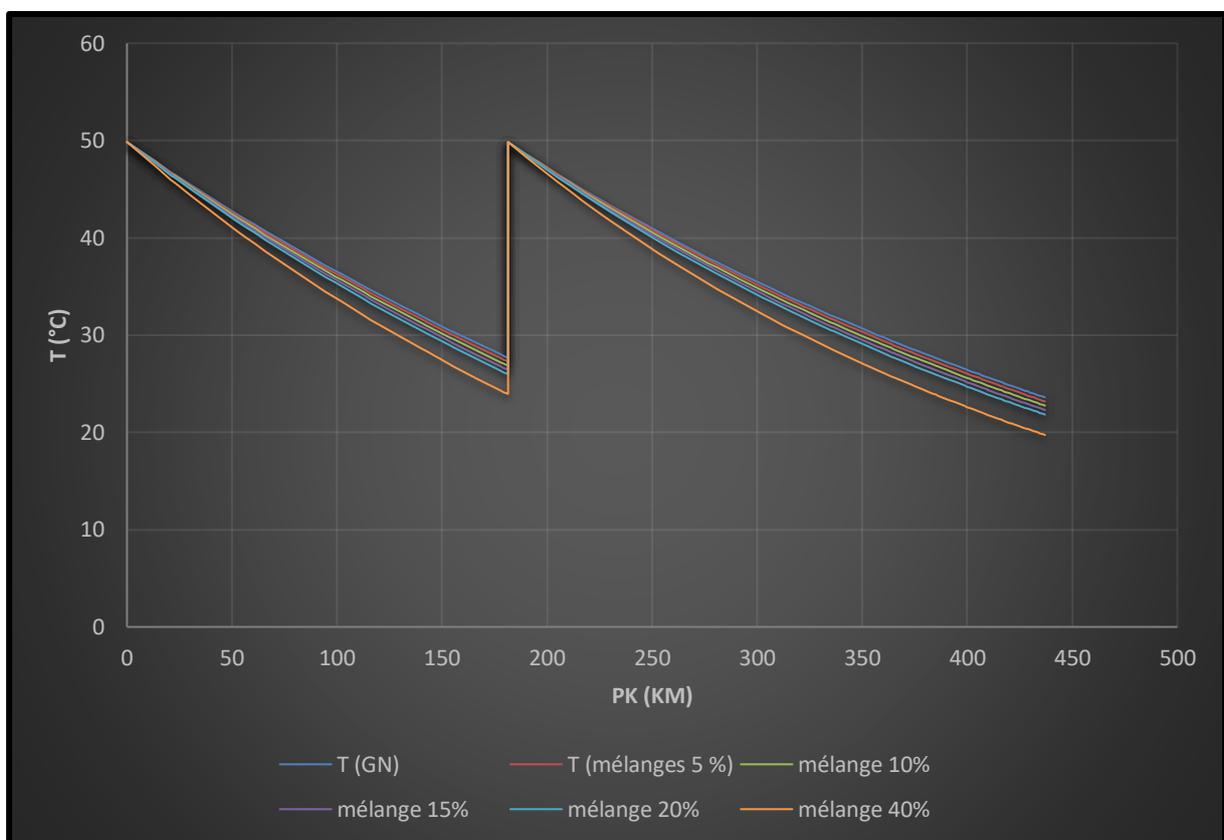


Figure 5-36 : Profil des Températures en degrés Celsius des mélanges et du Gaz, avec livraisons et avec compression.

### 6.5.2 Calcul du coefficient de compressibilité Z :

La Température pseudo réduite est donnée par l'équation (3.20) :

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}}$$

La Pression pseudo réduite est donnée par l'équation (3.21) :

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}}$$

$\rho$  Réduite est donné par l'Équation (3.31)

$$\rho_r = \frac{0,27 P_{pr}}{Z T_{pr}}$$

Nos calculs du coefficient de compressibilité se basent sur l'Equation(3.30) de Dranchuk :

$$Z = 1 + \left( A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} \right) \rho_r + \left( A_4 + \frac{A_5}{T_{pr}} \right) \rho_r^2 + \frac{A_5 A_6 \rho_r^5}{T_{pr}} + \frac{A_7 \rho_r^3}{T_{pr}^3 (1 + A_8 \rho_r^2) e^{-A_8 \rho_r^2}}$$

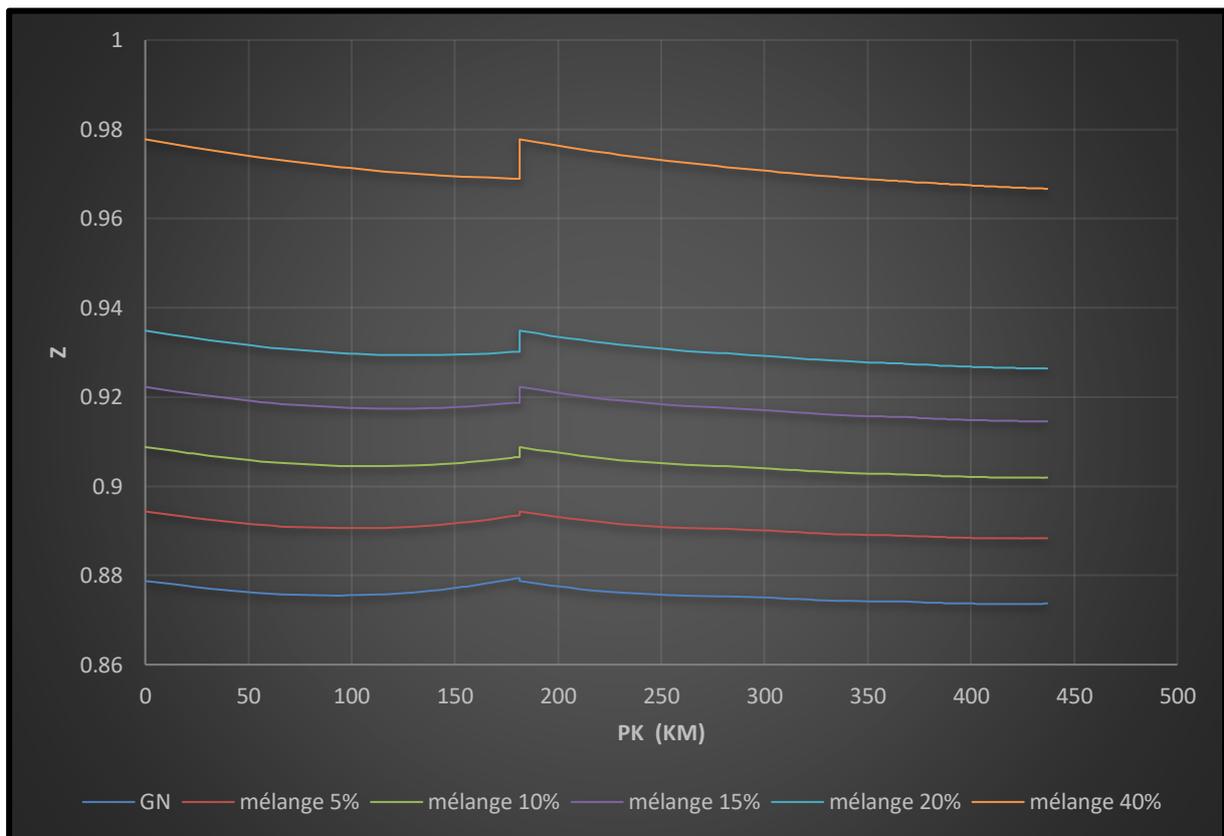


Figure 5-37 : Profil des coefficients de compressibilités des mélanges et du Gaz, avec livraisons et avec compression.

### 6.5.3 Vérification formation d'Hydrates

Les calculs ont été réalisés par la corrélation de Hammerschmidt (4.67) suivante :

$$T = 8,9 P^{0,285}$$

En effet si la température du gaz est en dessous de la  $T_{Hyd}$  il y a risque de formation d'hydrates.

Dans notre cas il y a donc risque de formation d'hydrates dans les deux cas.

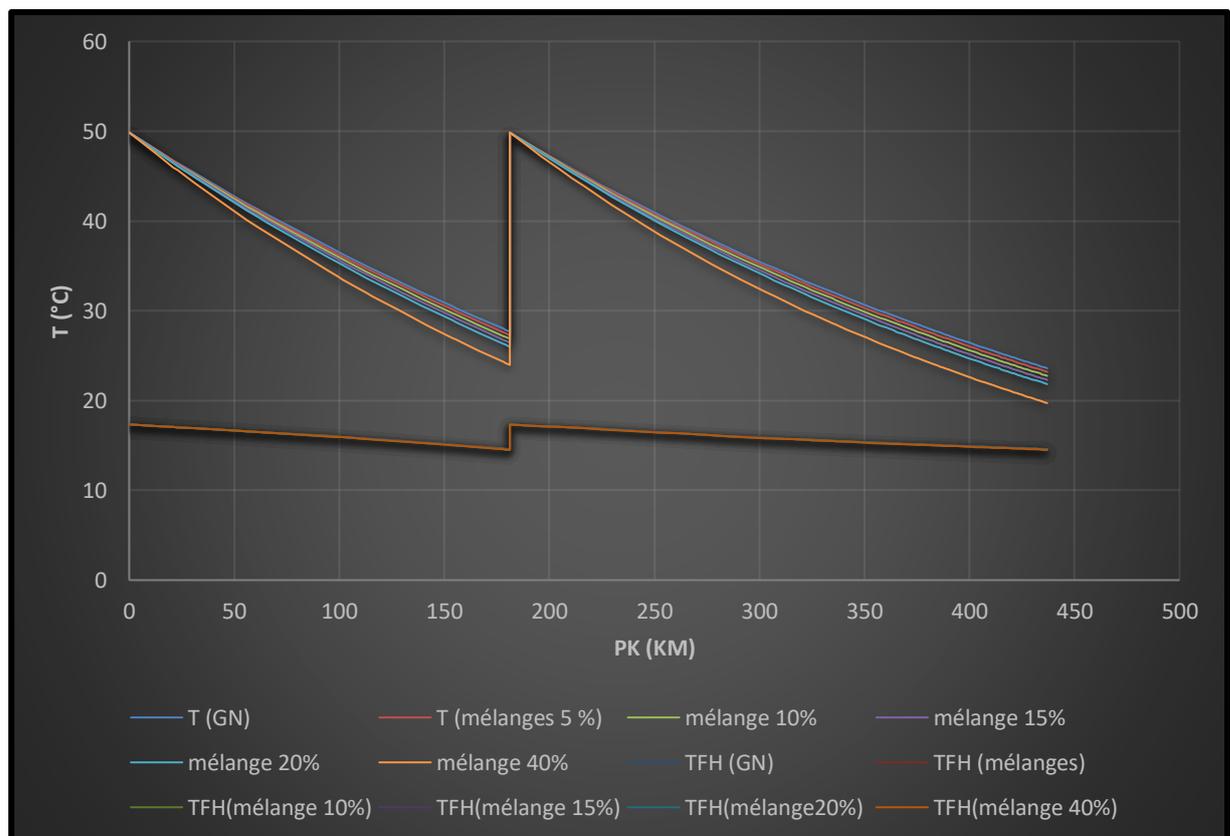


Figure 5-38 : Comparaisons des températures du mélange, du Gaz et des températures de formation d'Hydrates pour chaque cas Avec livraisons et avec compression.

## 7 Interprétation des résultats :

### 7.1 Variation du débit :

La figure suivante nous donne les pourcentages de diminution des débits, selon les différents cas, en fonction des taux d'hydrogène injectés.

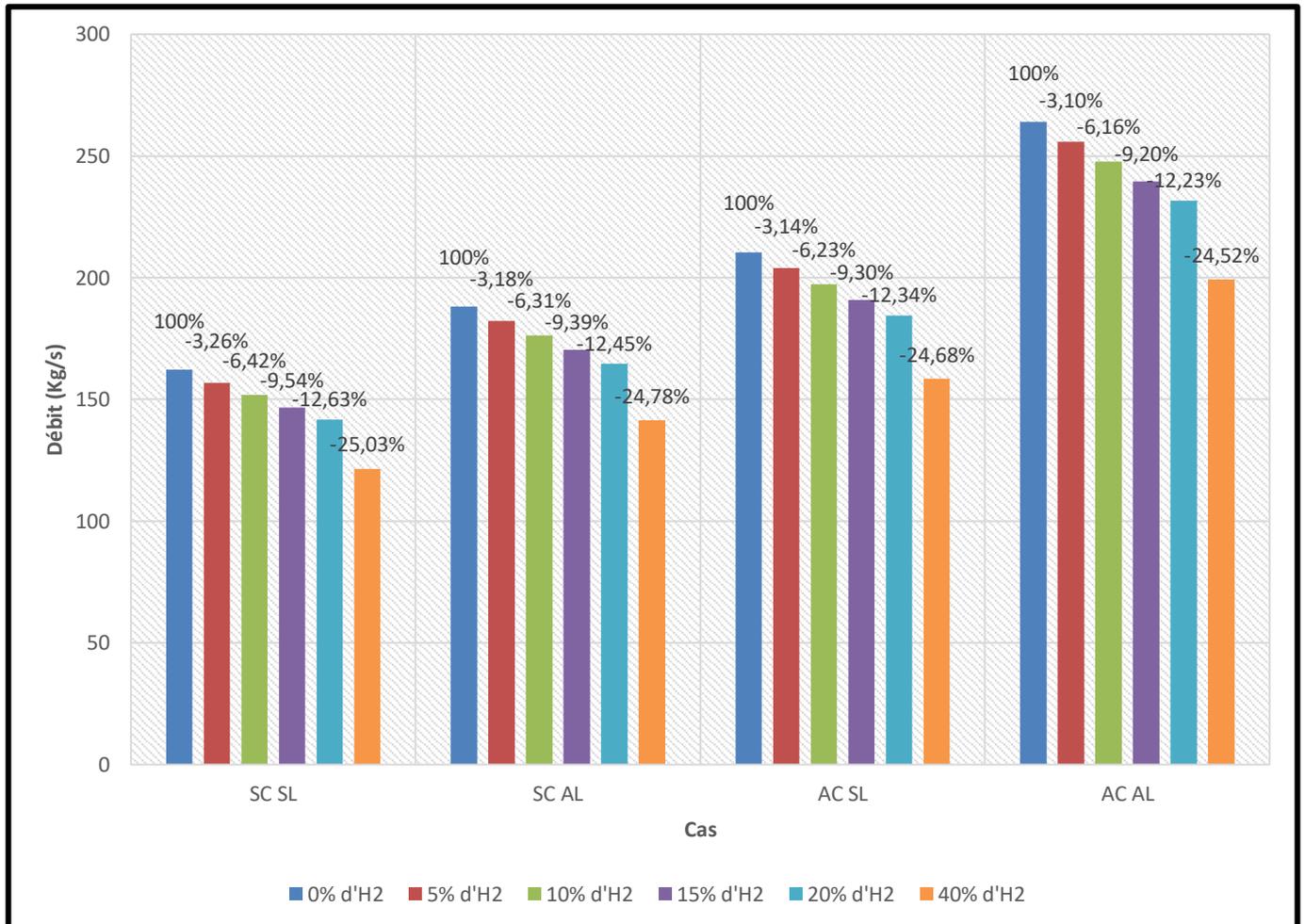


Figure 5-39 : pourcentage de diminution du débit en fonction du taux d'hydrogène, selon les différents cas.

Cette partie, mettra par écrit ce que nous pouvons voir sur les Figures 5-39 et 5-22

#### 7.1.1 Effets de l'hydrogène :

Le taux d'hydrogène impacte directement le débit maximal transportable sur notre ligne.

En injectant 5% d'hydrogène le débit diminue d'ores et déjà, en moyenne de 3%.

En passant à 10% d'hydrogène, à 15%, à 20 puis à 40% d'hydrogène les débits diminuent respectivement de 6%, 10%, 13% et de 25% en moyenne, par rapport au débit du cas 100% GN.

La diminution du débit avec l'augmentation du taux d'hydrogène peut être expliquée par la diminution de la densité qui implique l'augmentation de la vitesse d'écoulement et par conséquent l'augmentation des pertes de charges.

Sachant que l'enrichissement du gaz naturel par l'hydrogène dans les différents systèmes de combustion de gaz naturel, permet une amélioration du rendement thermique de ces systèmes (Nazari, et al., 2022) ; cette amélioration est d'environ 15%. En effet, l'augmentation du rendement des installations au GN engendre une diminution du débit d'approvisionnement de même ordre. Par conséquent, la diminution du débit maximum à transporter dans le cas du mélange H<sub>2</sub>-GN peut être rattrapé par l'amélioration du rendement thermiques jusqu'à des valeurs d'ordre de 15%, et donc une injection des taux d'hydrogène jusqu'à 20% est possible sans provoquer de manque d'approvisionnement aux clients.

### **7.1.2 Effets des livraisons :**

Le fait de prélever des livraisons le long de la ligne a un effet positif sur le débit maximal transportable, car :

Entre les cas sans compression le débit augmente de 16%, par la simple présence de ces livraisons.

Et entre les cas avec compression le débit augmente de 25.37%, par la simple présence de ces livraisons.

Car ces livraisons, en moins sur la ligne, sont aussi des pertes de charges en moins.

### **7.1.3 Effets de la compression :**

Le fait d'utiliser la station de compression a un effet positif sur le débit maximal transportable, encore une fois car :

Entre les cas sans livraisons le débit augmente de 29,83%, du fait de l'utilisation de cette station de compression.

Et entre les cas avec livraison le débit augmente de 40,29%, du fait de l'utilisation de cette station de compression.

## **7.2 Distribution de la pression :**

En raison de la friction entre la surface intérieure du gazoduc et les molécules de gaz, les flux de gaz dans les gazoducs perdent de leur élan. Le transport d'un mélange de gaz naturel sur des kilomètres peut entraîner d'importantes pertes de pression qui varient avec la densité et la viscosité du mélange (Ammar , et al., 2020).

### **7.2.1 Effets de l'hydrogène :**

On remarque que pour les cas où le débit est constant, plus les proportions d'hydrogène augmentent, et plus les pertes de charges augmentent, et de facto la pression finale diminue.

On explique ça par les deux corrélations (4.20) et (4.19) suivantes :

$$M = \rho \times w \times S$$

$$h_f = \lambda \times \frac{L}{d} \times \frac{w^2}{2g}$$

Ce qui fait que si le débit massique et la section de la conduite sont constants, et que la masse volumique  $\rho$  diminue ; la vitesse  $w$  ne peut qu'augmenter.

Le Nombre de Reynolds augmente, ce qui entraîne la diminution du coefficient de perte de charge, mais comme la vitesse augmente d'une manière quadratique ; cela entraîne l'augmentation des pertes de charge, ce phénomène peut être observé sur le diagramme de Moody Figure 4-2. Et de ce fait la diminution de la pression finale.

Et pour les cas où les pressions sont constantes, plus les proportions d'hydrogène augmentent, et plus les pertes de charges augmentent, et de ce fait le débit diminue.

### 7.2.2 Effets des livraisons :

On remarque que les courbes se sont légèrement aplatis (particulièrement sur les derniers tronçons) par rapport à celles des cas sans livraison, et cela peut être justifié par la diminution du débit le long de la ligne du fait des livraisons successives.

Il est à noter que les pressions finales sont exactement les mêmes (que les cas similaires, sans livraisons) et le débit transportable, pour assurer une pression finale de 50 Bars pour le cas 0% d'H<sub>2</sub>, a augmenté de 16 %, par rapport au cas précédents (sans livraisons).

### 7.2.3 Effets de la compression intermédiaire :

Les stations de compression sont employées pour compenser les pertes de pression sur la longueur du gazoduc et maintenir la pression de fonctionnement pour répondre aux spécifications du client. (Ammar , et al., 2020)

Le processus de surpression consomme beaucoup d'énergie, 3 à 5 % du gaz naturel étant utilisé comme combustible dans les compresseurs. (Ammar , et al., 2020)

On remarque que le débit augmente de 29,83% en ajoutant la compression intermédiaire, mais les tendances des courbes restent relativement les mêmes.

## 7.3 Distribution de la température :

La chaleur sera inévitablement transférée du gaz naturel vers le sol environnant en raison de la différence de température entre le mélange de gaz naturel et le sol environnant. (Ammar , et al., 2020). Otomi et al. ont indiqué que la prédiction du coefficient global de transfert de chaleur de la paroi du pipeline est essentielle pour une évaluation correcte des conditions d'exploitation et la sélection des matériaux d'isolation (Ammar , et al., 2020).

Dans des conditions stables et parce que la température du mélange de gaz naturel est plus élevée que celle de l'environnement, la direction du transfert de chaleur sera de l'intérieur du gazoduc vers l'environnement. En quatre étapes :

Du mélange de gaz naturel à la paroi intérieure du pipeline, par convection forcée en raison de l'action de la pompe.

De la surface intérieure de la canalisation à la surface extérieure de la canalisation par conduction.

De la surface extérieure de la canalisation à travers le sol à la surface extérieure du sol par conduction.

De la surface du sol à l'air par convection naturelle causée par le mouvement du vent

### **7.3.1 Effets de l'hydrogène :**

La température diminue au fur et à mesure que les taux d'hydrogène augmentent. Cela peut être justifié par le fait que la vitesse d'écoulement augmente (car la densité diminue), ce qui influe sur le taux de transfert de chaleur par convection.

### **7.3.2 Effets des livraisons :**

Les températures finales sont légèrement supérieures aux températures finales des cas similaires (sans livraison).

On remarque que les courbes se sont légèrement aplaties, ce qui explique d'ailleurs les températures finales légèrement différentes.

### **7.3.3 Effets de la compression intermédiaire :**

Les températures finales sont plus élevées par rapport au cas sans compression, car la température a été réhaussé entre temps, sous l'effet de la compression intermédiaire.

On remarque un aplatissement sur les figures de distribution de la température pour les cas sans compression, vers la fin de la ligne, celui-ci n'existe plus dans les cas avec compression. Car le gradient de la température est faible au bout de 400Km sans compression, autrement dit la température n'a pas pu atteindre ce seuil (dans le cas avec compression), du fait du rehaussement de la température lors de la compression intermédiaire.

## **7.4 Vérification de formation d'hydrates :**

Les chutes de température élevées sur les gazoducs peuvent entraîner la formation de cristaux d'hydrates, (que nous avons vérifié pour chaque cas) ce qui peut entraîner des problèmes d'écoulement (Ammar , et al., 2020)

#### **7.4.1 Effets de l'hydrogène :**

On remarque que le taux d'hydrogène impacte la température de formation d'hydrates, tel que les températures de formation de ces dernières, décroissent avec l'augmentation des taux d'hydrogène. De mêmes résultats ont été obtenus par (Shi-Xi Zhang, 2020) et...

Pour le transport du mélange H<sub>2</sub>-GN, on peut conclure que l'enrichissement du GN par l'hydrogène n'a pas un grand impact sur la formation d'hydrates, car même si les températures baissent en fonction des taux d'hydrogène, les températures de formation d'hydrates en font de même.

#### **7.4.2 Effets des livraisons :**

Même si la formule choisie pour le calcul des températures de formation d'hydrates n'est qu'en fonction de la distribution de la pression, les livraisons n'ont pas d'effet visible sur les températures de formation d'hydrates.

#### **7.4.3 Effets de la compression intermédiaire :**

On remarque qu'il n'y a formation d'hydrates uniquement sur les cas sans compression intermédiaire, il n'y a pas de risques de formation d'hydrates pour les cas avec compression intermédiaire, car les températures ont été réhaussées entre temps, et n'ont pas eu le temps d'atteindre les seuils critiques pour la formation d'hydrates.

Note : les conditions choisis pour nos calculs, sont des conditions qui favorisent la formation d'hydrogène (pressions extrêmes, débit maximum et températures d'hiver).

### **7.5 Distribution du coefficient de compressibilité :**

L'explication de la forme en cloche des courbes est visible sur la Figure 3-2 : diagramme de Standing-Katz des facteurs de compressibilité des gaz naturels.

#### **7.5.1 Effets de l'hydrogène :**

On remarque une très nette augmentation du facteur de compressibilité en fonction des taux d'hydrogène, car la température et la pression pseudo réduits interviennent dans le calcul du facteur de compressibilité, ces deux paramètres sont corrélés inversement aux températures et pressions pseudo critiques, qui sont en fonction de la composition du gaz.

#### **7.5.2 Effets des livraisons :**

Les livraisons n'ont pas eu d'impact visible sur les figures des compressions de compressibilité.

#### **7.5.3 Effets de la compression :**

Appart le fait que le facteur de compressibilité ait été réhaussé lors de la compression, ce paramètre n'a pas vraiment eu de grand impact sur le facteur, les plages qu'occupe le facteur de compressibilité sont relativement les mêmes.

---

Conclusion générale :

---

---

## Conclusion Générale

---

Pour conclure, on peut affirmer que l'Hydrogène aujourd'hui est une valeur sûre en termes d'investissement, qu'il soit destiné à la combustion, seul ou mélangé à du Gaz Naturel, qu'il soit destiné à être transformé dans une pile à combustible en énergie électrique, ou même qu'il le soit à d'autres fins. Les domaines d'application, et les demandes en termes de quantités ne cessent de croître.

Pour le cas de l'Algérie deux applications possibles pour notre sujet d'études :

Dans un premier cas, on pourrait envisager d'injecter de l'hydrogène vert : produit à partir des centrales photovoltaïques et éoliennes de SKTM dans le réseau National de gazoducs, à partir de Hassi R'mel, ce qui pourrait participer à la diminution de l'empreinte Carbonne des algériens, ce qui s'inscrit dans la continuité du projet du gouvernement pour la transition écologique. L'ajout d'hydrogène à l'approvisionnement en gaz peut avoir un impact sur les équipements (the energy to lead, 2014).

Dans un second cas, on pourrait envisager le design et la construction d'une nouvelle conduite, qui serait une ligne directe Sud-Nord (sans livraisons intermédiaires), qui transporterait de l'Hydrogène mélangé à du Gaz Naturel, vers une centrale qui les séparerait, par PSA, ou avec un autre procédé (the energy to lead, 2014), ce qui nous permettra d'une part ; de répondre à la forte demande européenne due à la conjoncture actuelle, d'autre part de prendre les devants dans le domaine de l'Hydrogène, qui sera destiné soit à l'exportation, soit à un marché national presque hypothétique pour l'instant. Seul inconvénient pour ce second cas : les coûts de séparation élevés (de 2 à 7 \$/kg pour des volumes de 100 à 1000 kg/jour). (the energy to lead, 2014)

Les résultats de l'étude comparative de cas théorique, qui consiste en un calcul thermo-Hydraulique, réalisé grâce aux données relatives aux propriétés physico-chimiques du Gaz Naturel pour le premier cas et des mélanges dans un second cas, combinée au fait que ce type de transport existe déjà, nous avons précédemment cité le GRHYD à titre d'exemple, nous a permis d'arriver à la conclusion suivante :

L'injection d'hydrogène influe sur des paramètres, tel que la masse molaire, la masse volumique et la viscosité du mélange transporté, ce qui agit directement sur les pertes de charges en les augmentant, et c'est pour cela que les pressions finales (pour les cas à débit fixe) diminuent, en fonction des taux d'hydrogène, et vise vers ça, c'est-à-dire que et c'est pour cela que les débits (pour les cas à pression finale fixe) diminuent, en fonction des taux d'hydrogène.

Le débit transportable diminue avec l'injection d'hydrogène, mais jusqu'à un taux de 20% cette diminution de débit est compensée par l'augmentation du rendement des machines à combustion qui fonctionnent à l'hydrogène, une amélioration estimée à environ 15%. Cela est valable pour la première supposition.

---

## Conclusion Générale

---

Pour la formation d'hydrates, l'injection d'hydrogène n'impacte pas réellement ce paramètre ; même si la formule utilisée ne nous permet pas d'affirmer ça avec certitude, des sources le confirme.

L'étude de faisabilité a permis de statuer sur la question du transport du mélange Hydrogène-Gaz Naturel, Nous avons conclu en l'applicabilité du procédé.

Les résultats obtenus à partir de notre étude sont satisfaisants et sont en concordance avec les résultats des tests obtenues dans ce domaine.

En effet, ces derniers ont permis de mettre en évidence le potentiel immense qu'a l'Algérie dans ces nouveaux domaines que sont les énergies renouvelables et l'hydrogène.

---

## Bibliographie :

---

---

## Bibliographie

---

**Abdalla, A.M., et al. 2018.** Hydrogen production, storage, transportation and key challenges with applications: A review *Energy conversion and management*. 2018.

**Abderezzak, B. 2018.** *Introduction to Transfer Phenomena in PEM Fuel Cells*. Elsevier : s.n., 2018.

**Abe, J., et al. 2019.** Hydrogen energy, economy and storage: review and recommendation. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2019.

**Aceves, S.M., et al. 2010.** High-density automotive hydrogen storage with cryogenic capable pressure vessels. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2010.

**Alrazen, H.A. and K. Ahmad. 2018.** HCNG fueled spark-ignition (SI) engine with its effects on performance and emissions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018.

**Ammar , Ali Abd, et al. 2020.** Evaluation of hydrogen concentration effect on the. *ScienceDirect*. ELSEVIER, 2020.

**Anderson A, Carole T. 2006.** *Bio-derived liquids to hydrogen distributed reforming working group background paper*. s.l. : US Department of Energy, HFCIT Program., 2006.

**Anthony, Mazzenga. 2020.** Hydrogène : du concept de sector coupling aux projets concrets. *Les blogs, actu environnement.com*. [En ligne] 27 05 2020. <https://www.actu-environnement.com/blogs/anthony-mazzenga/27/hydrogene-power-to-gas-mazzenga-electricite-GRTgaz-38..>

**APS. 2022.** L'Algérie bien placée pour produire l'hydrogène vert à des couts "très compétitifs". *ALGERIE PRESSE SERVICE*. [En ligne] APS, 23 04 2022.

**ASTM Committee E02 on Terminology. 2005.** *ASTM DICTIONARY OF*. s.l. : ASTM INTERNATIONAL, 2005.

**Bahman, Zohuri Z. 2019.** *Hydrogen Challenges and Solutions for a Cleaner*. New Mexico, : © Springer International Publishing AG., 2019. 2018945545.

**Balat, M. 2008.** Potential importance of hydrogen as a future solution to environmental and transportation problems. *International journal of hydrogen energy*. 2008.

**Berardan, David. 2005.** *www.techno-science.net*. [En ligne] Wikipedia, 2005. <https://www.techno-science.net/definition/3341.html>.

**Beuzit , Pierre. 2007.** *Hydrogène : l'avenir de la voiture ?* s.l. : L'Archipel, 2007.

**Chem.4.us. 2021.** Bleu, vert, gris : les couleurs de l'hydrogène. *Chem.4.us la chimie pour créer notre futur*. [En ligne] 12 mars 2021. <http://www.chem4us.be/energie/h2/>.

**Coffee, Leona L. 2004.** *The Hydrogen Economy: Opportunities, Costs, Barriers, and R&D Needs*. Washington : The National Academic Press, 2004.

**Deutsche Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. 2021.** *Étude exploratoire sur le potentiel du Power-to-X*. Bonn et Eschborn, Allemagne. El Biar, Alger, Algérie : ATCT Agency, 2021.

**Devinder, Mahajan, et al. 2022.** Hydrogen Blending in Gas Pipeline Networks—A Review. *energies*. MDPI, 2022.

**Dranchuk, R.A, Purvis, D.B et Robinson, P.M.** *COMPUTER CALCULATION OF NATURAL GAS*. s.l. : PETROIEUM SOCIETY OF CIM.

**Dutta, S. 2014.** A review on production, storage of hydrogen and its utilization as an energy resource. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*. 2014.

**fanack water. 2019.** Water Resources in Algeria. *fanack water*. [En ligne] fanack water, 30 07 2019. <https://water.fanack.com/algeria/water-resources/>.

**Freedonia Group, Inc. 2014.** World Hydrogen -Demand and Sales Forecasts, Market Share, MarketSize, Market Leaders. Study #3165, February. *Freedonia*. [En ligne] Freedonia Group, Inc., 2014. [Citation : 08 mai 2022.] <https://www.freedoniagroup.com/World-Hydrogen.html>.

**Gas Processors Association. 2004.** GPSA engineering data book . [auteur du livre] GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION. *GPSA engineering data book*. Oklaoma : s.n., 2004.

**GIEC, ONU. 2019.** *Réchauffement planétaire de 1,5 °C*. 2019. ISBN 978-92-9169-251-4.

**Gupta, Ram B. . 2009.** *HYDROGEN FUEL Production, Transport, and Storage*. London, New York : CRC Press Taylor & Francis Group, 2009.

**Hirschenhofer JH, Stauffer BD, Engleman RR, Klett. 2000.** *Fuel cell handbook, 4th edn*. US Department. Orinda : Federal Energy Technology Center, 2000.

**IFP Energies Nouvelles. 2022.** IFP Energies Nouvelles, tout savoir sur l'hydrogène. *IFP Energies Nouvelles*. [En ligne] 2022. <https://www.ifpenergiesnouvelles.fr/enjeux-et-prospective/decryptages/energies-renouvelables/tout-savoir-lhydrogene>.

**Janna, Fatma. 2005.** *CORRELATION FOR PREDICTING*. s.l. : Dissertation submitted in partial fulfilment of, 2005.

**Karatas, M. 2019.** Hydrogen energy storage method selection using fuzzy axiomatic design and analytic hierarchy process. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2019.

**Lau, C.S. 2012.** *Biogas upgrade through exhaust gas reforming process for use in CI engines*. Birmingham : Thèse de doctorat, University of Birmingham., 2012.

**Leblanc, Johann. 2021.** Porsche eFuel. Du carburant sans pétrole pour sauver le thermique ! *l'argus*. [En ligne] Argus, 09 11 2021. <https://www.largus.fr/actualite-automobile/porsche-efuel-du-carburant-sans-petrole-pour-sauver-le-thermique-10752393.html>.

**Lepage, Thibaut, Kammoun, Maroua et Schmetz, Quentin. 2021.** Biomass-to-hydrogen: A review of main routes production, processes evaluation and techno-economical assessment. *Biomass and Bioenergy*. ORBi, 2021.

**Lipman, Timothy E. et Adam, Weber Z. 2018.** *Fuel Cells and Hydrogen Production*. Berkeley, CA, USA : Springer, 2018.

**Liu, H. 2009.** *Analysis of the Large Scale Centralized Hydrogen Production and the Hydrogen Demand from Fuel Cell Vehicles in Ontario*. s.l. : Thèse de doctorat University of Waterloo, 2009.

**Mazzenga, Anthony. 2020.** Les blogs, Actu environnement.com. *Actu environnement.com*. [En ligne] 27 05 2020. <https://www.actu-environnement.com/blogs/anthony-mazzenga/27/hydrogene-power-to-gas-mazzenga-electricite-GRTgaz-38>. ISSN N°2107-6677.

**MENAA, Abdenou. 2021.** *Contribution à l'étude de moteurs fonctionnant en mode dual fuel : applications aux cas de moteur dual fuel (gazole – HCNG)*. Boumerdes : Thèse de doctorat; UMBB, FHC, 2021.

**MENAA, Abdenour, SAIDANI, AZOUZ et KESSAL, M. 2011.** *Etude de l'influence des livraisons sur les paramètres de l'exploitation du gazoduc GGI*. Boumerdes : Mémoire de fin d'études, du cycle Master à la FHC, UMBB, 2011.

**Menon, E Shashi. 2005.** *Gas pipeline hydraulics*. s.l. : CRC Press, Taylor & Francis Group, LLC, 2005.

**Meunier , Guy et Ponssard, Jean-Pierre. 2018.** *Quelle politique pour encourager le déploiement des véhicules à hydrogène en France ?* s.l. : chaire Énergie et Prospérité, 2018.

**Moradi, R and K.M. Groth. 2019.** Hydrogen storage and delivery: Review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2019.

**Moradi, R. and K.M. Groth. 2019.** Hydrogen storage and delivery: Review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2019.

**Moran, Michael J et Shapiro, Howard N. 2006.** *Fundamentals of Engineering Thermodynamics*. Ohio, Iowa : John Wiley & Sons, Inc., 2006.

**Navarro RM, Pena MA, Fierro JLG. 2007.** *Hydrogen production reactions from carbon feedstocks: fossil fuels and biomass*. s.l. : Chem Rev, 2007. 107:3952–3991.

**Nazari, Mohammad Alhuyi, et al. 2022.** Utilization of hydrogen in gas turbines : acomprehensive review. *International Journal of Low-Carbon Technologies*. 2022.

**Nikolaidis, P. and A. Poulikkas. 2017.** A comparative overview of hydrogen production processes. *Renewable and sustainable energy reviews*. 2017.

**Pivovar, Bryan, Rustagi, Neha et Satyapal, Sunita. 2018.** *Hydrogen at Scale (H2@Scale): Key to a Clean, Economic, and.* s.l. : The Electrochemical Society Interface, 2018.

**Prinzhofer, Alain A. et Deville, Eric E. 2015.** *Hydrogène naturel La prochaine révolution énergétique?* Berlin : Éditions Belin,, 2015. ISBN 9782410003352.

**Schaefer, S. 2016.** *Effets du dopage d'adsorbants nanoporeux par des métaux ou des semi-métaux nanodispersés sur leurs performances en stockage d'hydrogène par sorption.* s.l. : Thèse de doctorat, Université de Lorraine, 2016.

**Sdanghi, G., et al. 2019.** Review of the current technologies and performances of hydrogen compression for stationary and automotive applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2019.

**Shi-Xi Zhang, Guang-Jin Chen, Chang-Feng Ma, Lan-Ying Yang, and Tian-Min Guo\*. 2020.** Hydrate Formation of Hydrogen + Hydrocarbon Gas Mixtures. *J. Chem. Eng.*, 2020.

**Sinigaglia, T., et al. 2017.** Production, storage, fuel stations of hydrogen and its utilization in automotive applications-a review. *International journal of hydrogen energy*. 2017.

**SKTM. 2013.** [www.sktm.dz](http://www.sktm.dz). [www.sktm.dz](http://www.sktm.dz). [En ligne] SKTM, 2013. <https://www.sktm.dz/>.

**SONATRACH-SPA. 2015.** *Code reseau de Transport par canalisation.* ALGER : s.n., 2015.

**Speight, James G. 2006.** *The Chemistry and Technology of Petroleum.* s.l. : CRC Press, 2006.

**Techno-science.** Transports. *Techno-science.net*. [En ligne] Techno-science. <https://www.techno-science.net/glossaire-definition/Transport-par-canalisation-page-2.html>.

**The american society of mechanical engineers. 2017.** *Process Piping ASME Code for Pressure Piping, B31, ASME B31.3-2016 (Revision of ASME B31.3-2014).* New York : AN INTERNATIONAL PIPING CODE, 2017.

**the energy to lead. 2014.** *Hydrogen Delivery in the Natural Gas Pipeline Network.* Sacramento, CA : GTI, 2014.

---

## Bibliographie

---

**Transmission Measurement Committee, AGA. November 15, 2002.** *AGA Report No. 10 Speed of Sound in Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases Speed of Sound in Natural Gas*. s.l. : Post-Ballot Draft, November 15, 2002.

**U.S. Department of Energy, Office of Basic Energy Sciences, Committee on Alternatives. 2004.** *The Hydrogen Economy: Opportunities*. Washington : National Research Council, National Academies Press., 2004.

**US Energy Information Administration (EIA). 2008.** The impact of increased use of hydrogen on petroleum consumption and carbon dioxide emissions. *US Energy Information Administration (EIA)*. [En ligne] 2008. [Citation : 08 mai 2022.] <https://www.eia.gov/oiaf/servicerpt/hydro/appendixc.html>.

**YOUNSI, Karim. 2020.** *Cour de TRANSPORT DE GAZ donné en L3*. s.l. : UMBB, Faculté des hydrocarbures et de la chimie, 2020.

**YOUSSEF, Ziad. 2009.** *ÉTUDE THERMODYNAMIQUE DE LA FORMATION D'HYDRATES EN ABSENCE D'EAU LIQUIDE : MESURES ET MODÉLISATION*. LYON : THÈSE DE DOCTORAT A L'UNIVERSITÉ CLAUDE BERNARD – LYON 1, 2009.

**ZAREEI, J., et al. 2014.** Prediction of performance a direct injection engine fueled with natural gas-hydrogen blends. *International Journal of Mechanical and Mechatronics Engineering*. 2014.