

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

UNIVERSITÉ BADJI MOKHTAR - ANNABA
BADJI MOKHTAR – ANNABA UNIVERSITY



جامعة بلجي مختار – عنابة

Faculté : TECHNOLOGIE

Département : Génie Mécanique

Domaine : SCIENCES ET TECHNOLOGIES

Filière : Master

Spécialité : Energétique

Mémoire

Présenté en vue de l'obtention du Diplôme de Master

Thème :

**Calcul de la réserve gazométrique et des pertes de charge
d'une ligne de gazoduc (GK3)**

Présenté par : *Diaf Bilal*

Encadrant : *Boumaraf Latra* professeur Université badji mokhtar

Jury de Soutenance :

Nom et prénom	Grade	Université	Président
Nom et prénom	Grade	Université	Encadrant
Nom et prénom	Grade	Université	Co-encadrant
Nom et prénom	Grade	Université	Examineur
Nom et prénom	Grade	Université	Deuxième examinateur / Membre invité

Année Universitaire : 2022/2023

Dédicace

Je dédie ce travail, à mes parents, à ma femme, à mes frères, à tous mes amis, à tous mes collègues, et à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin, à ma formation.

Remerciement

Avant tout, je remercie DIEU le tout-puissant de m'avoir donné le courage, la volonté, la patience et la santé durant toutes ces années d'études, et que grâce à lui ce travail a pu être réalisé. Je remercie vivement mon encadreur Madame Boumaraf Latra ; qui m'a aidé à élaborer ce travail.

Je remercie également le chef du terminal arrivée El Kala Mr : Houli mahmoud et tous les enseignants du département GENIE MECANIQUE.

Sommaire :

Introduction générale :.....(1)

Chapitre I : Introduction aux industries pétrolière et gazière

I-1-formation du pétrole et du gaz :.....(3)

I-1-1- le pétrole :.....(3)

I-1-2- le gaz :.....(3)

I-2- Formation De la matière organique au pétrole :.....(4)

I-2-1- L'accumulation de matière organique dans les sédiments :.....(4)

I-2-2- La formation du kérogène :.....(4)

I-2-3- La maturation du kérogène en pétrole :.....(4)

I-2-4- Le cas des schistes bitumineux :.....(5)

I-3- Formation des gisements de pétrole :.....(6)

I-3-1- Migration primaire :.....(6)

I-3-2- Migration secondaire :.....(7)

I-4- Les différents pièges à pétrole :... ..(8)

I-4-1- Pièges structuraux :.....(9)

I-4-2- Pièges stratigraphiques :.....(9)

I-5- Classification du pétrole :.....(10)

I-5-1- Classification selon la viscosité :.....(11)

I-5-2- Classification selon la teneur en soufre :.....(11)

I-5-3- Classification selon la composition :.....(11)

I-6-Classification du gaz naturel :.....(12)

I-6-1- Gaz conventionnel non associé :.....(12)

I-6-2- Gaz associé :	(12)
I-6-3- Gaz biogénique :	(13)
I-6-4- Gaz de charbon :	(13)
I-6-5- Gaz de schiste :	(13)
I-6-6- Gaz de réservoir compact.....	(14)
I-7- Les condensats de gaz naturel :	(15)
I-8-Le GPL :	(17)
I-8-1- Origine du GPL :	(17)
I-8-2- Utilisations du GPL :	(17)
I-8-3- Avantages du GPL en tant que carburant :	(17)
I-9-Le cycle de l'industrie de pétrole :	(18)
I-9-1- Permis d'exploration et concession d'exploitation :	(18)
I-9-2- L'exploration :	(18)
I-9-3- Forage d'exploration :	(19)
I-9-4-Evaluation :	(19)
I-9-5- Développement :	(20)
I-9-6- Production :	(20)
I-9-7- Transport :	(21)
I-9-8 – Raffinage :	(21)
I-9-9 - Produits et Distribution :	(22)
I-10- Principaux gisements d'hydrocarbures de l'Algérie :	(22)
I-10-1-Champ de Hassi Messaoud :	(23)
I-10-1-Champ de Hassi Messaoud :	(23)

I-10-2-Champ de Hassi Berkine Sud :.....	(23)
I-10-3-Champ d’Ourhoud :.....	(24)
I-10-4-Champ de Haoud Berkaoui :.....	(24)
I-10-5-Champ d’Edjeleh :.....	(24)
I-10-6-Champ de Hassi R’ mel :.....	(25)
I-10-7-Rhourde Nouss :.....	(25)
I-10-8-Gisement de Krechba (In Salah) :.....	(25)
Conclusion :.....	(26)
<u>Chapitre II : Transport des hydrocarbures par canalisations</u>	
Introduction :.....	(27)
II-1- Présentation de l’entreprise :.....	(28)
II-2- Transports des hydrocarbures par canalisations :.....	(29)
II-3- Description de l’ouvrage GK3 :.....	(34)
II-3-1-Postes de coupure de la ligne GK3 :.....	(34)
II-3-1-1- Composition du système de tuyauterie de PC01 à PC05:.....	(34)
II-3-1-2-Composition du système de tuyauterie du PC06 :.....	(35)
II-3-2- Postes de sectionnement :.....	(35)
II-3-3- Pots de Purge :.....	(37)
II-4- Les terminaux arrivée El Kala (TAKO GK3) et skikda (TASO GK3) :..	(38)
II-4-1- Présentation du terminal arrivée El Kala (TAKO GK3) :.....	(39)
Conclusion :.....	(44)

Chapitre III : Les équipements du terminal arrivée el kala

Introduction :	(46)
III-1- Les équipements du Terminal arrivée El Kala :	(48)
III-1-1- Les équipements Mécaniques :	(46)
III-1-1-1- Equipement Statique :	(46)
III-1-1-1-1- Tuyauterie :	(46)
III-1-1-1-2- Filtre :	(46)
III-1-1-1-3- Gare racleur :	(46)
III-1-1-2-Equipement dynamique :	(48)
III-1-1-2-1-Robinetterie :	(48)
III-1-2-Instrumentation :	(50)
III-1-2-1-Mesure de la pression :	(50)
III-1-2-2-Mesure de la température :	(51)
III-1-2-3-Mesure du débit :	(51)
III-1-2-4-Mesure de la différence de pression (DP) :	(51)
III-1-2-5-Mésure des niveaux :	(52)
III-1-3-Alimentation en énergie électrique du terminal arrivée el Kala :	(52)
III-1-3-1-Fonctionnement dans le le cas de manque de tension :...	(54)
III-1-3-2-Fonctionnement dans le cas de retour de tension :.....	(54)
III-1-3-3-Cas de manque de réseau de sonelgaz et défaut de démarrage du groupe :	(54)
III-2-Les opérations du Terminal arrivée El Kala :	(55)
III-2-1- Opération sur les vannes :	(55)

III-2-1-1-Les vannes avec opérateur oléopneumatique :.....	(55)
III-2-1-2-Fonctionnement des vannes avec opérateur oléopneumatique :.....	(56)
III-2-2-Opérations sur les filtres :.....	(57)
III-2-2-1- Principe de fonctionnement des filtres :.....	(58)
III-2-2-2- Procédure de changement des filtres :.....	(59)
III-2-3- Opérations des bancs de régulation :.....	(60)
III-2-3-1 Principe de fonctionnement des bancs de régulation :.....	(60)
III-2-3-2-Fonctionnement des GOV du banc de régulation :.....	(60)
III-2-3-3-Opération des vannes de contrôle PCV :.....	(60)
III-2-4- Opération des rampes de comptage :.....	(61)
III-2-4-1- Principe de fonctionnement des rampes de comptage :.....	(61)
III-2-5- Opération sur la gare racleur :.....	(63)
III-2-5-1- Principe de fonctionnement de la gare racleur :.....	(63)
III-2-5-2- procédure de réception du racleur (outil intelligent) :... 	(63)
III-2-6- opération sur torche :.....	(64)
III-2-6-1- Principe de fonctionnement de la torche :.....	(64)
III-2-6-2-Procédure d'allumage de la torche :.....	(66)
III-2-7-Opération sur drainage :.....	(67)
III-2-7-1- Principe de fonctionnement du drainage :.....	(68)
III-2-7-2- Procédure de drainage :.....	(68)
Conclusion :.....	(69)

Chapitre IV : La réserve gazométrique et des pertes de charge de ligne gazoduc GK3

Introduction :.....	(71)
IV-1- Calcul de la réserve gazométrique :.....	(72)
IV-1-1-Méthode 01 :.....	(72)
IV-1-2-Méthode 02 :.....	(73)
IV-2- Calcul des pertes de charge :.....	(75)
IV-2-1- Pertes de charge systématiques (régulières) :.....	(76)
IV-2-1-1- Régime de l'écoulement : Nombre de Reynolds.....	(78)
IV-2-2- Pertes de charge singulières :.....	(81)
Conclusion :.....	(82)

Chapitre V : calcul de la réserve gazométrique et des pertes de charge de gazoduc GK3 :

V-1- Calcul de la réserve gazométrique :.....	(84)
V-1-1- Méthode 01 :	(84)
V-1-2- Méthode 02 :.....	(88)
V-2-Calcul des pertes de charge :.....	(92)
Conclusion :.....	(93)

Liste des figures :

Chapitre I :

Figure I-1 : Hydrocarbures générés à partir du kérogène en fonction de la profondeur.....(6)

Figure I-2 : Migrations primaire et secondaire du pétrole conduisant à la formation d'un 8

Figure I-3 : Les principaux types de pièges à pétrole.....(10)

Figure I-4 : des différents types de source géologique du gaz naturel (15)

Figure I-5 : Carte des bassins sédimentaires de l'Algérie.....(23)

Chapitre II :

Figure II-1 : Organigramme de l'entreprise.....(29)

Figure II-2 : Cartographie des canaux et régions de transport.....(31)

Figure II-3 : Schéma PFD du poste de sectionnement sans PPG.....(37)

Figure II-4 : Schéma PFD d'un pot de purge.....(38)

Figure II-5 : Schéma PFD du terminal arrivée el Kala.....(39)

Figure II-6 : Projet GALSI : Algérie - Italie (Sardaigne).....40)

Chapitre III :

Figure III-1 : soupape de sureté conventionnelle.....(49)

Figure III-2 : soupape pilotée.....(50)

Figure III-3 : Schéma PID de filtration.....(59)

Figure III-4 : Schéma PID de la zone de régulation.....(61)

Figure III-5 : Schéma PID de la zone de comptage.....(62)

Figure III-6 : Schéma PID de la gare racleur arrivée.....(64)

Figure III-7 : Schéma PID de la torche.....(67)

Figure III-8 : Schéma PID de drainage.....(69)

Chapitre IV :

Figure VI-1 : Les pertes de charge dans une installation(76)

Figure IV-2 : Les différents régimes d'écoulement dans un tube horizontal.....(78)

Figure IV-3 : Coefficient de frottement en fonction de la géométrie du tube (79)

Figure VI-4 : Diagramme de Moody.....(87)

Figure VI-5 : Valeurs du coefficient K_L pour différents accessoires de pipes.....(81)

Liste des tableaux et graphes :

Tableaux V-1 : calcul de P_{cr} et t_{cr} à partir de la composition de gaz naturel.....(84)

Tableaux V-2 : calcul les coefficients de compressibilité Z_{srv} , Z_{cc} et Z_{skd} (85)

Tableau V-3 : calcul de l'autonomie de l'installation dans le cas d'un arrêt d'urgence.....(86)

Tableau V-4 : Calcul de la masse molaire M (g/mole) du gaz naturel.....(89)

Tableau V-5 : Paramètres est résultats de calcul de la durée d'autonomie..... ;...(90)

Tableau V-6 : Valeurs des paramètres utilisés pour le calcul des pertes de charge (91)

Tableau V-7 : Résultats du calcul des pertes de charge(91)

Tableau V- 8 : Résultats du calcul des pertes de charge en (bar).....(82)

Liste des graphes :

Graphe V- 1 : Evolution de l'autonomie en fonction du débit de soutirage.....(87)

Graphe V-2 : Variation de la longueur du tronçon en fonction de l'autonomie.....(88)

ABREVIATIONS :

- **SONATRACH** : Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation et la Commercialisation des Hydrocarbures.
- **CNDG** : Centre National de Dispatching de Gaz.
- **GK1** : Gazoduc existant de 40" Hassi R'mel / Skikda.
- **GK2** : Gazoduc existant de 42" Hassi R'mel / Skikda.
- **GK3** : Nouveau Gazoduc de 48" Hassi R'mel / Skikda/El Kala.
- **GK4** : Futur Gazoduc de 48" Hassi R'mel / Mechtatine.
- **GNL** : Gaz Naturel Liquéfié.
- **PS** : Poste de Sectionnement.
- **PC** : Poste de Coupure.
- **PP** : Poste de Purge.
- **PPG** : Poste de prélèvement gaz.
- **PLC** : Automate programmable (Programmable Logic Controller).
- **RTU** : Unité de Télémétrie à Distance (Remote Terminal Unit).
- **TAS0** : Terminal Arrivée Skikda.
- **TAK0** : Terminal Arrivée El Kala.
- **TRC** : Sonatrach – Branche Transport Par Canalisations.
- **SCADA** : Système de supervision, de contrôle et d'acquisition de données (Supervisory Control And Data Acquisition).
- **HVAC**: Heating ventilation & air conditioning.
- **PID**: pipping instrumentation diagram.
- **PFD**: pipping flow diagram.

- **Nomenclature**
- **Symbole on notation :**

Symbole	Désignation	Les unités
D	Diamètre intérieur	m
L	La longueur	m
P	La pression	bar
P _{srv}	La pression de service	56 bar
P _{cc}	Pression à la condition contractuelle	1 bar
P _{Skd}	Pression minimal de service de SKD	37 bar
T	Température	K
T _{srv}	Température de service	20°C
T _{cc}	Température à la condition de contractuelle	15°C
T _{Skd}	Température à la condition de service de centrale	20°C
V	Le volume	m ³
V _{Skd}	Volume occupé a 37 bar	Cm ³
V _{rg}	La réserve gazométrique	Cm ³
\dot{m}	Débit massique	Kg/h
Q _v	Débit volumique	m ³ /h
ρ	La masse volumique	Kg/m ³
r	Constante du gaz naturelle	J/kg.K
R	Constante du gaz parfaits	J /mol.K
Z	Coefficient de compressibilité	/
Re	Nombre de Reynolds	/
f	Coefficient de frottement	/
ϵ	Facteur de régusité	/
K _L	Coefficient de pertes de charge	/
μ	Viscosité dynamique	Pa. s
n	Le nombre de mole	mole
C	Condition de contrat	1 bar et 15°C
N	Condition normal	1 bar et 15 °C
S	Condition standard	1 bar et 0°C

Introduction générale :

Les hydrocarbures peuvent être transportés, sur de longues distances, par des canalisations ou dans des bateaux (Méthaniers, Pétroliers). Pour la distribution locale, le gaz peut être distribué à travers les réseaux de distribution ou, sous forme liquide (propane, butane), dans des camions.

Le Transport des hydrocarbures liquides et gazeux par canalisations a en charge le développement, la gestion et l'exploitation du réseau de transport, de stockage, de livraison et de chargement des hydrocarbures.

Le transport du gaz naturel fait référence au déplacement physique du gaz naturel d'un point d'extraction ou de production vers les consommateurs finaux, qu'il s'agisse de centrales électriques, de foyers résidentiels ou d'installations industrielles. Le gaz naturel est généralement transporté sur de longues distances à travers des pipelines.

Lorsque le gaz naturel est transporté par pipeline sur de longues distances, il peut y avoir des pertes de charge qui affectent le débit et la pression du gaz.

Les pertes de charge dans le transport du gaz naturel doivent être prises en compte lors de la conception et de l'exploitation des pipelines. Elles peuvent entraîner une diminution du débit et de la pression du gaz, ce qui nécessite souvent l'utilisation de stations de compression pour maintenir le débit souhaité.

Les pertes de charge se produisent principalement en raison de la résistance au flux du gaz dans le pipeline. Plusieurs facteurs contribuent à ces pertes, notamment la longueur du pipeline, le diamètre intérieur, la rugosité de la paroi interne, la viscosité du gaz et la différence de pression entre les extrémités du pipeline.

En effet, lorsque le gaz naturel se déplace le long du pipeline, il rencontre une résistance due au frottement entre le gaz et la paroi interne du pipeline. Ce frottement entraîne une perte de pression.

Par ailleurs l'exploitant a besoin d'intervenir sur le réseau de distribution de gaz sans la rupture de l'approvisionnement des clients finaux, pour cela on doit disposer d'une réserve de gaz suffisante pour assurer cette intervention.

Ce mémoire est organisé comme suit :

- Après une introduction générale, le premier chapitre est consacré à la formation des hydrocarbures et à leur classification en mettant l'accent sur les principaux gisements de pétrole et de gaz de l'Algérie.
- Au second chapitre, la division de transport des hydrocarbures par canalisations de Sonatrach et spécialement la ligne GK3 gazoduc de Hassi R'mel vers Skikda en Algérie, sont détaillées.
- Au troisième chapitre sont présentés les équipements mécaniques, électriques et les instrumentations du Terminal arrivée à El Kala ainsi que les opérations sur ces équipements, sont présentés.
- Au quatrième chapitre, sont définies les équations de calcul de la réserve gazométrique par deux méthodes différentes et les corrélations utilisées pour la détermination des pertes de charge linéaires et singulières.
- Au cinquième chapitre, les valeurs de la réserve gazométrique et celles des pertes de charge calculées sont présentées, discutées et comparées avec celles relevées sur site.
- Enfin, le mémoire est clôturé par une conclusion générale.

Chapitre I : Introduction aux
industries pétrolière et
gazière

Chapitre I : Introduction aux industries pétrolière et gazière

Introduction :

L'histoire de la formation du pétrole et du gaz remonte à des millions d'années. Ces précieuses ressources naturelles ont été créées par un processus géologique complexe qui implique des conditions spécifiques dans les profondeurs de la Terre. Permettez-moi de vous présenter brièvement cette formation fascinante.

Le pétrole et le gaz naturel sont des hydrocarbures, ce qui signifie qu'ils sont composés principalement d'atomes de carbone et d'hydrogène. Ils se forment à partir de matières organiques, comme des plantes et des organismes marins, qui se sont accumulées au fond des océans et des lacs au fil du temps.

Tout commence par la décomposition de ces matières organiques après leur dépôt. Sous la pression des sédiments qui s'accumulent au-dessus, et en l'absence d'oxygène, la matière organique est soumise à des températures et à des pressions élevées dans un environnement anaérobie. Cela crée les conditions idéales pour la transformation de la matière organique en pétrole et en gaz naturel.

La première étape de cette transformation est la formation de la kérogène, une substance complexe riche en carbone, issue de la matière organique décomposée. Avec le temps, sous l'effet de la chaleur et de la pression, la kérogène subit un processus appelé pyrolyse, qui conduit à la formation d'hydrocarbures liquides, c'est-à-dire du pétrole brut.

Le pétrole brut ainsi formé peut migrer de sa source initiale vers des réservoirs souterrains poreux et perméables, généralement des formations rocheuses appelées roches réservoirs. Ces roches, telles que le grès ou le calcaire, agissent comme des éponges naturelles, permettant au pétrole de s'accumuler en leur sein.

Dans le même temps, le gaz naturel se forme également à partir de la matière organique. À des températures plus élevées, la décomposition de la matière organique produit principalement du gaz naturel plutôt que du pétrole. Le gaz naturel peut également migrer et se trouver piégé dans des réservoirs souterrains similaires à ceux du pétrole.

L'exploration et l'extraction du pétrole et du gaz naturel impliquent des techniques complexes, telles que le forage de puits et la fracturation hydraulique, pour atteindre les réservoirs souterrains et extraire ces ressources précieuses.

Chapitre I : Introduction aux industries pétrolière et gazière

I-1-formation du pétrole et du gaz :

I-1-1- le pétrole :

Le **pétrole** est un combustible fossile dont la formation date d'environ 20 à 350 millions d'années.

Appelé aussi « huile » ou « pétrole brut », il provient de la décomposition d'organismes marins (principalement le plancton) accumulés dans des bassins sédimentaires, au fond des océans, des lacs et des deltas.

La transformation de la matière organique en pétrole s'échelonne sur des dizaines de millions d'années, en passant par une substance intermédiaire appelée **kérogène**.

Le pétrole produit peut ensuite se trouver piégé dans des formations géologiques particulières, appelées « roches-réservoirs » constituant les gisements pétrolifères exploités de nos jours.

I-1-2- le gaz :

On appelle **gaz naturel** combustible ou simplement gaz naturel tout fluide gazeux combustible provenant du sous-sol.

La plupart des gaz naturels sont des combustibles fossiles constitués de mélanges d'hydrocarbures saturés avec prédominance du méthane.

Ils proviennent d'accumulations souterraines de gaz seuls ou de gaz associés au pétrole : il y a donc autant de compositions de gaz naturels qu'il y a de gisements d'hydrocarbures exploités.

Généralement, un gaz naturel d'une provenance déterminée a une composition pratiquement constante ou évoluant lentement et de façon peu accentuée en fonction du temps.

Le gaz naturel est connu au Moyen-Orient depuis l'Antiquité. Son utilisation industrielle a commencé aux Etats-Unis au courant de la seconde moitié du XIX^e siècle.

Le gaz naturel qui a supplanté complètement le gaz manufacturé constitue aujourd'hui la deuxième source d'énergie la plus utilisée dans le monde après le pétrole et son usage ne cesse de se développer.

Chapitre I : Introduction aux industries pétrolière et gazière

I-2- Formation De la matière organique au pétrole :

I-2-1- L'accumulation de matière organique dans les sédiments :

La matière organique est issue d'êtres vivants (plancton, végétaux, animaux, etc.).

Composée pour l'essentiel de carbone, d'hydrogène, d'azote et d'oxygène, elle forme ce que l'on appelle « **la biomasse** ».

Cette biomasse est généralement détruite par des bactéries mais une faible partie (moins de 1 %) se dépose au fond de milieux aquatiques.

Dans cet environnement pauvre en oxygène, la matière organique est en partie préservée.

Elle se mélange ensuite à des matières minérales (particules d'argiles ou sables fins), créant ainsi des **boues de sédimentation**.

Celles-ci s'accumulent par couches successives sur des dizaines voire des centaines de mètres. I-2-2- La formation du kérogène :

Au début de la sédimentation jusqu'à une profondeur d'environ 1.000 mètres sous le plancher océanique, la matière organique contenue dans les boues de sédimentation subit une transformation sous l'action de bactéries anaérobies (vivant en milieu privé d'oxygène).

Elles en extraient l'oxygène et l'azote, aboutissant à la formation de kérogène.

Il s'agit d'un composé solide disséminé sous la forme de filets au sein des sédiments, contenant surtout du carbone et de l'hydrogène.

I-2-3- La maturation du kérogène en pétrole :

Par leurs propres masses et à la suite de leur couverture par de nouveaux dépôts, les couches sédimentaires s'enfoncent naturellement dans la croûte terrestre.

Au cours de ce phénomène et au-delà de 1 000 mètres de profondeur sous le plancher océanique, les résidus minéraux des boues de sédimentation se solidifient en une roche relativement imperméable.

Appelée « roche-mère », cette formation piège le kérogène.

Chapitre I : Introduction aux industries pétrolière et gazière

La roche-mère subit également un enfouissement.

Le kérogène est donc soumis à des pressions et des températures géothermiques de plus en plus élevées, augmentant d'environ 3°C tous les 100 mètres.

À une température supérieure à 60°C, ce qui correspond à un enfouissement d'environ 1 500 à 2 000 mètres, le kérogène subit un craquage thermique, appelé également « pyrolyse ».

Cette transformation chimique élimine l'azote et l'oxygène résiduels pour laisser de l'eau, du CO₂ et des hydrocarbures, molécules exclusivement composées de carbone et d'hydrogène.

Le mélange d'hydrocarbures liquides est appelé pétrole brut.

Des hydrocarbures sous forme gazeuse (méthane) sont également générés lors de la transformation du kérogène.

La proportion de gaz au sein de la roche-mère s'avère d'autant plus élevée que la durée et la température de transformation du kérogène sont importantes :

- entre 60° et 120°C (entre 2 000 à 3 000 mètres de profondeur), le kérogène produit principalement du pétrole et une faible quantité de gaz.
- à partir de 120°C (soit 3 000 mètres), la production de pétrole à partir du kérogène devient insignifiante. Les hydrocarbures liquides présents dans la roche-mère sont à leur tour transformés en molécules de gaz sous l'effet de la température et de la pression.
- au-delà de 150°C (soit un enfouissement supérieur à 4 000 mètres), il ne se forme plus que du gaz.

I-2-4- Le cas des schistes bitumineux :

Lorsque la roche-mère n'est pas suffisamment enfouie, le kérogène qu'elle contient ne subit pas de pyrolyse.

Chapitre I : Introduction aux industries pétrolière et gazière

Appelé schiste bitumineux, il s'agit d'un combustible fossile arrêté au stade d'"avant-pétrole" dans le processus de maturation du kérogène.

Par un procédé industriel, les schistes bitumineux peuvent être transformés en pétrole en subissant une pyrolyse à 500°C pour accélérer la maturation du kérogène.

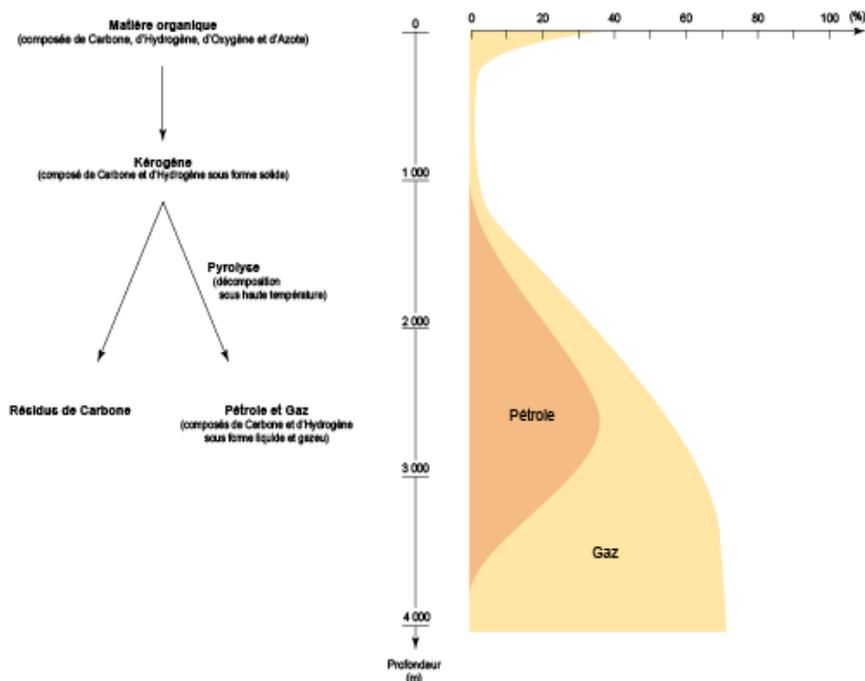


Figure I-1 : Hydrocarbures générés à partir du kérogène en fonction de la profondeur

I-3- Formation des gisements de pétrole :

Le pétrole est une matière première facilement exploitable lorsqu'il se concentre dans un réservoir par des phénomènes de migration.

I-3-1- Migration primaire :

Le pétrole brut est initialement contenu dans la roche-mère, compacte et imperméable.

Par un mécanisme encore mal élucidé (certainement lié à une augmentation de pression dans la roche-mère au cours de son enfouissement) l'eau, le pétrole et le gaz issus du kérogène peuvent être expulsés de leur formation d'origine, migrant alors vers la future roche-réservoir.

Chapitre I : Introduction aux industries pétrolière et gazière

I-3-2- Migration secondaire :

De faible densité, le pétrole expulsé (mêlé à de l'eau et du gaz dissous) a tendance à remonter jusqu'à la surface de la Terre.

Il s'échappe très lentement à travers les couches sédimentaires perméables qui jouxtent la roche-mère.

En général, la migration secondaire du pétrole n'est pas arrêtée par un obstacle.

Le pétrole finit par atteindre les premiers mètres du sol, où il est dégradé en bitumes sous l'action de bactéries.

Les combustibles fossiles produits sont alors des pétroles dits «lourds» ou «extra-lourds» et des sables bitumineux.

Ils peuvent être utilisés comme des indices de surface pour détecter un bassin sédimentaire susceptible de contenir du pétrole, lors de prospections réalisées par l'industrie pétrolière.

Parfois, la migration du pétrole brut vers la surface est empêchée par une formation géologique imperméable, comme une couche de sel par exemple, appelée «roche-couverture» (également qualifiée de « roche imperméable »).

Une accumulation de pétrole, associé à de l'eau et du gaz, se forme dans la couche perméable sous-jacente créant ainsi une roche-réservoir en dessous de la roche-couverture.

Dans ce réservoir poreux, le gaz s'accumule au-dessus du pétrole brut, lequel se retrouve au-dessus de l'eau en raison des densités respectives de ces produits (le gaz naturel est plus léger que le pétrole, lui-même plus léger que l'eau).

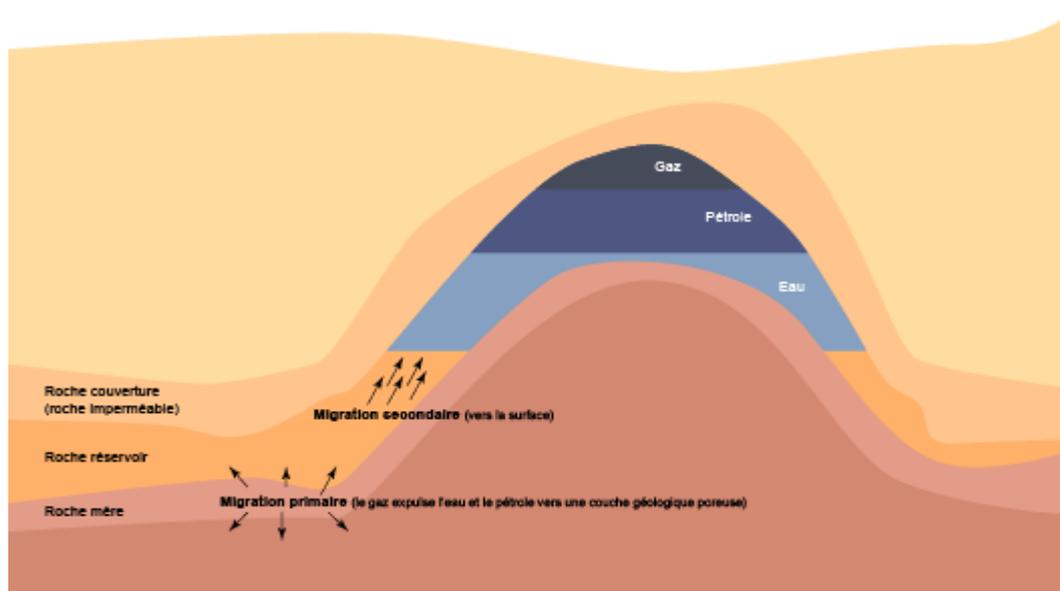


Figure I-2 : Migrations primaire et secondaire du pétrole conduisant à la formation d'un gisement.

Seule une faible quantité de pétrole brut est concentrée dans les roches-réservoirs.

En effet, environ 98% du pétrole produit reste piégé dans la roche-mère, de manière disséminée.

Le pétrole de roche-mère est alors plus connu sous le nom d'«huile de schiste » ou de « pétrole de schiste ».

Moins facile à extraire que le pétrole sous forme de gisements, le pétrole de schiste requiert des techniques d'exploitation particulières et notamment la fracturation hydraulique.

I-4- Les différents pièges à pétrole :

L'ensemble roche-réservoir/roche-couverture forme une structure dite de «piège à pétrole ».

Plusieurs types de pièges sont décrits, principalement en fonction de la déformation des roches au cours de phénomènes géologiques.

Chapitre I : Introduction aux industries pétrolière et gazière

I-4-1- Pièges structuraux :

Le plus courant est le piège anticlinal, structure où les roches ont été plissées en forme de voûte par les mouvements terrestres.

Pour le géologue, la présence d'un anticlinal est un indice en faveur de la présence de gisements. En effet, environ 80% des gisements de pétrole sont de ce type.

Lors de la création d'une faille, un bloc terrestre peut également glisser vers le haut ou vers le bas au niveau de la cassure. Une couche imperméable peut alors venir obstruer une couche perméable et arrêter le pétrole dans sa migration.

I-4-2- Pièges stratigraphiques :

Les dômes de sel (appelés diapirs) sont des masses de sel formées en profondeur qui remontent sous l'effet de la température et de la pression.

En s'élevant, elles traversent des couches perméables et subdivisent les réserves de pétrole.

En surplombant les roches-réservoirs, les dômes de sel imperméables constituent des roches-couvertures.

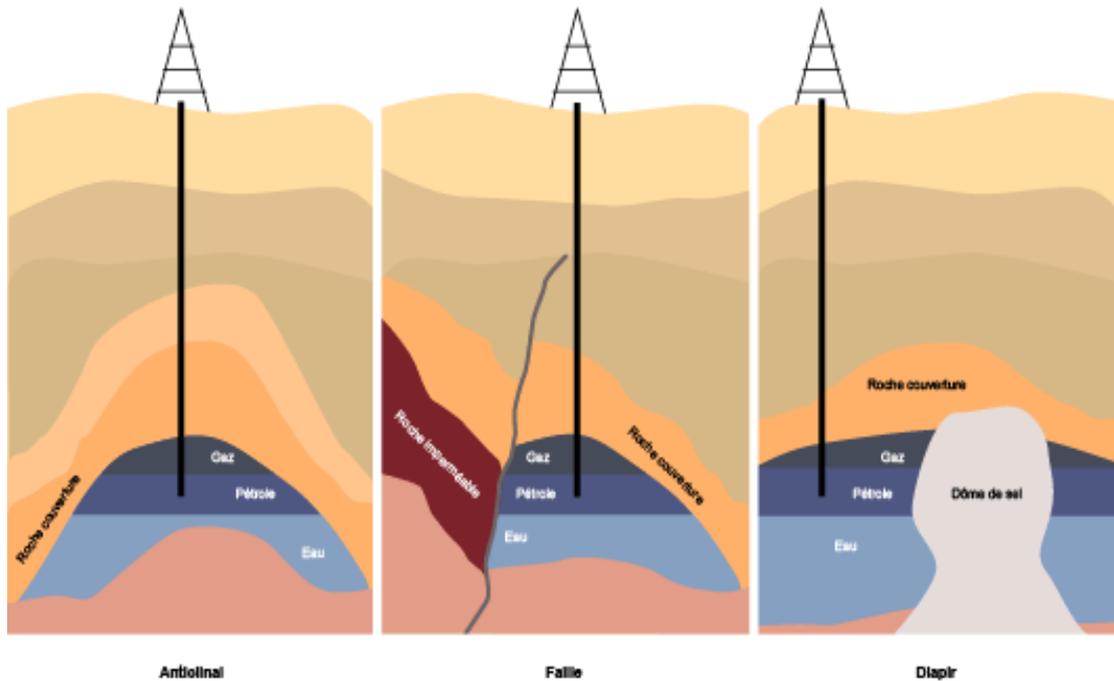


Figure I-3 : Les principaux types de pièges à pétrole

Les mouvements terrestres sont susceptibles de modifier les gisements formés.

Le pétrole peut être enfoui plus profondément : il subit alors à nouveau un craquage thermique et donne alors un gisement de gaz naturel.

Les gisements de pétrole peuvent également fuir. Dans ce cas, le pétrole migre vers la surface ou vers un autre piège.

I-5- Classification du pétrole :

Tout processus de formation est unique : un gisement de pétrole contient un mélange d'hydrocarbures qui le caractérise selon l'histoire géologique de la zone où il s'est développé.

La provenance géographique est donc un des critères de classification du pétrole (Golfe Persique, mer du Nord, Venezuela, Nigeria...).

Toutefois, pour établir des comparaisons entre différents sites, d'autres critères existent.

Les plus importants sont les mesures de la viscosité et de la teneur en soufre du pétrole brut.

Chapitre I : Introduction aux industries pétrolière et gazière

I-5-1- Classification selon la viscosité :

Quatre types de gisements sont définis (léger, moyen, lourd ou extra-lourd et bitume).

Plus le pétrole brut est visqueux, plus il est « lourd » :

- **les gisements de pétrole léger** : l'aspect du pétrole brut se rapproche de celui du gazole. Les gisements sahariens présentent cette caractéristique;
- **les gisements de pétrole moyen** : la viscosité du pétrole brut est intermédiaire entre le pétrole léger et le pétrole lourd. Il s'agit par exemple des gisements du Moyen-Orient ;
- **les gisements de pétrole lourd ou extra-lourd** : le pétrole brut ne coule pratiquement pas à la température ambiante. Les gisements d'Amérique du sud en sont un exemple ;
- **les gisements de bitume** : le pétrole brut est très visqueux voire solide à la température ambiante. Les principales réserves de ce type se trouvent au Canada.

Cette propriété est importante pour déterminer la rentabilité de l'exploitation. En effet, un pétrole peu visqueux ou léger est plus facile à extraire et à traiter qu'un pétrole lourd.

I-5-2- Classification selon la teneur en soufre :

Ce critère distingue le pétrole brut soit en doux (faible teneur en soufre) soit en sulfuré dans le cas contraire.

Des gisements de pétrole doux se trouvent notamment en Afrique, ceux de pétrole sulfuré en Amérique du Nord.

Cette mesure est utilisée pour la phase de raffinage du pétrole, une faible teneur en soufre la favorisant.

I-5-3- Classification selon la composition :

On distingue, selon leur composition, trois catégories de brut :

- à prédominance paraffinique.
- à prédominance naphthénique.
- à prédominance aromatique.

Chapitre I : Introduction aux industries pétrolière et gazière

Les bruts les plus connus sont :

- l'*Arabian Light* (brut de référence du Moyen-Orient),
- le *Brent* (brut de référence européen)
- le *West Texas Intermediate* (WTI, brut de référence américain).

I-6-Classification du gaz naturel :

Il existe plusieurs formes de gaz naturel, se distinguant par leur origine, leur composition et le type de réservoirs dans lesquels ils se trouvent.

Néanmoins, le gaz est toujours composé principalement de méthane et issu de la désagrégation d'anciens organismes vivants.

I-6-1- Gaz conventionnel non associé

C'est la forme la plus exploitée de gaz naturel. Son processus de formation est similaire à celui du pétrole.

On distingue :

- **Le gaz thermogénique primaire** : issu directement de la pyrolyse du kérogène (substance intermédiaire entre la matière organique et le combustible fossile charbon, gaz etc....),

- **le gaz thermogénique secondaire** : formé par la pyrolyse du pétrole.

Le gaz thermogénique comprend, outre le méthane, un taux variable d'hydrocarbures plus lourds, pouvant aller jusqu'à l'heptane (C₇H₁₆).

On peut y trouver aussi du dioxyde de carbone (CO₂), du dioxyde de soufre (SO₂), du sulfure d'hydrogène appelé aussi « gaz acide » (H₂S), et de l'azote (N₂) et de petites quantités d'hélium (He).

I-6-2- Gaz associé :

Il s'agit de gaz présent en solution dans le pétrole. Il est séparé lors de l'extraction de ce dernier.

Chapitre I : Introduction aux industries pétrolière et gazière

Pendant longtemps, il était considéré comme un déchet et détruit en torchère, ce qui constitue un gaspillage de ressources énergétiques non renouvelables et une pollution inutile.

Aujourd'hui, l'essentiel est soit réinjecté dans les gisements de pétrole (contribuant à y maintenir la pression et à maximiser l'extraction du pétrole), soit valorisé.

I-6-3- Gaz biogénique :

Le gaz biogénique est issu de la fermentation par des bactéries de sédiments organiques.

À l'instar de la tourbe, c'est un combustible fossile mais dont le cycle est relativement rapide.

Les gisements biogéniques sont en général petits et situés à faible profondeur. Ils représentent environ 20% des réserves connues de gaz conventionnel.

Le gaz biogénique a moins de valeur par mètre cube que le gaz thermogénique, car il contient une part non négligeable de gaz non combustibles (notamment du CO₂) et ne fournit pas d'hydrocarbures plus lourds que le méthane.

I-6-4- Gaz de charbon :

Le charbon contient naturellement du méthane et du CO₂ dans ses pores.

Historiquement, ce gaz a surtout été connu pour la menace mortelle qu'il présente sur la sécurité des mineurs - il est alors resté dans la mémoire collective sous le nom de **grisou**.

Cependant, son exploitation est en plein développement, en particulier aux États-Unis. L'exploitation porte sur des strates de charbon riches en gaz et trop profondes pour être exploitées de façon conventionnelle. Il y a eu des essais en Europe également, mais la plupart des charbons européens sont assez pauvres en méthane. La Chine s'intéresse également de plus en plus à l'exploitation de ce type de gaz naturel.

I-6-5- Gaz de schiste :

Certains schistes contiennent aussi du méthane piégé dans leurs fissurations.

Ce gaz est formé par la dégradation du kérogène présent dans le schiste.

Chapitre I : Introduction aux industries pétrolière et gazière

Comme pour le gaz de charbon, il existe deux grandes différences par rapport aux réserves de gaz conventionnel :

- le schiste est à la fois la roche source du gaz et son réservoir
- l'accumulation n'est pas discrète (beaucoup de gaz réunis en un point) mais continue (le gaz est présent en faible concentration dans un énorme volume de roche), ce qui rend l'exploitation bien plus difficile.

I-6-6- Gaz de réservoir compact

Le gaz de réservoir compact (ou *tight gas*) est confiné dans des formations rocheuses imperméables et non poreuses, de grès ou de calcaire, situées généralement à plus de 3 500 mètres sous terre.

L'accessibilité des roches-réservoirs de grès est déterminée par leur porosité (espace vide entre les grains) et leur perméabilité (facilité avec laquelle le fluide ou le gaz circule à travers la roche).

Dans certains cas, le gaz peut se trouver dans des zones peu étendues et isolées, séparées entre elles de quelques mètres, mais qui peuvent s'avérer inaccessibles via le même puits vertical en raison de la densité de la formation rocheuse.

Les États-Unis produisent du gaz de réservoir compact depuis plus de quarante ans et cette production représente aujourd'hui près de 40 % de la production totale de gaz non conventionnels du pays. Le gaz de réservoir compact est à présent produit en Europe, principalement en Allemagne.

NB : Aux différents types de *gaz naturels* cités ci-dessus, on peut adjoindre le **biogaz**, ou **biométhane**, un substitut renouvelable issu de la décomposition de certains déchets de *l'activité anthropique*.

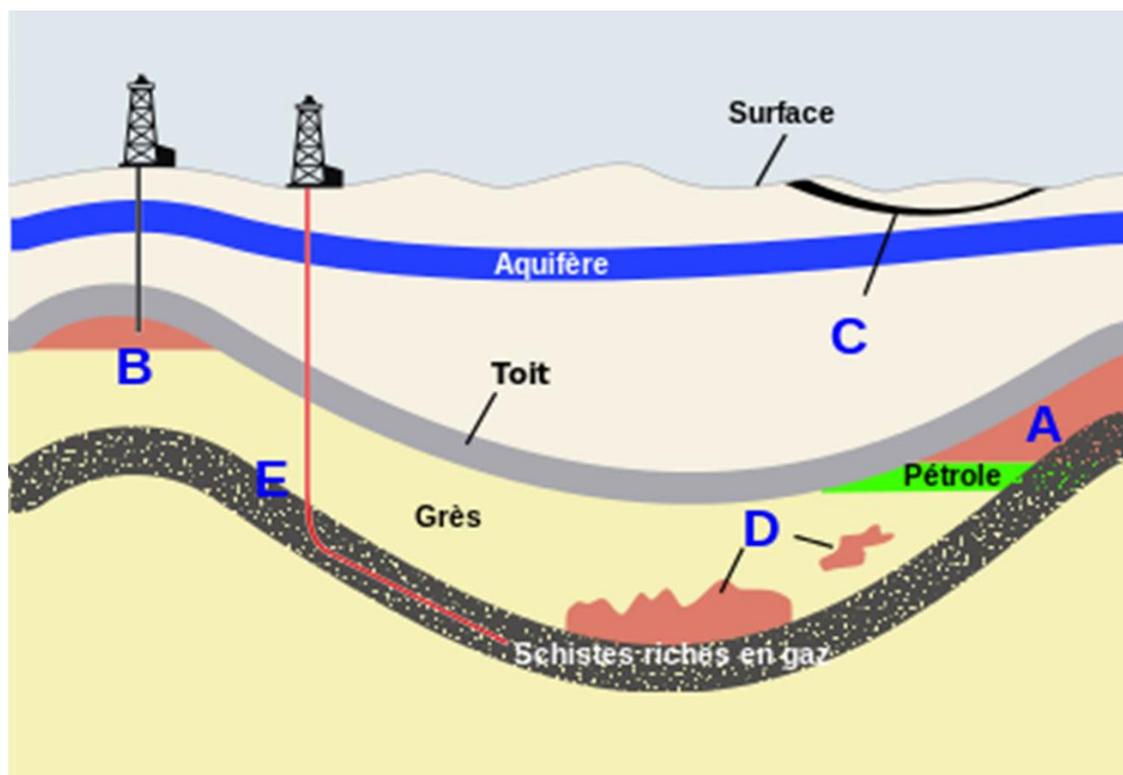


Figure I-4 : des différents types de source géologique du gaz naturel :

A Gaz naturel associé (à un réservoir de pétrole).

B Gaz naturel conventionnel non associé.

C Gaz de couche (ou gaz de houille).

D Gaz de « réservoir ultracompact ».

E Gaz de schiste.

L'apparition d'une phase liquide dépend des conditions de température et de pression dans le réservoir et en surface, ce qui conduit à distinguer les types suivants :

- **Gaz sec** : ne forme pas de gaz liquide dans les conditions de production
- **Gaz humide** : forme une phase liquide en cours de production dans les conditions de surface, sans qu'il y ait **condensation rétrograde** dans le gisement
- **Gaz à condensât** : forme une phase liquide dans le réservoir en cours de production par **condensation rétrograde**
- **Gaz associé** : coexistant dans le réservoir avec une phase « huile ». Le gaz associé comprend le gaz de couverture et le gaz dissous

I-7- Les condensats de gaz naturel :

Les **condensats de gaz naturel** sont des hydrocarbures liquides récupérés lors de l'extraction de gaz en tête de puits.

Chapitre I : Introduction aux industries pétrolière et gazière

En effet, la diminution de pression et de température en surface provoque une condensation de certains des hydrocarbures les plus lourds du gisement gazier (d'où leur nom).

Les condensats de gaz naturel sont des hydrocarbures constitués de molécules comportant 5 à 15 atomes de carbone (par exemple le pentane et l'octane).

Ils ont des caractéristiques proches du **naphta**.

On peut distinguer :

- les condensats légers (de type C5 à C10, c'est-à-dire ayant 5 à 10 atomes de carbone par molécule) ;
- les condensats lourds (jusqu'à C15).

(% molaire)	Condensats stabilisés du gaz ALRAR Algérie
Impuretés	–
N ₂ Azote	–
H ₂ S Hydrogène sulfuré	–
CO ₂ Gaz carbonique	–
Hydrocarbures	100
C ₁ Méthane	–
C ₂ Éthane	–
C ₃ Propane	–
C ₄ Butanes	2,47
C ₅ Pentanes	28,18
C ₆ Hexanes	17,90
C ₇ ⁺ Heptanes	12,76
C ₈ Octanes	11,27
C ₉ Nonanes	8,30
C ₁₀ Décanes	6,09
C ₁₁ Undécanes	3,91
C ₁₂ ⁺ Dodécanes et +	9,12
TOTAL	100

Tableaux I-1 : % Molaire de composition de condensat.

I-8-Le GPL :

I-8-1- Origine du GPL :

Les GPL sont extraits à partir de différentes sources :

- du pétrole brut après raffinage comme sous-produit.
- de la récupération à partir des champs gaziers.
- de la récupération à partir de la liquéfaction des gaz associés (champs pétroliers).
- comme sous-produit à partir des unités de liquéfaction du gaz naturel (GNL).

I-8-2- Utilisations du GPL :

Les domaines d'utilisation du butane et de propane sont très nombreux et diversifiés :

- utilisation domestique (cuisine, chauffage)
- utilisation pétrochimique (production d'oléfines)
- utilisation industrielle
- climatisation et refroidissement à l'échelle industrielle
- production de carburants
- centrale électrique : combustible pour la génération électrique

I-8-3- Avantages du GPL en tant que carburant :

La promotion de GPL dans le secteur du transport est surtout liée aux préoccupations environnementales.

En effet ce produit présente des caractéristiques non polluantes par rapport aux autres carburants.

Le GPL présente les avantages suivants :

- il est très peu polluant : absence de plomb tétraéthyle, soufre ou de monoxyde de carbone

Chapitre I : Introduction aux industries pétrolière et gazière

- absence d'additifs
- indice d'octane élevé, supérieur à celui de l'essence
- durée de vie du moteur du véhicule plus longue
- moins cher que l'essence

I-9-Le cycle de l'industrie de pétrole :

I-9-1- Permis d'exploration et concession d'exploitation :

Avant toute prospection, une compagnie pétrolière doit demander au pays hôte un permis d'exploration.

En cas de découverte en phase d'exploration, un accord est conclu entre la compagnie et le gouvernement du pays : il définit les parts respectives des profits tirés de l'exploitation du pétrole (autrefois la fameuse règle du 50/50 aujourd'hui révisée en faveur du pays hôte).

En règle générale, les pays décrètent que les ressources du sous-sol leur appartiennent, avec l'exception des USA où le propriétaire du sol l'est aussi du sous-sol.

Pour les ressources offshore, sous la mer, les accords internationaux déterminent les règles de partage (ex : pays riverains jusqu'à 300 miles des côtes).

I-9-2- L'exploration :

Elle se scinde en deux branches :

- **l'étude géologique** : s'intéressant à la formation possible des gisements (de pétrole et de gaz, les deux étant corrélés) et aux caractéristiques des roches en tant que réservoirs (ou couvertures) ;
- **l'étude géophysique** : détaillée des structures internes des « pièges » ainsi que leur recherche sur les terrains à prospector.

Elle utilise surtout la sismique, qui permet d'obtenir des informations précises sur la profondeur et la disposition des couches sédimentaires, à l'aide de mesures par réflexion ou par réfraction d'ondes La phase d'exploration de choc émises.

Chapitre I : Introduction aux industries pétrolière et gazière

Si elle est favorable, aboutit au prospect (formation géologique repérée par prospection) c'est-à-dire au gisement putatif (présumé) qu'il faut aller vérifier sur le terrain par forage.

I-9-3- Forage d'exploration :

Il représente l'essentiel du coût total de l'exploration.

Le forage offshore (en mer) coûte bien plus cher que le forage à terre.

La découverte de grands gisements reste rare, en moyenne une découverte pour 10 forages d'exploration dans le monde.

Un premier forage de diamètre 30" (~76 cm) est effectué jusqu'à quelques dizaines de mètres en profondeur, stabilisé par un tubage (casing) et cimenté. Ce tube sert de guide pour le trépan suivant de diamètre inférieur qui, plus profond, est à son tour tubé puis cimenté. Jusqu'à 5 trous de diamètres de plus en plus petits peuvent ainsi être forés.

En parallèle, les déblais de forage sont analysés en continu.

I-9-4-Evaluation :

Dans un puits non encore tubé, des outils sont descendus par des câbles électriques pour évaluer les possibilités des roches rencontrées : ces «diagraphies électriques » (logging) permettent de recalculer les données sismiques (en temps) par rapport aux données de profondeur (en mètres) ; d'évaluer la hauteur, la porosité, le contenu en fluides des zones productives.

Si le puits est considéré comme valable pour la production, des tests complémentaires permettent d'évaluer le champ découvert : prélèvements d'échantillons de la roche-réservoir afin de mesurer sa porosité, prélèvements d'échantillons du fluide du gisement afin de mesurer sa composition, essais de production pour mesurer les débits, proportions eau/gaz/pétrole, et évaluer les réserves etc.

Le puits d'exploration reçoit un dernier tubage cimenté sur place avant d'être prêt à produire.

Chapitre I : Introduction aux industries pétrolière et gazière

I-9-5- Développement :

Un gisement de grande taille (>10 km de diamètre) peut nécessiter plusieurs forages exploratoires afin de chiffrer les réserves. Un plan de développement établit le nombre de puits à forer, le type de récupération envisagé, les débits de fluides, le coût des installations annexes (ex : séparation, traitement).

Les techniques modernes permettent de forer en déviation à partir d'un seul point, cela limite les dimensions des installations de surface en concentrant les puits. Les puits peuvent simplement être déviés ou réellement horizontaux. Optimisant ainsi la surface de drainage entre le puits et la roche réservoir, les puits horizontaux peuvent avoir des productivités cinq à dix fois supérieures aux puits verticaux.

Les recettes prévisionnelles sont évaluées selon les prix du baril estimatifs, les conditions de l'accord de partage avec le pays propriétaire, etc.

L'équilibre financier entre les différents aspects techniques détermine la prise de décision de développement du champ découvert.

I-9-6- Production :

a- Traitement des fluides :

Les fluides parvenant en surface comportent, en plus du pétrole, de l'eau et du gaz.

L'eau peut être perdue ou réinjectée dans le gisement.

Le gaz, en l'absence d'un marché, est brûlé sur place (« torché ») ou réinjecté dans le gisement. Si le gaz peut être vendu, il est débarrassé de ses impuretés puis expédié par gazoduc vers les marchés ou liquéfié.

b- Récupération primaire :

Un gisement pétrolier est en équilibre à la pression de fond, qui peut atteindre plusieurs centaines de bars.

Au début de la vie du puits, le pétrole parvient donc spontanément à la surface : le puits est dit « éruptif ».

Chapitre I : Introduction aux industries pétrolière et gazière

c- Récupération secondaire et tertiaire :

Au-delà de sa période éruptive, le puits ne produit plus suffisamment. Des équipements complémentaires permettent de maintenir la pression de fond, diminuer la viscosité du fluide de formation et améliorer le drainage des réserves.

Ex : injection d'eau ou réinjection du gaz de formation, fracturation hydraulique, pompage etc.

Les taux de récupération des réserves en place varient de moins de 10 % à plus de 70 % (taux moyen mondial 35%).

Les études réservoir peuvent être sous-traitées. Les équipements sont des séparateurs , des pompes immergées, des pompes de surface ou des compresseurs .

I-9-7- Transport :

Une fois découvert, collecté, traité et stocké dans les terminaux de chargement, le brut doit être transporté vers les lieux de consommation.

a- Transport par oléoduc et gazoduc :

Il existe de nombreux oléoducs et gazoducs dans le monde, principalement en Algérie, en Russie, aux États Unis d'Amérique, au Canada, en Europe et au Moyen-Orient.

b- Transport par voie maritime :

Une société pétrolière utilise ses propres navires ou affrète des navires appartenant à des tiers.

Les capacités des pétroliers varient de 3000 tonnes en lourd (dwt) jusqu'à 350000 tonnes. La taille peut être limitée pour des raisons de tirant d'eau et de largeur de canaux, par exemple au Canal de Panama (80000 t environ) et au Canal de Suez (150 000 t environ).

I-9-8 – Raffinage :

Le pétrole brut est traité pour obtenir le maximum de produits légers à forte valorisation.

En effet, les produits légers (gaz propane, butane, naphta, essences, kérosène et gazole) se vendent à prix élevé tandis que les fiouls et les résidus sont vendus à bas prix.

Chapitre I : Introduction aux industries pétrolière et gazière

I-9-9 - Produits et Distribution :

Exemples de produits pétroliers :

- gaz légers (méthane et éthane) combustibles utilisés par les raffineries elles-mêmes.
- gaz propane.
- gaz butane.
- Naphta.
- essences : ordinaire et Super.
- kérosène utilisé essentiellement dans la fabrication du Jet A1 pour les avions.
- gazole léger servant de base pour le gazole moteur et du fioul domestique.
- gazole moyen.
- gazole lourd ou fioul lourd de différentes teneurs en soufre.
- bitume.

Les produits pétroliers sont vendus aux clients finaux par les compagnies pétroliers elles-mêmes ou par des distributeurs indépendants.

I-10- Principaux gisements d'hydrocarbures de l'Algérie :

Les bassins les plus productifs d'hydrocarbures demeurent ceux de l'Oued Mya où se trouvent les gisements géants de Hassi Messaoud et de Hassi R'mel, et de Berkine où se trouvent les gisements d'Ourhoud et Hassi Berkine Sud.

Quant aux bassins du Sud-Ouest, ils constituent un pôle d'exploration gazière relativement important, ainsi que de développement tout aussi important avec la mise en production des gisements gaziers de la région d'In Salah, et de la région d'Adrar.

Plus de deux cents gisements sont aujourd'hui reconnus. Les réservoirs sont gréseux dans leur quasi-totalité et se trouvent essentiellement dans les niveaux du Cambro-Ordovicien, du Siluro-Dévonien, du Carbonifère et du Trias.

Chapitre I : Introduction aux industries pétrolière et gazière

Les hydrocarbures produits sont très largement soutenus par des opérations de récupération assistée, tant par injection d'eau que par injection de gaz.

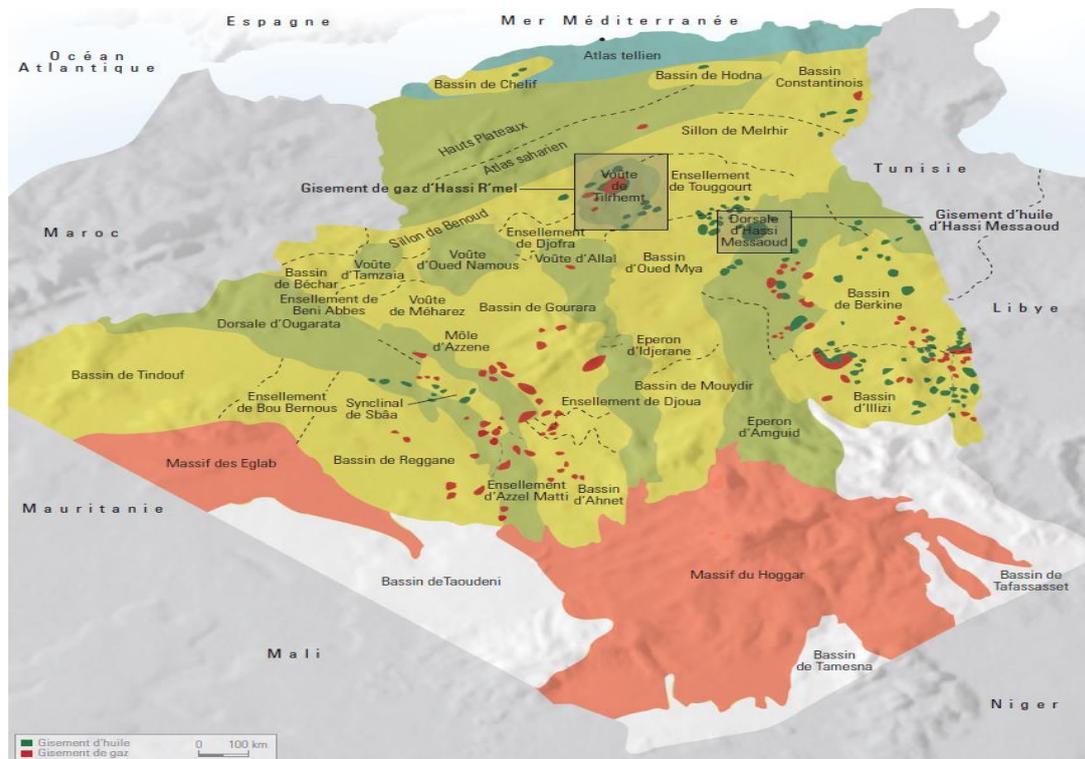


Figure I-5 : Carte des bassins sédimentaires de l'Algérie

I-10-1-Champ de Hassi Messaoud :

Le gisement d'huile légère de Hassi Messaoud a été découvert en 1956 par le forage MD1 qui a traversé les réservoirs de grès du Cambro-Ordovicien à 3 337 mètres de profondeur. Le gisement, de dimensions 40 x 40 km, est situé dans le Sahara algérien, à 800 km au sud d'Alger.

Le gisement de Hassi Messaoud présente une structure en dôme anticlinal, largement héritée de la phase orogénique hercynienne dont le paroxysme s'est produit à la fin du Paléozoïque.

I-10-2-Champ de Hassi Berkine Sud :

Le champ de Hassi Berkine Sud (HBNS) a été découvert en janvier 1995 par l'association Sonatrach/Anadarko par le forage du puits HBNS-1b. Il a été mis en exploitation en 1998.

Chapitre I : Introduction aux industries pétrolière et gazière

Le gisement est d'âge triasique. Il possède une structure anticlinale asymétrique au relief très peu prononcé.

I-10-3-Champ d'Ourhoud :

Le champ d'Ourhoud se situe dans la partie centrale du bassin de Berkine, à 320 km au sud-est de Hassi Messaoud. Il s'étend sur trois blocs d'exploration, 404a, 405, 406a.

Le gisement a été découvert par le puits BKE-1 (Berkine Est-1) foré en juillet 1994 par l'association Sonatrach et Anadarko.

La structure d'Ourhoud correspond à un horst complexe limité vers l'est par une faille majeure régionale dont le rejet vertical varie entre 200 et 300 mètres.

I-10-4-Champ de Haoud Berkaoui :

Le gisement de Haoud Berkaoui est situé à environ 100 km à l'ouest de Hassi

Messaoud. Il fait partie du Bloc 438c et constitue, avec les structures de Benkahla et Guellala, un pôle principal de la dépression de l'Oued Mya.

Il a été découvert en 1965 par le puits OK101 et produit dans les grès de la série argilo-gréseuse triasique inférieure.

I-10-5-Champ d'Edjeleh :

Le champ d'Edjeleh est situé dans le Bloc 241, dans la partie sud-est du bassin d'Illizi, à environ 50 km au Sud Est d'In-Amenas. Localisé sur le haut-fond de Tihemboka, il s'étend sur une superficie d'environ 30 km².

Le gisement a été découvert en 1956, puis mis en exploitation quelques années plus tard. La présence d'hydrocarbures dans ce gisement a été confirmée dans six niveaux réservoirs superposés et distincts.

Chapitre I : Introduction aux industries pétrolière et gazière

I-10-6-Champ de Hassi R'mel :

Le gisement de Hassi R'mel a été découvert en 1956 et mis en production en 1961. Il est situé dans le Sahara algérien, à 550 km au sud d'Alger. Il s'étend sur environ 3500 km².

Le champ est un gisement de gaz à condensat avec un anneau d'huile sur le flanc Est.

La structure de Hassi R'mel est un anticlinal de forme elliptique dont l'axe principal est orienté NE-SO.

I-10-7-Rhourde Nouss :

La région de Rhourde Nouss (RN) est située à 230 km au sud-est du champ de Hassi Messaoud. Le premier forage a été réalisé en 1961. Une série de réservoirs contenant du gaz à condensat a été rencontrée à partir de la cote 2 685 mètres.

Cette région est caractérisée par la présence de treize accumulations comportant jusqu'à une dizaine de réservoirs.

I-10-8-Gisement de Krechba (In Salah) :

Le gisement de Krechba est situé dans la partie nord de la région d'In Salah. Le gisement a été découvert en 1957 par le forage de KB1 qui a rencontré les réservoirs tournaisien du Carbonifère et siegenien-gédinnien du Dévonien inférieur à une profondeur de 1 700 à 3 350 mètres. Les différents puits forés ont donné des débits de gaz dans les trois réservoirs.

Ce gisement constitue, avec ceux de Teg et Reg et, plus au sud, ceux de la région d'In Salah (Hassi Moumen, Garet el Befinat, Gour Mahmoud et la structure d'In Salah), un grand ensemble gazier exploité dans le cadre de l'association Sonatrach-BP-StatOil. Après traitement, le gaz produit est transporté jusqu'à Hassi R'mel situé à 450 km au nord de Krechba.

Conclusion :

Dans ce chapitre on a découvert les hydrocarbures (pétrole, gaz) ainsi que la formation de ces derniers.

La formation du pétrole et du gaz naturel est un processus géologique complexe impliquant la décomposition de matières organiques sur de longues périodes géologiques. La compréhension de ce processus nous aide à mieux apprécier la valeur de ces ressources.

Le gaz naturel est une ressource énergétique clé, dont les réserves sont abondantes et qui permet également d'alimenter la pétrochimie ou le pool essence, pour les composés les plus lourds.

Chapitre II : Transport des hydrocarbures par canalisations

Introduction :

Le transport des hydrocarbures par canalisations est un moyen essentiel et largement utilisé pour acheminer le pétrole et le gaz naturel des lieux de production vers les consommateurs finaux. Les pipelines offrent une méthode sûre, efficace et économique pour le transport à grande échelle de ces ressources précieuses sur de longues distances. Dans cette introduction, nous allons explorer les aspects clés du transport des hydrocarbures par canalisations.

Les pipelines jouent un rôle crucial dans l'industrie de l'énergie en permettant le transfert en vrac des hydrocarbures sur terre et sous les océans. Ils sont utilisés pour transporter le pétrole brut des champs pétroliers aux raffineries, où il est traité pour produire des produits pétroliers tels que l'essence, le diesel et le kérosène. De même, les pipelines transportent le gaz naturel des sites de production aux centres de distribution, où il est utilisé pour la production d'électricité, le chauffage domestique et industriel, ainsi que pour d'autres applications.

Les pipelines sont des infrastructures composées de tuyaux robustes en acier ou en matériaux composites, conçus pour résister à la pression, aux variations de température et aux conditions environnementales. Ils sont généralement enterrés sous terre ou posés au fond des océans pour minimiser les interférences avec l'environnement et garantir une sécurité maximale.

II-1- Présentation de l'entreprise :

Sonatrach « Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures » : est une entreprise publique algérienne créée le 31 décembre 1963 et est un acteur majeur de l'industrie pétrolière surnommée la major africaine, **Sonatrach** est classée première entreprise d'Afrique.

Les métiers de base de **Sonatrach** portent sur toute la chaîne des hydrocarbures, en commençant par la recherche et l'exploration, elle assure aussi la transformation des hydrocarbures et leur commercialisation aux consommateurs finaux.

Il est possible de regrouper ces métiers en quatre activités globales :

a) L'amont pétrolier :

- l'exploration.
- le forage.
- les services aux puits.
- le développement des gisements.
- l'exploitation des gisements.

b) L'aval pétrolier :

- la liquéfaction du Gaz Naturel.
- la séparation des GPL.
- le raffinage.
- la pétrochimie.

c) La commercialisation :

- la commercialisation des hydrocarbures et des produits pétroliers tant sur le marché international que sur le marché national.
- le trading et le shipping des hydrocarbures (Sonatrach dispose d'une flotte importante de méthaniers, de navires de transport de GPL et de pétroliers).

Chapitre II : Transport des hydrocarbures par canalisations

- le business développement à l'étranger.

d) Le transport par canalisations (TRC) :

- le développement et la réalisation des canalisations de transport des hydrocarbures produits à partir des gisements de pétrole brut, condensat, gaz naturel et GPL.
- l'exploitation du système de transport par canalisations.
- la maintenance du système de transport par canalisations.

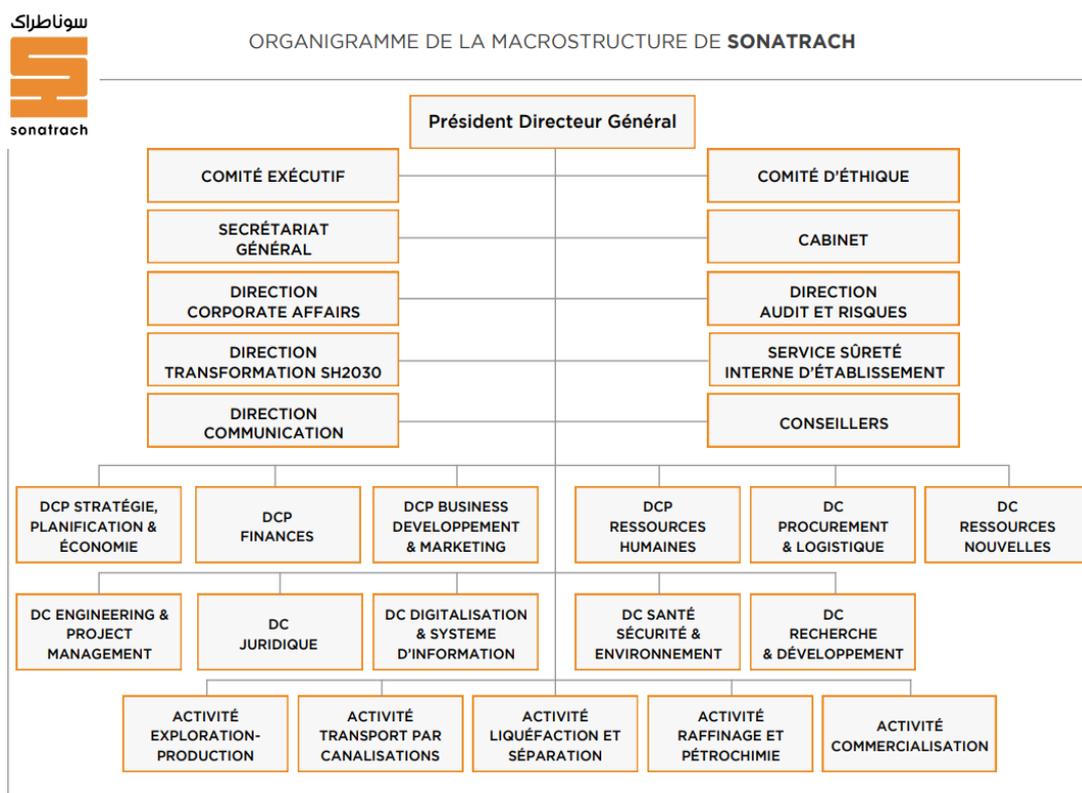


Figure II-1 : Organigramme de l'entreprise

II-2- Transports des hydrocarbures par canalisations :

Cette activité assure le transport des hydrocarbures (pétrole brut, gaz naturel, GPL et condensat) que ce soit vers le nord du pays (aux raffineries) ou vers les complexes de production.

Elle dispose aussi d'un réseau de canalisations de 16.200 km qui compte 12 gazoducs (7.459 km) avec une capacité de transport de 131 milliards de m³/an.

Chapitre II : Transport des hydrocarbures par canalisations

Parmi ce réseau de gazoducs, il y a aussi les gazoducs transcontinentaux : **Enrico Matei** qui relie l'Algérie à l'Italie via la Tunisie, et **Pedro Duran Farrel** qui relie l'Algérie à l'Espagne via le Maroc.

L'activité de Transport par Canalisations de **Sonatrach** en Algérie dispose de 79 stations de pompage et de compression avec 290 machines principales, d'une capacité de stockage de près de 3,4 millions de m³, d'une infrastructure de maintenance et d'entretien sur trois bases principales et trois bases régionales d'intervention ainsi que d'un centre dispatching de gaz CNDG (HassiR'mel) et d'un autre centre dispatching des hydrocarbures liquides CDHL (Haoud El Hamra).

Il existe plusieurs projets en cours pour améliorer encore plus le transport par canalisations en Algérie, parmi eux, il y a celui de **MEDGAZ** pour le transport de gaz naturel qui va de Hassi R'mel jusqu'à Beni Saf (nord du pays) pour arriver à Almeria en Espagne.

Le deuxième est celui de **GALSI** qui va de Hassi R'mel vers El Kala, en passant par Biskra, Batna et Constantine, ... pour arriver jusqu'à Cagliari à l'île de Sardaigne et C.d.Pescara en Italie.

Le troisième est celui **TSGP** qui consiste à transporter du gaz naturel pour un volume total jusqu'à 20 milliards de m³/an. Le projet reliera l'Algérie avec le Nigéria (Warri).

La figure ci-dessous représente les régions de transport par canalisations qui existent déjà ou bien encore en réalisation :

Chapitre II : Transport des hydrocarbures par canalisations

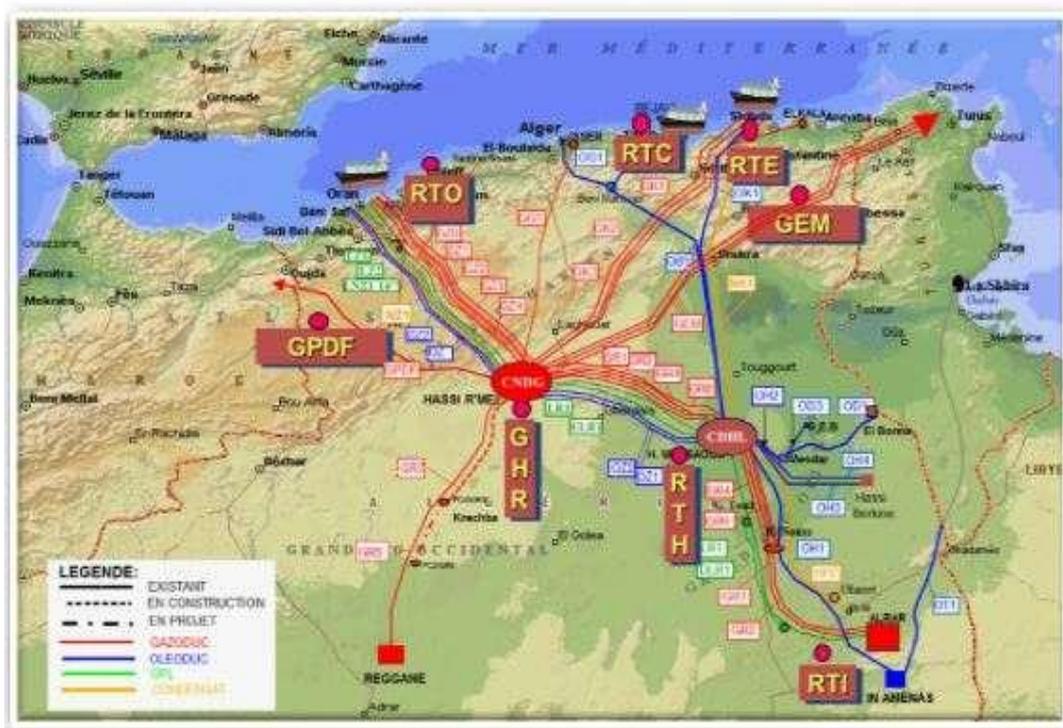


Figure II-2 : Cartographie des canaux et régions de transport

De même, le tableau suivant englobe tous les ouvrages de **sonatrach** avec les diamètres et les longueurs et les capacités des différentes canalisations :

1. OLEODUCTS :

DENOMINATION	OUVRAGE	DIAMETRE (pouce)	DEPART	ARRIVEE	LONGUEUR (Km)	CAPACITE		
						Réelle	Réservée	Disponible
						Millions de TM/an (MTA)		

a. PETROLE BRUT

STC OH1	OH1	30"	In Amenas	Haoud El Hamra	630	8,900	4,553	4,347
STC OT1	OT1	24"	In Amenas	Frontière Algéro - Tunisienne	265	7,800	1,013	6,787
STC OH3/OH4	OH3	30"	Hassi Berkine	Haoud El Hamra	292	30,000	17,627	12,373
	OH4	30"	Hassi Berkine	Haoud El Hamra	292			
STC OD1/OD3/OH2	OD1	20"	El Borma	Mesdar	272	2,000	0,653	1,347
	OD3	20"	Rhourd El Baguel	Mesdar	33	5,000	0,783	4,217
	OH2	26"	Mesdar	Haoud El Hamra	108	12,000	4,908	7,092
STC OZ1/OZ2	OZ1	28"	Haoud El Hamra	Arzew	801	7,000	22,700	18,300
	OZ2	34"	Haoud El Hamra	Arzew	821	34,000		
STC OK1	OK1	34"	Haoud El Hamra	Skikda	646	30,000	16,731	13,269
STC OB1/OG1	OB1	24"/22"	Haoud El Hamra	Béjala	668	11,400	8,870	2,530
	OG1	20"	Beni Mansour	Alger	145	4,000	2,562	1,438
Total Pétrole Brut					4 973	141,100	76,403	64,697

b. LIQUIDE DE GAZ NATUREL (CONDENSAT)

STC NH2	NH2	24"/30"	PK66-Ohanet	Haoud El Hamra	565	7,900	5,577	2,323
STC NZ1	NZ1	28"	Hassi R'Mel	Arzew	507	7,800	3,845	3,955
STC NK1	NK1	30"	Haoud El Hamra	Skikda	646	11,410	6,136	5,274
Total Condensat					1 718	27,110	15,558	11,552

Chapitre II : Transport des hydrocarbures par canalisations

DENOMINATION	OUVRAGE	DIAMETRE (pouce)	DEPART	ARRIVEE	LONGUEUR (Km)	CAPACITE		
						Réelle	Réservée	Disponible
						Millions de TM/an (MTA)		

c. GAZ PETROLE LIQUEFIE (GPL)

STC LR1/DLR1 / LNZ1-12" et ELR1	LR1	10"-24"	Alrar	Hassi R'Mel	1022	8,000	6,633	1,367
	DLR1	16"	Ohanet	Gassi Touil	404			
	ELR1	24"	Hassi Messaoud	Hassi R'Mel	336			
STC LZ1/LZ2 /LNZ1-16"	LZ1	24"	Hassi R'Mel	Arzew	503	9,000	8,147	7,453
	LZ2	24"	Hassi R'Mel	Arzew	495	6,000		
	LNZ1	16"	Hassi R'Mel	Arzew	495	0,600		
Total GPL					3 255	23,600	14,780	8,820

2. GAZODUCS

DENOMINATION	OUVRAGE	DIAMETRE (pouce)	DEPART	ARRIVEE	LONGUEUR (Km)	CAPACITE		
						Réelle	Réservée	Disponible
						(Milliards de Sm ³ /an)		
STC GZ0	GZ0	24"/20"	Hassi R'Mel	Arzew	509	0,980	0,980	0,000
STC GZ1/GZ2/GZ3	GZ1	40"	Hassi R'Mel	Arzew	507	34,393	25,428	8,965
	GZ2	40"	Hassi R'Mel	Arzew	511			
	GZ3	42"	Hassi R'Mel	Arzew	511			
STC GZ4	GZ4	48"	Hassi R'Mel	ARZEW	513	11,250	11,250	0,000
		48"	Moctaa Douz	BENI SAF	120			
STC GK1/GK2	GK1	40"	Hassi R'Mel	Skikda	575	20,470	12,811	7,659
		42"	Hassi R'Mel	Skikda	576			
STC GG1	GG1	42"	Hassi R'Mel	Bordj Ménail	437	11,300	7,781	3,519
STC GPDF	GPDF	48"	Hassi R'Mel	El Aricha	521	11,470	8,155	3,315
STC GO1/GO2/GO3	GO1	48"	Hassi R'Mel	Oued Saf Saf	548	32,720	21,857	10,863
	GO2	48"	Hassi R'Mel	Oued Saf Saf	548			
	GO3	48"	Hassi R'Mel	Oued Saf Saf	548			
STC GR1/GR2/ GR4/GR6	GR1	42"/48"	Alrar	Hassi R'Mel	966	40,242	37,880	2,362
	GR2	42"/48"	Alrar	Hassi R'Mel	966			
	GR4	48"	Rhourde Nouss	Hassi R'Mel	535			
	GR6 *	48"	Rhourde Nouss	Hassi R'Mel	534			
STC GK3	GK3	48"	Hassi R'Mel	Mechtatine	432	9,660	4,625	5,035
		48"	Mechtatine	El Kala	267			
		48"	Tamlouka	Skikda	87			
STC GR5	GR5 *	48"/56"	Reggane	Hassi R'Mel	770	-	-	-
Total Gaz Naturel					9 677	172,485	130,768	41,717

Tableau II-1 : Lignes de transport des hydrocarbures en Algérie

II-3- Description de l'ouvrage GK3 :

La ligne gazoduc GK3 est constituée d'un gazoduc de 48'' de diamètre reliant Hassi R'Mel aux deux terminaux arrivés d'El Kala et de Skikda. Ce gazoduc débute du Centre National de Dispatching de Gaz (CNDG) se trouvant à Hassi R'Mel, La longueur totale de ce gazoduc est de 785 km. Le gazoduc GK3 est composé de sept (07) postes de coupures, deux terminaux arrivés, cinquante-cinq (55) postes de sectionnement et quinze (15) pots de purge.

II-3-1-Postes de coupure de la ligne GK3 :

Dans la ligne gazoduc GK3 il y a 07 postes de coupure et elle est divisée en 03 lots :

- **Lot 01** : il comporte 03 postes de coupure reliés par un pipeline de 48 '' (PC01, PC02, PC03). Le premier PC se trouve à Hassi Delaa (wilaya de Laghouat), le deuxième se trouve à Rass el Miaad (wilaya de Biskra) et le troisième est situé à Chaiba (wilaya de Biskra), ce qui totalise une distance de 270 km.
- **Lot 02** : s'étend de Biskra jusqu'à Mila c'est-à-dire de PC03 à PC05. Le PC04 se trouve à Barika (wilaya de Batna) et le PC05 se trouve à Ain Djasser (wilaya de Mila) à une distance de 163km.
- **Lot 03** :s'étend du PC05 jusqu' aux deux terminaux arrivés à el Kala et à Skikda en passant par le PC06 qui se trouve à Tamlouka (wilaya de Guelma), et qui distribue le gaz vers le terminal de Skikda et à el Kala. Ce lot a une longueur globale de 351 km a une configuration e Y dont une ligne de 48'' part à el Kala et l'autre branche est dirigée vers Skikda.

II-3-1-1- Composition du système de tuyauterie de PC01 à PC05:

Les postes de coupure de PC01 à PC05 sont disposés à proximité de la station de compression (A, B, C, D, E) des lignes GK1/2 et ils sont identiques en matière de process.

On trouve à l'entrée des postes coupures une gare racleur arrivée, un système de filtration du type filtres à cyclones, une interconnexion avec des vannes aux ouvrages GK1 et GK2, un by-pass avec clapet anti retour, et enfin une gare racleur départ.

II-3-1-2-Composition du système de tuyauterie du PC06 :

Dans le **PC06**, on trouve :

- une gare racleur arrivée pour la réception du racleur et à la sortie il y a une gare racleur départ vers Skikda et une autre vers el Kala.
- un système de régulation de pression et de débit en cascade vers la ligne de Skikda. Il comprend 03 rampes de régulation fonctionnant en split-range et une régulation vers Fkirina en attente pour l'alimentation de la centrale thermique.
- un système d'évent pour la dépressurisation du PC.
- un système de drainage (pour les 03 gares racleurs et tuyauterie), l'ensemble est connecté à un collecteur de 6'' allant vers une citerne de drainage réalisée dans une chambre à cuve.

La ligne de sortie du PC06 vers el Kala est équipée de soupapes de protection (04) dont une en stand-by sur le collecteur de sortie. Ces dernières sont installées pour protéger les installations en aval du PC06 contre toute surpression pouvant provenir de la ligne.

Par ailleurs, un système de gaz actionnaire est installé et sert à alimenter les actionneurs des vannes de régulation, ce système comprend une filtration redondante, un réchauffeur électrique, un système de détente du gaz par des vannes de laminage PCV et un accumulateur de gaz.

II-3-2- Postes de sectionnement :

Le nombre des postes de sectionnement est de 55 répartis tout au long du pipeline (Hassi R'mel – SKIKDA–EL KALA) sur une distance maximum de 20 km à 10 km conformément au nombre des habitants

Du terminal départ Hassi R'mel à PC01, il ya 04 PS (PS01 à PS04)

De PC01 à PC02, il y a 05 PS (PS05 à PS09)

De PC02 à PC03, il y a 04 PS (PS10 à PS13)

De PC03 à PC04, il y a 04 PS (PS14 à PS17)

De PC04 à PC05, il y a 07PS (PS18 à PS24)

De PC05 à PC06, il y a 09PS (PS25 à PS33)

De PC06 à TASO, il y a 08PS (PS48 à PS55)

De PC06 à PC07, il y a 07PS (PS34 à PS40)

Chapitre II : Transport des hydrocarbures par canalisations

De PC07 à TAKO, il y a 07PS (PS41 à PS47)

Dans chaque poste de sectionnement, il est prévu une vanne de 48'' à passage intégral équipée de by-pass de 16''.

Il est aussi prévu un évent ainsi qu'une instrumentation de pression et de température pour la supervision de la ligne.

La vanne (GOV) de 48'' est équipée d'un actionneur oléopneumatique.

Ces vannes sont dotées d'un dispositif Line-Break pour se fermer automatiquement en cas de rupture ou bien de fuites au niveau de la ligne.

Le dispositif Line-break fermera la vanne en cas de détection de diminution de pression très rapide dans la ligne. Le seuil de déclenchement est basé sur le rapport de chute de pression par rapport au temps DP/DT , environ 2 bar/minute.

Certains postes de sectionnement sont équipés de Postes de Prélèvement de Gaz (PPG), qui consistent en deux vannes d'attente soudées côté ligne, bridées côté attente et situées en amont et en aval de la GOV 48'', pour l'alimentation des villages à côté.

Les postes de sectionnement équipés de **PPG** sont :

- PS26 , PS27 , PS30 , PS32 , PS36 , PS37 , PS41 , PS43 , PS45 , PS47 , PS49 , PS51 , PS52 , PS53 , PS55 .

Les postes de sectionnement non équipés de **PPG** sont :

- PS avec PPG 6'' : PS25, PS29, PS33, PS35, PS38, PS39, PS44.
- PS avec PPG8'' : PS34, PS40, PS48, PS50, PS54.
- PS avec PPG16'' : PS46.
- PS avec PPG20'' : PS28, PS31, PS42.

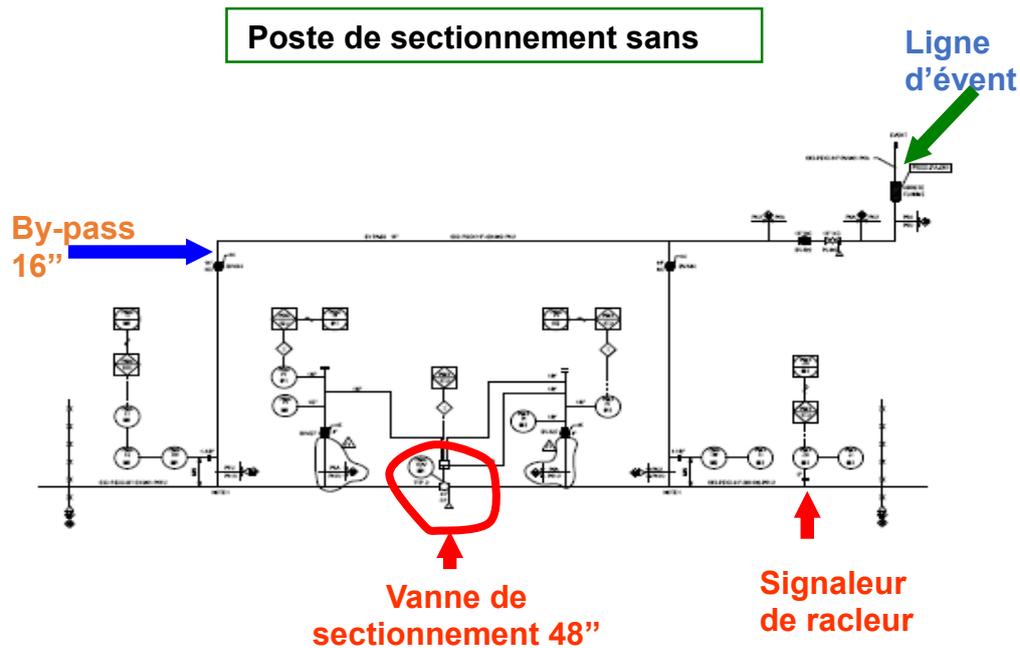


Figure II-3 : Schéma PFD du poste de sectionnement sans PPG

II-3-3- Pots de Purge :

Dans la ligne 48" du gazoduc hassi R'mel – Skikda –El Kala, il y a 15 pots de purge répartis tout au long du pipeline. Ce sont des récipients enterrés, conçus pour recevoir les résidus liquides qui peuvent être générés par du gaz hors spécification, éventuellement accumulés dans la ligne.

La pression design de ces derniers est de 77.1 barg et ils fonctionnent normalement à la pression d'exploitation du gazoduc.

Ils sont connectés aux points bas du tronçon du gazoduc au moyen d'une ligne de 12" inclinée et équipée de deux vannes d'isolation (une à boisseau sphérique et l'autre à boisseau conique, maintenues ouvertes).

De plus, ils sont équipés d'un :

- indicateur local de niveau.
- indicateur local de pression.
- événement atmosphérique.
- système de vidange par camion-citerne.

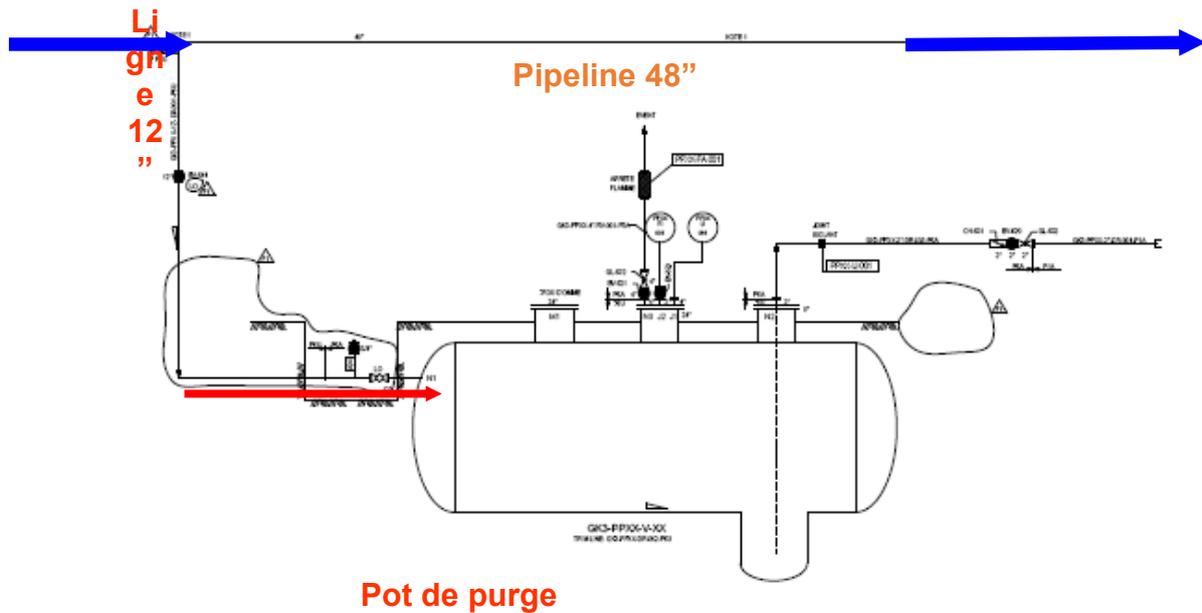


Figure II-4 : Schéma PFD d'un pot de purge

Remarque : dans la ligne gazoduc GK3 48'', on trouve aussi les détecteurs (PIG-SIG) de passage du racleur sur la canalisation sortie des PS, sur les gares racleur départ/arrivée et à 01.5 km de l'entrée du terminal. Ceci permet de signaler localement et à distance le passage du racleur.

II-4- Les terminaux arrivée El Kala (TAKO GK3) et skikda (TASO GK3) :

Le terminal arrivée el kala est conçu pour recevoir le gaz venant du Hassi R'mel et ce pour alimenter la cCentrale électrique de Koudiet Draouche et les futures installations de Galsi (station de compression).

Le terminal arrivée skikda est conçu pour recevoir le gaz venant du Hassi R'mel et ce pour alimenter le nouveau train GNL de Skikda .

Ils sont équipés de toutes les installations nécessaires à leur exploitation et leur conception permet aussi la réception de l'outil intelligent.

Remarque : le terminal arrivée el kala et le terminal arrivée Skikda ont la même conception.

II-4-1- Présentation du terminal arrivée El Kala (TAKO GK3) :

Le terminal est conçu pour recevoir le gaz venant du Hassi R'mel et ce pour alimenter la centrale thermique de Koudiet Draouche et les futures installations de Galsi (station de compression), il est équipé de toutes les installations nécessaires à son exploitation.

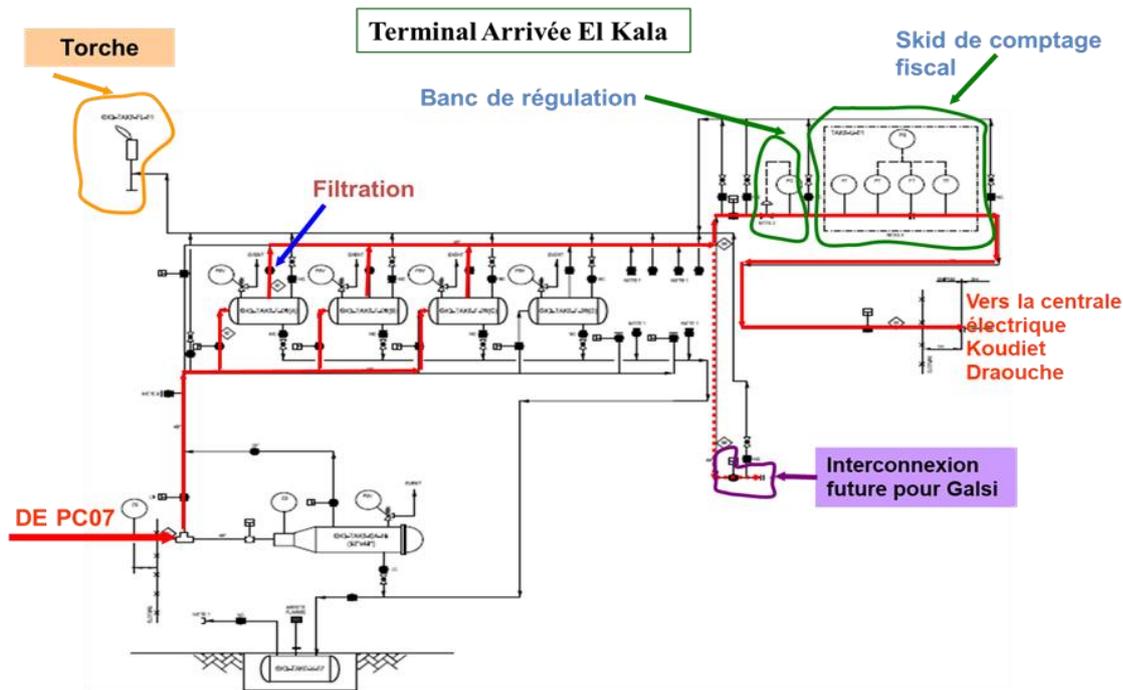


Figure II-5 : Schéma PFD du terminal arrivée el Kala

L'entrée du terminal arrivée à El-Kala est équipée d'une vanne line-break, d'une gare racleur de réception avec vanne d'isolement et des systèmes suivants :

- **Systèmes de filtration :**

Le gaz passe à travers un système de filtration composé de quatre (04) filtres à cartouches fonctionnels dont 02 en attente pour évacuer un débit supplémentaire vers la station de compression GALSI. Chaque filtre est dimensionné pour $433.667 \text{ Sm}^3/\text{h}$, pour une qualité de filtration de l'ordre de $3\mu\text{m}$.

- **Systèmes de régulation de pression :**

A la sortie des systèmes de filtration, le gaz est orienté vers un système de régulation de pression installé pour permettre de réguler la pression du gaz envoyé vers la centrale électrique. Ce

Chapitre II : Transport des hydrocarbures par canalisations

dernier comprend trois (03) rampes de régulation, dont deux sont en service et sont contrôlées en split range et une en stand-by.

Chaque rampe de régulation est dimensionnée à 50% du débit de design.

Le système automatique de régulation peut être by-pass par une ligne à commande par vanne manuelle.

- Alimentation future de GALSI :

Sur le collecteur de sortie des filtres, une vanne avec attente bridée permet l'interconnexion future du GK3 avec l'aspiration de la station de compression de GALSI. Cette attente est pourvue d'une vanne d'isolation de 48'' avec actionneur oléopneumatique.



Figure II-6 : Projet GALSI : Algérie - Italie (Sardaigne)

- Système de comptage :

Le gaz provenant du système de régulation de pression est dirigé vers un banc de comptage transactionnel pour quantifier le volume de gaz livré à la centrale électrique de Koudiet Draouche, La composition du gaz est analysée par un analyseur en ligne (chromatographe). Le banc de comptage comprend quatre (04) rampes identiques qui sont dimensionnées à 4X 33% du débit de design.

Chapitre II : Transport des hydrocarbures par canalisations

- Système de gaz actionneur :

Ce système sert à alimenter les actionneurs des vannes de contrôle et le pilote d'allumage de la torche.

Le système comprend une filtration redondante, un réchauffeur électrique, un système de détente du gaz par des vannes de laminage PCV, un accumulateur de gaz et un réservoir de gaz actionneur, avec une pression de design de 12 barg.

La filtration du gaz est effectuée par les filtres à cartouches qui sont disposés en parallèle. Chaque filtre est dimensionné pour 18.6 Sm³/h, avec un degré de filtration de 3µm.

- Système de torche :

Un système de torche équipant le terminal permet de brûler les gaz envoyés à l'atmosphère, en cas d'une éventuelle dépressurisation programmée des installations par évacuation du gaz à travers un collecteur de 8'' selon les conditions nécessaires de sécurité.

- Système de drainage :

Les lignes de drainage (gare racleur de réception, filtres et tuyauterie) sont connectées à un collecteur de 6'' allant vers une citerne de drainage enterrée et installée dans une chambre à cuve.

Cette citerne sera vidangée par un camion-citerne équipé d'une pompe à vide.

La citerne de drainage est équipée d'un évent atmosphérique avec un arrête-flamme déchargeant vers l'atmosphère.

- Système d'eau anti-incendie :

Ce système comporte un réservoir d'eau d'une capacité de 1440 m³ alimenté par une pompe de puits (immergée) qui est située à 02 km du terminal arrivée à el Kala. Deux pompes Jokey assurent le maintien du réseau pressurisé, sont installés également une pompes électrique et une autre diesel.

Chapitre II : Transport des hydrocarbures par canalisations

- Système de chloration d'eau :

L'eau est fournie par la même pompe de puits qui alimente une station de chloration pour le traitement bactériologique avec du chlore, l'eau ainsi traitée est utilisée et distribuée vers les bâtiments (eau de service).

L'eau brute est stockée dans un réservoir de 3000 L, ensuite elle est transférée dans un autre réservoir de 6000 L et en même temps, elle est mélangée avec la javel par l'intermédiaire des pompes doseuses. Enfin, elle est stockée dans ce grand réservoir pour l'utilisation et la distribution grâce à deux pompes l'une en service et l'autre en stand-by.

- Système de gasoil :

Un système de gasoil est prévu pour alimenter le générateur diesel d'urgence et la pompe diesel anti-incendie.

Un réservoir de stockage d'un volume de 15 m³ placé dans une cuve pourra être rempli par camion-citerne.

A l'aide d'une pompe immergée, le gasoil est transféré vers les deux réservoirs (diesel et générateur) pour leur remplissage, le système est doté d'une ligne de trop plein pour le retour vers le réservoir.

- Station d'épuration :

Elle se présente sous forme d'un système compact favorisant le traitement des eaux usées domestiques fonctionnant par des boues actives (bactéries) en aération prolongée par un compresseur électrique. L'eau traitée qui sort des bacs passe par un tube de stérilisation par lampe ultra-violet.

- Système de télécommunication :

Le terminal arrivée à el Kala comporte plusieurs moyens de communications, en l'occurrence, des lignes téléphoniques internes (lignes de Sonatrach à l'intérieur du terminal et également avec les autres sites accessibles en composant un code de zone), des lignes externes (Algérie Télécom) et deux ligne HOT LINE avec les pompiers et la gendarmerie. En plus sont implantés dans le site des cabines téléphoniques ATEX.

Chapitre II : Transport des hydrocarbures par canalisations

Pour les communications mobiles, les agents de quart utilisent des TALKIE-WALKIES au nombre de 04.

- Système de vidéosurveillance :

Ce système comporte un ensemble de cameras (09), afin d'avoir une vue globale du terminal. Pour la surveillance de l'entrée du terminal et de la clôture du site, sont installées 07 cameras fixes, nécessaires pour la sécurité du terminal en termes d'intrusion ou d'acte de sabotage, 02 cameras mobiles sont également disposées pour la supervision des travaux en cours.

La gestion et l'enregistrement des événements sont effectués par deux DVR (enregistreurs vidéo sur disques durs redondants).

- Réseaux électriques :

La station el Kala est alimentée par le réseau aérien Sonelgaz 30 kV. Une ligne de 30 kV alimente un poste de transformation situé dans l'enceinte de la station et qui est équipé d'un tableau 30 kV et d'un transformateur de 30 KV/400 V.

Le terminal est secouru par un groupe électrogène de puissance.

- Système de climatisation :

Le bâtiment de contrôle est équipé de deux systèmes de climatisation centrale redondants pour le recyclage d'air et aussi la régulation de la température ambiante et l'humidification afin de protéger les installations électroniques et électriques (les micro-ordinateurs, les écrans, les armoires de télécom, les serveurs....).

La climatisation centrale est en double et elle est constituée de deux blocs :

- Un bloc extérieur (un compresseur et condenseur).
- Un bloc intérieur (soufflante et évaporateur).

Une centrale de climatisation fonctionne tandis que l'autre est en stand-by.

Conclusion :

Le transport et la distribution des hydrocarbures liquides et gazeux, en tant que source d'énergie, vers les centrales thermiques, les zones industrielles, vers l'étranger et les zones peuplées jouent un rôle déterminant dans le développement de ces régions.

Les systèmes de pipelines vont du simple au plus complexe, Ils peuvent contenir d'autres accessoires tels que les pompes, vannes, compresseurs, détendeurs, compteurs...

Le transport par canalisations est en principe le moyen le plus sûr, car les installations sont fixes et protégées.

Chapitre III : Les équipements du Terminal arrivée El Kala

Introduction :

Le terminal arrivée el Kala est construit pour alimenter la centrale thermique de Koudiat Draouche et la future station de compression **GALSI** et pour ce faire, le terminal arrivée el Kala est équipé de tous les équipements mécaniques et électriques et une instrumentation complète.

Dans ce chapitre on va définir les équipements mécaniques et électriques et une instrumentation complète du terminal arrivée El Kala et les opérations et procédure qui fait par l'exploitants sur les systèmes qui se trouve au niveau du terminal arrivée El Kala.

III-1- Les équipements du Terminal arrivée El Kala :

III-1-1- Les équipements Mécaniques :

III-1-1-1- Equipement Statique :

III-1-1-1-1- Tuyauterie :

Une tuyauterie (canalisation) aérienne ou souterraine enterrée dans laquelle circule des produits liquides ou gazeux, elle comporte un système des supports (supports fixes ou mobiles).

Dans le terminal arrivéeel kala on trouve un ensemble des tuyauteries de différents diamètres (48'', 42'', 24'', 20'', 16'', 8'', 6'', 4'', 3'', 2'').

Le diamètre 48'' se trouve au niveau de la ligne, à l'entrée du terminal, dont les caractéristiques sont :

- Diamètre Extérieur 1219 (mm).
- Nuance d'acier X70.
- Pression Maximale de service 70 (barg).
- Température Maximale du gaz 60 (°C).
- Température de design 85 (°C).
- Tolérance négative du tube 3 (%).

Des collecteurs filtres (entrée et sortie) sont d'un diamètre 48'' sur lesquels sont piqués les canalisations d'entrées et de sorties des filtres en 24''.

Le collecteur de régulation a 20'', chaque banc de régulation est d'un diamètre de 16'' tandis que le by-pass de régulation est de 8'' de diamètre.

Chapitre III : Les équipements du terminal arrivée el kala

A la sortie de la régulation, la tuyauterie conserve le même diamètre vers le collecteur des rampes de comptage de telle sorte que chaque rampe garde un diamètre 12''

Après comptage la canalisation de sortie vers SKD est de 20''.

Chaque vanne du site contient un by-pass de 4'', un système de gaz actionneur de tuyauterie de 2'' et un collecteur de drainage vers la citerne de 6'', et un collecteur de torche de 8''.

Ces tuyauteries sont raccordées avec les vannes par brides.

III-1-1-1-2- Filtre :

Le terminal arrivée el kala est pourvu de 04 filtres horizontaux à cartouche avec les caractéristiques suivantes :

- 4*33% débit design (chaque filtre dimensionné pour 433667 (Sm³/h).
- pression/température max de service 70barg/60°C.
- pression/température de design 77.1barg/85°C.
- pression d'essai 115.65barg.
- les joints de soudure radiographiés à 100%.
- conçu de surépaisseur de corrosion 3mm.
- un degré de filtration 3µm.
- un volume interne de 1.3 m³.

Elles sont bien adaptées pour la filtration des fines poussières sèches.

III-1-1-1-3- Gare racleur :

Pour la réception de l'outil intelligent, le terminal arrivée el Kala est équipé d'une gare racleur de caractéristiques suivantes :

- pression de design : 77.1 barg.
- température de design : -29 /+85 C°.
- pression d'épreuve hydrostatique 115.6 barg.
- les joints de soudure radiographiés à 100%.
- conçu de surépaisseur de corrosion 3mm.
- un volume interne : 16.5 m³.
- Poids à vide : 18300 kg.

III-1-1-2-Equipement dynamique :

III-1-1-2-1-Robinetterie :

La robinetterie est l'ensemble des appareils destinés à arrêter ou contrôler le débit d'un fluide dans une ligne de tuyauterie, elle assure l'isolement (position ouverte, position fermée), le non-retour (cette fonction est réalisée par les clapets), sécurité (protection des installations contre la surpression, la survitesses), réglage par l'action sur le débit d'un fluide (gaz, liquide) permet de réguler la grandeur mesurée (pression, débit, niveau).

Chaque vanne est constituée d'une enveloppe comportant un corps et un chapeau et un obturateur (opercule) et un système de manœuvre (volant + tige) et ainsi qu'un système d'étanchéité et enfin un système de raccordement à la tuyauterie qui peut être soudé au bien bridé.

Dans le terminal arrivée el Kala, on trouve un ensemble de robinetterie qui comprend :

- **Les vannes :** le terminal arrivée el kala est équipé d'un ensemble de vannes de process.

Les vannes à boisseaux sphériques (commande tout ou rien) et à boisseaux coniques de type tout ou rien ou de laminage. Leurs dimensions sont relatives à divers diamètres (48'', 42'', 24'', 20'', 16'', 8'', 6'', 4'', 3'', 2''). Leurs manœuvres sont assurées soit par opérateur oléopneumatique ou manuellement.

- **Les clapets :**

Les clapets anti retour pour éviter le retour du produit gazeux ou liquide.

- **Les soupapes de sureté :**

Une soupape est un organe de sûreté de pression qui est placé sur les équipements contenant un fluide sous pression et dont le but est la protection contre la surpression, elle a des fonctions de :

- De s'ouvrir automatiquement à une valeur prédéterminée sous l'action du fluide procédé (liquide ou gazeux).
- D'évacuer un débit de fluide suffisant pour empêcher la pression de dépasser la pression maximale admissible PS (appelée aussi pression de calcul : PC) de l'équipement protégé.

- Se refermer lorsque les conditions normales de service sont rétablies.

Dans le terminal arrivée el kala on trouve deux types :

- **Soupapes conventionnelles :**

Se trouvent au niveau des installations du site (filtres, gaz actionneur et sur la gare racleur), elles sont constituées de :

D'un corps en acier moulé équipé de deux jonctions :

1. l'une reliée en amont vers l'équipement à protéger
2. l'autre vers le réseau évacuant la surpression soit vers l'atmosphère, soit vers un réseau fermé (torche, événements collectés, circuit de lavage, ...).

D'une buse, d'un chapeau, d'un équipement mobile constitué par le clapet, la tige et le ressort, d'un système de tarage de la pression de début d'ouverture.

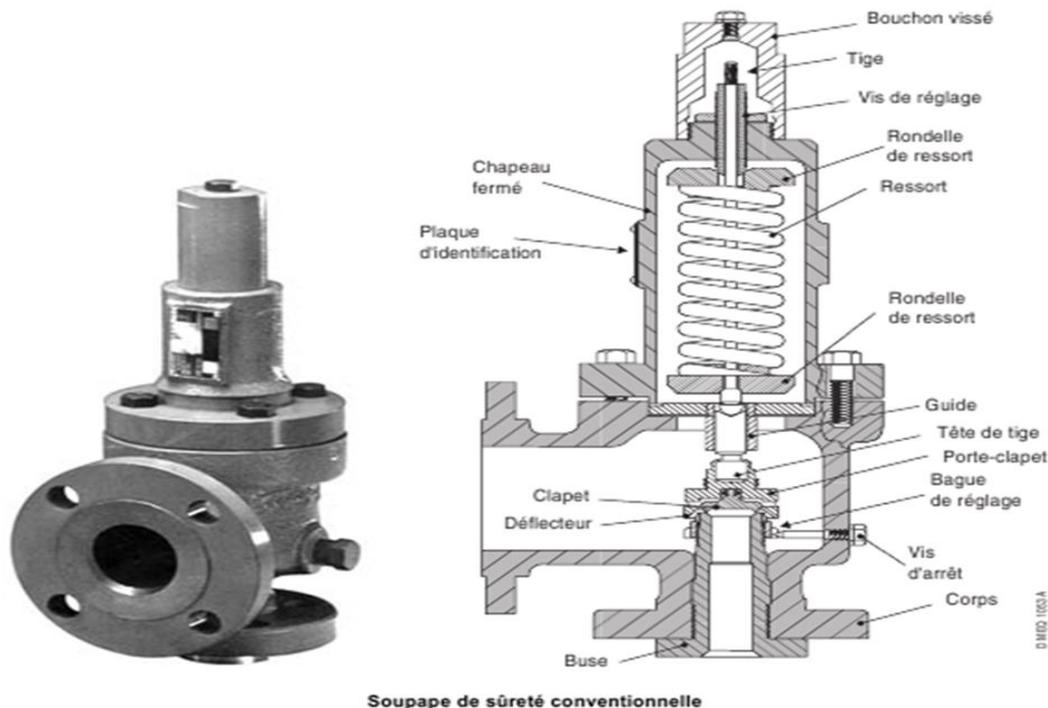


Figure III-1 : soupape de sureté conventionnelle

- **Soupapes pilotées :**

Se trouvent au niveau du refoulement des pompes anti-incendie, sont tarées et protègent le réseau anti-incendie contre les surpressions.

Chapitre III : Les équipements du terminal arrivée el kala

Il s'agit d'une soupape de sûreté dont le dispositif principal de décharge est commandé par le fluide procédé provenant d'un dispositif pilote.

Le pilote est lui-même une soupape de sûreté à ressort et ne fait appel à aucune source d'énergie extérieure.

Elle est conçue pour répondre aux performances suivantes :

- atteindre sa pleine ouverture dès la pression de début d'ouverture.
- se refermer de façon parfaitement étanche avec une chute de pression à la re-fermeture (**blow down**) minimale.

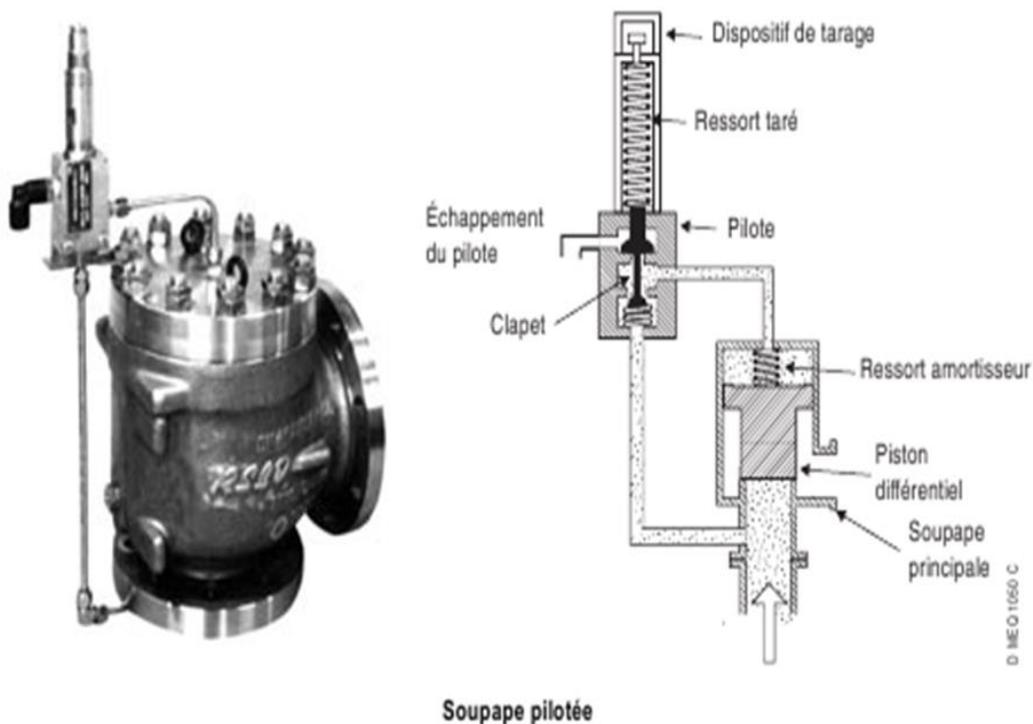


Figure III-2 : soupape pilotée

III-1-2-Instrumentation :

III-1-2-1-Mesure de la pression :

Pour suivre la pression de gaz dans le terminal arrivée el kala, il y a des indicateurs locaux de pression (manomètres) et des transmetteurs pour envoyer les valeurs à la salle de contrôle.

Les indicateurs locaux de pression (manomètres) se trouvent en amont et aval des vannes oléopneumatiques à échelle de 00 à 100 barg.

Chapitre III : Les équipements du terminal arrivée el kala

Il y a aussi un indicateur de pression à échelle de 00 à 02 barg, on les trouvé sur la gare racleur, un autre de 00 à 04barg, on le trouvé dans le collecteur torche et un autre de 00 à 15 barg dans le système de gaz actionnaire.

Les transmetteurs de pression, on les trouve dans le site:

- En aval des vannes oléopneumatiques sauf la GOV-001 et la GOV-020 qui sont installées en amont et aval de ces vannes.
- En amont et aval des vannes de régulation.
- Sur les 04 rampes de comptage.
- Avec 02 qui sont installées au niveau du collecteur torche.
- Et 01 dans le collecteur 06'' de drainage.

III-1-2-2-Mesure de la température :

Dans le terminal arrivée el kala, il y a des transmetteurs et indicateurs de température.

Les indicateurs se trouvent au niveau du gaz actionnaire qui mesure la température du gaz après la détente et aussi dans le réchauffeur de gaz lui-même.

Les transmetteurs se trouvent à l'entrée du terminal et un autre dans le système de régulation ainsi que dans les rampes de comptage pour transmettre les valeurs à la salle de contrôle.

III-1-2-3-Mesure du débit :

Un transmetteur de débit situé à l'entrée du terminal pour quantifier la quantité de gaz qui rentre au TAKO en standard m^3 , il est de type ultra-sons.

Il y a aussi un autre qui se trouve à l'entrée du réservoir anti-incendie. Deux autres se trouvent sur le collecteur de refoulement des pompes diesel et électrique pour quantifier la quantité d'eau refoulée par ces pompes en m^3 .

III-1-2-4-Mesure de la différence de pression (DP) :

Les transmetteurs de mesure de la différence de pression, se trouvent dans le système de filtration pour voir l'état des cartouches (encrassement), ainsi que dans les rampes de comptage pour quantifier la quantité de gaz à l'aller vers la centrale électrique.

III-1-2-5-Mésure des niveaux :

Les indicateurs de niveau se trouvent au niveau de :

- filtration pour voir le niveau de condensat.
- la citerne de drainage.
- la citerne de gasoil.
- bac de R.A.I.
- les deux bacs de chloration pour voir le niveau d'eau.

Les transmetteurs sont installés au niveau de :

- la filtration.
- les deux bacs de chloration.
- bac de R.A.I.
- la citerne de gasoil.
- les deux réservoirs diesel de la pompe et du générateur.

Ces transmetteurs permettent de voir une alarme de bas niveau ou bien de haut niveau à la salle de contrôle.

Remarque : tous les transmetteurs qui se trouvent au niveau de terminal arrivée el Kala, soit de pression et différence de pression ou température ou bien débit, sont alimentés par une tension de 24V courant continu à partir du PLC, ils génèrent des courants compris entre 4mA et 20mA.

Le transmetteur contient un convertisseur P/I ou T/I pour l'affichage sur site.

III-1-3-Alimentation en énergie électrique du terminal arrivée el Kala :

Le terminal d'el kala est alimenté par un réseau de câblage de l'énergie électrique souterrain (poste de sonelgaz) avec une tension de 30KV.

La ligne de 30KV alimente le poste de transformateur situé à l'entrée du terminal. Il est équipé d'un tableau TAKO-15-MVS-001 relié à un transformateur de 400KVA et une cellule de protection générale (CLPG) TAKO-15-SB-006.

La CLPG TAKO-15-SB-006 c'est un tableau qui contient un disjoncteur arrivée de réseau sonelgaz pour alimenter tous les équipements du terminal TAKO à partir du bâtiment d'énergie.

Chapitre III : Les équipements du terminal arrivée el kala

Me bâtiment d'énergie est composé de plusieurs armoires contenant tous les disjoncteurs des équipements électriques du terminal :

- **le tableau TAKO-15-SB-001** : se trouve au niveau du bâtiment de sécurité, il contient des disjoncteurs, d'éclairage de bâtiments de sécurité, d'éclairage de garage de camions sécurité et des prises des salles de sécurité.
- **Le tableau TAKO-15-SB-002** : se trouve au niveau du bâtiment de contrôle, exactement à l'entrée de la salle de contrôle, il contient des disjoncteurs d'éclairage de la salle télécom et du système de climatisation de la centrale HVAC.
- **Le tableau TAKO-15-SB-003** : se trouve au niveau du bâtiment d'énergie il contient des disjoncteurs d'éclairage du bâtiment d'énergie et du système de climatisation de bâtiment d'énergie.
- **Le tableau TAKO-15-SB-004** : se trouve au niveau du poste de garde il contient les disjoncteurs d'éclairage de l'extérieur et du site du terminal d'el kala, porte extérieure du terminal et du système de climatisation + prises du poste de garde.
- **Le tableau TAKO-15-SB-006** : se trouve au niveau du poste arrivée sonelgaz, il contient les disjoncteurs de la cellule de protection générale du terminal.
- **Le tableau TAKO-15-SB-007** : se trouve au niveau de la salle de contrôle, il contient les disjoncteurs d'éclairage du bâtiment de contrôle, des bureaux et des prises de la salle de contrôle + kitchenette.
- **Tableau TAKO-15-SB-008** : se trouve au niveau de l'atelier, il contient les disjoncteurs d'éclairage et les prises de l'atelier mécanique.

Les disjoncteurs principaux de commande se trouvent dans le bâtiment d'énergie :

- Des disjoncteurs des pompes « électrique principale + deux pompes de jockey + pompe de puits ».
- Des disjoncteurs des MOV.
- Disjoncteurs de la station d'épuration.
- Disjoncteur du chargeur des UPS.
- Disjoncteur du réchauffeur de gaz.
- Disjoncteur de la salle de protection cathodique.

III-1-3-1-Fonctionnement dans le cas de manque de tension :

Dans le cas d'une perte de tension sur l'arrivée de réseau, «70 à 80% de la tension nominale pendant une durée de 30s», le système de transfert automatique (STA) donnera l'ordre au groupe électrogène (135 KVA) de démarrer.

Lorsque les paramètres du groupe électrogène se stabiliseront à une valeur de 50 Hz, les fonctions des disjoncteurs du bâtiment énergie seront comme suit ::

- Disjoncteurs arrivée réseau ouverts
- Disjoncteur de couplage ouvert
- Disjoncteur arrivée groupe électrogène fermé.

Le groupe électrogène alimente les équipements suivants :

- Une pompe de jockey A.
- La MOV de la pompe diesel.
- Les deux UPS.
- Le système SCADA.
- La pompe de gasoil.

III-1-3-2-Fonctionnement dans le cas de retour de tension :

Dans le cas de retour de la tension au niveau du réseau de sonelgaz, le transfert de l'alimentation du tableau du groupe électrogène vers le réseau se fait automatiquement par le STA et retour des disjoncteurs à l'état initial

Le fonctionnement normal des disjoncteurs dans le bâtiment d'énergie est le suivant :

1. Disjoncteurs arrivée réseau fermés.
2. Disjoncteur de couplage fermé.
3. Disjoncteur arrivée groupe électrogène ouvert.

III-1-3-3-Cas de manque de réseau de sonelgaz et défaut de démarrage du groupe :

Dans le cas exceptionnel ou il y a un manque de réseau d'alimentation de sonelgaz et défaut de démarrage du groupe (automatique ou manuel), les deux UPS alimentent les charges principales du site avec une redondance totale d'une autonomie de 2x8 heures pour les UPS 48V et 2x ½ heures pour les UPS 230V.

Chapitre III : Les équipements du terminal arrivée el kala

Les UPS du terminal arrivée TAK0 sont reliés à des batteries par deux câbles, l'un pour charger les batteries (redresseur) et l'autre pour alimenter les charges principales du site.

Les UPS fonctionnent selon les étapes suivantes :

1) Pour l'alimentation de 48V « la salle télécom » :

- Le système UPS alimenté par un réseau de 230V.
- Les UPS redressent (le courant alternatif en courant continu) la tension pour charger les batteries.
- en même temps alimentent les équipements de télécommunication SDH et téléphonie.

2) Pour l'alimentation de 230V« dans le bâtiment d'énergie », les UPS dans ce cas sont composés de deux parties :

- Redresseur pour le redressement (changement) de courant alternatif en courant continu pour recharger les batteries.
- Onduleur pour onduler (changement) le courant continu (de la batterie) en courant alternatif pour l'alimentation des équipements principaux de 230V, le système SCADA, les écrans LCD, les postes opérateurs OC1 et OC2, les serveurs, le système de comptage « calculateur », le système de télésurveillance et l'éclairage de la salle de contrôle.

Le terminal assure la livraison du gaz vers un client (sonelgaz) et ultérieurement la station GALSI. Pour ce faire, les techniciens doivent maîtriser un certain nombre d'opérations et de pratiques, à ce titre ces manipulations doivent être assimilées et exécutées convenablement. Ces pratiques sont communément appelées procédures.

III-2-Les opérations du Terminal arrivée El Kala :

III-2-1- Opération sur les vannes :

III-2-1-1-Les vannes avec opérateur oléopneumatique :

Le terminal arrivée el Kala est équipé de 20 vannes avec un opérateur oléopneumatique. Elles sont de type sphérique de différents diamètres partagé sur l'installation du site :

1. 04 vannes de 48'' :

- (GOV001) : se trouve à l'entrée du terminal, c'est la seule qui est équipée d'un système line-break.
- (GOV002) : située à l'entrée de G.R.A.
- (GOV004) : by-pass des filters.
- (GOV021) : c'est la vanne en attente GALSI.

2. 01 vanne de 20''

- (GOV020) : sur la sortie vers SKD.

3. 08 vannes de 24'' :

- (GOV005, GOV006, GOV007, GOV008, GOV009, GOV010) : ces vannes se trouvent en amont des filtres.
- (GOV003) : sur le KICKER-LINE.
- (GOV011) se trouve à l'entrée du système de régulation.

4. 03 vannes de 16'' :

- (GOV013, GOV014, GOV015) : se trouvent en aval des vannes de régulation. Les rampes de comptage en sont équipées aussi.

5. 04 vannes de 12'' :

- (GOV016, GOV017, GOV018, GOV019) : se trouvent en aval des porte-diaphragmes des rampes de comptage.

III-2-1-2-Fonctionnement des vannes avec opérateur oléopneumatique :

Ces vannes peuvent être opérées en mode LOCAL, en mode DISTANT RTU ou en mode DISTANT SALLE DE CONTROLE ou bien encore en mode MANUEL.

Quand une vanne fonctionne selon un de ces modes, elle pourra être opérée en ouverture ou bien en fermeture uniquement, les autres commandes seront désactivées et ignorées.

Le mode des vannes est sélectionné par l'opérateur sur le panneau de contrôle local de la vanne.

Dans le cas où il y a une différence de pression entre l'amont et l'aval, la vanne ne peut être ouverte c'est pour ça que chaque vanne a un by-pass de 8'' pour l'équilibrage de la pression. Ce by-pass est équipé d'une vanne sphérique tout ou rien et d'une vanne conique de laminage avec deux manomètres de pression (amont et aval).

Dans le cas où la vanne est en mode DISTANT SALLE DE CONTROLE, l'opérateur peut ouvrir ou fermer la vanne à partir de la salle de contrôle.

Chapitre III : Les équipements du terminal arrivée el kala

Dans le cas où la vanne est en mode DISTANT RTU, l'opérateur peut ouvrir ou fermer la vanne à partir du bâtiment d'énergie

Dans le cas où la vanne est en mode LOCAL l'opérateur peut ouvrir ou fermer la vanne en semi-automatique à partir des commandes manuelles :

- de son panneau de contrôle local sur site.
- du coffret de la vanne.

Et manuellement sans présence du gaz à l'aide d'un bras hydraulique.

III-2-2-Opérations sur les filtres :

III-2-2-1- Principe de fonctionnement des filtres :

Le système de filtration est composé de :

Quatre filtres (A, B, C, D) à cartouches fonctionnels dont 02 en attente de la future station de compression GALSI.

Chaque filtre peut être isolé au moyen de deux vannes une avec actionneur oléopneumatique en amont (GOV005, GOV006, GOV007, GOV008, GOV009, GOV010) et l'autre manuelle avec un volant en aval.

Chaque filtre est surveillé par un indicateur et un transmetteur de niveau pour informer les opérateurs de la nécessité de drainage.

Chaque filtre contient un transmetteur de pression différentielle pour informer les opérateurs de la nécessité de permuter les filtres.

Chaque filtre est doté d'un évent atmosphérique pour permettre sa dépressurisation volontaire en cas de maintenance.

Chaque filtre est équipé d'une soupape de sûreté de type conventionnel donc dans le cas de surpression elle est tarée à 70 barg.

Durant le fonctionnement normal :

- trois filtres sont en service et l'autre en stand-by.
- toutes les vannes manuelles seront ouvertes et la vanne oléopneumatique du filtre en stand-by sera fermée.

Chapitre III : Les équipements du terminal arrivée el kala

La permutation et la maintenance devront être effectuées lorsque la pression différentielle dépassera 0.6 bar (alarme de haute pression différentielle).

Dans le cas d'une alarme de haute pression différentielle à 1.0 bar, l'exploitant devra immédiatement mettre hors service le filtre, pour éviter un éventuel collapse ou écrasement des cartouches.

III-2-2-2- Procédure de changement des filtres :

L'opérateur doit exécuter les étapes suivantes :

- fermer la vanne oléopneumatique qui se trouve en amont du filtre.
- fermer la vanne manuelle qui se trouve en aval des filtres.
- ouvrir la ligne de drainage pour enlever les résidus liquides dans le filtre.
- ouvrir l'évent des filtres et le collecteur torche pour la vidange du filtre.
- S'assurer de la dépressurisation complète du filtre (la pression dans le filtre doit être égale à la pression atmosphérique).
- par mesure de sécurité lorsque le filtre est vide, fermer l'évent pendant un certain moment pour voir s'il y a une vanne qui fuit, appeler le mécanicien pour étancher la vanne.

Remarque : L'opération de drainage peut être effectuée même quand les filtres sont en fonctionnement.

Les condensats drainés sont évacués à travers le réseau de drainage vers la citerne de drainage.

Les filtres sont installés en parallèle et pourront être by-passés en ouvrant la vanne GOV004 et en fermant les vannes oléopneumatiques en amont des filtres.

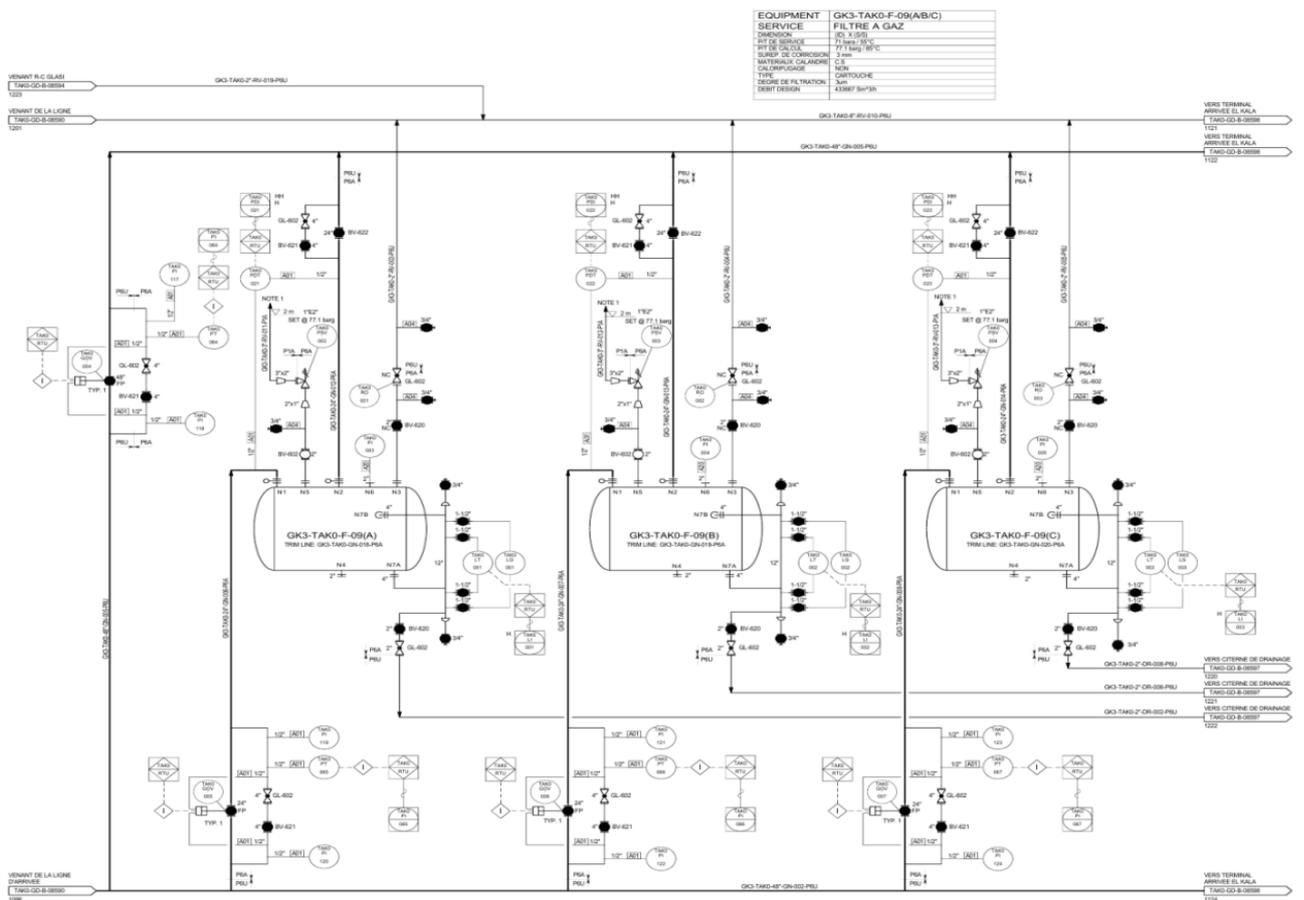


Figure III-3 : Schéma PID de filtration

III-2-3- Opérations des bancs de régulation :

III-2-3-1 Principe de fonctionnement des bancs de régulation :

Le Banc de Régulation est composé de trois (03) rampes identiques de contrôle, chaque rampe contient une vanne oléopneumatique (GOV013, GOV014, GOV015) et une vanne de contrôle PCV (A, B, C).

le système de régulation est installé pour permettre de réguler la pression du gaz envoyé vers la centrale électrique de Koudiet Draouche à 45 bar.

Dans le cas de défaillance d'une des rampes en service, la rampe en stand-by passera automatiquement en service, Chaque rampe de régulation est dimensionnée à 50% du débit de design, et est composée d'une vanne de contrôle et de deux vannes d'isolement, l'une manuelle en amont et l'autre oléopneumatique en aval, La vanne oléopneumatique sur la rampe en stand-by sera normalement maintenue en position fermée.

Chapitre III : Les équipements du terminal arrivée el kala

Toutes les vannes sont équipées de by-pass de 4", et il y a les instruments nécessaires pour la régulation tels que les transmetteurs de pression, un transmetteur de température et un calculateur.

Deux PCV (deux rampes) devraient être opérationnels et une en stand-by. Ce fonctionnement est sélectionné par l'opérateur à partir de la salle de contrôle.

III-2-3-2-Fonctionnement des GOV du banc de régulation :

Les vannes GOV peuvent être opérées en mode AUTO (automatique) ou en mode MANUAL (manuel). Quand elles fonctionnent en mode AUTO, les vannes seront opérées par le système de contrôle selon la logique.

Quand elles fonctionnent en mode MANUAL, les vannes seront opérées par l'opérateur au moyen des boutons.

Le mode AUTO ou MANUAL est sélectionné par l'opérateur à partir de la Salle de contrôle.

III-2-3-3-Opération des vannes de contrôle PCV :

Les vannes de contrôle PCV peuvent être opérées en mode AUTO (automatique) ou en mode MANUAL (manuel).

Quand elles fonctionnent en mode MANUAL, leur position (0-100%) sera fixée par l'opérateur.

Le mode AUTO ou MANUAL est sélectionné par l'opérateur à partir de la salle de contrôle.

Si la différence entre la position d'une vanne PCV mesurée et son signal de positionnement se maintient supérieur à 10% pour un temps supérieur à 20s, une alarme de "PCV défaillante" sera générée.

Le passage du fonctionnement des vannes de contrôle (PCV), du mode AUTO au mode MANUAL peut être fait seulement par commande de l'opérateur à partir de la Salle de contrôle, et ne doit, en aucun cas, être fait de manière automatique.

Le mode automatique peut être activé seulement quand toutes les conditions suivantes sont vérifiées :

- La présence de signal "vanne à distance" de 03 GOV.
- l'absence de signal "défaut de vanne" de 03GOV.

Chapitre III : Les équipements du terminal arrivée el kala

- Les permissives d'ouverture sont présentes pour toutes les GOV.
- L'alarme de "PCV défaillante" est absente pour la PCV en stand-by.
- Les GOV en aval des PCV opérationnelles sont ouvertes et la GOV de la PCV en stand-by est fermée.

La commande de changement de la vanne PCV en stand-by peut être donnée par l'opérateur à partir de la salle de contrôle.

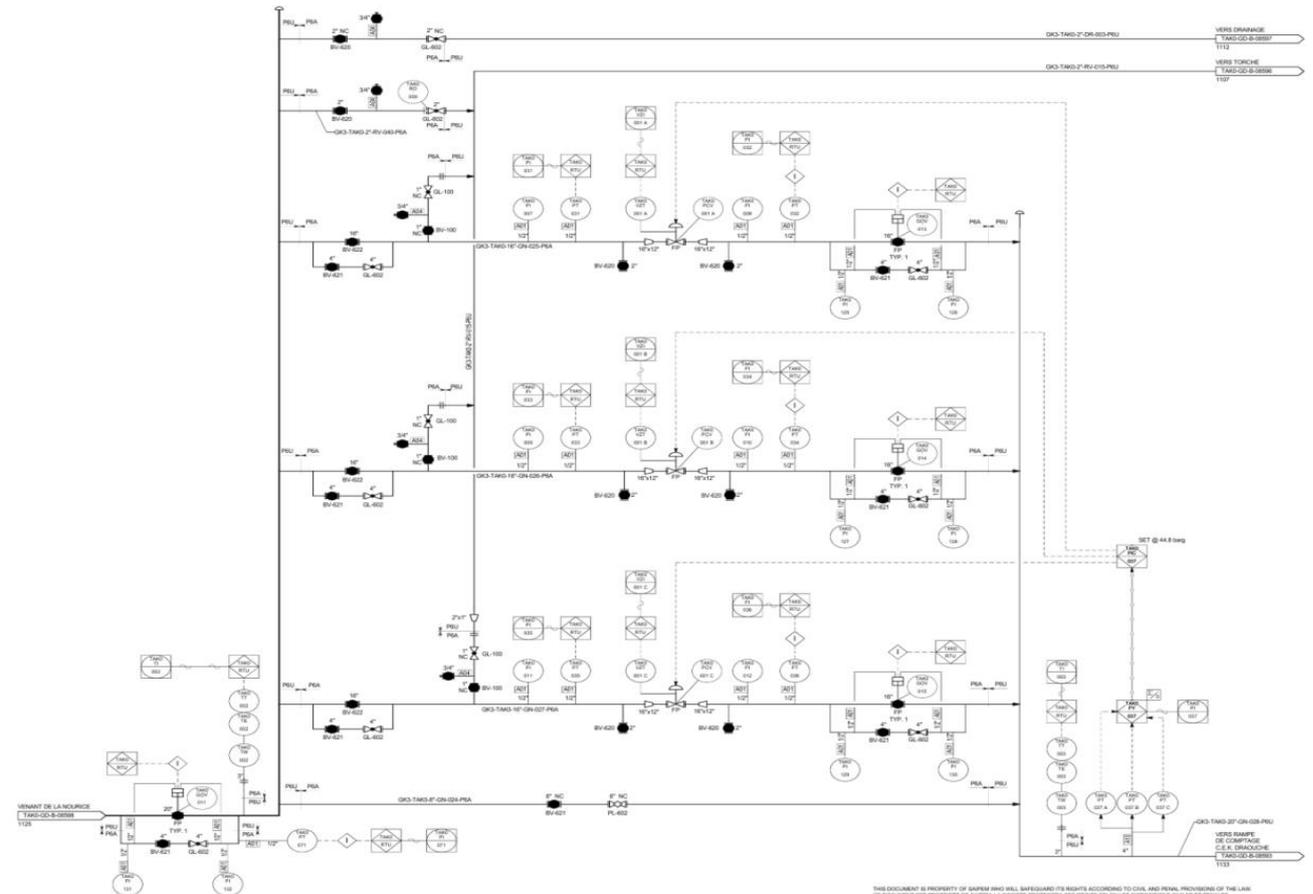


Figure III-4 : Schéma PID de la zone de régulation

III-2-4- Opération des rampes de comptage :

III-2-4-1- Principe de fonctionnement des rampes de comptage :

Le système de comptage comprend 04 rampes de comptage, chaque rampe de comptage est composée :

- d'une vanne d'isolement manuelle de 12''.
- d'un « tranquilliseur » de flux.
- d'un débitmètre à orifice.

III-2-5- Opération sur la gare racleur :

III-2-5-1- Principe de fonctionnement de la gare racleur :

La gare racleur arrivée est installée dans le terminal arrivée el Kala pour la réception de l'outil intelligent, elle est équipée :

- d'un évent atmosphérique pour sa dépressurisation.
- d'une soupape de sécurité dimensionnée pour le cas en feu de la gare racleur.
- une ligne de drainage conçue pour être utilisée uniquement quand la gare est dépressurisée en dessous de 10 barg.
- un indicateur de pression d'une échelle de 0-2 barg afin d'assurer une dépressurisation complète avant l'ouverture de la trappe.

La gare racleur peut être isolée du système du procédé au moyen de la vanne GOV-003 située sur la kicker line et la vanne GOV-002 située sur la ligne d'entrée de la gare.

Ces deux vannes sont maintenues fermées durant le fonctionnement normal du pipeline et la gare racleur est notamment vide.

III-2-5-2- procédure de réception du racleur (outil intelligent):

La réception de l'outil intelligent l'exploitant doit faire l'opération automatique par l'activation de la séquence de réception du racleur, ou bien manuellement avec l'exécution des étapes suivantes :

- racleur détecté à 1500 m du terminal arrivée el Kala, ouvrir la vanne GOV-002 d'entrée de la gare racleur et la vanne GOV-003 de kicker line.
- fermer la vanne d'entrée du terminal arrivée el Kala la GOV-001.
- le gaz passe à la gare racleur à travers le kicker line vers le collecteur filtration.
- outil intelligent détecté par le PIG-SIG se trouvant sur la gare racleur : ouvrir la vanne GOV-001 d'entrée du terminal.
- fermer la vanne d'entrée gare racleur GOV-002.
- fermer la vanne GOV-003 de kicker line.
- ouvrir la vanne de l'évent atmosphérique pour dépressuriser la gare racleur.
- lorsque la pression dans la gare racleur est de 10 barg, faire le drainage vers la citerne.
- s'assurer de la dépressurisation de la gare racleur (la pression dans la gare racleur doit être égale à la pression atmosphérique).

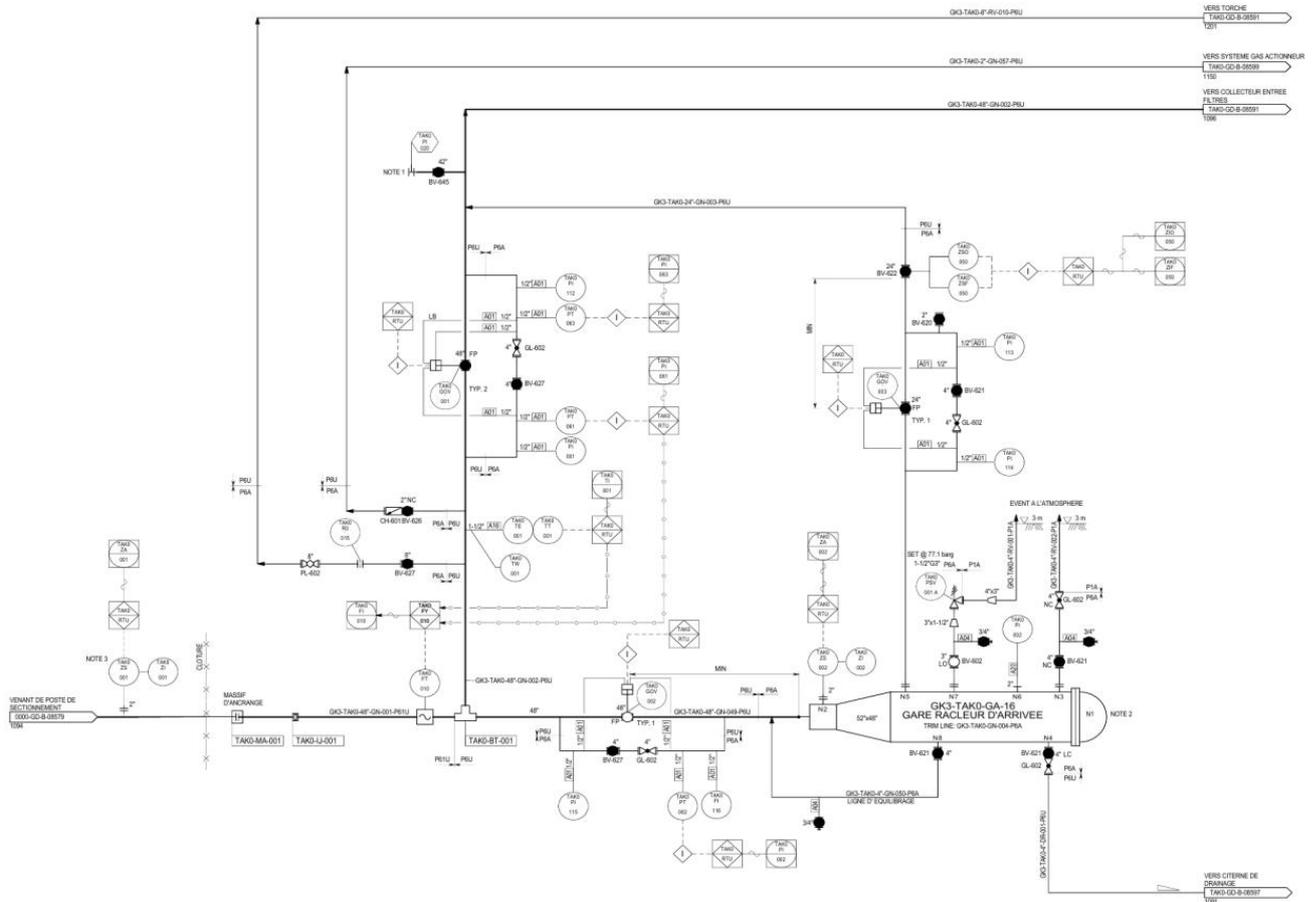


Figure III-6 : Schéma PID de la gare racleur arrivée

III-2-6- opération sur torche :

III-2-6-1- Principe de fonctionnement de la torche :

Le collecteur torche est connecté avec plusieurs systèmes qui sont :

- la ligne entre PS47 et le terminal arrivée el Kala, ce tronçon peut être isolé au moyen de trois vannes : la vanne de PS47, la vanne d'entrée du terminal (GOV-001) et la vanne d'entrée gare racleur (GOV-002).
- le collecteur entrée régulation qu'on peut isoler au moyen de la vanne d'entrée du terminal (GOV-001) et les vannes oléopneumatiques qui se trouvent à l'entrée des filtres et la vanne by-pass des filtres (GOV-004).
- collecteur sortie filtre qui peut être isolé au moyen de la vanne (GOV-004), les vannes manuelles de sortie des filtres, la vanne (GOV-011) qui se trouve à l'entrée de la zone de régulation et la vanne en attente GALSI (GOV-021).

Chapitre III : Les équipements du terminal arrivée el kala

- filtre, lui-même peut isolé à partir de la vanne oléopneumatique en amont et la vanne manuelle en aval.
- le banc de régulation qui peut être isolé au moyen de la vanne oléopneumatique en amont (GOV-013, GOV-014, GOV-015) et la vanne manuelle an aval.
- collecteur de sortie régulation vers le collecteur entrée de comptage qui peut être isolé des vannes oléopneumatiques des bancs de régulation et des vannes manuelles de la rampe de comptage.
- la rampe de comptage qu'on peut isoler des vannes oléopneumatiques (GOV-016, GOV-017, GOV-018, GOV-019) qui se trouvent en amont de la rompe et de la vanne manuelle en aval.
- collecteur sortie comptage vers SKD qui peut être isolé au moyen des vannes des rampes de comptage et de la vanne de sortie vers SKD (GOV-020).

Un manomètre est installé sur le collecteur de torche, proche du panneau de contrôle et d'allumage pour avoir une idée sur la pression et aider l'exploitant pour identifier les anomalies.

Pour chaque opération de dépressurisation, l'exploitant devra ouvrir la vanne 8'' se trouvant dans le collecteur de la torche, qui dans le cas de fonctionnement normal de l'ouvrage est fermée.

Avant l'allumage des pilotes, l'exploitant doit assurer l'évacuation de toute présence d'oxygène dans le collecteur de torche et cela en ouvrant la vanne 2'' d'isolement de la ligne de gaz de purge, en purgeant le contenu du collecteur de la torche.

Le système de contrôle vérifiera si le volume de gaz de purge introduit à l'intérieur du collecteur de torche est suffisant pour l'évacuation de l'oxygène.

Durant le fonctionnement normal du terminal, les pilotes de la torche ne seront pas allumés et la ligne de gaz de purge sera fermée pour éviter une consommation inutile de gaz.

La purge avec le gaz restera présente aussi pendant toute la phase de dépressurisation, et réduira les risques de retour de flamme quand le débit de gaz à dépressuriser aura diminué (fin de la dépressurisation).

L'allumage sera effectué dans le panneau de contrôle local de la torche situé à l'extérieur de la zone de sécurité, au moyen d'un système électrique de scintillation.

Les bougies d'allumage sont situées dans la cheminée de la torche.

Chapitre III : Les équipements du terminal arrivée el kala

Un système de verrouillage est prévu pour éviter l'allumage des pilotes dans le cas où la séquence d'allumage n'est pas respectée par l'exploitant.

Le panneau local est connecté à la salle de contrôle pour visualiser l'état de marche du système.

III-2-6-2-Procédure d'allumage de la torche :

Dans le cas où on veut dépressuriser des équipements ou de la tuyauterie, on doit exécuter les étapes suivantes :

- ouvrir la vanne sphérique tout ou rien manuelle qui se trouve sur le collecteur torche, pour son remplissage de gaz et l'évacuation de l'air qui se trouve dans la torche.
- ouvrir la vanne sphérique tout ou rien manuelle qui se trouve en aval du système de gaz actionneur du gaz pilote.
- ouvrir la vanne manuelle 8'' du collecteur torche.
- position de l'opérateur devant le tableau d'allumage de la torche.
- vérifier l'absence de défaillance (lampes allumées).
- ouvrir la vanne pilote pour éliminer le défaut bas pression.
- avoir la permission d'allumage.
- appuyer sur bouton d'allumage pilote.
- ouvrir la vanne manuelle 8'' du collecteur torche.
- lorsque le pilote est allumé, ouvrir la vanne de l'équipement à vidanger.
- communiquer avec la salle de contrôle pour s'assurer du non-retour de flamme par indication burn-back.

Chapitre III : Les équipements du terminal arrivée el kala

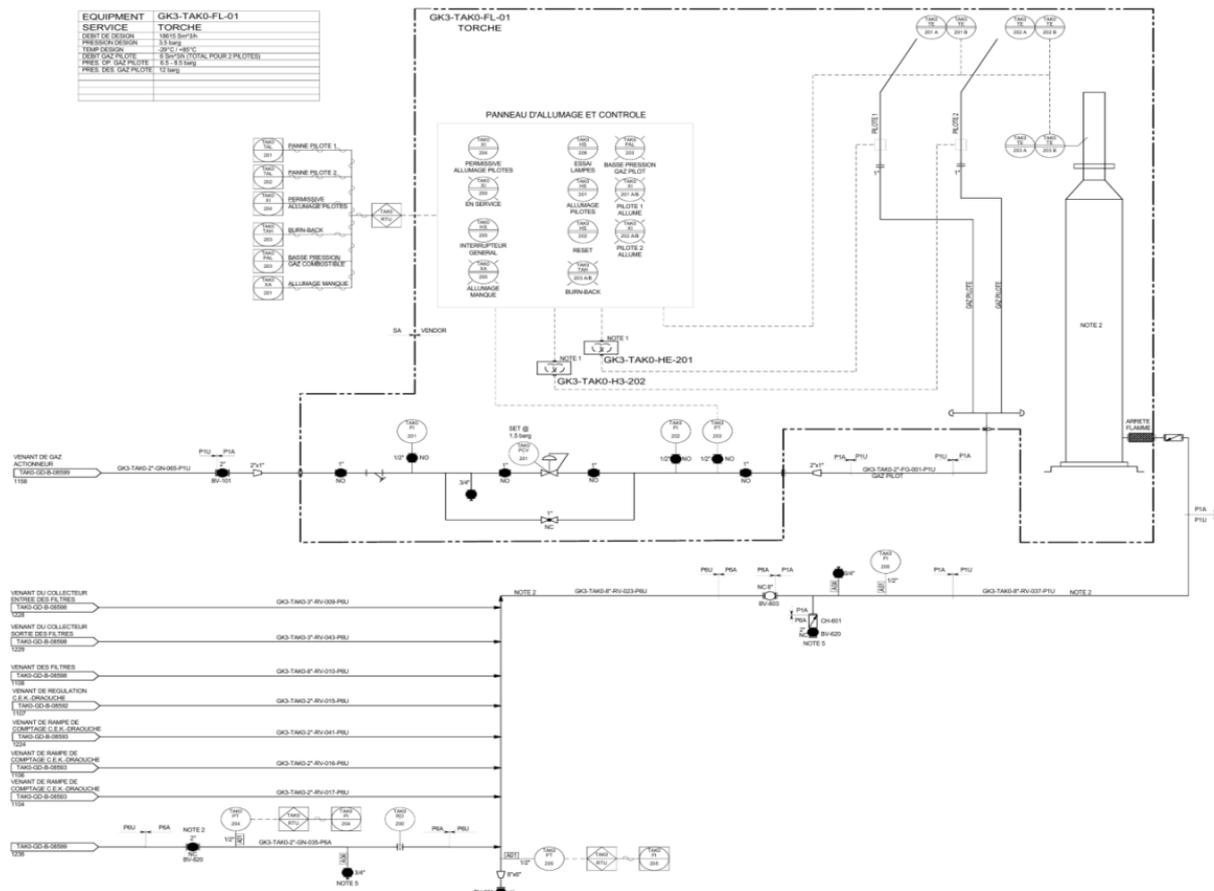


Figure III-7 : Schéma PID de la torche

III-2-7-Opération sur drainage :

III-2-7-1- Principe de fonctionnement du drainage :

L'opération de drainage se fait 2 à 3 fois par semaine pour maintenir le point de rosée du gaz toujours négatif ($DP H_2O=0\text{ }^{\circ}C$, $DP HC=-2\text{ }^{\circ}C$) et éviter le phénomène de givrage ainsi que les résidus liquides de filtration.

Au préalable de chaque opération de drainage, l'exploitant devra ouvrir la vanne 6'' se trouvant sur le collecteur de drainage dans une cuve, dans le cas de fonctionnement normal de l'ouvrage, cette vanne est fermée.

La tuyauterie de l'ouvrage devra être drainée sous pression. Les filtres pourront être drainés sous pression durant leur fonctionnement où quand ils seront dépressurisés.

La gare racleur d'arrivée devra nécessairement être drainée après sa dépressurisation en dessous de 10 barg pour éviter une éventuelle surpression dans la citerne de drainage qui a une pression design de 10 barg.

Chapitre III : Les équipements du terminal arrivée el kala

La citerne de drainage est équipée d'un événement atmosphérique avec « un arrête flamme » au point de décharge vers l'atmosphère.

Le transmetteur de pression qui se trouve au niveau du collecteur de 6'' aidera l'exploitant pour suivre la pression.

Dans le cas d'alarme de pression haute (3 barg) dans la citerne, l'exploitant devra arrêter les opérations de drainage.

III-2-7-2- Procédure de drainage :

Cette opération de drainage faite par l'opérateur sur site, effectue les étapes suivantes :

- ouvrir la vanne sphérique qui se trouve dans une cuve au niveau de collecteur 6'' de drainage.
- ouvrir la vanne sphérique tout ou rien et la vanne conique de laminage de ligne de drainage soit des filtres, du collecteur filtre, du collecteur régulation, en amont et aval du système de comptage, gare racleur. Cette ligne et de diamètre de 2''.
- surveiller la pression sur le transmetteur et éviter qu'elle dépasse 3 barg, sinon fermer la vanne conique de laminage.

Chapitre III : Les équipements du terminal arrivée el kala

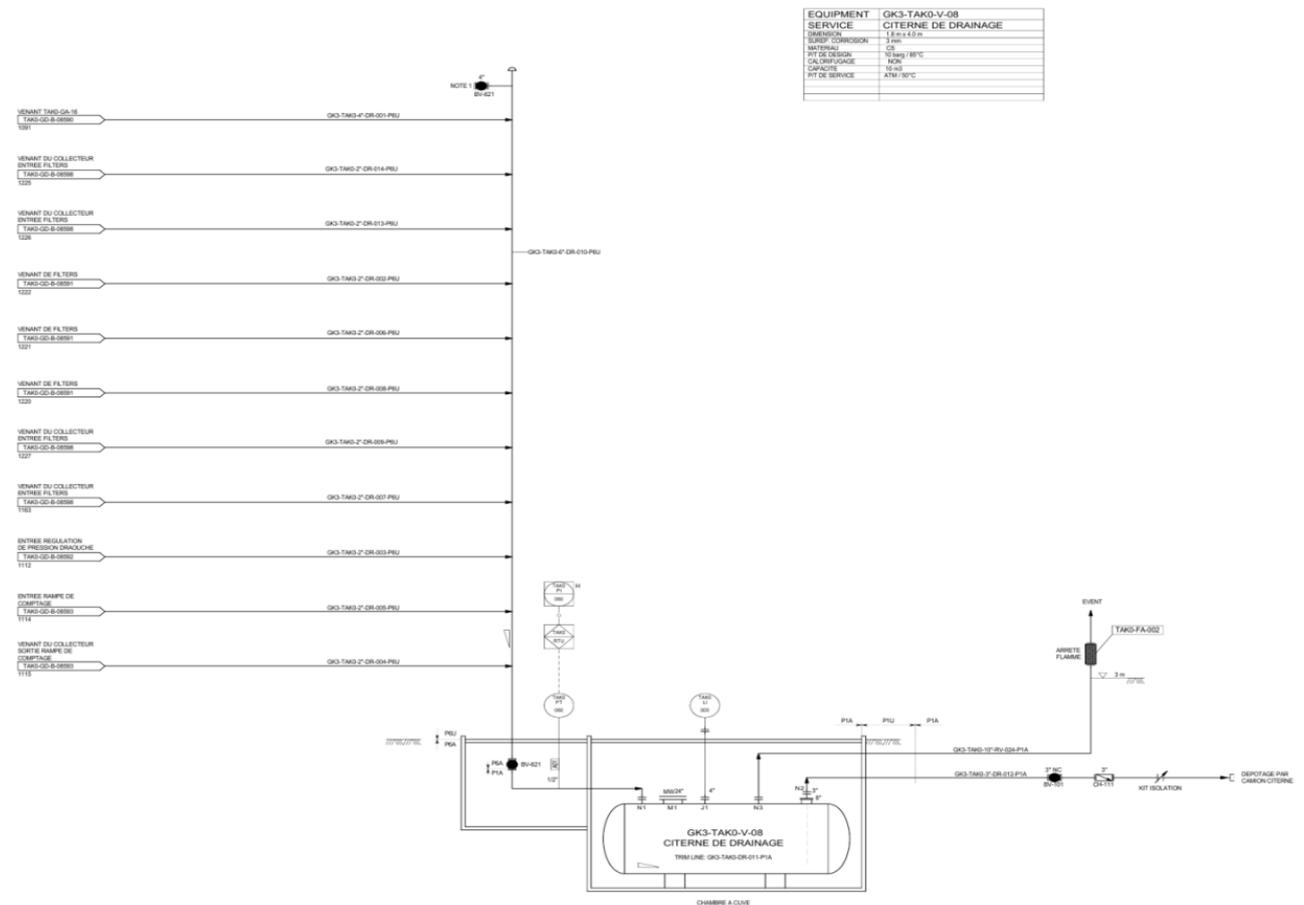


Figure III-8 : Schéma PID de drainage.

Conclusion :

Après ma rapide intégration dans l'équipe, j'ai eu l'occasion de réaliser plusieurs tâches qui ont constitué une mission globale de stage.

Le terminal arrivée el kala est équipé de tous les équipements (mécaniques, d'instrumentations électriques) nécessaires pour assurer le bon fonctionnement de l'installation.

Le terminal arrivée el kala a pour but de distribuer et d'assurer le gaz naturel pour la centrale thermique (SKD) 24/24 heures.

Chapitre IV : La réserve
gazométrique et des pertes de
charge de ligne gazoduc GK3

Introduction :

Dans ce chapitre on va établir les formules fondamentales qui vont servir pour le calcul de la réserve gazométrique et des pertes de charge du terminal arrivée el Kala.

La réserve gazométrique d'une ligne de gazoduc est la quantité de gaz qui peut être stockée dans une section spécifique du gazoduc. Cela peut être utile pour réguler la pression ou le débit de gaz dans le gazoduc, en fonction de la demande. De plus, la connaissance de la réserve gazométrique dans une ligne gazoduc est très importante pour apprécier le temps nécessaire d'une éventuelle intervention d'un agent sur la ligne pipe-line du gazoduc dans le cas d'une rupture, fuite, incendie, réception de l'outil intelligent, menace terroriste, etc..

La connaissance de la perte de charge dans une ligne de gazoduc revêt une grande importance elle permet d'évaluer la performance globale du système de gazoduc. En comprenant la quantité de pression perdue le long de la ligne, il est possible de mesurer l'efficacité du transport du gaz et d'identifier les éventuels problèmes tels que des fuites ou des obstructions, Elle est aussi essentielle pour planifier et concevoir un réseau de gazoducs efficace. En effet, elle permet de déterminer les diamètres des conduites appropriés, les points de pression et les équipements nécessaires pour maintenir un débit de gaz adéquat sur toute la ligne. Cela garantit une distribution fiable et efficace du gaz

La perte de charge influe sur la consommation d'énergie nécessaire pour transporter le gaz dans le réseau. En comprenant et en gérant la perte de charge, il est possible d'optimiser les coûts d'exploitation en minimisant les pertes de pression et en évitant une surutilisation des équipements de compression. Cela se traduit par des économies financières significatives à long terme.

Une connaissance précise de la perte de charge est aussi importante pour assurer la sécurité du système de gazoduc. Des pertes de pression excessives peuvent entraîner des instabilités du flux, des risques d'explosion ou d'autres problèmes de sécurité. En surveillant et en gérant la perte de charge, il est possible de maintenir des conditions de fonctionnement sûres et d'éviter les incidents indésirables.

IV-1- Calcul de la réserve gazométrique :

IV-1-1-Méthode 01 :

Pour calculer la quantité de gaz, on relève les différents diamètres (**D**) et longueurs (**L**) à partir des plans isométriques du terminal arrivée à el Kala pour évaluer le volume physique de la réserve donné par :

Le gaz occupe un volume total dans le pipe est calculé à partir de formule suivant :

$$V = (\pi D^2/4)*L \quad \text{(IV-1)}$$

Où :

- **D** : est le diamètre intérieur de la pipe
- **L** : est la longueur de la pipe

Dans les conditions de service **P₁**, **T₁**, le gaz naturel occupe un volume **V₁ =V** donné par l'équation (IV-1) et il a un coefficient de compressibilité **Z₁** calculé à l'aide de la corrélation suivante :

$$Z = 1 - 0.4273*(T/T_{cr})^{-3.668} * (P/P_{cr}) \quad \text{(IV-2)}$$

T_{cr} et **P_{cr}** du gaz naturel sont déterminées à partir d'une abaque.

Dans les conditions contractuelles caractérisées par (**P₂=1bar** et **T₂=15°C**), la réserve de gaz précédente occupe un volume **V₂** qui peut être déterminé par :

$$[(P_1*V_1)/(n_1*Z_1*T_1)] = [(P_2*V_2)/(n_2*Z_2*T_2)] \quad \text{(IV-3)}$$

D'où:

$$V_2 = (P_1/P_2)*(Z_2/Z_1)*(T_2/T_1)*V_1 \quad \text{(IV-4)}$$

Où :

- **n₁= n₂** (même quantité de gaz).
- **P₁**= pression de service.
- **V₁** = volume physique du cas recherché **V = (πd²/4)*L** en **m³**.

Chapitre IV : La réserve gazométrique et des pertes de charge de ligne gazoduc GK3

- T_1 = température de service en **K**.
- Z_1 : facteur de compressibilité dans les conditions opérationnelles.
- $P_2 = 1\text{bar}$.
- V_2 = Volume à calculé en **Cm³**.
- $T_2 = 15 + 273 = 298 \text{ K}$.
- Z_2 : facteur de compressibilité dans les conditions contractuelles en utilisant la relation (IV-2).

Avec la même formule (IV-3) on calcule le volume (V_{skd}) occupé par le gaz naturel à la pression minimale de fonctionnement de la centrale thermique **SKD**, $P_1=37\text{bar}$ et $T_1=20^\circ\text{C}$.

$$V_{\text{skd}} = (P_1/P_2)*(Z_2/Z_1)*(T_2/T_1)*V_1 \quad (\text{IV-5})$$

La différence entre le volume V_2 et le volume V_{SKD} est la réserve qui reste dans la pipe ;

$$V_{\text{rg}}=V_2 - V_{\text{SKD}} \quad (\text{IV-6})$$

La centrale thermique **SKD**, a un débit de soutirage Q_v et donc, la durée d'autonomie de l'installation est t , donnée par :

$$t = (V_{\text{rg}}/ Q_v)/60 \quad (\text{IV-7})$$

Avec :

- V_{rg} : réserve gazométrique en **Cm³**.
- V_2 : volume occupé par le gaz dans les conditions contractuelles en **Cm³**.
- V_{SKD} : volume occupé par le gaz à **37 bar**, $T_1=20^\circ\text{C}$.
- Q_v : débit de soutirage de la centrale **SKD** en **Cm³/h**.
- t : l'autonomie en **min**.

IV-1-2-Méthode 02 :

Cette méthode est basée sur le bilan de la masse donnée par l'équation de continuité pour un fluide compressible :

$$\iiint_V \frac{\partial \rho}{\partial t} dV + \iiint_V \text{div}(\rho \vec{v}) dV = 0 \quad (\text{IV-8})$$

Chapitre IV : La réserve gazométrique et des pertes de charge de ligne gazoduc GK3

Où V est le volume de contrôle identique au volume V défini par l'équation IV-1.

En utilisant la relation d'Ostrogradsky, l'équation précédente peut être mise sous la forme suivante :

$$\iiint_V \frac{\partial \rho}{\partial t} dV + \iint_{\Omega} \rho \vec{v} \vec{n} d\Omega = 0 \quad (\text{IV-9})$$

Où :

Ω est la surface frontière du volume de contrôle V et \vec{n} sa normale dirigée vers l'extérieur.

\vec{v} est la vitesse du fluide.

Sachant que :

$$\rho \vec{v} \vec{n} d\Omega = d\dot{m} \quad (\text{IV-10})$$

Définit le débit massique infinitésimal traversant la surface $d\Omega$.

L'équation de continuité peut se mettre sous la forme suivante :

$$\iiint_V \frac{\partial \rho}{\partial t} dV + \dot{m}_s - \dot{m}_e = 0 \quad (\text{IV-11})$$

Où \dot{m}_s est le débit massique sortant et \dot{m}_e , celui entrant dans V . Ce dernier étant nul dans le calcul de la réserve de gaz.

Le volume de contrôle est constant, l'équation de continuité devient :

$$V \frac{\partial \rho}{\partial t} = - \dot{m}_s \quad (\text{IV-12})$$

Dans ce calcul, le gaz naturel est considéré comme gaz parfait, sa masse volumique ρ est donnée par :

$$\rho = \frac{P}{rT} \quad (\text{IV-13})$$

Où r est la constante spécifique du gaz naturel, exprimée par :

$$r = \frac{R}{M} \quad (\text{IV-14})$$

Chapitre IV : La réserve gazométrique et des pertes de charge de ligne gazoduc GK3

Avec **R**, la constante universelle des gaz et **M** la masse molaire du gaz naturel.

Etant donné que la température **T** du gaz reste constante, l'équation de continuité précédente devient :

$$\frac{V}{rT} \frac{dP}{dt} = - \dot{m}_s \quad (\text{IV-15})$$

D'où :

$$\int_0^t dt = - \frac{V}{rT} \frac{1}{\dot{m}_s} \int_{56}^{37} dp \quad (\text{IV-16})$$

La durée d'autonomie **t** sera alors donnée par :

$$t = - \frac{V}{rT} \frac{1}{\dot{m}_s} (37 - 56) \quad (\text{IV-17})$$

IV-2- Calcul des pertes de charge :

Les pertes de charge dans les conduits désignent les pertes irréversibles d'énergie de pression, que subit un liquide ou un gaz lors de son passage dans un conduit, un tuyau ou un autre élément du réseau du fluide.

Cette perte d'énergie, liée à la vitesse du fluide (faible vitesse=faible perte de charge), est causée par la transformation en chaleur, des frottements internes provoqués par :

- la viscosité du fluide (un fluide parfait sans viscosité ne génère pas de pertes de charge),
- la rugosité des parois,
- les variations de vitesses
- les variations de direction du fluide.

L'unité de la perte de charge est une pression (pascals, bars...) ou une hauteur de colonne d'eau qui produirait une charge hydrostatique (pression hydrostatique) équivalente.

On distingue les pertes de charge régulières (ou systématiques) et singulières, telles que :

$$\Delta P_{\text{totales}} = \Delta P_{\text{systématiques}} + \Delta P_{\text{singulières}} \quad (\text{IV-18})$$

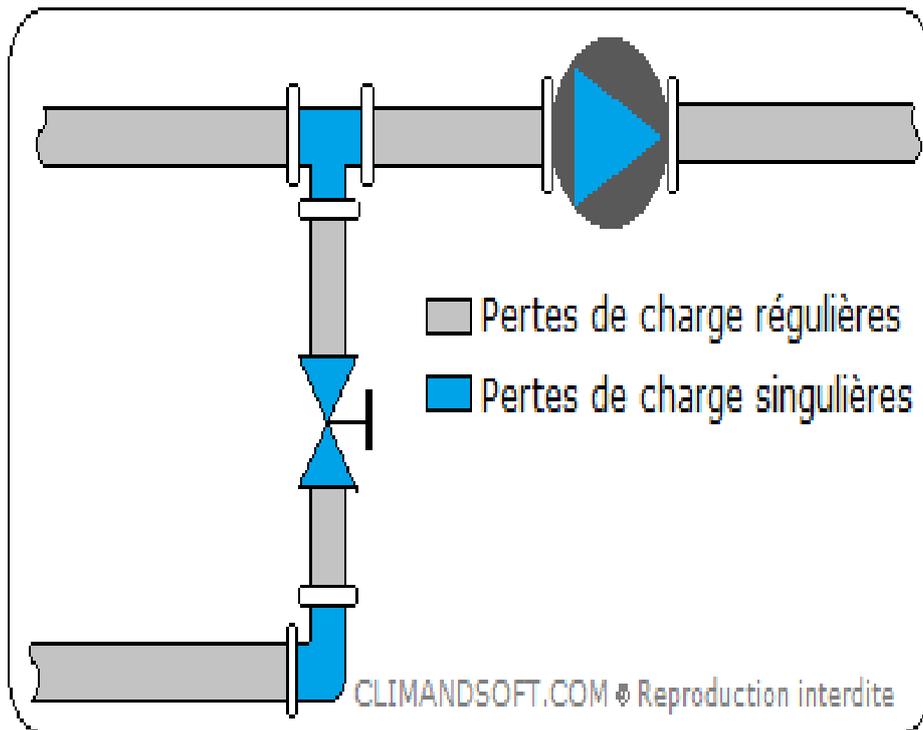


Figure VI-1 : Les pertes de charge dans une installation

IV-2-1- Pertes de charge systématiques (régulières) :

Ce genre de pertes est causé par le frottement intérieur qui se produit dans les fluides. On le rencontre aussi bien dans les conduites lisses que dans les conduites rugueuses.

Entre deux points séparés par une longueur L , dans une conduite de diamètre (D) apparaît une perte de pression (Δp).

En pratique, les pertes de charge pour tout type d'écoulement développé interne (écoulement laminaire ou turbulent), tubulaire ou non, surface lisse ou rugueuse, tube horizontal (ou incliné), s'écrivent comme suit:

$$\Delta P = f \frac{\rho V^2}{2} \frac{L}{D} \quad (\text{IV-19})$$

Où :

- f : coefficient de frottement.
- $\rho(V^2)/2$: pression dynamique.
- L : longueur du tube.
- D : diamètre du tube.

IV-2-1-1- Régime de l'écoulement : Nombre de Reynolds

La transition du régime laminaire vers un régime turbulent dépend parmi d'autres paramètres, de la géométrie, la rugosité de la surface, la vitesse d'écoulement, la température de surface, et le type de fluide.

Après des expériences exhaustives dans les années 1880, Osborne Reynolds a découvert que le régime d'écoulement dépend principalement du rapport des forces d'inertie sur les forces visqueuses d'un fluide.

Ce rapport est appelé nombre de Reynold (**Re**), lequel pour un écoulement dans un tube horizontal, est égal à :

$$Re = \frac{\rho(V)D}{\mu} = \frac{(V)D}{\nu} \quad (\text{IV-20})$$

- ρ : Masse volumique du fluide
- V : Vitesse moyenne du fluide
- D : Diamètre de la pipe
- μ : Viscosité dynamique du fluide
- $\nu = (\mu / \rho)$: Viscosité cinématique du fluide

Avec :

- Régime laminaire : $Re \leq 2300$
- Régime transitoire : $2300 < Re < 4000$
- Régime turbulent : $Re \geq 4000$

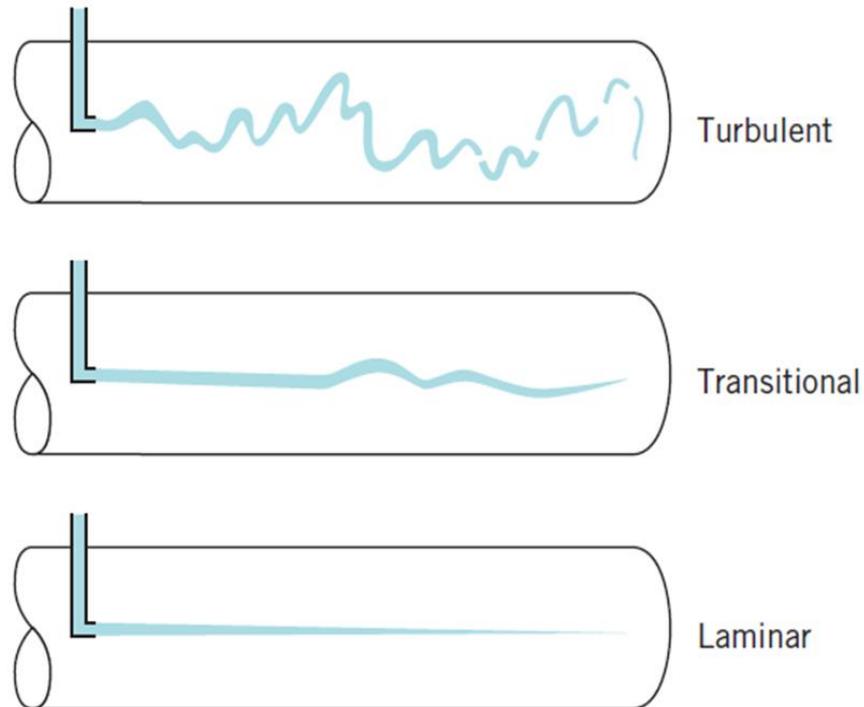


Figure IV-2 : Les différents régimes d'écoulement dans un tube horizontal

a) Écoulement laminaire dans une pipe :

Dans un écoulement laminaire, les particules se déplacent d'une manière ordonnée le long des trajectoires, et les transferts de quantité de mouvement et d'énergie se font à travers les lignes de courant par diffusion moléculaire.

Pour un écoulement laminaire, le coefficient de frottement, f ne dépend que de Re

Alors :

$$f = \frac{64}{Re} \quad \text{(IV-21)}$$

Chapitre IV : La réserve gazométrique et des pertes de charge de ligne gazoduc GK3

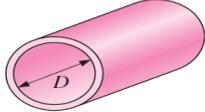
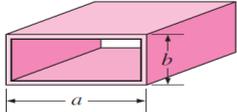
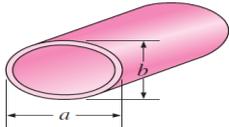
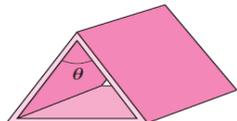
Géométrie du tube	a/b or θ°	Coefficient de frottement
Cercle 	—	64.00/Re
Rectangle 	a/b 1 2 3 4 6 8 ∞	56.92/Re 62.20/Re 68.36/Re 72.92/Re 78.80/Re 82.32/Re 96.00/Re
Ellipse 	a/b 1 2 4 8 16	64.00/Re 67.28/Re 72.96/Re 76.60/Re 78.16/Re
Triangle isocèle 	θ 10° 30° 60° 90° 120°	50.80/Re 52.28/Re 53.32/Re 52.60/Re 50.96/Re

Figure IV-3 : Coefficient de frottement en fonction de la géométrie du tube

b) Écoulement turbulent dans une pipe :

Dans un écoulement turbulent, les tourbillons (ou turbulences) assurent un meilleur transfert de masse, de quantité de mouvement et de chaleur que la diffusion moléculaire.

Le coefficient de frottement, f est calculé dans ce cas itérativement à l'aide de l'équation de Cole-brook, donnée par :

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{\varepsilon/D}{3,71} + \frac{2,51}{Re\sqrt{f}} \right) \quad (\text{IV-22})$$

Il peut aussi être déterminé graphiquement à partir du diagramme de Moody (voir Fig. IV-4).

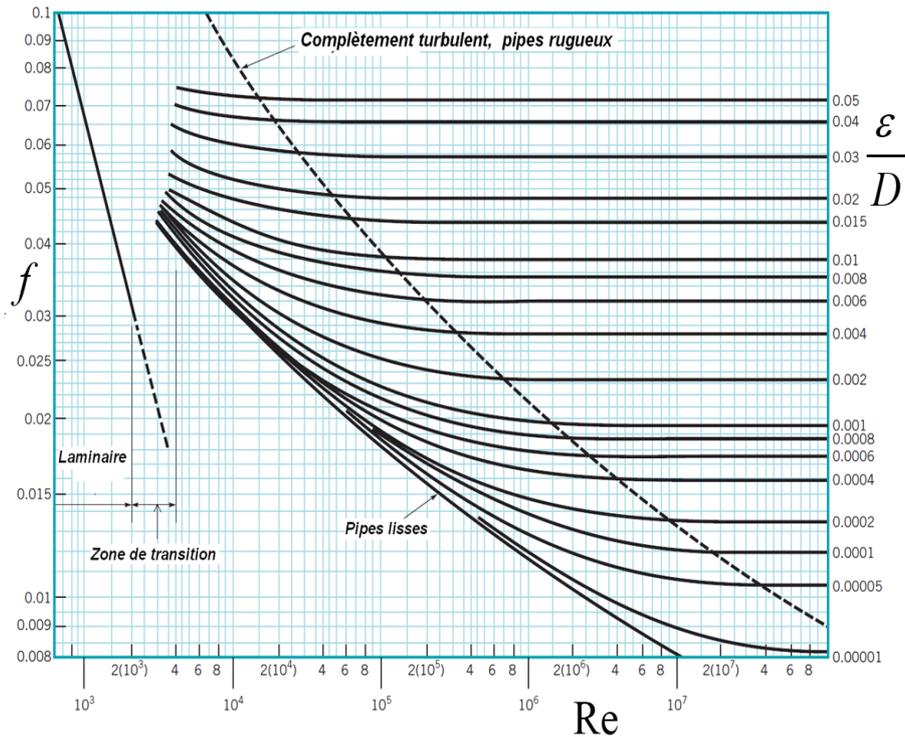


Figure VI-4 : Diagramme de Moody

Pour l'écoulement turbulent dans le cas d'un tube lisse, dans l'équation (VI-21) le terme $(\epsilon/D)/(3,71) \approx$ négligeable comparé au second terme, par conséquent dans ce cas, l'équation est simplifiée, et f dépendant pratiquement que de Re :

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{2,51}{Re \sqrt{f}} \right) \quad (\text{IV-23})$$

Par contre, un écoulement turbulent dans une pipe rugueuse, le deuxième terme $(2,51)/(Re\sqrt{f})$ devient négligeable surtout que Re est grand et donc f peut être dérivé à partir de la corrélation suivante:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{\epsilon/D}{3,71} \right) \quad (\text{IV-24})$$

IV-2-2- Pertes de charge singulières :

Les pertes de charge singulières sont le résultat des variations de vitesse et des changements de direction du fluide provoqués par les formes et obstacles que rencontre le fluide en traversant un objet: coudes, grilles, raccordements, jonctions, etc.

Les pertes de charge singulières sont généralement exprimées par la relation générale :

$$\Delta P = K_L \left(\frac{\rho V^2}{2} \right) \quad \text{(IV-25)}$$

Avec :

V : vitesse moyenne.

K_L : coefficient de pertes de charge singulières.

ρ : masse volumique du fluide.

Component	K_L	
a. Elbows (coudes)		
Regular 90°, flanged	0.3	
Regular 90°, threaded	1.5	
Long radius 90°, flanged	0.2	
Long radius 90°, threaded	0.7	
Long radius 45°, flanged	0.2	
Regular 45°, threaded	0.4	
b. 180° return bends (coude retour 180°)		
180° return bend, flanged	0.2	
180° return bend, threaded	1.5	
c. Tees (Tés)		
Line flow, flanged	0.2	
Line flow, threaded	0.9	
Branch flow, flanged	1.0	
Branch flow, threaded	2.0	
d. Union, threaded (liaison filetée)		
	0.08	
*e. Valves (vannes)		
Globe, fully open	10	
Angle, fully open	2	
Gate, fully open	0.15	
Gate, 1/4 closed	0.26	
Gate, 1/2 closed	2.1	
Gate, 3/4 closed	17	
Swing check, forward flow	2	
Swing check, backward flow	∞	
Ball valve, fully open	0.05	
Ball valve, 1/2 closed	5.5	
Ball valve, 2/3 closed	210	

Figure VI-5 : Valeurs du coefficient K_L pour différents accessoires de pipes

Sachant que les pertes de charge totales sont données par :

$$\Delta P_{\text{totales}} = \Delta P_{\text{systématiques}} + \Delta P_{\text{singulières}} \quad (\text{IV-26})$$

$$\Delta P_{\text{totale}} = \sum f \frac{\rho V^2 L}{2 D} + \sum K_L \left(\frac{\rho V^2}{2} \right) \quad (\text{IV-27})$$

La relation IV-27 peut aussi s'écrire sous une forme plus simple :

$$\Delta P_{\text{totale}} = \left(f \frac{L}{D} + \sum K_L \right) \frac{\rho v^2}{2} \quad (\text{IV-28})$$

Conclusion :

Le calcul de la réserve gazométrique d'une ligne de transport de gazoduc par canalisation dépend de plusieurs facteurs, notamment la capacité de la canalisation, la pression de fonctionnement, la température et les caractéristiques du gaz transporté.

La réserve gazométrique représente le volume de gaz qui peut être stocké dans la canalisation lorsque celle-ci est complètement remplie.

La perte de charge est un paramètre important à prendre en compte lors de la conception et de l'exploitation des systèmes de fluides.

Une perte de charge excessive peut entraîner une réduction de la performance du système, une augmentation de la consommation d'énergie, des problèmes de fonctionnement des équipements et des coûts supplémentaires.

L'écoulement turbulent est associé à un meilleur transfert de chaleur et des coefficients de frottements et de transfert de masse nettement plus élevés.

La plupart des écoulements rencontrés dans la pratique sont turbulents.

Chapitre V : calcul de la
réserve gazométrique et des
pertes de charge de gazoduc
GK3

Chapitre V : calcul de la réserve gazométrique et des pertes de charge de gazoduc GK3

Dans ce chapitre on a effectué les calculs de la réserve gazométrique et des pertes de charge dans une ligne de gazoduc de transport de gaz naturel algérien pour l'alimentation de la centrale thermique de Koudiet EL Draouch et la future station de compression GALSI en utilisant les valeurs réelles des paramètres d'exploitation prises directement à partir du système de supervision et de contrôle (SCADA) du terminal arrivée à el Kala.

V-1- Calcul de la réserve gazométrique :

V-1-1- Méthode 01 :

Les tableaux suivants représentent les valeurs des paramètres de calcul aux conditions de service et contractuelles du terminal arrivée à el Kala ainsi que les conditions minimales de fonctionnement de la centrale thermique SKD.

Le tableau (V-1) est consacré au calcul de P_{cr} et t_{cr} à partir de la composition physique de gaz naturel.

Composant du gaz naturel	Formule	x_i (% mol)	P_{cr} (bar)	t_{cr} (°C)	$p_{cr} * x_i$ (bar)	$t_{cr} * x_i$ (°C)
Méthane	CH ₄	83,642	44,900	-82,500	37,555	-69,005
Éthane	C ₂ H ₆	7,8767	47,300	32,134	3,726	2,528
Propane	C ₃ H ₈	2,1877	41,200	98,596	0,901	2,157
iso-butane	C ₄ H ₁₀	0,2955	36,200	133,333	0,107	0,394
n-butane	C ₄ H ₁₀	0,2921	35,300	152,345	0,103	0,445
iso-pentane	C ₅ H ₁₂	0,0923	32,200	187,432	0,030	0,173
n-pentane	C ₅ H ₁₂	0,1	32,400	197	0,032	0,197
Hexane+	C ₆ H ₁₄ +	0,0472	28,900	235,169	0,014	0,111
Dioxyde de carbone	Co ₂	0,2138	71,600	30,86	0,153	0,066
Azote	N ₂	5,0528	32,800	-147,205	1,657	-7,438
Hélium	He	0,2	2,300	-268	0,005	-0,536
		100,000			44,283	-70,905

Tableaux V-1 : calcul de P_{cr} et t_{cr} à partir de la composition de gaz naturel

Le tableau suivant représente les résultats de calcul du coefficient de compressibilité Z à l'aide de l'équation (IV-2) dans :

- les conditions de service (Z_{srv}) ;
- les conditions contractuelles (Z_{cc}) ;

Chapitre V : calcul de la réserve gazométrique et des pertes de charge de gazoduc GK3

- les conditions de service de la centrale thermique (Z_{skd})

Paramètre	Valeur	Unité	Observation
Pression critique (P_{cr})	44 ,283	bar	Calculée
Température critique (t_{cr})	-70,905	°C	Calculée
Pression de service (P_{srv})	56	bar	Donnée
Température de service (T_{srv})	293	K (kelvin)	Donnée
Coefficient de compressibilité aux conditions de service (Z_{srv})	0,868		Calculé
Pression aux conditions contractuelles (P_{cc})	1	bar	Donnée
Température aux conditions contractuelles (T_{cc})	288	K (kelvin)	Donnée
Coefficient de compressibilité aux conditions contractuelles (Z_{cc})	0,997		Calculé
Pression minimale SKD (P_{skd})	37	bar	Donnée
Température SKD (T_{skd})	293	K (kelvin)	Donnée
Coefficient de compressibilité SKD (Z_{SKD})	0,93		Calculé

Tableaux V-2 : calcul les coefficients de compressibilité Z_{srv} , Z_{cc} et Z_{skd}

- Cas 01 : Essai de l'arrêt d'urgence :

Dans le terminal arrivée à El Kala, tous les six mois le bouton d'arrêt d'urgence doit être vérifié, ce qui ferme toutes les vannes d'entrée et de sortie du gaz naturel et ce pendant que la centrale thermique est en service, alors l'exploitant doit connaître le temps nécessaire à l'intervention pour que la centrale ne s'arrête pas.

Le tableau (V-3) rassemble les résultats des calculs suivants :

- Du volume physique du TAKO vers SKD, V_1 à l'aide de l'équation (IV-1).

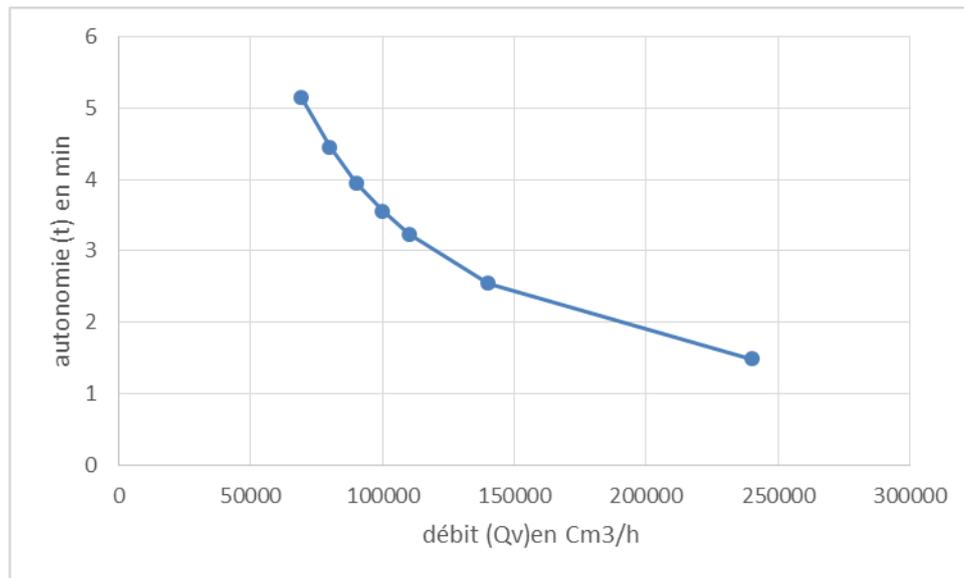
Chapitre V : calcul de la réserve gazométrique et des pertes de charge de gazoduc GK3

- Dans les conditions contractuelles caractérisées par ($P_{cc}=1\text{bar}$ et $T_{cc}=15^\circ\text{C}$), la réserve de gaz précédente occupe un volume V_2 qui peut être déterminé par l'équation (IV-4).
- le volume (V_{skd}) occupé par le gaz naturel à la pression minimale de fonctionnement de la centrale thermique SKD, ($P_{skd}=37\text{bar}$ et $t_{skd}=20^\circ\text{C}$) à l'aide de l'équation (IV-5).
- La différence entre le volume (V_2) et le volume V_{SKD} constitue la réserve qui reste dans la pipe (V_{rg}) calculée à l'aide de l'équation (IV-6).
- La centrale thermique SKD, a un débit de soutirage (Q_v) fixe et la durée d'autonomie de l'installation est calculée à partir de l'équation (IV-7).

Paramètre	Valeur	Unité	Observation
Volume physique du TAKO (V_1)	267,447	Cm^3	Calculé
Volume occupé à 56 bar (V_2)	17 042,71	Cm^3	Calculé
Volume occupé à 37 bar (V_{skd})	11 260,36	Cm^3	Calculé
Réserve gazométrique (V_{rg})	5 782,35	Cm^3	Calculée
Débit de soutirage de SKD (Q_v)	69230	Cm^3/h	Donné
Autonomie en minutes du tronçon (t)	5,011424144	min	Calculée

Tableau V-3 : calcul de l'autonomie de l'installation dans le cas d'un arrêt d'urgence

Chapitre V : calcul de la réserve gazométrique et des pertes de charge de gazoduc GK3



Graphe V- 1 : Evolution de l'autonomie en fonction du débit de soutirage

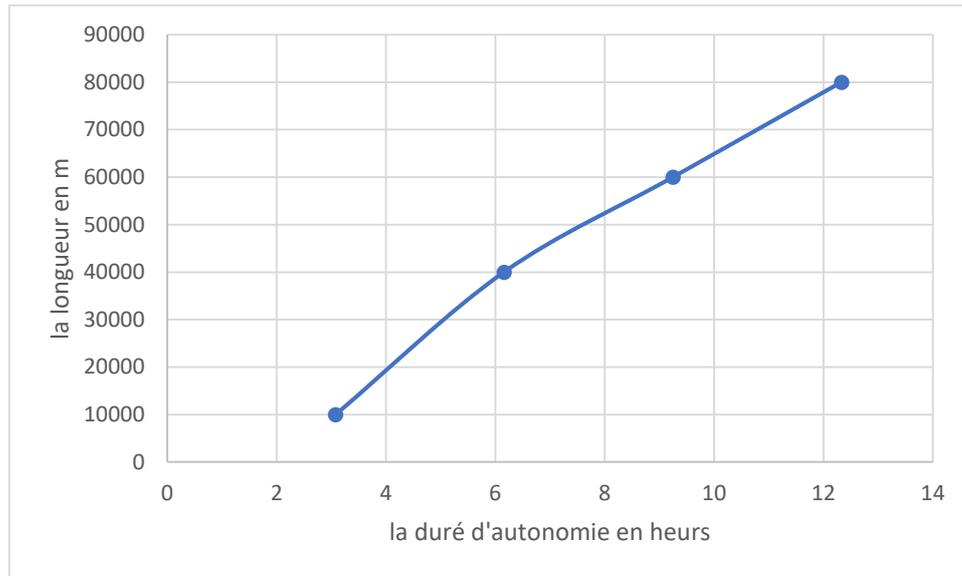
En effet, on a fait varier le débit de soutirage de 69000 jusqu'à 240000 Cm³/h et on calcule à chaque fois l'autonomie de l'installation. Les résultats sont représentés par le graphe (V-1). On remarque que l'autonomie diminue quand le débit de soutirage augmente.

Par conséquent, on conseille de faire l'essai de l'arrêt d'urgence pendant les jours où la centrale thermique nécessite un faible débit de gaz.

De plus, on remarque que la durée réelle d'intervention est toujours inférieure à la durée d'autonomie calculée.

- Cas 02 Intervention sur les vannes de la ligne PS4 au 47 (maintenance préventive) :

Dans ce cas on va fixer le débit de soutirage à sa valeur maximale ($Q_v=240000$ m³/h) et on fait varier la longueur de la ligne de transport du gaz munie des postes de sectionnement de PS41 à PS47, avec une température et une pression fixées aux conditions de service et on calcule le temps nécessaire à l'intervention. Les résultats sont représentés sur le graphe (V-2) suivant :



Graphe V-2 : Variation de la longueur du tronçon en fonction de l'autonomie

On voit sur ce graphe, que lorsque la longueur augmente, l'autonomie doit aussi augmenter c'est-à-dire que plus la longueur augmente plus la réserve de gaz doit être plus grande ce qui donne plus de temps pour l'intervention.

V-1-2- Méthode 02 :

La masse molaire du gaz naturel est calculée à partir de la composition physico-chimique du gaz naturel en utilisant l'équation (IV-14) :

Chapitre V : calcul de la réserve gazométrique et des pertes de charge de gazoduc GK3

Composant du gaz naturel	Formule	x_i (% mol)	M_i (g/mole)	$x_i.M_i$ (g/mol)
Méthane	CH ₄	83,642	16,000	13,383
Éthane	C ₂ H ₆	7,8767	30,000	2,363
Propane	C ₃ H ₈	2,1877	44,000	0,963
iso-butane	C ₄ H ₁₀	0,2955	58,000	0,171
n-butane	C ₄ H ₁₀	0,2921	58,000	0,169
iso-pentane	C ₅ H ₁₂	0,0923	72,000	0,066
n-pentane	C ₅ H ₁₂	0,1	72,000	0,072
Hexane+	C ₆ H ₁₄ +	0,0472	86,000	0,041
Dioxyde de carbone	Co ₂	0,2138	44,000	0,094
Azote	N ₂	5,0528	28,000	1,415
Hélium	He	0,2	4,000	0,008
		100,000		18,745

Tableau V-4 : Calcul de la masse molaire M (g/mole) du gaz naturel

Dans ce cas, le calcul de l'autonomie est effectué pour les mêmes valeurs des paramètres de fonctionnement du terminal que celles utilisées dans la méthode 01.

- La masse volumique ρ est calculée à partir de l'équation (IV-13).
- la constante spécifique du gaz naturel r est calculée à partir de l'équation (IV-14).
- La durée d'autonomie t est calculée à partir de l'équation (IV-17).

Les résultats de ce calcul sont rassemblés dans le tableau (V-5) :

Chapitre V : calcul de la réserve gazométrique et des pertes de charge de gazoduc GK3

Paramètre	valeur	unité	Observation
Pression initiale	56	bar	Donnée
Pression finale	37	bar	Donnée
Température de service	20	°C	Donnée
Volume de tronçon	267,447	m ³	Calculé
Débit volumique (56 bar, 20°C)	1188	m ³ /h	Donné
Constante universelle des gaz	8,314	J/mol.K	Donnée
Constante spécifique du gaz naturel	443,5316084	J/kg.K	Calculée
Masse volumique du gaz naturel (56 bar, 20°C)	43,09191864	m ³ /kg	Calculée
Débit massique du gaz naturel	51193,19935	kg/h	Calculé
durée d'autonomie	4,654647291	min	Calculée

Tableau V-5 : Paramètres et résultats de calcul de la durée d'autonomie

En comparant les résultats des calculs des tableaux (V-3) et (V-5) dans le même cas d'un arrêt d'urgence :

On voit que les valeurs de la durée d'autonomie est presque la même et il y a seulement une différence de 0,35 min entre la première et la deuxième méthode. La durée moyenne de l'autonomie est de 4,83 min.

La première méthode est basée sur la loi de comportement du gaz, alors que la deuxième méthode est basée sur l'équation de continuité en régime transitoire.

V-2-Calcul des pertes de charge :

A partir des paramètres pris directement du système de supervision et de contrôle (SCADA) du tableau (V-6), on va calculer :

- Le nombre de Reynolds à l'aide de l'équation (IV-20).
- Le coefficient de frottement à l'aide de l'équation (IV-23).
- Les pertes de charge régulières à l'aide de l'équation (IV-19).
- Les pertes de charge singulières à l'aide de l'équation (IV-25).
- Les pertes de charge totales à l'aide de l'équation (IV-28).

du tronçon entre PC07 et TAKO :

Chapitre V : calcul de la réserve gazométrique et des pertes de charge de gazoduc GK3

Paramètre	Valeur	Unité	Observation
Longueur du trancon entre PC07 et TAKO	90000	m	Mesuré
Diamètre intérieur du tronçon	1,2192	m	Mesuré
Coefficient de pertes de charge des vannes à boisseau sphérique, K	0,05	/	Mesuré
Vitesse moyenne du GN dans le gazoduc	0,28	m/s	Mesuré
Masse volumique du GN (1 bar et 15°C)	0,78733	kg/m ³	Mesuré
Viscosité dynamique du GN (1 bar et 15°C)	1,25E-05	kg/m.s	Mesuré

Tableau V-6 : Valeurs des paramètres utilisés pour le calcul des pertes de charge

Les résultats de ce calcul est présenté dans le tableau (V-7) :

Paramètre	Valeur	Unité	Observation
Nombre de Reynolds	21502,05	/	Calculé
Coefficient de frottement	0,026129	/	Calculé
Pertes de charge régulières	-0,0005953	bar	Calculées
Pertes de charge singulières	-9,259E-08	bar	Calculées
Pertes de charge totales	-0,000595	bar	Calculées

Tableau V-7 : Résultats du calcul des pertes de charge

Dans ces calculs, la rugosité de la surface interne du gazoduc n'a pas été prise en compte car la paroi interne de la pipe est recouverte d'une couche d'un matériau qui s'appelle l'époxy pour la rendre plus lisse.

Le régime de l'écoulement est turbulent car le nombre de Reynolds est > 4000 .

Ainsi, le tableau V-7 représente les résultats du calcul des pertes de charge en Pa et le tableau V-8 représente les résultats des pertes de charge en (bar) avec la prise en considération de la hauteur/niveau de la mer :

Chapitre V : calcul de la réserve gazométrique et des pertes de charge de gazoduc GK3

Paramètre	Valeur	Unité	Observation
gravité	9,81	m/s ²	Donnée
hauteur du PC07/niveau de la mer	600	m	Donnée
hauteur du TAKO/niveau de la mer	100	m	Donnée
Pertes de charge totales	0,039214	bar	Calculées

Tableau V- 8 : Résultats du calcul des pertes de charge en (bar)

La ligne entre PC07 et TAKO est une ligne de diamètre 48'' sans changement de diamètre et sans coude et les pertes de charge singulières ne concernent que les vannes sphériques 48'' (PS).

On remarque que les pertes de charge totales sans tenir compte de la géographie du site sont comme prévu, négatives car elles reflètent les pertes de pression du fluide au cours de son écoulement. Ces dernières sont dues entre autres à l'effet de viscosité du fluide et son interaction avec la paroi solide et aussi à la présence de vannes sur la ligne de transport.

Cependant, la prise en considération de la hauteur du site par rapport au niveau de la mer, montre que du fait que l'altitude du point à l'aval du tronçon (TAKO) soit plus grande que celle du point à l'amont du tronçon (PC07) entraîne un effet moteur de cette différence d'altitudes, ce qui explique le fait que la pression au PC07 soit inférieure à celle du TAKO

En effet, les pressions relevées au niveau de ces deux postes de coupure dans les conditions réelles de service sont :

Pressions au niveau de PC07 = 56,11 bar

Pressions au niveau du TAKO = 56,16 bar

La différence entre les résultats mesurés et calculés est de 0,011 bar et l'écart relatif est de 22 %.

Cet écart peut être expliqué par la non prise en compte de la rugosité de la conduite de transport de gaz.

Chapitre V : calcul de la réserve gazométrique et des pertes de charge de gazoduc GK3

Conclusion :

L'intervention de l'exploitant sur une ligne de transport du gaz naturel nécessite la connaissance de la durée de la réserve gazométrique.

Il y a deux paramètres qui influent sur l'autonomie, ce sont la longueur du pipeline et le débit de soutirage de la centrale thermique.

Les résultats montrent que l'autonomie diminue avec le débit de soutirage et qu'un pipeline plus long nécessite une autonomie plus grande et donc une réserve de gaz plus élevée.

Par ailleurs, la hauteur/niveau de la mer a une grande influence sur les pertes de charge d'une ligne de gazoduc et peut jouer un effet moteur dans le transport du gaz.

Les calculs effectués montrent un bon accord avec les valeurs relevées sur site.

Conclusion générale :

Le transport des hydrocarbures par canalisations reste une composante essentielle de l'industrie énergétique mondiale, il offre une solution efficace et économique pour répondre à la demande en énergie, en permettant le déplacement de grandes quantités d'hydrocarbures sur de longues distances. De plus, il est généralement considéré comme un moyen sûr et fiable de transport.

La réserve gazométrique représente le volume de gaz qui peut être stocké dans la canalisation lorsque celle-ci est complètement remplie.

L'intervention de l'exploitant sur une ligne de transport nécessite de connaître la durée de la réserve gazométrique.

Le calcul de l'autonomie de la réserve gazométrique d'une ligne de transport de gazoduc dépend de plusieurs facteurs, notamment la capacité de la canalisation, la pression de fonctionnement, la température et les caractéristiques du gaz transporté.

Le calcul de la réserve gazométrique a été effectué par deux méthodes différentes. La première est basée sur la loi de comportement du gaz, alors que la deuxième méthode est basée sur l'équation de continuité en régime transitoire.

Il y a deux paramètres essentiels qui influent sur l'autonomie, ce sont la longueur du pipeline et le débit de soutirage de la centrale thermique SKD.

Les résultats montrent que l'autonomie diminue avec le débit de soutirage et qu'un pipeline plus long nécessite une autonomie plus grande et donc une réserve de gaz plus élevée.

Les pertes de charge dans une ligne de transport de gazoduc sont un aspect important à prendre en compte lors de la conception, de l'exploitation et de l'optimisation de ces infrastructures. Les pertes de charge se réfèrent à la perte d'énergie hydraulique qui se produit lorsque le gaz circule à travers la canalisation en raison de la résistance au flux.

Les calculs montrent que les pertes de charge totales sans tenir compte de la géographie du site sont comme prévu, négatives car elles reflètent les pertes de pression du fluide au cours de son écoulement. Ces dernières sont dues entre autres à l'effet de viscosité du fluide et son interaction avec la paroi solide et aussi à la présence de vannes sur la ligne de transport.

Chapitre V : calcul de la réserve gazométrique et des pertes de charge de gazoduc GK3

Par ailleurs, les résultats de calcul ont montré aussi que la hauteur/niveau de la mer a une grande influence sur les pertes de charge d'une ligne de gazoduc et peut jouer un effet moteur dans le transport du gaz.

Les calculs effectués montrent un bon accord avec les valeurs relevées sur site. En effet, un écart relatif de 22 % a été enregistré.

Référence :

Site web :

www.technique de l'ingénieur .com

www.iap.com

Bibliographie :

- 1- Mécanique expérimentales des fluides T3 auteur COMOLET Edition : 1981 P.410p
- 2- Séries SCHAUM. Mécanique des fluides et hydraulique auteur RANALD.V.GICE Edition MICHEL LIBENBERG : 1986 P.265p