

UNIVERSITE KASDI MARBAH OUARGLA

Faculté des Sciences et Technologie et Sciences de la matière

Département de Génie des Procédés



Mémoire

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Techniques

Filière : Génie des Procédés

Spécialité : Raffinage et technologie des hydrocarbures

Présenté Par : Sila Salah Eddine & Benalia Abdellah

Thème

Les pipelines, le transport et les principales causes des accidents de canalisation de gaz relié entre Berkaoui et Guellala.

Soutenu publiquement

Le : 15 / 06 /2013

Devant le jury :

| | | |
|--------------------|-----------|-------------|
| M. Hamzoui Louanes | Président | UKM Ouargla |
| M. Rouane Azeddine | Examineur | UKM Ouargla |
| M. Kahoul Fares | Encadreur | UKM Ouargla |

Année Universitaire : 2012 /2013

REMERCIEMENTS

Nous tenons à remercier tout d'abord notre DIEU puissant pour m'avoir donné la force pour accomplir ce travail.

Tous les enseignants de département de génie des procédés qui ont contribué durant notre formation.

Nous remercierons notre encadreur Mr: KAHOU L FARES et les membres de jury.

Nous voudrions exprimer nos remerciements aux Personnels et administratifs de la division d'exploitation de HAOUD BERKAOUI.

Enfin, nous adressons nos remerciements du fond du cœur à nos famille, spécialement à nos parents, nos frères, nos sœurs et à nos amis.

Nous remercierons également, Tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.



Dédicaces

Je dédie ce travail :

A mon père et ma mère

A mes sœurs et mes frères.

A toute ma famille

A mes amis

*A tous les étudiants du classe de deuxième master raffinage et technologie des
hydrocarbures.*

A toute les étudiants de département de génie des procédés

A tous mes camarades et à tout qui me connait.

A mon pays "L'Algérie"

Abdellah

Dédicaces

Je dédie ce travail :

A la fontaine d'amour et la lumière de ma vie, l'âme chaste de ma mère FATIHA.

A qui voit ma réussite, c'est leur couronnement dans cette vie, mon cher père

IBRAHIM.

A mes sœurs et mes frères.

A mes oncles, et à ma grand-mère.

A qui prend le nom Sila et Rabeh.

*A tous les étudiants du classe deuxième master raffinage et technologie des
hydrocarbures.*

A tous mes camarades et à tout qui me connait.

A mon pays "L'Algérie"

SALAH EDDINE

Sommaire

| | |
|---|----|
| Remerciements. | |
| Dédicaces. | |
| Liste des tableaux. | |
| Listes des figures. | |
| Notations et abréviations. | |
| Sommaire. | |
| Introduction générale..... | 01 |
| Chapitre I : Généralité sur les pipelines et le transport de gaz. | |
| I.1 Représentation de la région..... | 03 |
| I.1.1 Situation géographique..... | 03 |
| I.2 Les pipelines..... | 05 |
| I.3 Les gazoducs..... | 05 |
| I.4 Importance économique du transport du gaz au niveau mondial | 05 |
| I.5 Transport du gaz..... | 07 |
| I.6 Construction et exploitation des gazoducs..... | 08 |
| I.7 Contexte industriel | 09 |
| I.7.1 Procède de fabrication des tubes de pipelines | 09 |
| I.7.1.1 Les tubes soudés sous forme spirale | 09 |
| I.7.1.2 Les tubes soudés sous forme longitudinale | 10 |
| I.7.1.3 Les tubes sans soudure | 12 |
| I.8 Défauts rencontrés dans les canalisations | 13 |
| Chapitre II : Pipelines et transport de gaz relié entre Berkaoui et Guellala. | |
| II.1 Description de l'unité de boosting de Berkaoui | 14 |
| II.1.1 Le but de cette unité..... | 16 |
| II.1.2 Description du gazoduc de transport de gaz entre Berkaoui et Guellala..... | 16 |
| II.2 Compositions chimique et propriétés physico-chimiques du gaz naturel à transporter.. | 16 |
| II.2.1 Le gaz de départ du centre de séparation de Berkaoui..... | 16 |
| II.2.2 Le gaz du champ de Guellala (l'arrivé) | 20 |
| II.3 Evolution des aciers pour tubes de transport de gaz..... | 22 |
| II.3.1 Caractéristiques mécaniques des tubes..... | 22 |

| | |
|--|----|
| II.3.2 Les propriétés mécaniques d'un tube de type API 5L X52 relié entre Berkaoui et Guellala | 24 |
| II.4 La corrosion particulière rencontré dans les gazoducs (tubes en acier) relié entre les deux régions de Berkaoui et Guellala | 25 |
| II.4.1 Mécanisme de la corrosion due à la présence de CO ₂ (Sweet corrosion)..... | 26 |
| II.5 La lutte contre la corrosion dans les conduites de transport du gaz relié entre les deux régions de Berkaoui et Guellala | 28 |
| II.5.1 Revêtement des tubes..... | 28 |
| II.5.1.1 Revêtements extérieurs | 28 |
| II.5.1.2 Revêtements intérieurs | 29 |
| II.5.2 L'injection de l'inhibiteur de corrosion..... | 30 |
| II.5.3 La protection cathodique par courant imposé utilisée sur les pipelines de gaz relié entre Berkaoui et Guellala..... | 32 |
| II.5.3.1 Le principe de la protection..... | 32 |
| II.5.3.2 Générateur de courant continu..... | 33 |
| II.5.3.3 Le déversoir..... | 33 |
| Conclusion..... | 34 |
| Bibliographie. | |

Liste des figures

| | |
|--|----|
| Figure I.1 : Schéma représente la situation géographique de HBK..... | 03 |
| Figure I.2 : Pipelines..... | 08 |
| Figure I.3 : Eclatements avec rupture franche de la canalisation | 09 |
| Figure I.4 : Technique de fabrication des tubes soudés en spirale | 10 |
| Figure I.5 : L'angle d'introduction de la bande..... | 10 |
| Figure I.6.a : Croquage..... | 11 |
| Figure I.7.b : Formage sous forme "U"..... | 11 |
| Figure I.8.c : Formage sous forme "O"..... | 11 |
| Figure I.9.d : Soudage..... | 12 |
| Figure I.10 .e : Expansion..... | 12 |
| Figure I.11: Fabrication de pipe sans soudure « Schéma du filage sur aiguille permettant d'obtenir un tube sans soudure »..... | 13 |
| Figure II.1 : Schéma représente l'unité de boosting de centre de production de Berkaoui | 15 |
| Figure II.2 : Eprouvette d'essai de traction..... | 24 |
| Figure II.3 : Revêtement FBE..... | 28 |
| Figure II.4 : Revêtement extérieur..... | 29 |
| Figure II.5 : Revêtements en résine époxy liquide pour les pipelines..... | 30 |
| Figure II.6 : Schéma descriptif de la protection cathodique par courant imposé | 33 |

Liste des tableaux

| | |
|--|----|
| Tableau II.1 : Les compositions chimiques du gaz du centre de séparation de Berkaoui... | 17 |
| Tableau II.2 : Les propriétés physico-chimiques du gaz de départ de Berkaoui..... | 17 |
| Tableau II.3 : Les débits du gaz de départ de Berkaoui..... | 19 |
| Tableau II.4 : Les compositions chimiques du gaz du champ de Guellala (l'arrivé)..... | 20 |
| Tableau II.5 : Les propriétés physico-chimiques du gaz du champ de Guellala (l'arrivé).. | 21 |
| Tableau II.6 : Les débits du gaz d'arrivé de Guellala..... | 22 |
| Tableau II.7 : Essai de traction d'un tube de type API5L X52..... | 25 |
| Tableau II. 8: Les propriétés physico-chimiques de l'inhibiteur chimec 1038..... | 31 |

Notations

D_{ext} : le diamètre extérieur du tube formé.

B : la largeur de band.

β : l'angle d'introduction de la bande par rapport au l'axe cimétrique (Δ).

HP : haute pression.

MP : moyenne pression.

BP : base pression.

Q : le débit entrant dans la conduite.

V : la vitesse de gaz dans la conduite.

S : la section du tube.

D : le diamètre intérieur du tube.

M : la masse molaire.

n : la quantité molaire.

PCS : le pouvoir calorifique supérieur.

PCI : le pouvoir calorifique inférieur.

P : la pression de gaz.

T : la température de gaz.

E : module d'élasticité ou module de Young.

R_e : limite d'élasticité.

σ_r : limite de la résistance à la rupture.

σ : limite de la résistance à l'écoulement.

Abréviations

HBK: Haoud Berkaoui.

GLA: Guellala.

API: American Petroleum Institute, 5L: c'est un spécification de couvre les tubes de conduite soudés et sans soudure.

CFPA: Compagnie française du pétrole algérien.

OK101 : Puit de forage.

OKP24 : Puit de forage.

V-104 : Ballon de purge aspiration.

Introduction générale

Bien que des manifestations de la présence de gaz naturel soient signalées dès la plus haute antique, le développement de la consommation de cette énergie est un phénomène très récent. En effet, son état gazeux qui le rend plus difficilement transportable, donc exploitable longtemps constitué un handicap. Dans les conditions normales de température et de pression, pour une même valeur calorifique, le gaz naturel occupe un volume mille fois plus important que le pétrole.

C'est pourquoi, pendant longtemps, le gaz naturel a été considéré comme un sous produit du pétrole, brûlé à la torche sur de nombreux gisements. Il a commencé à être utilisé aux Etats-Unis, dans l'industrie d'abord, puis pour usages domestiques en se substituant peu à peu au gaz manufacturé. Son développement a ensuite été très rapide, grâce à l'abondance de ces réserves et à son excellente qualité pour le consommateur final.

Mais le coût de son transport pèse de plus en plus lourd. Le transport des gaz sur des distances de plus en plus longues et dans des conditions de plus en plus sévères devient une nécessité impérieuse pour assurer son développement [1].

Les possibilités offertes d'augmenter la capacité de transport des gazoducs, par l'élévation de la pression de service et des diamètres des conduites de transport de gaz naturel ne sont pas encore utilisées de nos jours de manière assez importante, alors que les tendances mondiales dans ce domaine prévoient leur augmentation. Le passage à des pressions de service élevées nécessite l'amélioration des propriétés mécaniques des aciers de ces derniers, de manière à réduire les épaisseurs des parois des tubes destinés à la construction des gazoducs [1].

En d'autres termes, la qualité des gazoducs de grand débit dépend du choix de la meilleure combinaison entre les propriétés des tubes, à savoir la résistance et la ténacité. La qualité d'un gazoduc est une question primordiale pour les projets de transport du gaz naturel par canalisation. L'objectif dans ce cas est de réduire les ruptures des gazoducs dont les conséquences sont souvent désastreuses.

Les tubes sont aussi susceptibles d'être attaqués par un phénomène de corrosion interne et externe, de fissuration ou bien de faille de fabrication. La corrosion interne et externe sont la cause principale de fuites et de ruptures des canalisations, se traduisant parfois par des dégâts catastrophiques (dégâts humains, pollution du milieu naturel, frais supplémentaires de réparation, arrêt prolongé du pompage, etc.). Si un pipeline porteur d'eau est affecté d'un

Introduction générale

éclatement de fuite, au moins cela ne nuit pas à l'environnement. Cependant, si c'est la fuite de pipeline est de pétrole ou chimique, cela peut être un désastre environnemental.

L'Algérie possède un important réseau de gazoducs destiné principalement à évacuer le gaz du gisement d'Hassi R'Mel vers les usines de liquéfaction de la cote méditerranéenne ainsi que vers l'Italie et l'Espagne via la Tunisie et le Maroc [1].

Ce mémoire est composé, d'une introduction, de deux chapitres, et d'une conclusion.

Dans le premier chapitre, nous avons donné une idée générale sur les pipelines et le mode de transport de gaz.

Le deuxième chapitre, revient pour décrire les pipelines et transport de gaz utilisé et relié entre Berkaoui et Guellala.

Enfin une discussion et une conclusion sont présentées pour commenter les résultats obtenus.

I.1 Représentation de la région :

I.1.1 Situation géographique :

La région de HAUD BERKAOUI représente l'une des dix (10) principales zones productrices d'hydrocarbures du Sahara algérien.

Sur la route RN°= 49 dite des pétroliers reliant Ghardaïa à Hassi Messaoud, et à 35 Km au sud-ouest d'Ouargla, un carrefour indique la présence d'un champ pétrolier, il s'agit de la région de HAUD BERKAOUI. Cette région est située à 100 Km de HASSI Messaoud, à 770 Km au sud de la capitale (Alger), elle est très importante en raison de sa part de production des hydrocarbures du pays. Elle s'étend du sud-est de Ghardaïa jusqu'au champ extrême Boukhzana, près de la route de Touggourt [2].

A ce jour là, 100 puits sont en exploitation, répartis sur l'ensemble des champs, dont 73 puits en gaz lift, et 27 éruptifs. La production cumulée depuis l'origine est de 86 millions de m³, pour des réservoirs globaux en place de 472 millions de m³. Toutes les quantités d'huiles et de gaz récupérés sont acheminées vers les différents centres de production de la région. Il existe 3 centres principaux de production situés à Haoud Berkaoui, et Benkahla et Guellala [2].

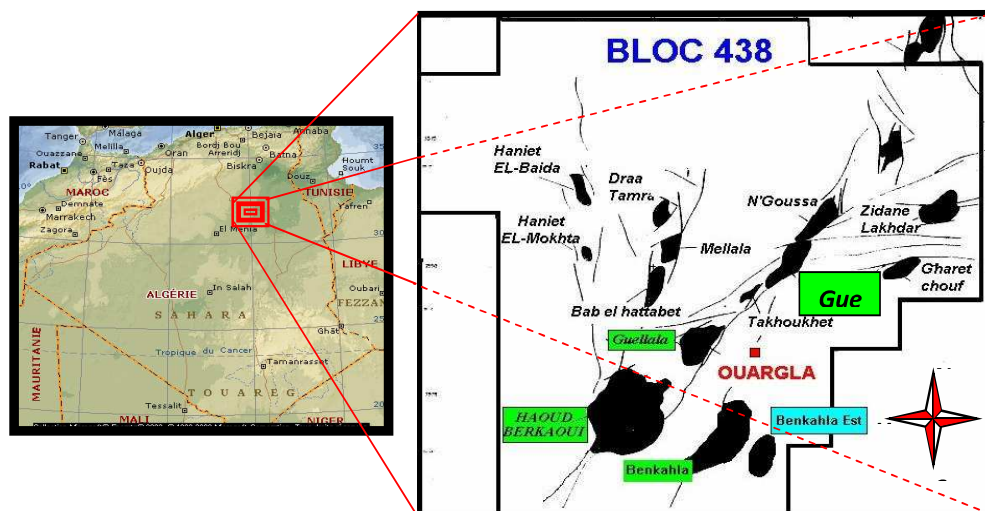


Figure I.1: Schéma représente la situation géographique de HBK.

❖ Haoud Berkaoui :

A une superficie de 175 km², ce champ découvert en mars 1965 par la CFPA (compagnie française du pétrole algérien) par le forage du puit OK101, situé au sommet de l'anticlinal. La mise en production de ce gisement a eu lieu en février 1967, la production HBK se compose d'une unité de séparation d'huile avec une capacité de 8000 m³/j, d'une autonomie de stockage de 13000 m³, d'une unité de boosting gaz de 1 million m³/J, et d'une unité de station d'injection d'eau à raison de 6000 m³/j [2].

❖ Benkahla :

Le gisement de Benkahla a été découvert en novembre 1966 par la même compagnie (CFPA) par le forage du puits OKP24. Il s'étend sur une superficie de 72 km², le centre de production de Benkahla, est composé d'une unité de séparation d'huile de 5000 m³/J, et d'une unité de boosting gaz de 560000 m³/j, toute la production d'huile de Benkahla est expédiée vers le centre de production HBK [2].

❖ Guellala :

Ce gisement est découvert le 28 octobre 1969 par le forage de GLA01, sa mise en production date de février 1973, (sa production à été traitée au centre de HBK jusqu'en 1976 Décembre 1976 démarrage du centre de Guellala) Il s'étend sur une superficie de 35 km², avec une profondeur moyenne des puits de 3500 m [2].

Actuellement, le centre de production se compose d'une unité de séparation d'huile, d'une capacité de 7000 m³/J, d'une unité de stockage de 15000 m³/j, et d'une unité de boosting gaz de 762000 m³/j.

Cette station est également dotée d'une unité de traitement de gaz d'environ 2,4 millions m³/j, sa capacité de récupération est estimée à 500 tonnes par jour pour le GPL et de 90 tonnes par jour pour les condensât. Cette unité de traitement est accompagnée d'une unité de compression du gaz commercial à 75 bars, et de 150 bars pour le gaz lift, sa capacité est de 1 660 000 m³/J [2].

I.2 Les pipelines :

Un pipeline est une canalisation enterrée ou aérienne transportant des biens, qu'ils soient sous forme liquide ou gazeuse. Les pipelines sont le plus souvent construits à partir de tubes d'acier soudés bout à bout, revêtus extérieurement voire intérieurement et généralement enfouis dans le sol. Ces pipelines s'avèrent coûteux et parfois difficiles à mettre en œuvre selon les caractéristiques des terrains traversés, en zone de risque sismique. Au contraire de leur investissement initial ; leur utilisation est relativement peu coûteuse par rapport à d'autres formes de transport concurrentes, au moins sur de petites et moyennes distances [3].

I.3 Les gazoducs :

La majorité des gazoducs acheminent du gaz naturel entre les zones d'extractions et les zones de consommation ou d'exportation. On estime la longueur totale des gazoducs dans le monde à un million de kilomètres, soit plus de 25 fois la circonférence terrestre. Les gazoducs sont en majorité terrestre, soit enfouis à environ un mètre de profondeur dans les zones habitées, soit posés à même le sol en zone désertique, ou en zone à sol dur. Leur diamètre varie entre 50.8 mm (2 pouces) et 1422.4 mm (56 pouces) pour les plus importants. Toutefois, le tarissement des sources de proximité et l'éloignement croissant des zones d'exploitation ont conduit à l'établissement de gazoducs sous-marins. Selon leur nature d'usage, les gazoducs peuvent être classés en trois familles principales [3].

- **Gazoducs de collecte** : Ramenant le gaz sorti des gisements ou des stockages souterrains vers les sites de traitement.
- **Gazoducs de transport** ou de transit : Acheminant sous haute pression le gaz traité (déshydraté, désulfuré ...) aux portes des zones urbaines ou des sites industrielles de consommation.
- **Gazoducs de distribution** : Répartissant le gaz à basse pression au plus près des consommateurs domestiques ou des petites industries.

I.4 Importance économique du transport du gaz au niveau mondial :

En 1993, la consommation de gaz naturel dans le Monde s'est élevée à 2 158 milliards de m³ contre 1263 en 1975, soit un taux de croissance moyen proche de 3% par an. Ce taux est nettement inférieur au taux moyen constaté entre 1950 et 1975: plus de 7,5% par an. Il est

néanmoins supérieur au taux de croissance moyen de l'ensemble des consommations énergétiques: plus de 2,0% par an de 1975 à 1993. En conséquence, la part du gaz naturel dans la consommation mondiale d'énergie continue de croître; elle est passée de 10% en 1950 à 23% en 1993.

Les réserves mondiales de gaz naturel étaient estimées, au 1er janvier 1994, à 148 200 milliards de m³ représentant soixante deux années de production actuelle. Elles correspondent, en contenu énergétique, à 98% des réserves prouvées de pétrole qui, cependant, ne représentent qu'une quarantaine d'années de consommation [3]. Depuis quelques années, les volumes de gaz découverts sont supérieurs aux consommations d'où un accroissement des réserves (sauf en Amérique du Nord et plus récemment en Europe Occidentale).

Il faut noter que la recherche actuelle d'hydrocarbures s'oriente vers une exploration du sous-sol très profond (plus de 3500 m de profondeur) où seuls les hydrocarbures gazeux peuvent exister, ce qui ne peut qu'accentuer la différence de tendance entre gaz et pétrole. Actuellement, 39% des réserves mondiales sont situées en ex-URSS où l'on trouve les plus larges accumulations de gaz naturel jamais découvertes: neuf des dix-huit gisements supergigants du globe. En particulier, Urengoy, avec 7 800 milliards de m³ de réserves prouvées dépasse l'ensemble des réserves de l'Amérique du Nord et Yamburg, 4 800 milliards de m³, elle approche celles de l'Europe Occidentale [1].

Au-delà de ces réserves raisonnablement démontrées, les évaluations de ressources ultimes (réserves prouvées plus probables et plus possibles) laissent apparaître un potentiel total beaucoup plus considérable. La progression de ces ressources s'inscrit, elle aussi, sur une trajectoire fortement ascendante au cours des trois dernières décennies, d'environ 100 000 à 150 000 milliards de m³ en 1960, 275 000 à 325 000 milliards de m³ dans les estimations les plus récentes.

Par ailleurs, à ces ressources de gaz conventionnel, pourraient s'ajouter des ressources de gaz naturels non conventionnels, dont certaines sont déjà exploitables dans les conditions techniques et économiques actuelles: grisou de mines de charbon, méthane dissous dans certains aquifères, hydrates de gaz dans les pergélisols des zones arctiques, éventuellement méthane magmatique [3].

Le développement de la demande, entraînant la mise en valeur future de ces réserves, s'accompagnera d'un développement du transport de gaz naturel à grande distance.

I.5 Transport du gaz :

En 1885, la première ligne de transport de gaz naturel était mise en service; il s'agissait d'une conduite de diamètre 200 mm et de longueur 135 km entre la Pennsylvanie et Buffalo, dans l'Etat Unis. En 1964-65, étaient inaugurés les premiers transports réguliers de gaz naturel liquéfié entre l'usine de liquéfaction d'Arzew (Algérie) et les terminaux méthaniers de Canvey Island (Royaume-Uni) et du Havre (France). Il s'agit là des deux formes de transport utilisées dans l'industrie du gaz naturel: la canalisation pour le gaz à l'état gazeux et le navire méthanier pour le gaz à l'état liquide.

On peut dire que tout m³ de gaz naturel produit est transporté sous l'une et/ou l'autre de ces formes avant consommation. Ce transport a été longtemps international. Le commerce international du gaz naturel ne représentait que 1% du volume total produit en 1960. L'éloignement croissant des lieux de production et de consommation a entraîné une augmentation de ce commerce, le portant à 347 milliards de m³ soit 16% du gaz naturel consommé (dont 83 milliards de m³ sous forme de gaz naturel liquéfié).

En 1993, les principaux pays exportateurs étaient l'ex-URSS (29% du commerce international), le Canada (18%), les Pays-Bas (13%), l'Algérie (10%), l'Indonésie (9%) et la Norvège (7%). Les principaux pays importateurs étaient l'Allemagne (19%), les Etats-Unis (18%), le Japon (15%), l'Italie (10%), la France (9%), la Tchécoslovaquie (4%) et la Belgique (4%).

A partir des sites de traitement des gisements ou des stockages, le gaz est transporté à haute pression, (de 16 jusqu'à plus de 100 bar), dans des réseaux de grand transport dont les gazoducs constituent les principaux maillons. Ces réseaux comprennent en outre :

- Des stations de compression, régulièrement espacées (tous les 80 à 250 Km selon les réseaux) qui maintiennent la pression du gaz transporté et assurent sa progression dans les canalisations.
- Des stations d'interconnexion qui constituent des nœuds important du réseau de transport.
- Des postes de livraison qui assurent la livraison du gaz naturel chez les gros industriels ou dans les réseaux aval de distribution. Ces postes assurent généralement des fonctions de détente, de réchauffage, de filtrage et de mesurage du gaz. La proximité des gazoducs est signalée au sol par des bornes ou des balises jaunes.

I.6 Construction et exploitation des gazoducs :

Les gazoducs sont constitués de tubes d'acier soudés bout à bout, recouverts d'un matériau isolant (polyéthylène, polypropylène, ..) contribuant à leur protection contre la corrosion. Ils peuvent être également revêtus intérieurement pour améliorer l'écoulement du fluide transporté ou pour prévenir la corrosion interne si le gaz transporté est corrosif.

Selon leur nature d'usage, les gazoducs sont exploités par des industriels de l'exploration production, du transport ou de la distribution. L'exploitation d'un gazoduc consiste à maintenir l'ouvrage en bon état de service dans les conditions optimales de sécurité et de coût.

Aujourd'hui, il y a des millions de Km de pipelines qui sont largement utilisés pour transporter de l'eau, du gaz et du pétrole sous ou dessous terre ou sous mer, depuis les sources originales jusqu'aux usines de traitement des liquides (filtration, raffinage, liquéfaction,...) (figure I.2).

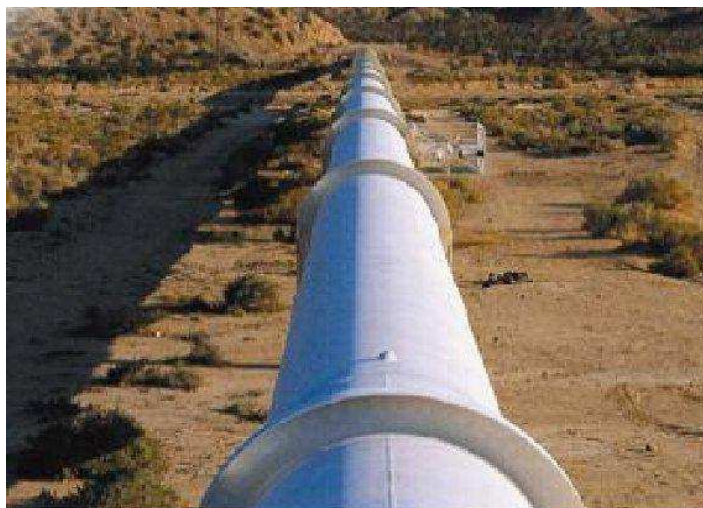


Figure I.2 : Pipelines.

Les tubes sont susceptibles d'être attaqués par un phénomène de corrosion interne et externe, de fissuration ou bien de faille de fabrication. La corrosion interne et externe sont la cause principale de fuites et de ruptures des canalisations, se traduisant parfois par des dégâts catastrophiques (dégâts humains, pollution du milieu naturel, frais supplémentaires de réparation, arrêt prolongé du pompage, etc.). Si un pipeline porteur d'eau est affecté d'un

éclatement de fuite, au moins cela ne nuit pas à l'environnement. Cependant, si c'est la fuite de pipeline est de pétrole ou produit chimique, cela peut être un désastre environnemental (figure I.3).



Figure I.3 : Eclatements avec rupture franche de la canalisation.

I.7 Contexte industriel :

I.7.1- Procède de fabrication des tubes de pipelines :

La multiplicité des diamètres et des épaisseurs de tubes et le développement avec le temps de leurs techniques de fabrication [4], constituent les raisons de la diversité du réseau de transport gazier algérien. On retrouve :

- Les tubes soudés sous la forme en spirale.
- Les tubes soudés sous forme longitudinale.
- Les tubes formés sans soudure.

II.7.1.1 Les tubes soudés sous forme spirale :

Les procédures de fabrication des tubes soudés en spirale sont faites par cintrage de bande de feuilles d'acier de la forme d'un tuyau et la soudure ensemble, cette technique de production passe par des étapes, comme l'indique la figure I.4. Le soudage se produit ici sur la production de tubes en spirale qui sont généralement fournis.

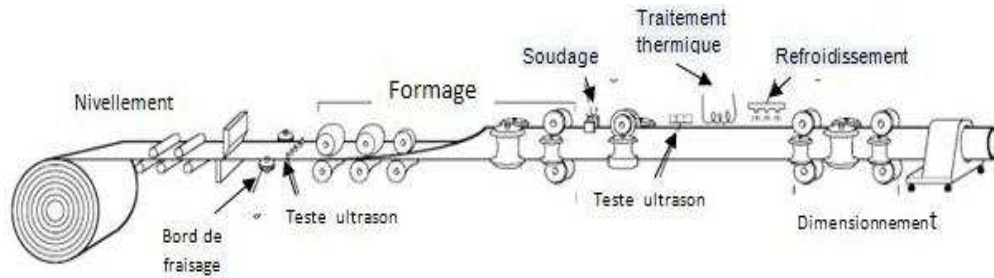


Figure I.4 : Technique de fabrication des tubes soudés en spirale.

Le formage du tube en spirale se fait avec inclinaison de l'angle d'introduction de la bande qui se calcule par la relation suivante:

$$\beta = \text{Arc sin} \left(\frac{B}{D_{\text{ext}} \times \pi} \right) \dots \dots \dots \text{I.1.}$$

Avec : B : la largeur de band ; D_{ext} : le diamètre extérieur de tube formé.

➤ β : l'angle d'introduction de la bande par rapport au l'axe cimétrique (Δ).

Pratiquement, c'est très difficile de fabriquer les tubes avec un petit angle aigu, si pour cela, que les valeurs de l'angle β se limitent entre 15° et 50° [4].

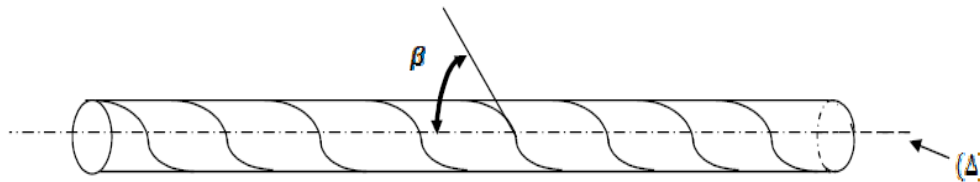


Figure I.5 : L'angle d'introduction de la bande.

I.7.2 Les tubes soudés sous forme longitudinale :

La technique de fabrication des tubes soudés sous forme longitudinale est généralement formé à froid de la plaque à travers le processus "UOE", elle est spécifique aux tubes avec des diamètres plus que 406.4 mm (16"). Cette technique passe par trois étapes de formage [5] :

a) Croquage et formage :

Cette étape où la plaque va être pliée aux niveaux de l'extrémité, l'objectif de cette opération est de faciliter le processus de pliage par les étapes suivante, à partir de ça la tôle ou la plaque unitaire est pliée en deux types de presse la première confère la plaque sous forme "U" et la seconde lui donne une forme "O" voir la figure suivante [5].



Figure I.6 : Croquage.

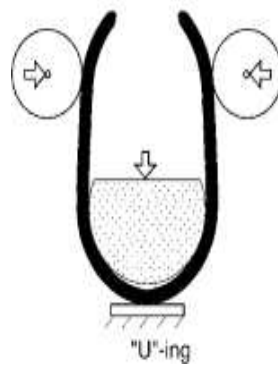


Figure I.7 : Formage sous forme "U".

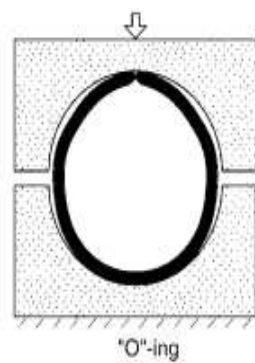


Figure I.8 : Formage sous forme "O".

b) Soudage :

Le soudage dépend ici de la technique de soudage à l'arc sous flux à l'aide de tête soudeuse automatique, les soudures intérieures et extérieures grandissent longitudinalement sur une trajectoire d'une ligne droite, généralement le cordon intérieur est réalisé le premier figure suivante :



Figure I.9 : Soudage.

c) Expansion et calibrage :

L'objectif de cette opération est d'atteindre des tubes de section parfaitement circulaire, l'augmentation des diamètres ici est de plus jusque' à 1.5% au maximum (figure I.10).

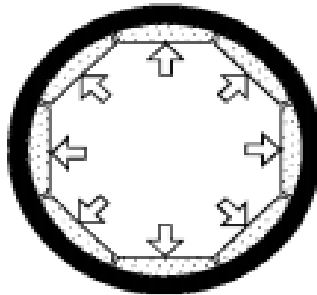


Figure I.10 : Expansion.

I.7.3 Les tubes sans soudure :

Les tubes formés sans soudure, sont généralement de petits diamètres et de longueur de moins de 450 mm, les méthodes principales de fabrication de ce type de tube comportent, le métal est contenu entre la filière et l'aiguille. On obtient un tube monobloc sans soudure. Il existe une variante dite filage sur nez d'aiguille où l'aiguille est fixe [6].

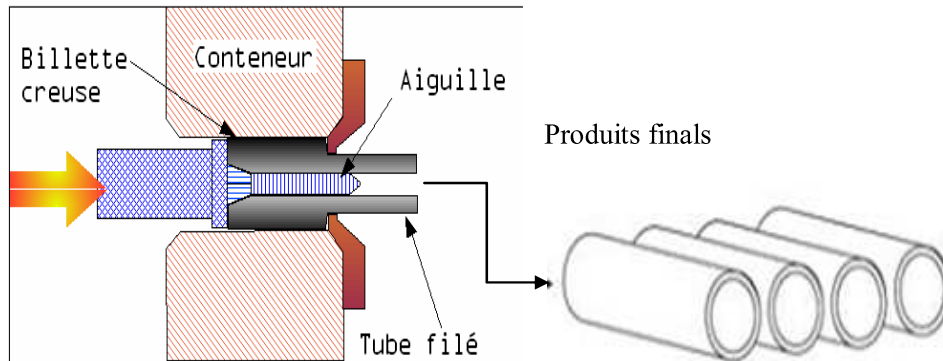


Figure I .11 : Fabrication de pipe sans soudure « Schéma du filage sur aiguille permettant d'obtenir un tube sans soudure ».

I.8 Défauts rencontrés dans les canalisations

Bien que le transport de produits dangereux par pipeline soit considéré comme un moyen de transport sûr et malgré la gestion rigoureuse du réseau de pipelines, des défaillances sont identifiées principalement dans la surveillance des travaux effectués dans ce couloir. La sécurité du réseau de transport et la disponibilité, exempte de perturbations de l'agent énergétique gaz naturel sont incontournables si l'on veut garantir la prospérité économique. La multiplication des accidents plus ou moins graves, notamment dus à la corrosion, ainsi que leur incidence sur l'économie mondiale et leur impact sur l'environnement rendent le transport des hydrocarbures de plus en plus préoccupant [7].

Les cas les plus fréquents sont relatifs à des incidents amorcés à partir de défauts issus soit de l'élaboration du matériau, soit de la fabrication, de l'assemblage, de la réparation ou des conditions d'exploitations des tubes et qui ont conduit à la naissance et à la propagation des fissures superficielles où traversantes suivies de fuites. On trouve six catégories principales de causes des accidents :

- Agression externe ou activité tierce (les plus répandus).
- Défaut de construction ou défaillance de matériels ou défaut mécanique.
- Corrosion interne ou externe.
- Mouvement de terrain ou risques naturels en général.
- Erreurs opérationnelles.
- Autres et causes inconnues.

II.1 Description de l'unité de boosting de Berkaoui :

Le gaz BP, MP et HP issus des séparateurs entre dans l'unité de boosting en suivant différents chemins. En effet, le gaz BP entre dans le ballon de purge aspiration V-104, puis la tour de lavage V-100 avant d'attaquer les deux soufflantes K100A/B qui le comprime de 1,01 bar à 2,4 bar pour être injecter avec le gaz MP dans le circuit d'aspiration des premières sections des compresseurs K101 A/B.

Les compresseurs se composent chacun de deux étages. Le premier étage sert à récupérer le gaz MP et le comprimer de 2,4 bars à 9,5 bars pour être admit au deuxième étage du compresseur de gaz HP. Le deuxième étage du compresseur comprime le gaz HP de 9,5 bars à 33 bars. Ensuite le gaz HP entre dans l'aéro-réfrigérant E101 A/B pour être refroidi. Le gaz sorti de l'aéro-réfrigérant dans la tour de lavage V-103 pour être expédie vers l'unité de traitement de gaz Guellala [2].

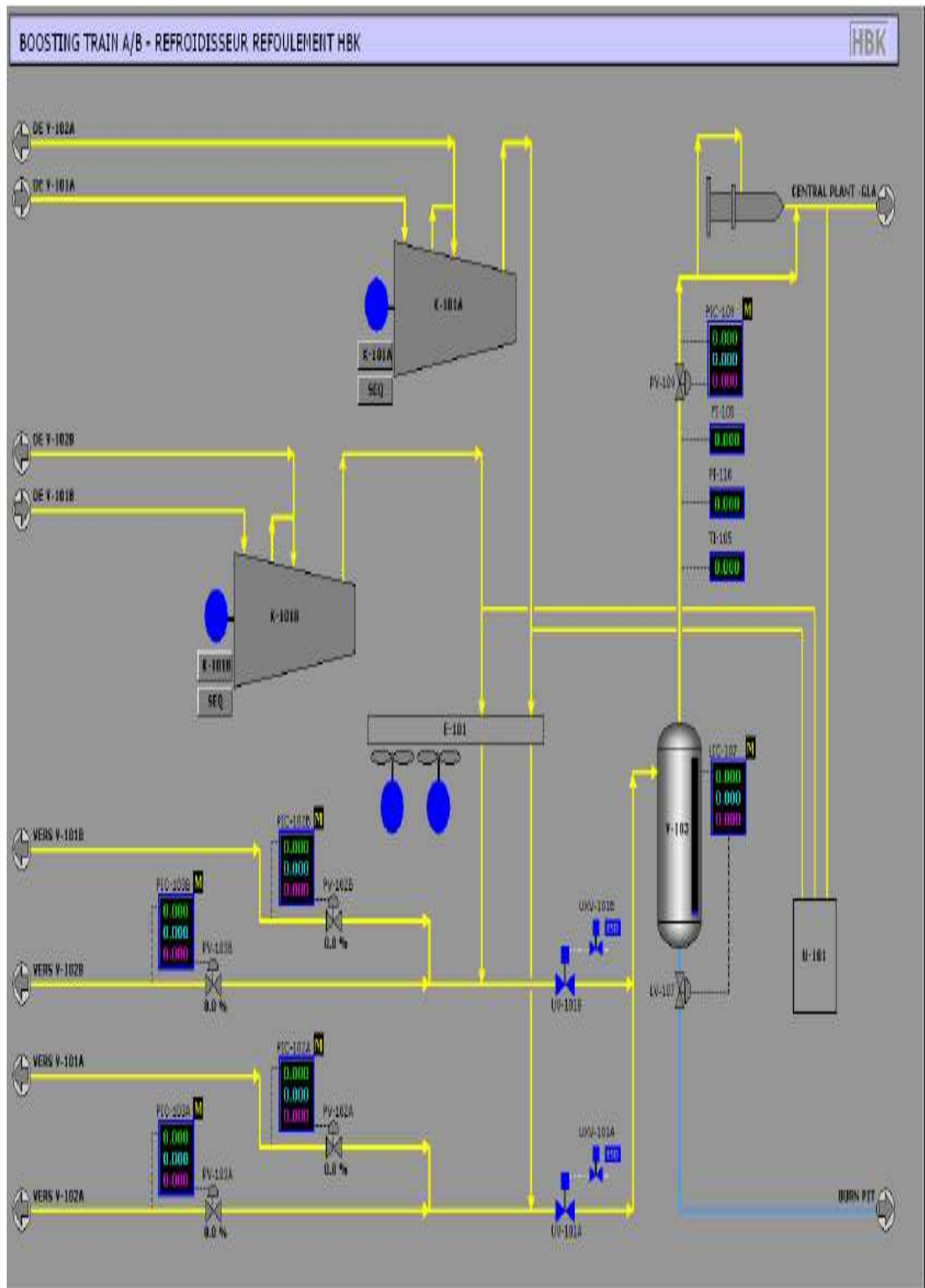


Figure II.1 : Schéma représente l'unité de Boosting de centre de production de Berkaoui.

II.1.1 Le but de cette unité :

Le but d'unité de boosting est l'augmentation de la pression de gaz pour atteindre et assuré la pression de transport (de 28 à 33 bar) après l'étape de séparation, ce gaz est transporté pour un traitement physico-chimique par un gazoduc vers une unité de traitement située à Guellala.

II.1.2 Description du gazoduc de transport de gaz entre Berkaoui et Guellala :

Le gazoduc est de type X52, lors rôle est d'assuré le transport du gaz associé, entre le centre de production de Berkaoui et l'unité de Guellala, ce pipe est de longueur de 22 Km et de diamètre intérieur 12 pouce (304.8 mm). Les gazoducs sont en majorité terrestre, soit posés à même le sol en zone désertique, ou en zone à sol dur.

II.2 Compositions chimique et propriétés physico-chimiques du gaz naturel à transporter :

II.2.1 Le gaz de départ du centre de séparation de Berkaoui :

A- Compositions chimiques et les propriétés physico-chimiques du gaz de départ:

Les deux tableaux II. 1 et II. 2 reflète la composition chimique et les propriétés physico-chimiques du gaz de départ du centre de séparation de Berkaoui. Sachant que l'analyse chimique est effectuée par la méthode de spectrométrie à émission.

Tableau II.1 : La composition chimique du gaz du centre de séparation de Berkaoui.

| Constituants | % molaires | La masse molaire |
|--------------------|------------|------------------|
| Azote | 2.80 | 28 |
| Dioxyde de carbone | 0.60 | 44 |
| Méthane | 56.58 | 16 |
| Ethane | 20.99 | 30 |
| Propane | 12.11 | 44 |
| i-Butane | 1.23 | 58 |
| n-Butane | 3.66 | 58 |
| i-Pentane | 0.54 | 72 |
| n-Pentane | 0.84 | 72 |
| Hexanes | 0.45 | 86 |
| Heptanes | 0.14 | 100 |
| Octanes | 0.04 | 114 |
| Nonanes | 0.02 | 128 |
| Décanes | 0.00 | / |
| Undécanes | 0.00 | / |
| Dodécanes | 0.00 | / |
| Tridécanes | 0.00 | / |
| TOTAL | 100.00 | M_{gaz} |

Tableau II.2 : Les propriétés physico-chimiques du gaz de départ de Berkaoui.

| | |
|--|--------|
| Masse molaire (g/mole) | 24.82 |
| Pouvoir calorifique supérieur (KJ/m ³) | 50196 |
| Densité par rapport à l'air | 0.8612 |
| Masse volumique (Kg/ m ³) | 1.0533 |
| Température de prélèvement (°C) | 48 |
| Pression de prélèvement (bar) | 28 |

D'après les valeurs de tableau II. 1 on constate clairement la présence de dioxyde de carbone de 0,6 molaire de teneur de gaz de départ qui provoque un phénomène de corrosion dans les conduites de transport de gaz nommé corrosion par CO₂ ou corrosion douce (Sweet corrosion).

B- Les débits quotidiens et la vitesse moyenne du gaz de départ de Berkaoui :

A l'échelle industrielle, il est nécessaire de connaître la vitesse moyenne d'écoulement du gaz et de voir leur effet sur le bruit et les phénomènes d'encrassement des filtres et d'érosion (dû à l'entraînement de poussières) des conduites de transport du gaz, et même de voir si la vitesse d'écoulement du gaz est dans les normes (20 m/s) ou bien non [8].

La vitesse moyenne et le débit moyen du gaz de départ et d'arrivée calculé est donnée par.

$$Q_m = \frac{\sum_{i=1}^n Q_i}{n} \dots\dots\dots (II.1).$$

Q : Est le débit entrant et sortant, prélevé chaque deux heures.

Q_m: Le débit moyen.

n= 12 (12 prélèvements).

$$Q_m = \frac{366000}{12} = 30500 \text{ m}^3/\text{h}.$$

La vitesse moyenne :

$$V_m = \frac{Q_m}{S} \dots\dots\dots (II.2).$$

S : La section d'un tube $S = \pi \times r^2$.

D= 12" = 304.8mm = 0.3048m.

D : Le diamètre intérieur du tube.

$$V = \frac{30500}{0.0729} = 418381.34 \text{ m/h} = \frac{418381.34}{3600} \text{ m/s} = 116.22 \text{ m/s.}$$

$$V = 116.22 \text{ m/s.}$$

Le tableau II. 3 donne les débits du gaz de départ de la station de Berkaoui, ces débits sont effectués le 24 Avril 2013 pour des prélèvements à chaque deux heures.

Tableau II. 3 : Les débits du gaz de départ de Berkaoui.

| Heures | Débit (m ³ /h) |
|----------|---------------------------|
| 00 :00 h | 29000 |
| 02 :00 h | 29000 |
| 04 :00 h | 30000 |
| 06 :00 h | 30000 |
| 08 :00 h | 31000 |
| 10 :00 h | 31000 |
| 12 :00 h | 33000 |
| 14 :00 h | 33000 |
| 16 :00 h | 33000 |
| 18 :00 h | 31000 |
| 20 :00 h | 28000 |
| 22 :00 h | 28000 |

Les valeurs de tableau II. 3 montre que les débits de gaz de départ de Barkaoui sont stable pour chaque quatre heures de prélèvement (de 00 :00 h à 02 :00 h le débit est de 29000 m³/h et a partir de 04 :00 h à 06 :00 h le débit est d'ordre 30000 m³/h).

Même en note encore que la valeur de vitesse moyenne calculée pour l'écoulement du gaz de départ de Barkaoui est d'ordre 116.22 m/s. Cette valeur de vitesse n'est pas conforme à la norme internationale (20 m/s) [8].

II.2.2 Le gaz du champ de Guellala (l'arrivé) :

A- Composition chimique et les propriétés physico-chimiques du gaz de Guellala :

Les résultats des analyses chimiques et des propriétés physico-chimiques du gaz d'arrivé située à l'unité de Guellala sont regroupés et donnés dans les deux tableaux II. 4 et II. 5.

Tableau II.4 : Les compositions chimiques du gaz du champ de Guellala (l'arrivé).

| Constituants | % molaires | La masse molaire |
|--------------------|------------|------------------|
| Azote | 2.60 | 28 |
| Dioxyde de carbone | 0.58 | 44 |
| Méthane | 54.92 | 16 |
| Ethane | 20.94 | 30 |
| Propane | 13.07 | 44 |
| i-Butane | 1.39 | 58 |
| n-Butane | 4.12 | 58 |
| i-Pentane | 0.63 | 72 |
| n-Pentane | 0.99 | 72 |
| Hexanes | 0.50 | 86 |
| Heptanes | 0.15 | 100 |
| Octanes | 0.05 | 114 |
| Nonanes | 0.06 | 128 |
| Décanes | 0.00 | / |
| Undécanes | 0.00 | / |
| Dodécanes | 0.00 | / |
| Tridécanes | 0.00 | / |
| TOTAL | 100.00 | M_{gaz} |

A partir des valeurs de la teneur chimique du gaz d'arrivé et comparable avec les valeurs des analyses chimique de gaz de départ en remarque une léger augmentation ou diminution sur les valeurs de la composition chimique du gaz d'arrivé ou départ.

D'autre au part une diminution de 0.02 % molaire de CO₂ de la teneur de départ à la teneur d'arrivé peuvent être suffisante pour provoquée une dégradation de la conduite de transport de gaz par un phénomène de corrosion dû à la présence de CO₂, qui abaisse le pH, conduisant à une acidification de milieu de la conduite et par conséquence provoque une corrosion chimique appelée corrosion douce.

Tableau II. 5 : Les propriétés physico-chimiques du gaz du champ de Guellala (l'arrivé).

| | |
|---|---------|
| Masse molaire (g/mole) | 26.99 |
| Pouvoir calorifique supérieur (KJ/m³) | 57398.6 |
| Densité par rapport à l'air | 0.9300 |
| Température de prélèvement (°C) | 40 |
| Pression de prélèvement (bar) | 23.5 |

La comparaison entre les différentes valeurs des propriétés physico – chimiques du gaz de départ et d'arrivé montre clairement une variation léger de ces propriétés physico-chimiques de gaz, cette stabilité est due à la teneur chimique identique de gaz de départ et d'arrivé.

B- Les débits quotidiens et la vitesse moyenne du gaz d'arrivé de Guellala :

Le tableau II. 6 reflet les débits du gaz d'arrivé de la zone de Guellala, ces débits sont effectués le 24 Avril 2013 pour des prélèvements à chaque deux heures.

Tableau II. 6 : Les débits du gaz d'arrivé de Guellala.

| Heures | Débit (m ³ /h) |
|----------|---------------------------|
| 00 :00 h | 30000 |
| 02 :00 h | 30000 |
| 04 :00 h | 29000 |
| 06 :00 h | 29500 |
| 08 :00 h | 28500 |
| 10 :00 h | 28500 |
| 12 :00 h | 29000 |
| 14 :00 h | 30000 |
| 16 :00 h | 31000 |
| 18 :00 h | 28000 |
| 20 :00 h | 30000 |
| 22 :00 h | 30500 |

Les valeurs de tableau II. 6 montre que les débits de gaz d'arrivé de Guellala sont stable au tour de 30000 m³/h pour l'ensemble des prélèvements effectuées.

La valeur de vitesse moyenne de transport calculée à l'aide des formules précédentes du gaz d'arrivé de Guellala est d'ordre 112.40 m/s. On note encore que cette valeur de vitesse d'arrivée n'est pas conforme à la norme internationale (20 m/s).

II.3 Evolution des aciers pour tubes de transport de gaz entre Berkaoui et Guellala :

II.3.1 Caractéristiques mécaniques des tubes :

Le développement des transports à grande distance de quantités importantes d'hydrocarbures a nécessité l'emploi des tubes de grand diamètre, exploités à des pressions plus élevées. Pour éviter d'atteindre des épaisseurs difficiles à souder et faire des économies d'acier, on a eu recours à de nouvelles nuances à caractéristiques mécaniques améliorées.

C'est ainsi qu'on a vu apparaître les grades X60, X65, X70, X80 et même X100. Les aciers des tubes peuvent être divisés en deux groupes : aciers au carbone faiblement alliés et aciers à faible teneur en carbone.

Dans le premier groupe on trouve les aciers ferrito-perlitique X42 à X52 renfermant jusqu'à 0.3 % C, 1.6 % Mn, 0.7 % Si. Dans le deuxième groupe on trouve les aciers ferrito-perlitiques faiblement alliés à basse teneur en carbone X56, X50, X65, X70 renfermant 0.12 % C, 0.45 % Si, 0.25 % S, 1.9 % Mn, 0.1 % V, 0.1Nb, 0.015 % Al. Pour les conduites de diamètre supérieur à 1020 mm, destinée à fonctionner sous des pressions élevées, on utilise généralement des tubes en acier de laminage contrôlé [1,6].

Les propriétés mécaniques des structures ferrito-perlitique peuvent être modifiées, entre autre par l'affinement des grains ferritiques. C'est le seul procédé qui permet d'améliorer à la fois les caractéristiques de traction R_e et/ou R (limite d'élasticité) et la température de transition.

L'objectif est l'obtention d'une structure ferrito-perlitique à grains fin des produits plats laminés. Ces dernières années le laminage contrôlé a été complété par le refroidissement accéléré par arrosage à l'eau afin d'améliorer les caractéristiques mécaniques des tôles. Cela a permis d'accroître la résistance de l'acier de laminage contrôlé, jusqu'à 700 MPa, sans modifier pratiquement la ténacité à la rupture et la tenue au froid. A des vitesses de refroidissement suffisamment élevées les éléments perlitiques de la structure sont remplacés par une structure bainitique [6].

Dans les aciers ferritiques, de telles vitesses font augmenter la quantité de bainite à basse teneur en carbone. Les meilleures améliorations des propriétés mécaniques sont réalisables dans les aciers de classe bainitique à teneur en carbone particulièrement basse. De tels aciers ont une grande perspective pour l'emploi dans la fabrication des tubes pour la réalisation des gazoducs de grand diamètre et haute pression de service.

Des études récentes montrent que l'efficacité de l'emploi de l'acier bainitique de composition chimique: 0.03 % C, 0.15 % Si, 1.90 % Mn, 0.04 Ni, 0.02 % Ti, dans la fabrication des tubes de dimensions 1420 x18.7 mm. De tels tubes ont une ténacité élevée à la rupture ductile [6], à des températures proches de -30°C , avec une tenue au froid suffisante

et des limites de résistance à la rupture $\sigma_r = 644$ MPa et à l'écoulement $\sigma_{0,2} = 600$ MPa: (British steel 1995).

II.3.2 Les propriétés mécaniques d'un tube de type API 5L X52 relié entre Berkaoui et Guellala :

Les propriétés mécaniques de l'acier au carbone couramment utilisé dans l'industrie gazoduc dans la direction longitudinale ont peut être déterminées à partir d'éprouvettes normalisées, celles-ci plates normalisées voir la figure suivante [4].



Figure II.2 : Eprouvette d'essai de traction.

Module d'élasticité ou le module de Young traduit la rigidité d'un matériau, c'est-à-dire la propriété qu'à un matériau à se déformer de façon élastique réversible sous l'action d'une contrainte, sa formule est donnée par la relation :

$$\mathbf{E = (Contrainte / Déformation)}$$

La grandeur de module de Young dépend de l'intensité des liaisons atomiques.

Le tableau II. 7 rassemble les différentes essais de traction effectués sur un tube d'acier de type API 5L X52 utilisés beaucoup dans l'industrie de tube de pipeline; et relié entre les deux stations de séparation et de traitement du gaz située à Berkaoui et Guellala.

D'après les résultats des essais expérimentaux effectués sur les trois tubes en acier de différentes dimensions exposés aux différentes charge totale extérieur, nous remarquons que les valeurs de la résistance de rupture d'un même acier sont différentes de l'ordre de 53.96 N/mm² pour l'acier N° 1, de 53.45 N/mm² pour l'acier N° 2 et de 53.40 N/mm² pour l'acier N° 3, par conséquent la limite élastique des trois tube en acier choisi pour cette étude sont différentes cette différence due à la différence de large et la charge total appliquée sur les repère .

Tableau II. 7 : Essai de traction d'un tube de type API 5L X52.

| Les repères | Dimensions | | | Charge total (N) | Résistance de rupture (N/mm ²) |
|-------------|------------|------------|----------------------------|------------------|--|
| | Larg (mm) | Epais (mm) | Section (mm ²) | | |
| N° 01 | 24 | 12.2 | 292.8 | 15800 | 53.96 |
| N° 02 | 25.3 | 12.2 | 308.66 | 16500 | 53.45 |
| N° 03 | 26.4 | 12.2 | 322.08 | 17200 | 53.40 |

II.4 La corrosion particulière rencontré dans les gazoducs (tubes en acier) relié entre les deux régions de Berkaoui et Guellala:

Les problèmes les plus importants posés par la corrosion dans les conduites en acier au carbone relié entre les deux sites de production et de traitement de Berkaoui et Guellala sont causés par des substances chimiques conduisant à une acidification de l'eau contenue dans le brut ou les gaz naturel.

Cette corrosion apparaît quand l'eau contenue dans le brut ou gaz naturel entre en contact avec les parois métalliques des tubes pendant un temps suffisant pour pouvoir amorcer une corrosion et ce quelque soit la teneur en eau de l'effluent.

Les facteurs conférant à l'eau une agressivité sont :

- ✓ Le CO₂ qui abaisse le pH et provoque une corrosion chimique appelé : corrosion douce ou « sweet corrosion » dans les tubes qui transportent le gaz.
- ✓ L'H₂S qui provoque la corrosion de différents types suivant la nature des métaux et les conditions de productions.

Comme la teneur de gaz de région de Berkaoui riche en substance de CO₂, donc la grande partie de corrosion rencontrée dans les conduites en acier relié entre les deux sites de Berkaoui et Guellala dû à la présence de CO₂.

II. 4. 1 Mécanisme de la corrosion due à la présence de CO₂ (Sweet corrosion) :

On a constaté qu'en dépit de l'absence d'oxygène dans les conduites de transport du gaz naturel et relié entre les deux sites de production et de traitement de Berkaoui et Guellala, la surface des conduites en acier est souvent fortement attaquée par les composés corrosifs des fluides (eau, CO₂ et acides aliphatiques légers).

D'après les études faites par R. L. Martin et S. Nesic et S. Wang il ressort que le gaz carbonique joue un rôle principal dans ces attaques ; la pression partielle du CO₂ peut être utilisée comme une mesure de l'activité du liquide de condensation [9][12].

Quand l'anhydride carbonique se dissout dans l'eau, il se transforme en acide carbonique suivant la réaction (1)

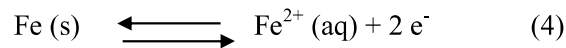


Qui à son tour se met en équilibre avec les ions bicarbonate, carbonate et les protons,

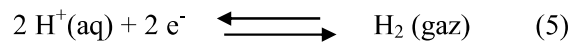
suivant les équilibres (2) et (3)



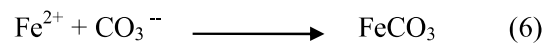
La réaction à l'anode :



La réaction à la cathode :



Produit de corrosion :



Le FeCO_3 est un produit de corrosion qui précipite dans la solution et forme un film sur la surface de la conduite en acier qui augmente la corrosion, la corrosion par CO_2 est influencée par différents facteurs tel que le pH, la température et la composition du fluide.

La présence de CO_2 dans les conduites de transport du gaz qui sont en acier fait augmenter la concentration des ions H^+ du milieu corrosif, conduisant à des pH acides.

Pour une température donnée, la concentration totale de CO_2 dissous est proportionnelle à sa pression partielle suivant la loi de Henry :

$$\text{Solubilité de } \text{CO}_2 \text{ dissous} = \text{K} \cdot \text{P}(\text{CO}_2)$$

Donc la solubilité du CO_2 augmente avec l'augmentation de la pression et diminue avec l'augmentation de la température.

II.5 La lutte contre la corrosion dans les conduites de transport du gaz relié entre les deux régions de Berkaoui et Guellala:

II.5.1 Revêtement des tubes

On utilise généralement la technique classique des trois couches et du Fusion-Bonded Epoxy (FBE) pour l'isolation extérieure. Nous utilisons aussi bien de la polyoléfine que du polyéthylène (PE) et du polypropylène (PP). L'objectif principal est de protéger le tube par le processus de revêtement de la corrosion interne et externe.

II.5.1.1 Revêtements extérieurs

➤ Revêtement Fusion Bonded Epoxy

Les revêtements FBE constituent des couches de résine durcissant thermoplastiques, qui sont apposées par un procédé thermostatique sur les tubes d'acier et les protègent de la corrosion.

Le FBE peut être utilisé à des températures d'exploitation allant jusqu'à 110 °C, l'épaisseur typique est comprise entre 350 et 450 micromètres. Une deuxième couche entraîne une excellente résistance aux détériorations du pipeline, même dans les conditions environnementales les plus difficiles [9].

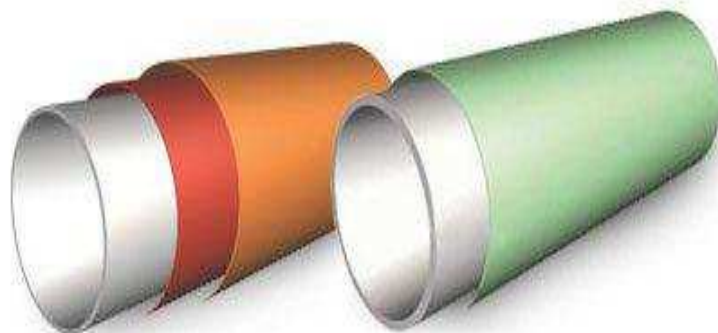


Figure II.3 : Revêtement FBE.

➤ **Revêtement extérieur polyoléfine trois couches**

Le revêtement polyoléfine par 3 couches est une combinaison de résine thermoplastique durcissant, de couche d'adhérence copolymère et de thermoplastique apposée sur les tubes d'acier afin de garantir leur protection contre la corrosion et les détériorations mécaniques [9].

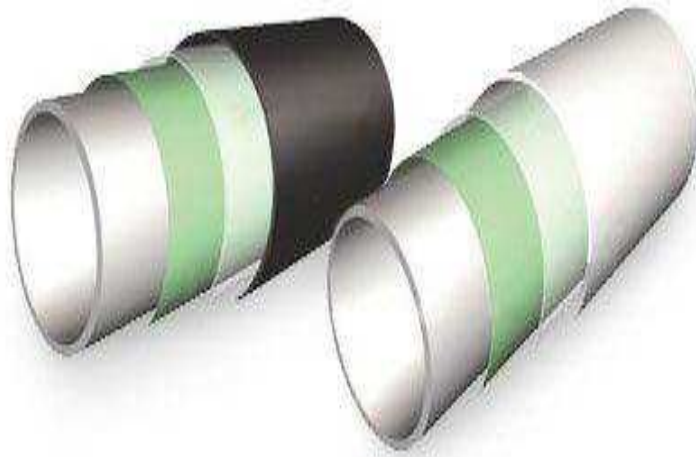


Figure II.4 : Revêtement extérieur.

II.5.1.2 Revêtements intérieurs

➤ **Revêtements pour l'amélioration du débit**

Une résine époxy liquide est pulvérisée sur la paroi interne des tubes dans une épaisseur typique de 60 à 100 micromètres. Il en résulte une amélioration de la capacité de transport du gaz, une minimisation des résistances de friction et donc une réduction des stations de compresseurs. La simplification du nettoyage et la protection temporaire contre la corrosion font du revêtement Flow Coating une solution unique et économique pour le transport du gaz [9].

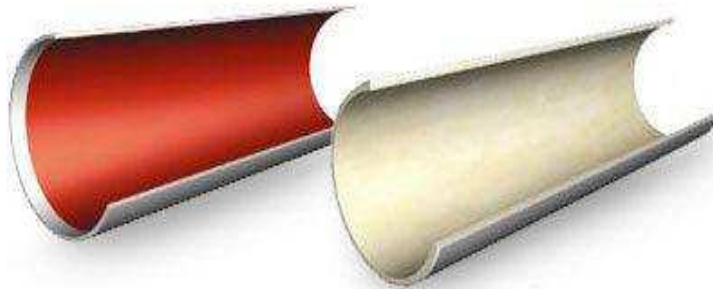


Figure II.5 : Revêtements en résine époxy liquide pour les pipelines d'eau.

Une résine époxy liquide est pulvérisée sur la paroi interne des tubes dans une épaisseur de 400 à 500 micromètres. Pour ce faire, nous utilisons une nouvelle génération de résines époxy sans solvants.

Un objectif permanent de l'exploitation des pipelines est d'assurer des transports massifs d'hydrocarbures dans le respect de l'Environnement et de la Sécurité. Cet objectif est atteint par la mise en œuvre de plan de surveillance et de maintenance qui est destiné à maintenir l'intégrité des lignes et éviter toute perte de confinement. La présentation expose les risques auxquels sont soumis les pipelines et les mesures qui sont mises en œuvre pour y répondre [9].

II.5.2 L'injection de l'inhibiteur de corrosion

➤ Description:

L'inhibiteur de corrosion injecté au sein des conduites de transport du gaz relié entre les deux régions de Berkaoui et Guellala pour un but, de minimiser la corrosion produite dans les conduites lorsque le gaz est transporté, leurs caractéristiques est les suivantes :

Nom commercial : Chimec 1038.

Famille chimique :- mélange d'amines aliphatiques et l'ammino-dérivés.

-Et en solvant aromatique à haut point d'ébullition.

Le chimec 1038 est un inhibiteur de corrosion avec une action filmant extrêmement efficace tant dans la phase liquide que dans la phase vapeur. Les composés actifs du chimec 1038 sont oléo solubles dans l'eau; ils ne contiennent pas de métaux lourds et n'ont pas d'effets sur les catalyseurs [10].

Tableau II. 8: Les propriétés physico-chimiques de l'inhibiteur chimec 1038 :

| | |
|------------------------------------|-----------------------------------|
| Etats physique à 20 °c | liquide |
| Couleur | Brune |
| Odeur | Plaquant |
| Changement d'état | 750 mm Hg |
| Point de fusion | ≤ -20 °c |
| Température d'ébullition initiale | 56 °c |
| Masse volumique à 20 °c | 0.83 g/cm ³ |
| Densité de vapeur relative (air=1) | ≥ 1.0 |
| Viscosité à 20 °c | ≤ 10 Cps |
| Solubilité dans l'eau (poids) | Dispersible |
| Soluble dans | solvant organique et hydrocarbure |
| PH dans l'eau distillée | 11.0 |
| Point d'éclaire ASTM D 56 °c | ≤ -18 |
| Temps d'auto inflammation °c | ≥ 300 |
| Limites d'explosivité : | |
| Inférieur %volumique | 0.6 |
| Limites d'explosivité : | |
| Supérieur %volumique | 0.7 |

Le chimec 1038 est un mélange équilibré de composés à volatilité différente capable de produire un film approprié sur toutes les surfaces métalliques. Le chimec 1038 est recommandé principalement comme inhibiteur de corrosion pour les appareillages de production gaz et dans les champs de pétrole, compris les installations de profondeur et les oléoducs. D'autres applications comprennent les systèmes de traitement du gaz, des installations de distillation. Le chimec 1038 est injecté en fonction des paramètres du système et de la gravité de la corrosion. Sur les débits liquides, le dosage du produit est d'environ 5-25 ppm alors que sur les débits de gaz le rapport de gaz fluide est d'ordre 15000-60000 m³/h [10].

II.5.3 La protection cathodique par courant imposé utilisée sur les pipelines de gaz relié entre Berkaoui et Guellala :

Elle consiste à utiliser un générateur extérieur au système métal/solution qui débitera un courant continu, de sens tel que dans la solution il "sortira" d'une pièce anodique appelée déversoir pour pénétrer dans le métal à protéger et le rendre cathodique.

II.5.3.1 Le principe de la protection

La protection cathodique par courant imposé consiste à relier au pôle négatif d'une source à courant continu, l'ouvrage à protéger, tandis que le pôle positif est relié à une pièce conductrice (en métal ou en graphite) enterrée à une certaine distance.

Le courant partant de cette pièce appelée déversoir, traverse le sol, est capté par la canalisation et retourne au générateur par circulation dans le métal de la conduite. La canalisation est alors rendue négative par rapport au sol. Si le critère de potentiel est atteint en tous points, la conduite est protégée cathodiquement [11].

- Le déversoir est l'anode, soumise à corrosion, du système électrochimique conduite-sol-déversoir.
- Le déversoir est relié à la borne positive du générateur, et la valeur mesurée de son potentiel dans le sol, donne souvent une indication positive.
- Dans les deux cas (déversoir ou anode sacrificielle), l'électrode dont le potentiel est rendu plus positif, soit à la mise en service du générateur, soit lorsque la liaison électrique des deux métaux est réalisée, doit être considérée comme l'anode du

système. Ces considérations montrent qu'il faut éviter de désigner l'anode d'un système à partir du signe d'un potentiel.

II.5.3.2 Générateur de courant continu

Le poste de soutirage est un générateur de courant continu. Habituellement il est constitué par un transformateur-redresseur alimenté à partir du réseau électrique basse tension 220 V [11].

Les calibres utilisés pour la protection cathodique des conduites enterrées du gaz ont été normalisés aux valeurs de :

1 A sous 48 volts) appareils destinés plus particulièrement.

3 A sous 48 volts) aux réseaux de Distribution.

6 A sous 48 volts) appareils destinés plus particulièrement.

15 A/30 A sous 48/24 volts) aux canalisations de Transport.

Les réglages de la tension et du courant de sortie se font à partir d'un roto-transformateur. Tous les appareils sont munis d'indicateurs pour le contrôle de leur fonctionnement.

II.5.3.3 Le déversoir

Le déversoir sert à injecter le courant de protection cathodique dans le sol. Il doit donc être constitué de matériaux conducteurs de courant. Se comportant comme une anode, il est soumis aux phénomènes d'oxydation. La masse du matériau constituant le déversoir devra être déterminé pour que l'installation ait une durée de vie de l'ordre de 15 à 20 ans [11].

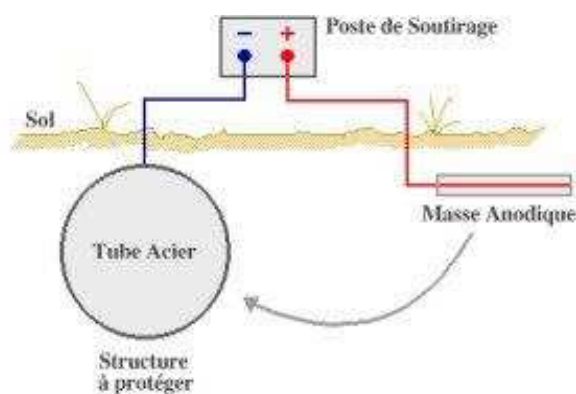


Figure II. 6 : Schéma descriptif de la protection cathodique par courant imposé.

Conclusion

Au cours de transport de gaz dans les gazoducs, il convient de prendre en compte plusieurs considérations également importantes telles que la qualité et la quantité de gaz transporté, la vitesse d'écoulement, la résistance et la souplesse d'acier de pipe, et aussi la protection de notre ouvrage pour un bon résultat technico-économique.

L'objectif assigné à notre travail était d'étudier le gazoduc dans la région Haoud Berkaoui qui transporte le gaz associé, après la séparation de brut dans l'usine de Berkaoui vers Guellala, de longueur 22 Km.

Premièrement, Cette étude nous a permis de déterminer les propriétés physico-chimiques de gaz transporté au départ et à l'arrivé et aussi l'échange des constituants chimiques.

Deuxièmement, Depuis les débits journaliers à pression élevée (30 bar au départ), la vitesse de transport de fluide dans la conduite qui elle est 116.22 m/s (supérieure à 20 m/s) influer directement sur la paroi de pipe par les phénomènes d'érosion et d'encrassement. Plus sa il y a une perte de charge qui diminuer la pression de service jusqu'a 23.5 bar.

Par conséquent, les expériences d'analyse du comportement d'un tube de type X52 sous chargement des pressions différentes, ont montré que ce tube subit à la pression de service, et qui nous a permis de constater que le tube fonctionne dans le domaine élastique.

En fin, dans notre étude on a essayé de parvenir à la corrosion des pipes, et les solutions trouvant dans la région HBK qui contribuer à la résolution de ce problème par les trois méthodes utilisables dans cette région (les revêtements, l'injection d'inhibiteur et protection cathodique par un courant imposé).

Nous conduisons à conclure que le gazoduc actuel installé dans la section entre Berkaoui et Guellala ne nous permet pas d'atteindre une configuration optimale 100 % d'un réseau de transport pour un gaz leur teneur en CO₂ dépasse 0.25 % et à vitesse découlement dépasse 20 m/s.

Bibliographie

Bibliographie

- [1] F. AGGOUNE, « Evaluation de l'endommagement des tubes dans leurs conditions d'exploitation », Mémoire de Magister, Université Mentouri Constantine (2010).
- [2] «Manuel d'exploitation (HAOUD BERKAOUI)».Régistre de SONATRACH / DP / HBK (2005).
- [3] Luc JOIN-LAMBERT: « Généralité sur le transport international du gaz ». (1995).
- [4] AHMED MOKHTARI: «L'intervention sur pipeline-méthodes, procédures et moyens », SONATRACH / TRC / RTC(2005).
- [5] A.BOUZIANE -: «Contribution à la détermination des critères des qualités des tubes soudés soumis à une pression intérieure ». Thèse de Magistère en génie mécanique. Université M'HAMED BOUGARA BOUMERDES. Année universitaire 2007/2008.
- [6] R. BOUZID, E. BOUALI, M. GACEB: «Analyse tendancielle et différentielle des interactions entre le procédé de soudage d'assemblage de gros tubes et son environnement ». 18^{ème} Congrès Français de Mécanique Grenoble, 27-31 août 2007.
- [7] Rita C. C. Silva, João N. C. Guerreiro and Patricia R. C. Drach Automatic finite element solid modeling, «burst and error analyses of corroded pipelines. International of mechanics». issue 3. volume 2.2008 P82°.
- [8] BOUCLY. Gaz de France : «Configuration optimale d'un réseau de transport ». Edition tran.92.1.BOUC.
- [9] A.JENKINS: «Introduction to corrosion in oil and gas production », MI production Chemicals, Algiers, 2006.
- [10] GHAZAL.FATIMA: « Etude de l'inhibiteurs de corrosion chimec 1038 pour traitement d'huile (pétrole brut) au de la région pétrolière Haoud Berkaoui ». Mémoire de master Université KASDI MERBAH Ouargla. Année universitaire 2010/2011.
- [11] chambre syndicale de la recherche et de production du pétrol et du gaz naturel;comité des techniciens «Technique de la protection cathodique (guide pratique) ».1986. Editions technip-paris.
- [12] S. NESIC, SH. WANG, J. CAI. "Integrated CO2 corrosion – multiphase flow model », Institute for corrosion and multiphase technology, Athens, Corrosion 2004, Nace, Houston, TX, 2004.

Bibliographie

الملخص

نظرا لتزايد الطلب العالمي على الغاز يوما بعد يوم فان السير في هذا الاتجاه يتطلب سواء الرفع من تدفق الإمدادات و الذي ينعكس بدوره على ضغوط التشغيل مما يؤدي إلى الرفع منها أو الزيادة في شبكة خطوط أنابيب الغاز والذي يعتبر مكلفا نظرا لضخامة المشاريع والمشاكل الجيوسياسية الممكنة. لذا فان التحسين في نوعية الغاز المنقول و الزيادة في طاقة تحمل الأنابيب لهذه الضغوط المرتفعة أصبح ضرورة ملحة. وهذا بالتقليل من محتوى المركبات الآكلة في الغاز، و كذلك بزيادة في سمك الأنبوب وكذا قطره والتحسين في الخواص الميكانيكية والكيميائية مع الأخذ بعين الاعتبار مختلف المشاكل التي يمكن أن تتعرض لها الأنابيب كمشكل الصدأ والذي يساهم بنسبة كبيرة في التقليل من الضغط الحدي الذي يمكن أن يتحملها الأنبوب.

في هذا العمل لقد درسنا الخواص الميكانيكية لأنابيب الغاز ومشاكل نقل الغاز الطبيعي في منطقة حوض بركاوي ، وطرح الحلول التي تجنب هذه المشاكل.

الكلمات المفتاحية: أنبوب الغاز. الغاز. التدفق. ضغط الخدمة. الصدأ.

Résumé

La demande internationale de gaz augmente jour après jour. Alors, il est nécessaire d'augmenter le débit de ses approvisionnements tout en augmentant la pression de fonctionnement ou l'augmentation du réseau des gazoducs. Ceci est considéré comme très coûteux en raison des projets énormes et des problèmes géopolitiques qui peuvent être rencontrés. Ainsi, l'amélioration de qualité de gaz a transporté et l'augmentation de la résistance de la conduite devient une nécessité. Par conséquent, la teneur des constituants corrosifs dans le gaz doit être diminuée, et aussi l'épaisseur du tube doit être augmentée et ses caractéristiques mécaniques et chimiques doivent être améliorées, en prenant en considération les différents problèmes auxquels font face ces tubes tels que la corrosion qui participe en grande partie à la diminution de la pression maximale, à laquelle peut résister le tuyau.

Dans ce travail en a étudié les caractéristique mécanique des gazoducs, les problèmes de transport du gaz dans la région de hauod berkaoui, et les solutions qui a posée pour éviter ces problèmes.

Mots clés: Gazoducs, Gaz, Débit, Pression de fonctionnement, Corrosion.

