

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la
Recherche Scientifique



Ecole Nationale Polytechnique
Département Hydraulique

Mémoire Master

Thème :

*Calcul des pressions le long d'un pipeline et détermination de l'emplacement
des stations de pompages*

« Application à l'oléoduc OZ1 »

Présenté par:

M. Ammar AIT OUARAB

Dirigé par:

M. BENZIADA (ENP)

Promotion : juin 2014

Remerciements

Je tiens particulièrement à exprimer nos vifs remerciements et respects à Monsieur S.BENZIADA, enseignant à l'Ecole National Polytechnique, pour ses précieux conseils, orientations et leur disponibilité tout au long de ce travail. Merci pour votre précieuse aide et votre patience.

Mes remerciements et ma gratitude vont également à l'ensemble des membres du jury qui ont bien voulu accepter d'examiner notre travail.

Mes remerciements et ma reconnaissance vont à tous les enseignants du département, pour qualité de la formation qu'ils nous ont donnée durant les trois années de spécialité.

Je remercie très chaleureusement toutes les personnes ayant contribué, de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

- *Ma très chère mère ;*
- *Ma très chère sœur ;*
- *Ma très chère grand-mère ;*
- *A toute ma famille ;*
- *Tous mes amis.*

A.AIT OUARAB

ملخص:

الهدف من هذا المشروع الدراسي هو الدراسة الفنية لخط الأنابيب الناقل للبتروال للشركة الوطنية، سوناطراك، وتحديد مكان وضع محطات الضخ. هذه الانابيب تسمح بنقل البترول من حاسي مسعود إلى ارزيو.

كلمات مفتاحية: البترول، انابيب البترول، MATLAB.

Résumé :

Le but de ce projet de fin d'études est relatif à une étude technique d'un oléoduc de l'entreprise nationale des hydrocarbures, SONATRACH, et principalement de déterminer l'emplacement des stations de pompages. Cet oléoduc permettra l'évacuation du pétrole de Hassi-Messaoud vers Arzew.

Mot clés : Pétrole, Oléoduc, Matlab.

Abstract :

The aim of this project graduation is on a technic study of a pipeline for the national hydrocarbons, Sonatrach, and mainly the emplacement of pumping station. This pipeline will evacuate the oil of Hassi Messaoud to Arzew.

Keyword: Oil, Pipeline, Matlab.

SOMMAIRE

Introduction générale	2
Chapitre I: Généralité sur le transport des hydrocarbures	03
I. Introduction	4
II. Définitions préliminaire	4
III. Le pétrole	5
a. Etat chimique	5
b. Etat physique	6
III.1. Origine et formation du pétrole	6
III.1.1 Le chemin de la matière organique vers le pétrole	7
III.1.1.2 La formation du kérogène	7
III.1.1.3 La maturation du kérogène en pétrole	7
III.1.1.4 Le cas des schistes bitumineux	9
III.2 Formation des gisements de pétrole	9
III.2.1 Migration primaire	9
III.2.2 Migration secondaire	9
III.3 Les différents « pièges à pétrole »	10
III.3.1 Pièges structuraux	10
III.3.2 Pièges stratigraphiques	10
IV. Classification du pétrole	11
IV.1. Classification Selon la densité	11
IV.2. Classification selon la teneur en soufre	12
IV.3. Classification selon la composition chimique	12
V. Les bruts de référence	12
VI. Les réserves mondiales du pétrole	13
VI.1 Autour du globe	13
VI.2 Réserves traditionnelles et non traditionnelles	13
VII. Historique du transport par canalisation	14
VIII. Les différents moyens de transport	15
VIII.1. Transport par oléoduc	15
VIII.1.1 Causes du développement du transport par conduites	15
VIII.2. Transport Maritime	16
VIII.3. Les Autres Modes de transport	16
IX. Caractéristiques du pipeline	17

IX.1. Exploitation des pipelines	17
IX.2. Utilisation des pipelines	17
X. Conclusion	17
Chapitre II : Notions hydrauliques.....	18
I. Introduction aux équations de la mécanique des fluides	19
I.1.1 Equation générale du mouvement	19
I.1.2. Equation caractéristique du fluide	19
I.1.3. Equation de continuité	20
I.2. Equation de Bernoulli	20
II. Calcul des pertes de charge	21
II.1 Calcul des pertes de charge linéaires	21
II.2 Calcul des pertes de charge singulières	21
II.3 Les pertes de charge totales	22
III. Régime d'écoulement	22
IV. Calcul du coefficient des pertes de charge	23
IV.1. Ecoulement laminaire	23
IV.2. Ecoulement turbulent	23
V. Conclusion	25
Chapitre III : La corrosion	26
Introduction	27
2. Evaluation du danger de la corrosion externe	27
2.1. Agressivité propre du sol	27
2.2. Effet d'électrolyse	28
3. Les moyens de protection	28
3.1. Les revêtements isolants	28
3.2. Protection cathodique	29
3.3. Protection par anode sacrificielle	29
3.4. La protection cathodique par courant imposé	30
3.5. La protection contre l'électrolyse	30
4. Corrosion interne	30
4.1. Types et utilisation des inhibiteurs	30
5. conclusion	31
Chapitre III : Etude Hydraulique	32

I. Introduction	33
II. Station de pompage	33
III. Profil en long de l'oléoduc	33
III.1 Description de tracé	33
IV.1. Programme générique.....	34
IV.1.1. Description.....	34
IV.1.2. Algorithme de programme.....	35
V. Résultat d'étude	36
V.1. Profils des pressions	37
VI. Conclusion.....	38

Conclusion générale

Bibliographie

Liste des figures

Figure I-1 Structure des molécules.	6
Figure I.2 Formation et migration du pétrole.....	7
Figure I.3 Hydrocarbures générés à partir du kérogène en fonction de la profondeur d'enfouissement.....	8
Figure I.4 Migrations primaire et secondaire du pétrole conduisant à la formation d'un gisement	10
Figure I.5 Les principaux types de pièges à étrole.....	11
Figure IV.1 Profil en long OZ1.....	33
Figure IV.1 Profil des pressions de la première phase.....	37
Figure IV.1 Profil des pressions de la deuxième phase.....	38

Liste des tableaux

Tableau I.1 situation au 1 ^{er} janvier 2010 des réserves mondiales prouvées de pétrole brut.	14
Tableau I.2 Avantages et inconvénients des différents modes du transport.....	16
Tableau IV.1 Résultat d'étude pour la phase I.....	36
Tableau IV.2 Résultat d'étude pour la phase II.	37

Nomenclature

D: Diamètre interne de la conduite [m] ;

g : Accélération de la pesanteur en $[m/s^2]$;

HMT : hauteur manométrique totale [m] ;

H_{rt} : Pertes de charge dans la tuyauterie d'aspiration [m] ;

K : Coefficient adimensionnel qui dépend de la singularité ;

L : longueur de pipe [km] ;

P : puissance [kw] ;

P_i : Pression initiale [bar] ;

P_b = Pression ambiante au niveau du liquide [bar] ;

P_v = Pression de vapeur du liquide à la température de pompage [bar] ;

Q : Débit d'écoulements $[m^3/h]$;

Re : nombre de Reynolds ;

S : sections d'écoulement $[m^2]$;

V : Vitesse moyenne de l'écoulement $[m/s]$;

Z : altitude du point [m].

ΔH_s : Pertes de charge singulières en [m] ;

ΔH_L : Pertes de charge linéaires [m] ;

SYMBOLES GRECS :

α : Coefficient de correction de l'énergie cinétique;

ε : rugosité des tubes [mm] ;

η : rendement [%] ;

λ : Coefficient de frottement ou de perte de charge ;

μ : Viscosité dynamique [centi-poise] ;

ρ : Masse volumique du fluide $[kg/m^3]$;

Abréviations :

API : Americain Petroleum Institute ;

PC : Poste de coupure ;

PS : Poste de sectionnement ;

SONATRACH: Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures ;

SP : Stations de pompages ;

SpG : la gravité spécifique ;



INTRODUCTION GENERALE



Introduction générale

Malgré les variations de prix successives qu'il a connues depuis le choc pétrolier de 1973, le pétrole conserve toujours dans le monde une place prépondérante, en tête des différentes sources d'énergie, voisine de 40 % à la fin du XXe siècle.

Or, il se trouve que pour une large part, les principales zones productrices sont éloignées des principales zones consommatrices. C'est ainsi que près de 55 % des 3 460 millions de tonnes de pétrole consommés dans le monde en une année ont fait l'objet de transport par mer de zone à zone. Le transport par pipeline a pris également de l'expansion au cours des dernières décennies, son développement s'explique soit parce qu'il permet de raccourcir considérablement les distances à franchir, soit parce que les lieux de production ne sont pas accessibles par mer, soit pour des raisons de sécurité.

En Algérie le programme du gouvernement prévoit l'intensification de l'exploration et le développement de gisements pour accroître les réserves de pétrole et de gaz. Mettre fin à la tendance baissière en termes de production de pétrole et de gaz, augmenter le niveau d'extraction global des hydrocarbures et, partant, nos exportations d'hydrocarbures, tel est le challenge que doit relever Sonatrach au cours des cinq prochaines années. À cet effet, un programme d'investissement de l'ordre de 120 milliards de dollars, dont 80% consacrés à l'amont est prévu au cours cette période. La compagnie pétrolière nationale vise donc à intensifier l'exploration et le développement de gisements.

Pour aider à atteindre ces objectifs les pipes en bon état de fonctionnement sont d'une importance capitale afin d'acheminer toute la production vers les ports d'exportation.

L'objet de ce mémoire est donc d'exposer la démarche suivie dans l'étude et les outils utilisés pour l'accomplissement des calculs nécessaires au dimensionnement de l'oléoduc OZ1.

Le premier chapitre traitera de notions générales sur le pétrole et les écoulements diphasiques, ainsi que les différents moyens utilisés pour le transport du pétrole. Le deuxième chapitre traitera les différentes équations et techniques utilisées dans nos calculs à travers le tracé du PIPE mais aussi les puissances réparties sur les stations de pompes. Le troisième chapitre, sera consacré à l'étude de la corrosion et ses effets sur le pipe. L'étude hydraulique est faite en chapitre IV en présentant l'état actuel du réseau OZ1 et ses caractéristiques. Grâce au programme générique développé nous y exposerons les résultats obtenus.

¹Oléoduc Arzew 1



GENERALITES SUR LE TRANSPORT DES HYDROCARBURES

Chapitre I



I. Introduction

L'utilisation du pétrole remonte à la plus haute antiquité. D'abord, on utilisait ses affleurements dans les crevasses et les roches perméables dans le but curatif et comme combustible. Puis, à l'emplacement des affleurements, on a commencé à creuser des puits pour en extraire du pétrole.

Parmi les produits de raffinage du pétrole, on employait au début que le kérosène pour l'éclairage et comme combustible, alors que le fuel-oil et l'essence étaient considérés comme des déchets et brûlés dans des abris souterrains.

Ce n'est qu'après l'invention du gicleur qu'on a commencé à utiliser largement le fuel-oil comme combustible dans l'industrie et dans le transport ferroviaire, fluvial et maritime. Le fuel-oil devint ainsi le produit principal du raffinage du pétrole.

On sait que le pétrole, le gaz et leurs dérivés fournissent non seulement des combustibles à valeur calorifique élevée, mais constituent également une matière première précieuse pour l'industrie chimique. Ils permettent d'obtenir des alcools, du formol, de l'acétylène, du caoutchouc artificiel, différentes matières plastiques, des fibres artificielles, des colorants, des solvants, des détergents, des médicaments, des engrais artificiels, des huiles, des graisses, et des bitumes pour revêtements, [Sidorov, 1982].

II. Définitions préliminaire

- ✓ Pétrole : Du latin « *petra oleum* » signifiant « huile de pierre ». Le pétrole est un liquide huileux inflammable, composé d'hydrocarbures très divers mais aussi d'impuretés telles que le soufre, l'azote, l'eau salée et certains métaux, dont la couleur varie du jaune au noir. Généralement plus léger que l'eau. On le trouve dans les couches sédimentaires de l'écorce terrestre.
- ✓ Pipeline : Canalisation pour le transport des fluides.
- ✓ Brut (pétrole) : Pétrole non transformé.
- ✓ Oléoduc : Canalisation servant à acheminer le pétrole brut. En anglais, on parle de pipeline.
- ✓ Gazoduc : Canalisation souterraine en acier destiné au transport du gaz naturel sur une longue distance.
- ✓ Baril : Unité de mesure de volume utilisée pour le pétrole brut (159 litres). Elle est couramment utilisée dans l'industrie pétrolière. Son origine remonte aux tonneaux qui servaient à transporter les liquides au temps de la marine à voile.
- ✓ Plate-forme : Ensemble des installations surélevées en mer, servant à exploiter les gisements d'hydrocarbures marins, en supportant les installations de production.
- ✓ Production : Phase d'exploitation commerciale d'un gisement d'hydrocarbures.
- ✓ Densité : Rapport entre la masse volumique d'un corps et celle du même volume d'eau (ou d'air pour les gaz).

- ✓ Hydrocarbure : Composé chimique formé uniquement de carbone et d'hydrogène. L'essence (C₇H₁₆) ou le méthane (CH₄) du gaz naturel sont, par exemple, des hydrocarbures. Indice de gravité API : Est une échelle de valeurs arbitraire utilisée pour mesurer la densité du pétrole brut. La mesure se fait en degrés API (° API). Plus un brut est léger (plus sa densité est faible), plus son indice API est élevé. La plupart des bruts extraits ont des indices entre 20° (lourd) et 60° (léger).

Imaginée par l'American Petroleum Institute (API) et le National Institute of Standard and Technology (NIST), la formule pour déterminer l'indice API est la suivante :

$$\text{Indice API} = (141.5 / (\text{SpG à } 60^\circ \text{F})) - 131.5.$$

Où, SpG est l'abréviation de la gravité spécifique. Dans la pratique, l'indice n'est utilisé que pour les pétroles, mais, à titre de comparaison, l'eau est à 10° API.

- ✓ Manomètre : Instrument servant à mesurer la pression d'un fluide dans un espace clos.
- ✓ Offshore : Terme anglo-saxon signifiant « au-delà du rivage ». Il désigne les gisements et les installations pétrolières situés en mer.

III. Le pétrole :

Le pétrole (littéralement huile de pierre) est un liquide huileux combustible, préférentiellement de couleur sombre et à l'odeur particulière, d'après la composition le pétrole est un mélange de différents hydrocarbures qui déterminent ses propriétés physique et chimiques, [Sidorov, 1982].

a. Etat chimique :

Le pétrole est un produit constitué d'une multitude de molécules composées d'atomes de carbone et d'hydrogène uniquement, on parle d'hydrocarbures. Ces différentes molécules sont caractérisées par le nombre et la structure des atomes de carbone. La chimie minérale distingue quatre grands types d'hydrocarbures en fonction de la nature des liaisons atomiques entre atomes de carbone:

1. **Les alcanes** : Ceux sont les molécules dont la chaîne d'atomes de carbone est composée de liaisons simples, c'est une chaîne aliphatique saturée. Le nombre de carbone varie le plus souvent entre 1 et 20. Autrefois, les alcanes étaient appelés paraffines. Exemples : le méthane, le butane, l'hexane. Formule brute : C_n H_{2n+2}. Un groupe d'alcanes est particulier, ce sont les cycloalcanes dont la chaîne d'atomes de carbone contient au moins un cycle hexane ou pentane. Exemples : le cyclohexane, le méthyle cyclopentane. Formule brute : C_nH_{2n}.
2. **Les alcènes ou carbures éthyléniques** : Ceux sont les molécules dont la chaîne d'atomes de carbone contient une liaison double. Le nombre de carbone varie le plus souvent entre 2 et 20. Autrefois, les alcènes étaient appelés oléfines. Exemples : l'éthylène, le butène, l'isobutène. Formule brute : C_nH_{2n}.
3. **Les diènes ou alcynes** : Ce sont les molécules qui contiennent plus d'une double liaison dans la chaîne aliphatique. Exemples : l'acétylène, les butadiènes. Formule brute : C_n H_{2n-2}

4. **Les chaînes aromatiques** : Ceux sont les molécules dont la chaîne d'atomes de carbone contient au moins un cycle benzénique. Le nombre de carbone est au minimum de 6. Exemples : le benzène, le naphthalène. Formule brute : C_6H_5-Y (où Y représente une molécule attachée au cycle benzénique). [Abbaz, L., Fares, R., 2008]

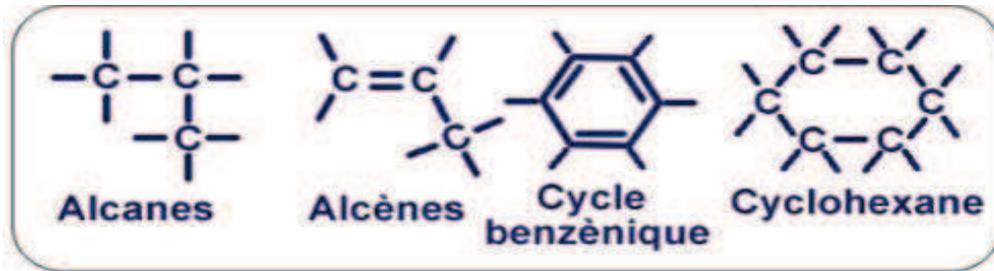


Figure I-1 Structure des molécules.

b. Etat physique :

L'état physique des composés du pétrole dans les conditions normales varie suivant la longueur de la chaîne aliphatique. En effet, plus la chaîne est longue, plus la masse volumique du composé est grande et plus le composé est visqueux. A titre d'exemple, les composés du méthane au butane (C1 à C4) sont gazeux à température ambiante ; à partir de cinq atomes de carbone les composés sont liquides et au-delà d'une quinzaine d'atomes de carbone, ils sont solides. Comme pour toute molécule, l'état physique des composés varie en fonction de la température et de la pression. Ces propriétés sont utilisées en vue de séparer les chaînes de différentes longueurs : la distillation est un exemple de séparation des molécules par la chaleur. [Abbaz, L., Fares, R., 2008]

III.1. Origine et formation du pétrole :

Le pétrole est un combustible fossile dont la formation date d'environ 20 à 350 millions d'années. Aussi appelé « 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, [<http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/formation-du-petrole>].

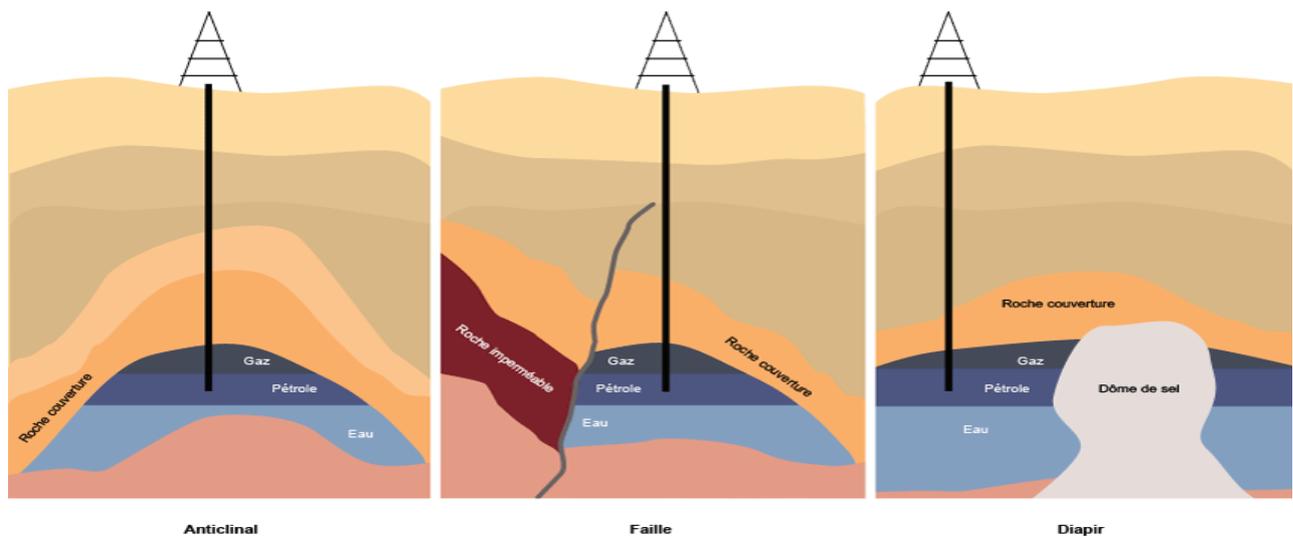


Figure I.2 Formation et migration du pétrole.

III.1.1 Le chemin de la matière organique vers le pétrole :

III.1.1.1 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.

III.1.1.2 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.

III.1.1.3 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.

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.

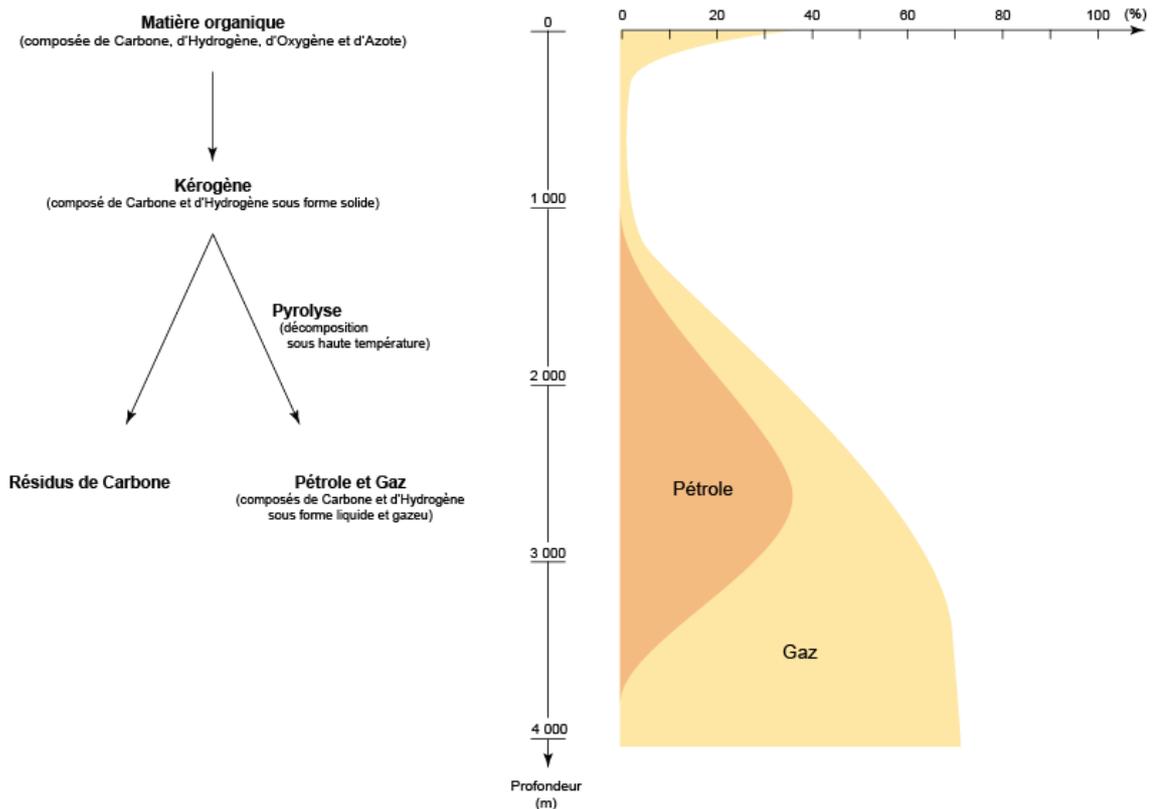


Figure I.3 Hydrocarbures générés à partir du kérogène en fonction de la profondeur d'enfouissement.

III.1.1.4 Le cas des schistes bitumineux :

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

III.2 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.

III.2.1 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.

III.2.2 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), [<http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/formation-du-petrole>].

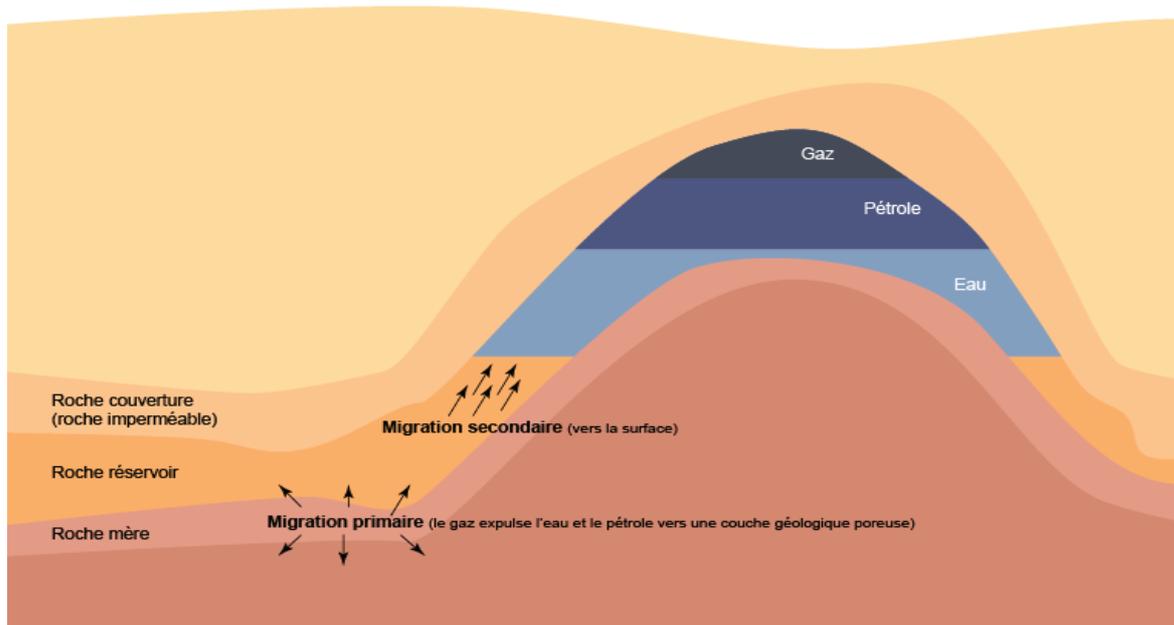


Figure I.4 Migrations primaire et secondaire du pétrole conduisant à la formation d'un gisement

Seule une faible quantité de pétrole brut est concentrée dans les roches réservoirs. En effet, de 10 à 40% des hydrocarbures restent piégés 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, il requiert des techniques d'exploitation particulières et notamment la fracturation hydraulique.

III.3 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.

III.3.1 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.

III.3.2 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.

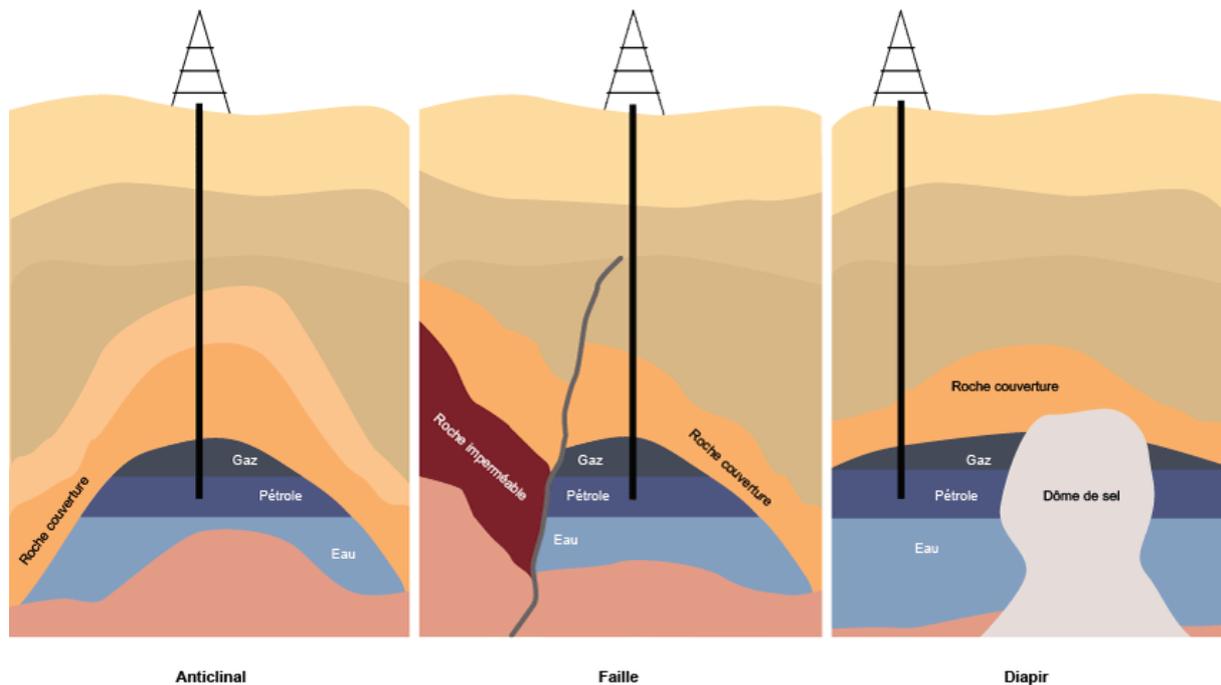


Figure I.5 Les principaux types de pièges à pétrole

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 cette situation, le pétrole migre vers la surface ou vers un autre piège.

IV. 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.

IV.1. Classification Selon la densité :

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 ; le degré API est supérieure à 31.1 ; $API > 31.1$
- **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 ; le degré API compris entre 22.3 et 31.1 ; $22.3 < API < 31.1$

- **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 ; le degré API compris entre 10 et 22.3 ; $10 < \text{API} < 22.3$

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. Le degré API inférieur à 10 ; $\text{API} < 10$. [<http://www.connaissancesdesenergies.org/fiche-pedagogique/formation-du-petrole/>].

Les pétroles les plus légers sont les plus demandés par les raffineurs, car ils donnent directement beaucoup de coupes légères de grande valeur (diesel, essence, naphtha). À l'inverse, les pétroles lourds donnent plus de produits, tels que des bitumes et du fioul résiduel, qu'il faut soit vendre tels quels à bas prix, soit convertir en coupes plus légères, notamment par hydrocraquage (ajout d'hydrogène).

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.

IV.2. Classification selon la teneur en soufre :

Les pétroles avec une faible teneur en soufre (inférieure à 0,5% en poids) sont qualifiés de « sweet » ou « doux » ; au-delà, les pétroles sont qualifiés de « sour » ou « soufrés ». Ceci est important car le soufre est un « polluant-corrosif et poison » que les raffineurs doivent retirer. Ceci a un coût et il diminue donc la valeur du brut.

IV.3. Classification selon la composition chimique :

- Les pétroles paraffiniques : le pourcentage des hydrocarbures paraffiniques est supérieur à 50%.
- Les pétroles naphthéniques : le pourcentage des hydrocarbures naphthéniques est supérieur à 50% dans le brut.
- Les pétroles aromatiques : le pourcentage des hydrocarbures benzéniques est supérieur à 35%.

V. Les bruts de référence :

Plus de 130 types de pétroles bruts sont commercialisés à travers le monde, sur un total de 400 types de bruts connus. Leur prix est établi par différentiel à partir de bruts de référence dont la qualité standard est connue. Ces bruts de référence sont :

– **Le WTI (*West Texas Intermediate*)**: (40 °API et 0.3 % S)

Ce type de brut est utilisé comme référence en Amérique du Nord. C'est un brut léger, non sulfuré. C'est le prix du WTI qui est habituellement cité dans les articles de journaux.

- **le Brent** : (38 °API et 0,3 % S)

Le Brent est un type de pétrole brut (léger et non soufré) issu de champs de la Mer du Nord. D'après l'International Petroleum Exchange où le prix du Brent est coté, ce prix est utilisé pour fixer le prix des deux tiers des pétroles bruts vendus mondialement.

– **Le Dubaï light** : (environ 32 °API et 2 % S) :

Un brut (léger sulfuré) dans le golfe Persique, le Dubaï light est utilisé comme référence pour fixer le prix de vente d'autres bruts de la région à destination de l'Asie, le Moyen-Orient et l'Asie.

NB : le brut algérien est appelé « Sahara blend », c'est un mélange de bruts issus de plusieurs champs de la région de Hassi Messaoud.

Densité entre 43 et 47 °API, un brut léger

Teneur en soufre 0.1% « faible teneur en soufre ».

VI. Les réserves mondiales du pétrole :

Les conditions géologiques les plus favorables à la formation du pétrole se sont présentées dans l'actuel Moyen-Orient, voilà plusieurs millions d'années. Deux tiers des réserves connues se trouvent dans la péninsule d'Arabie. L'Arabie saoudite détient à elle seule 36 milliards de tonnes de pétrole, soit près d'un quart des réserves mondiales, [Alain Maire, 2011].

VI.1 Autour du globe :

D'autres gisements pétrolifères importants se trouvent en Irak, dans les Emirats arabes unis, au Koweït et en Iran. L'Amérique du Sud (Venezuela et Mexique) recèle aussi d'énormes quantités de pétrole, de même que la région de la mer Caspienne et l'Afrique du Nord (notamment la Libye et le Nigeria). De nombreux champs pétrolifères plus petits se trouvent répartis dans le monde. Les réserves européennes se situent essentiellement en mer du Nord.

VI.2 Réserves traditionnelles et non traditionnelles :

Les réserves de pétrole se répartissent en deux groupes. On désigne par réserves traditionnelles, les gisements exploitables économiquement à grande échelle, par les techniques actuelles. La plupart des gisements du Moyen-Orient appartiennent à ce groupe. Le pétrole des gisements non traditionnels est visqueux ou fixé dans la roche; l'extraire engendre des coûts très élevés. Le continent américain dispose d'énormes réserves pétrolières non traditionnelles sous forme de sables asphaltiques, schistes bitumineux et d'huile lourde.

Rang des réserves mondiales	Pays producteurs	Quantités en Gt	% des réserves mondiales
1	Moyen-Orient	102,77	55,6
2	Amérique du Nord	26,51	14,4
3	Amérique latine, dont :	18,42	10,0
	- Venezuela	13,56	7,3
	- Mexique	1,42	0,8

4	Afrique, dont : - Algérie - Libye - Nigéria	16,25 1,66 6,04 5,07	8,8 0,9 3,3 2,7
5	Europe, dont : - Norvège - Royaume-Uni - CEI, dont : - Russie	15,3 0,95 0,42 13,49 8,19	8,3 0,5 0,2 7,3 4,4
6	Extrême-Orient/ Océanie, dont : - Chine	5,48 2,78	3,0 1,5
	Total mondial	184,74	100,0

Tableau I.1 situation au 1^{er} janvier 2010 des réserves mondiales prouvées de pétrole brut.

VII. Historique du transport par canalisation :

Le besoin en énergie du monde moderne se sont considérablement développés, le pétrole et le gaz naturel ayant largement contribué à leur couverture depuis les dernières décennies. La mise en place de ces produits énergétiques nécessite l'emploi de moyen massif, au premier rang desquels figure la conduite.

Moyen particulièrement adopté au transport des hydrocarbures, la conduite à connu en une évolution remarquable, toujours d'actualité, et la simple comparaison des caractéristiques similaires de l'ouvrage considéré comme le premier genre et celle d'un ouvrage moderne donne une bonne illustration de cette évolution.

La première conduite est construite en 1865 par Samuel Van Sycle. En tubes de fonte vissés, d'une longueur de 8 km, un diamètre de 2", et transporte le pétrole jusqu'à la ligne de chemin de fer la plus proche. Sa capacité de transport est de l'ordre de 100m³ par jour.

Le premier pipeline fut construit en 1879 par la Tide Water Co, entre Coryville et Williamsport, en Pennsylvanie. Son diamètre était de 6", sa longueur de 170 km, et sa capacité de 1500m³ par jour. On trouva alors que le transport par conduite était un moyen non seulement commode, mais aussi économique et, malgré l'opposition toujours forte des chemins de fer, ce nouveau mode se développa rapidement. Une nouvelle ère du transport s'ouvrit aux Etats-Unis. Ainsi, étaient déjà en exploitation 1800 km de canalisations en 1880, 29000 km en 1900 et 85000 km en 1920.

En Algérie :

Avec les principaux gisements du Sahara de Hassi Messaoud, Edjeleh, zaraïtine et Ohanet pour le pétrole brut, Hassi R'Mel et In Salah pour le gaz naturel, découverts entre 1956 et 1960, l'Algérie détient 1 664Mt de pétrole et 4,5Tm³ de gaz, soit respectivement 1% (16^e rang) et 2,5 % (8^e rang) des réserves mondiales.

Son industrie pétrolière, ancien monopole d'Etat, était assurée depuis sa nationalisation en 1972 par la société nationale Sonatrach. Depuis 2005, les sociétés étrangères peuvent intervenir directement.

Le brut algérien, du type Saharan Blend, est l'un des meilleurs sur le marché par sa faible teneur en soufre.

Le gaz algérien assure 25% de la consommation de gaz de l'Union européenne. Il est importé à égalité par des gazoducs transméditerranéens et sous forme de GNL.

L'Algérie possède environ 18 000 km de canalisations, avec 32 lignes en exploitation, dont les diamètres sont compris entre $\phi 16$ et $\phi 48$ ".

VIII. Les différents moyens de transport :

VIII.1. Transport par oléoduc :

L'importance de l'activité de transport dans la chaîne pétrolière sert à relier les gisements aux centres de raffinage ou aux ports d'expédition c'est-à-dire ramener les hydrocarbures du lieu de production aux centres de consommation.

Les conduites sous-marines sont également utilisées, dans la majorité des cas, pour l'évacuation de la production des gisements marins vers la côte, notamment en mer du Nord.

Aujourd'hui, dans le monde, la longueur des conduites de transport à grande distance est estimée à 2 000 000 km, dont deux tiers concernent des produits gazeux et un tiers des produits liquides ou liquéfiés.

Les besoins mondiaux d'extension et de renouvellement de pipelines sont de l'ordre de 40 000 km par an. Près de la moitié de ce total intéresse la Fédération de Russie et la Chine, l'autre moitié se partageant à parts égales entre l'Amérique et le reste du monde.

Concernant le développement des lignes, deux remarques sont nécessaires :

- les longueurs de conduites décrites ci-dessus ne tiennent pas compte des réseaux de collecte des champs de production de brut ni, concernant le gaz, des réseaux de distribution des agglomérations, sinon, il faudrait doubler les longueurs citées ;
- l'accroissement des longueurs une idée partielle de l'augmentation des capacités de transport.

VIII.1.1 Causes du développement du transport par conduites :

Le développement de ce mode de transport est le résultat des constatations suivantes :

- une forte accélération de la demande de ce type de combustible ;
- le caractère spécifique de l'économie du pétrole ;
- les qualités de la conduite pour transporter ce type de produit ;
- l'absence de rupture de charge et de transfert ;
- les facteurs d'intégration que le pipeline représente.

VIII.2. Transport Maritime :

- ✚ Ce mode de transport permet de modifier à tout moment la destination du pétrole.
- ✚ A l'origine, le transport maritime du pétrole s'effectuait dans les tonneaux, les « barils » de pétrole.
- ✚ Les tankers sont reconnaissables par leur silhouette très caractéristique, et les citernes qui contiennent le pétrole constituent la partie centre des tankers.
- ✚ Cette caractéristique donne au tanker une grande stabilité en départ de la masse liquide considérable qu'il transporte de sa taille.
- ✚ Près de la moitié de la flotte mondiale des pétroliers sont constitués par des tankers de 250 000 tonnes, certains dépassent aujourd'hui 500 000 tonnes et atteignent plus de 350 mètres de long. L'augmentation de la taille des pétroliers a permis de réduire les dépenses de transport.
- ✚ Pour le transport du gaz, il faut au préalable le liquéfier à fin de réduire son volume, qu'il est équipé par cuves cryogéniques qui le conservent dans son état liquide à très basse température (-160°C), jusqu'au port de destination, ces tankers ont aussi appelé les méthaniers.
- ✚ Les principaux pays constructeurs des navires pétroliers sont :
Le Japon (60%), la Suède (13%) et l'Allemagne (8%).

VIII.3. Les Autres Modes de transport :

- 1- **Camion-citerne (27m³, 9m³ et 3m³)** : Pour la distribution des produits finis (Essence, Gasoil, Kérosène....).
- 2- **Wagon citerne (4500 t)** : Pour l'approvisionnement des centres de stockage plus importants.
- 3- **Pétrolier** : Pour le transport sur de long trajet, des quantités très importantes de 50 000 à 500 000 de tonnes.
- 4- **Canalisations** : Transport sur de longues distances, des quantités très importantes pour une livraison continue.

VIII.4. Avantages et inconvénients des différents modes du transport:

Mode de transport	Avantages	Inconvénients
Camion-citerne	Accès facile aux endroits isolés	- Faible quantité - Livraison discontinue - Sécurité de transport
Wagon citerne	- Produits divers par livraison et sans contamination - Moyennes quantités - Moyennes distances	- Passages spéciaux - Livraison discontinue - Mesure de sécurité
Maritime	- Quantités importantes - Longue distance	- Livraison discontinue - Coût plus important
Canalisations	- Quantités plus importantes - Livraison continue - Coût très bas - Sécurité de transport - fiabilité	- Surveillance continue

Tableau I.2 Avantages et inconvénients des différents modes du transport.

Le modèle transport par canalisations est le moyen le plus sûr, si les précautions nécessaires sont prises les incidents seront extrêmement rares. Il est le moyen le plus économique, [BENDAIKHA, S. RAHMANI, B, 2000].

IX. Caractéristiques du pipeline :

Les canalisations servant au transport, à moyenne et grandes distance, des liquides et notamment du pétrole brut sont appelées «Oléoducs», ou de gaz «Gazoducs». Elles sont caractérisées par leurs diamètres, épaisseurs et matières dont elles sont fabriquées ainsi que par leur résistance à la pression. En général un pipeline est caractérisé par :

- Une grande longueur ;
- Une pression de service élevée (jusqu'à 100 bars) ;
- Un grand diamètre (jusqu'à 56". L'industrie mondiale de fabrication des tubes est capable de réaliser des conduites de 64", qui sont actuellement au stade de l'essai) et des épaisseurs variant de 6.35 mm à 23 mm.

IX.1. Exploitation des pipelines :

Les tâches principales d'un service d'exploitation d'un pipeline consiste à :

- Organiser le trafic d'un ou plusieurs produits ;
- Déterminer le régime économique du pompage ;
- Maintenir le régime de fonctionnement des installations ;
- Surveillance, entretien de la ligne, et de l'équipement de la station et protection contre la corrosion ;
- Un centre de dispatching dirige les manœuvres journalières, dresse les plans d'exécution aux diverses stations de contrôle de la progression des cargaisons dans les lignes afin de prévoir le moment d'arrivée et pouvoir les réceptionner convenablement.

Dans un souci de sécurité on doit prévoir le renforcement des consignes de sécurité au passage des zones à forte densité de population aussi bien lors de la construction de la conduite (renforcement de l'épaisseur de la conduite, gaine, etc...) que lors de l'exploitation (prévention des incendies etc...).

IX.2. Utilisation des pipelines :

En plus du pétrole et du gaz on utilise la conduite pour transporter les produits suivants :

- Plusieurs produits par une même conduite, appelé batching ou pompage successif ;
- Produit visqueux et paraffiné ayant la température de congélation au-dessous de zéro.
- Du gaz liquéfié avec une température de transport très basse;
- Des minéraux mélangés avec de l'eau, [DEKAR, Amina. DEKOUN, Rim, 2009].

X. Conclusion :

En résumé, le pétrole est connu depuis très longtemps et son emploi dans divers domaines n'a pas cessé de s'accroître au fil des décennies. Il est utilisé, malgré ses enjeux géopolitiques et ses impacts sur l'environnement, partout dans le monde. Sa composition varie en fonction de son origine et de ses paramètres physico-chimiques.



CHAPITRE II

NOTIONS HYDRAULIQUES



I. Introduction aux équations de la mécanique des fluides :

Le calcul hydraulique consiste à déterminer les paramètres de l'écoulement qui sont la pression, le débit et la vitesse d'écoulement, pour cela on fait appel aux équations suivantes :

- Equation générale du mouvement ;
- Equation caractéristique du fluide ;
- Equation de continuité, [Comolet, 1982].

I.1.1. Equation caractéristique du fluide :

L'équation caractéristique du fluide est donnée par la physique, elle traduit les propriétés fondamentales du fluide.

Elle est de la forme $f(P, \rho, T) = 0$.

Avec :

P : La Pression ;

ρ : Masse volumique du fluide ;

T : La température ;

- Elle se traduit en trois formes suivantes: $\rho = \rho(T)$, c'est-à-dire la masse volumique n'est fonction que de la température, cette formule n'est valable que pour les fluides incompressibles.
- Elle traduit aussi $\rho = \rho(T) * [1 + K.P]$, elle est applicable pour les liquides légèrement incompressible. $K = -(dV/V)/dp$, avec dV/V : variation relative de volume.
- Elle traduit encore : $P/\rho = RT$ pour les gaz parfait.

I.1.2. Equation générale du mouvement :

En écrivant la somme des forces qui s'exercent sur un élément fluide en mouvement permanent, et moyennant un certain nombre d'hypothèses, on aboutit aux équations de Navier Stokes :

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{1}{\rho} * \frac{\partial P}{\partial x} = X - \frac{du}{dt} - \mu \Delta u \\ \frac{1}{\rho} * \frac{\partial P}{\partial y} = Y - \frac{dv}{dt} - \mu \Delta v \\ \frac{1}{\rho} * \frac{\partial P}{\partial z} = Z - \frac{dw}{dt} - \mu \Delta w \end{array} \right. \quad \text{(II. 1)}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{1}{\rho} * \frac{\partial P}{\partial x} = X - \frac{du}{dt} - \mu \Delta u \\ \frac{1}{\rho} * \frac{\partial P}{\partial y} = Y - \frac{dv}{dt} - \mu \Delta v \\ \frac{1}{\rho} * \frac{\partial P}{\partial z} = Z - \frac{dw}{dt} - \mu \Delta w \end{array} \right. \quad \text{(II. 2)}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{1}{\rho} * \frac{\partial P}{\partial x} = X - \frac{du}{dt} - \mu \Delta u \\ \frac{1}{\rho} * \frac{\partial P}{\partial y} = Y - \frac{dv}{dt} - \mu \Delta v \\ \frac{1}{\rho} * \frac{\partial P}{\partial z} = Z - \frac{dw}{dt} - \mu \Delta w \end{array} \right. \quad \text{(II. 3)}$$

Avec :

$\frac{1}{\rho} * \overrightarrow{gradP}$: Forces de pressions. $\overrightarrow{grad} \left(\frac{\partial}{\partial x}, \frac{\partial}{\partial y}, \frac{\partial}{\partial z} \right)$;

$\vec{F}(X, Y, Z)$: Forces extérieures rapportées à l'unité de masse ;

$\vec{V}(u, v, w)$: Vecteur vitesse d'écoulement ;

μ : Viscosité dynamique (m^2/s).

I.1.3. Equation de continuité :

L'équation de continuité traduit le principe de conservation de la masse du fluide au cours de l'écoulement autrement dit, pendant l'écoulement il n'y aura ni apport ni prélèvement de la matière pour un volume de contrôle donné.

La masse fluide qui entre par unité de temps est égale à la masse qui en sort par unité de temps. Dans un volume de contrôle donné cette équation se traduit par :

$$Q = V_1 S_1 = V_2 S_2 \quad (\text{II.4})$$

Avec:

Q : débit écoulé (m^3/s) ;

V_1, V_2 : vitesses moyennes des particules fluides (m/s) ;

S_1, S_2 : sections d'écoulement (m^2).

I.2. Equation de Bernoulli :

En tout point d'un filet liquide pris dans une masse liquide de fluidité parfaite en mouvement permanent et soumis à la seule action de la pesanteur, la cote, la hauteur représentative de la pression et la valeur représentative de la vitesse forme une somme constante.

Cette relation traduit le principe de la conservation de l'énergie totale de la particule le long d'un filet liquide.

$$Z + P/\rho g + V^2/2g = \text{constante} \quad (\text{II.5})$$

Avec :

Z : altitude du point ;

P : pression mesurée au point considéré ;

ρ : Masse volumique du fluide ;

V : la vitesse de l'écoulement le long de la ligne de courant considérée ;

H : perte de charge.

La relation de Bernoulli pour deux points d'un filet de courant s'écrit :

$$Z_1 + P_1/\rho g + \alpha V_1^2/2g = Z_2 + P_2/\rho g + \alpha V_2^2/2g + H_{1,2} \quad (\text{II.6})$$

Avec :

α : Coefficient de correction de l'énergie cinétique; l'écoulement dans les pipelines étant généralement turbulent, on prend $\alpha \approx 1$;

V : vitesse moyenne de l'écoulement (m/s) ;

$H_{1,2}$: Perte de charge due à l'écoulement.

II. Calcul des pertes de charge :

II.1 Calcul des pertes de charge linéaires :

Ce sont les pertes par frottements au cours de l'écoulement appelées encore pertes linéaires. Pour une conduite de diamètre constant et pour une longueur L, le calcul des pertes de charge est donné par la formule générale suivante :

$$\Delta H_L = \lambda * L * V^2 / (2 * g * d) \quad (\text{II.7})$$

Avec :

d : Diamètre intérieur de la conduite en (m) ;
 V : vitesse moyenne de l'écoulement en (m/s) ;
 g : Accélération de la pesanteur en (m/s²) ;
 $H_{1.2}$: Coefficient de perte de charge.

On constate que les pertes de charge linéaires dépendent des éléments suivants:

- **Longueur de la canalisation:** la perte de charge est logiquement directement proportionnelle à la longueur de la canalisation: elle augmente quand la longueur de la canalisation augmente.
- **Débit:** plus le débit augmente, plus les forces de frottements augmentent, pour un diamètre identique.

II.2 Calcul des pertes de charge singulières :

La perte de charge singulière, localisée dans une section de la conduite est provoquée par un changement de direction et d'intensité de vitesse. L'écoulement uniforme est perdu et devient localement un écoulement non uniforme accompagné de la formation de tourbillons, qui est provoqué par :

- Un changement de direction de l'écoulement ;
- Un changement de la section de la conduite (divergence ou convergence) ;
- Un branchement ou raccordement de la conduite ;
- Des dispositifs contrôlant le débit (vanne, diaphragme, robinet...).

Le calcul des pertes de charge singulières se fait par la formule suivante :

$$\Delta H_s = K * V^2 / (2 * g) \quad (\text{II.8})$$

Avec :

ΔH_s : Pertes de charge singulières en (m) ;
 V : vitesse moyenne de l'écoulement en (m/s) ;
 g : Accélération de la pesanteur en (m/s²) ;
 K : Coefficient adimensionnel qui dépend de la singularité.

Les pertes de charge singulières sont estimées à 10% des pertes de charge linéaires pour le transport des hydrocarbures par canalisation.

$$\Delta H_s = 10\% \Delta H_L \quad (\text{II.9})$$

II.3 Les pertes de charge totales :

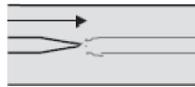
Elles sont définies comme suit :

$$\Delta H_T = \Delta H_L + \Delta H_S$$

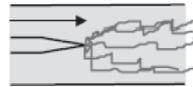
$$\Delta H_T = 1,1 \Delta H_L$$

III. Régime d'écoulement :

Si on injecte un petit volume de colorant dans l'axe d'une canalisation horizontale parcourue par de l'eau, on observe suivant le débit du liquide (c'est-à-dire suivant sa vitesse puisque la section est constante) les phénomènes suivants:



Régime laminaire



Régime turbulent

A faibles débits, la trajectoire du filet de colorant est rectiligne. Les couches de liquide s'écoulent concentriquement les unes sur les autres sans qu'il y ait de mélange.

- Le régime d'écoulement est dit **laminaire**.

A forts débits le colorant se mélange rapidement à l'eau par création de mouvements tourbillonnaires. Les forces dues à la viscosité ne sont alors plus suffisantes pour empêcher la naissance d'une multitude de tourbillons.

- Le régime d'écoulement est dit **turbulent**.

Pour distinguer entre les deux types de régimes observés, on utilise un critère basé sur le nombre de Reynolds Re (nombre sans unité ou adimensionnel):

$$Re = V \cdot D / \nu \quad (\text{II.10})$$

Avec :

V : vitesse d'écoulement en (m/s) ;

D : diamètre hydraulique du pipe en (m) ;

ν : viscosité cinématique du liquide en (m²/s) ;

$Re < 2000 \rightarrow$ Régime laminaire ;

$Re > 4000 \rightarrow$ Régime turbulent ;

Entre ces deux valeurs de Re , le régime est qualifié de transitoire.

Il faut retenir que dans les applications industrielles courantes c'est le régime turbulent qui s'applique. Le régime laminaire est observé seulement pour des liquides très visqueux.

IV. Calcul du coefficient des pertes de charge :

Le coefficient des pertes de charge dépend du régime d'écoulement, il est calculé par des formules empiriques :

IV.1. Ecoulement laminaire :

En régime laminaire, la nature ou l'état de la surface des parois intérieures de la canalisation n'intervient pas dans le calcul des pertes de charge.

Le coefficient de perte de charge est déterminé par la formule de HAGEN-POISEUILLE :

$$\lambda = 64/Re \quad (\text{II.11})$$

Avec :

λ : Coefficient de perte de charge ;
 Re : nombre de Reynolds ;

IV.2. Ecoulement turbulent :

En régime turbulent, le facteur de frottement est traduit par plusieurs formules :
 COLEBROOK, ALTCHOUL, J-NACKAB, CHEN...

❖ Formule de **COLEBROOK** :

COLEBROOK propose pour le régime intermédiaire la relation empirique :

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2,1 \log \left[\frac{2,51}{Re\sqrt{\lambda}} + \frac{\varepsilon}{(3,7 * d)} \right] \quad (\text{II.12})$$

Avec :

λ : Coefficient de perte de charge (sans dimension) ;
 Re : Nombre de Reynolds (sans dimension) ;
 ε : Rugosité absolue de pipe en (mm) ;
 d : Diamètre intérieur de pipe en (mm).

On constate que cette formule est sous forme implicite ; par conséquent la recherche de λ ne peut se faire que par approche successive (calcul itératif).

❖ Formule d'**ALTCHOUL** :

λ est donnée par la formule suivante :

$$\lambda = 0,11 \left[\frac{68}{Re} + \frac{\varepsilon}{d} \right]^{0,25} \quad (\text{II.13})$$

Avec :

λ : Coefficient de perte de charge (sans dimension) ;

Re : nombre de Reynolds (sans dimension) ;

ε : rugosité absolue du pipe en (mm) ;

d : Diamètre intérieur de pipe en (mm).

❖ Formule de **J-NACKAB** :

Pour transformer le calcul par itérations de la formule empirique de COLEBROOK en calcul directe ; J- NACKAB propose de trouver la valeur λ_0 qui est introduite dans le deuxième membre conduirait à une valeur de λ aussi voisine que possible de la valeur donnée par la formule précédente. Cette valeur est donnée par :

$$\lambda_0 = 0,4 Re^{-0,3} + 0,0053 = f(Re) \quad (\text{II. 14})$$

La formule empirique de COLEBROOK devient alors :

$$\lambda = \left[-2 \log \left(\frac{2,51}{Re \sqrt{0,4 Re^{-0,3} + 0,0053}} + \frac{\varepsilon}{(3,7 * d)} \right) \right]^{-2} \quad (\text{II. 15})$$

Avec :

λ : Coefficient de perte de charge (sans dimension) ;

Re : nombre de Reynolds (sans dimension) ;

ε : Rugosité absolue de pipe en (mm) ;

d : Diamètre intérieur de pipe en (mm).

❖ Formule de **CHEN** :

Cette formule donne des valeurs pleinement satisfaisantes sur les valeurs du nombre de Reynolds et de la rugosité relative.

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -4 \log \left[\frac{\varepsilon}{3,7065 * d} + \frac{5,0452}{Re} \log A_4 \right] \quad (\text{II. 16})$$

Avec :

$$A_4 = -4 \log \left[\frac{\left(\frac{\varepsilon}{d} \right)^{1,096}}{2,8257} + \left(\frac{7,149}{Re} \right)^{0,8981} \right] \quad (\text{II. 17})$$

Avec :

λ : Coefficient de perte de charge (sans dimension) ;

Re : Nombre de Reynolds (sans dimension) ;

ε : Rugosité absolue de pipe en (mm) ;

d : Diamètre intérieur de pipe en (mm).

V. Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons fait l'inventaire des différentes équations et formulations auxquelles nous aurons recours dans le développement des futurs chapitres, nous y retrouvons des théorèmes indispensables dans tout calcul de pression dans les pipes comme le théorème de Bernoulli ainsi que les formules qui nous donnent les pertes de charge linéaires et singulières.

Nous allons maintenant aborder les résultats d'étude technique qui nous a aidés à déterminer l'emplacement des stations de pompes.



LA CORROSION

Chapitre III



Introduction :

D'une manière générale, la corrosion peut être définie comme étant l'altération de la matière par transformation en composés chimiques nouveaux.

L'acier présente, par rapport à d'autres matériaux comme la fonte, le plastique, l'inconvénient d'être sensible à la corrosion lorsqu'il est enterré dans le sol, l'utilisation de canalisation en acier pour le transport de produits tels que les hydrocarbures suppose donc que l'on a trouvé des moyens sûrs de la protéger contre les phénomènes d'attaque par les différents éléments agressifs, présence de bactéries de courants d'électrolyse, etc. Ces moyens doivent permettre d'éliminer pratiquement tout risque de fuite dans le cours d'une exploitation normale.

Les tubes d'acier utilisés actuellement pour la construction des oléoducs transportant du pétrole naturel sur de longues distances, sont exclusivement fabriqués en acier à haute résistance, plus exactement ceux ayant un grade élevé, l'emploi de ces aciers a permis de réduire l'épaisseur des tubes ; Ces derniers sont obtenus par cintrage d'une tôle et soudure le long d'une génératrice, ensuite ils sont soudés entre eux et enterrés à une profondeur d'environ 1,5m.

Les spécifications auxquelles doivent répondre les tubes d'acier destinés au transport du pétrole et du gaz naturel sont fixées par la norme A.P.I mise au point par l'American Petroleum Institute en collaboration avec l'American Gas Association.

Cependant, l'acier présente l'inconvénient d'être très sensible à la corrosion lorsqu'il est enterré dans le sol, donc son utilisation pour le transport des hydrocarbures, exige l'emploi de moyens efficaces pour le protéger contre l'agressivité des sols qui est due à des phénomènes électrochimiques et bactériologiques, elle est aussi liée à leurs teneurs en eau et à la quantité de sels solubles contenus dans le sol. Les moyens de protection contre la corrosion utilisés, peuvent être classés:

1. Moyens de protection passifs : peintures spéciales, revêtements isolant.
2. Moyen de protection actif : protection cathodique.

2. Evaluation du danger de la corrosion externe :

La corrosion de l'acier dans le sol se ramène toujours, en dernière analyse, à phénomène électrochimique, elle dépend d'une part de l'agressivité propre du sol dans lequel la canalisation est posée, d'autre part, de l'existence possible de phénomènes d'électrolyse liés aux distributions d'énergie électrique en courant continu (réseaux à traction électrique).

2.1. Agressivité propre du sol :

L'évaluation de l'agressivité propre du sol est extrêmement délicate ; cette agressivité dépend de nombreux facteurs, dont certains très difficiles à mesurer sur place, aération, humidité, richesse du sol en ions solubles, présence de bactéries, etc.

Le type de la corrosion dépend de la résistivité du sol :

- En dessous de $20 \Omega/m/m^2$, un terrain considéré comme dangereux, celle-ci entraînent des corrosions rapides.
- Au-dessus de $100 \Omega/m/m^2$, un terrain considéré comme non agressif, celle-ci entraînent des corrosions lentes.

2.2. Effet d'électrolyse :

Les effets d'électrolyse sont produits par les courants qui peuvent circuler dans les canalisations sous l'effet de champs de potentiel créés par des distributions de courant continue, partiellement mal isolées du sol comme c'est le cas, en particulier des réseaux de chemin de fer à traction électrique ou le retour de courant se fait par les rails de roulement.

L'importance des courants circulant ainsi, que l'on appelle « courant vagabonds », dépend évidemment de la disposition dans voies ferrées et de la canalisation, en particulier de la position des sous-stations génératrices vers les quelles le retour de courant s'effectue, et du régime de potentiel des voies. Ce sont les zones d'émission de courant de la canalisation vers le sol qui sont les zones dangereuses, concentrées en général à proximité de ces sous-stations.

3. Les moyens de protection :

Ils peuvent être classés en deux catégories : Moyens de protection passifs, c'est-à-dire revêtements isolants, et moyens de protection actifs : protection cathodique.

3.1. Les revêtements isolants :

Elle consiste à appliquer plusieurs couches de peintures et du brai de houille ou de pétrole, imprégnant des substances capables de leur communiquer une tenue mécanique convenable, tels que le voile de verre ou le papier kraft, ou bien on utilise des rubans en matériaux plastiques tels que le polyéthylène, collés par des enduits sur la canalisation.

L'épaisseur du revêtement varie de 3 à 6 mm selon que l'action corrosive est faible ou forte. Malheureusement, malgré toutes les précautions, on n'est jamais sûr de la protection obtenue par ces procédés. La mise en œuvre, les manipulations sur chantier et le travail à grande échelle, expliquent les défauts relevés sur le revêtement final. En effet la corrosion se concentre dans les espaces découverts par des défauts tels les fissures, les piqûres et les décollements.

La première solution qui vient à l'esprit pour supprimer la corrosion est d'isoler la canalisation du sol enrobant d'un produit isolant.

Cette solution se suffirait à elle – même, d'ailleurs, si l'on savait faire des revêtements parfaits ; comme ce n'est pas le cas, on a été amené à la compléter par l'utilisation de dispositifs de protection cathodique. Il existe de nombreuses sortes de revêtements :

- ❖ Un revêtement à base d'émaux de brai de houille ou de pétrole est généralement constitué par :
 - Une couche de peinture d'adhérence, dite « primer », appliquée à froid après brossage ou mieux, sablage ou grenailage du tube.

- Une ou plusieurs couche d'émail appliquées à chaud, d'épaisseur pouvant varier de 3 mm dans les conditions normales jusqu'à 6 mm.
- Un enroulement de voile ou tissu de verre noyé dans l'émail chaud ayant pour but d'augmenter la tenue et la résistance de la couche de revêtement.
- Eventuellement, un enveloppement extérieur en papier Kraf ou feutre d'amiante.
- ❖ Un revêtement par des rubans en matériaux plastiques tels que le polyéthylène, collés par des enduits sur la canalisation ou extrudés en usine.

3.2. Protection cathodique :

La protection cathodique est un procédé électrique qui, grâce à une modification permanente du potentiel électrique de la canalisation protégée, permet d'arriver à un arrêt pratiquement absolu des phénomènes de corrosion, cela a permis de transporter les hydrocarbures liquides et gazeux dans des conditions de sécurité très élevées.

Le principe de la protection cathodique consiste à abaisser le potentiel de la structure d'acier enterrée par rapport à l'électrode de référence cuivre – sulfate de cuivre, à une valeur inférieure à -0.85 V, modifiant ainsi les conditions thermodynamique d'équilibre dans réaction ionique de formation des oxydes de fer.

On utilise pour cela des sources de courant qui peuvent être soit des réseaux de distribution soit l'effet de pile fournit par l'association avec l'acier d'un métal électronégatif comme le magnésium ou le zinc et l'on établit un circuit de courant continu entre une prise de terre et la canalisation qui reçoit le courant par le sol.

3.3. Protection par anode sacrificielle :

La protection cathodique par anodes sacrificielles a pour but de mettre a profit l'effet du couple galvanique (pile) crée par l'association, dans un même électrolyte, de deux méthode différentes :

Dans le cas de la protection de l'acier, les anodes utilisées sont à base de zinc d'aluminium ou de magnésium.

Des études et l'expérience ont permis de déterminer pour chacun des métaux de base les seuils d'impureté admissibles ainsi que les éléments d'alliages complémentaires nécessaires pour obtenir les meilleures performances, de nombreux alliages spécifiques pour la protection cathodique existent aujourd'hui sur le marché.

Dans ce type de protection l'anode se consomme par dissolution en portant la surface du métal protégé au-delà de son potentiel d'immunité.

Pour que cette protection existe il faut que:

- La pile débite donc que l'anode soit reliée électriquement vers l'acier.
- La surface à protéger et l'anode soient plongées toutes deux dans le même milieu électrolyse.
- Que l'installation soit adapté la surface à protéger (dimension, nombre, répartition des anodes)

La protection par anodes sacrificielles n'a pas une durée indéterminée ; Elle s'arrête avec la disparition de l'anode.

3.4. La protection cathodique par courant imposé :

La protection par courant imposé appelée aussi par « sous tirage » utilise une source de courant continu qui débite dans un circuit comprenant :

- Un déversoir (ou masse anodique)
- L'électrolyse (sol ou eau)
- La structure à protéger

Le pôle positif de la source est relié au déversoir alors que le pôle négatif est relié à la structure à protéger.

Le courant venant du déversoir traverse le sol puis entre dans la structure créant ainsi l'abaissement de potentiel recherché

L'emploi de ce système n'est pratiquement pas limité économiquement par la résistivité de l'électrolyse.

Ses inconvénients sont liés à la nécessité d'une alimentation électrique, et au parfait état de l'isolant des câbles anodiques.

3.5. La protection contre l'électrolyse :

Les problèmes posés par la protection contre les courants vagabonds sont souvent les plus difficiles à résoudre pratiquement en raison de l'instabilité du courant.

Le principe de la protection contre l'électrolyse consiste à établir des dispositifs de drainage de courant c'est à dire de substituer le circuit métallique à sens unique permettant le retour sans danger du courant circulant dans la canalisation vers sa source d'origine.

4. Corrosion interne :

La corrosion interne est provoquée le plus souvent par des attaques chimiques de la surface interne de la canalisation. Ce type de corrosion est favorisé par la présence de sulfure d'hydrogène, de dioxyde de carbone dans le gaz et la présence de bactéries sulfate-réductrice dans le cas des oléoducs. La première précaution à prendre consiste à éviter dans la mesure du possible les entrées d'eau dans les lignes, plus particulièrement d'eau saumâtre, comme les eaux de gisement ou l'eau de mer dans les installations situées au bord de la mer.

Dans les pipelines de liquides, la méthode la plus utilisée la plus souple et la moins coûteuse est le recours aux inhibiteurs de corrosion.

4.1. Types et utilisation des inhibiteurs :

Les inhibiteurs utilisés peuvent être classés en deux types :

- Ceux solubles dans l'eau, insolubles dans les hydrocarbures, et qui forment de ce fait dans la canalisation une phase distincte des produits transportés, qui par effet de capillarité tend à mouiller toute surface de la paroi interne de la canalisation.

- Ceux solubles dans les hydrocarbures, directement injectés dans le produit transporté : ce sont en générale des produits organiques dont la molécule comporte un groupe polaire l'orientant sur la paroi interne du tube et réalisant ainsi une sorte de revêtement mono moléculaire.

5. conclusion :

Il faut savoir que, lorsque l'on détermine les moyens de protection contre la corrosion, l'emploi d'une protection cathodique appropriée entraîne une garantie pratiquement totale. Il faut savoir aussi que les revêtements que l'on applique ont pour but essentiel de procurer une isolation électrique convenable de la canalisation afin de permettre une application facile et économique de la protection cathodique.



ETUDE HYDRAULIQUE

CHAPITRE IV



I. Introduction :

L'OZ1 est une canalisation utilisée pour le transport du pétrole brut, cette dernière assure la liaison entre Haoud El Hamra terminal de départ Pk = 0 km et terminal arrivée Pk = 823 km.

II. Station de pompage :

Elle consiste à augmenter la pression du fluide, cette augmentation de pression du liquide véhiculé par la pompe a lieu durant la transformation de l'énergie mécanique fournie par un moteur entraînant cette pompe en une augmentation de l'énergie hydraulique qui est acquise par le liquide entre l'entrée et sortie de la pompe.

III. Profil en long de l'oléoduc :

L'oléoduc OZ1 a son terminal de départ à HEH, il s'étend sur une distance de 823Km avec une altitude variant de 65m à 1299,7m, à partir du levé topographique nous avons :



Figure IV.1 Profil en long OZ1.

III.1 Description de tracé :

A partir du levé topographique du pipe OZ1 nous avons eu à relever les différents PK et altitude correspondantes.

La canalisation débute à HEH PK=0 Km à une altitude de 169m, et se termine à une altitude de 65m, avec un maximum de 1299,7m à une distance de 597,09Km il traverse la région de la ville LAGHOUAT (405Km), sur la totalité du tracé de la partie Nord, l'OZ1 traverse les terres agricoles.

A la distance PK (418+530) il traversera des terrains rocheux et accidentés, ensuite les lits desséchés de la rivière Hammam PK 423+775 et de Bourdin et la route de Tadjemourai jusqu'au Pk (425+138), s'en suit un passage par des terrains ayant une forte érosion due aux eaux superficielles.

A partir de la traversée RN23 OZ1 s'acheminera vers les terres agricoles relativement planes. Un autre lit desséché se profilera au PK(508) il s'agit de celui de la rivière Touil.

A partir du PK(538) OZ1 restera droite du système de tubes suivant le tracé ayant une monté uniforme pour atteindre le point le plus haut de la magistrale ayant une altitude de 1299,7 au Pk 597 ensuite il reprendra le tracé de GZ1 jusqu'au pk (705) l'OZ1 descendra par la pente escarpée et traversera la route de Zemmoura et le chemin de fer au PK(707) il croisera les route de OZ2, GZ3 et LZ1 pour reprendre une position a 12m à gauche de LZ1 ,au PK(772) le tracé traversera la RN 07 et des foret marécageuses.

A partir du PK (775) l'OZ1 traversera une zone rocheuse ayant une considérable hauteur de chute, il traversera trois fois l'autoroute Oran-Alger et quelque route nationales pour détourner la ville Fénix et arriver au terminal.

IV.1. Programme générique

IV.1.1. Description

Le programme générique dont le langage de programmation est le Matlab, est un programme de calcul qui donne une prévision de la répartition des pressions et vitesses le long d'un pipeline enterré transportant un fluide avec des injections intermédiaires. Il permet de faire varier :

- Débit de fluide à transporter ainsi que les débits d'injection ;
- Diamètre de la canalisation ;
- Profil en long et les propriétés du pétrole transporté
- Les données nécessaires pour l'exécution du programme sont les suivantes :

1) Paramètres d'exploitation :

Pression de départ, débit transporté avec les débits d'injection, distance et altitude de chaque point kilométrique, pression maximale et minimale de service.

2) Caractéristiques de la conduite :

Le ou les diamètres de la conduite, rugosité des tubes et longueur de la conduite.

3) Propriétés du pétrole :

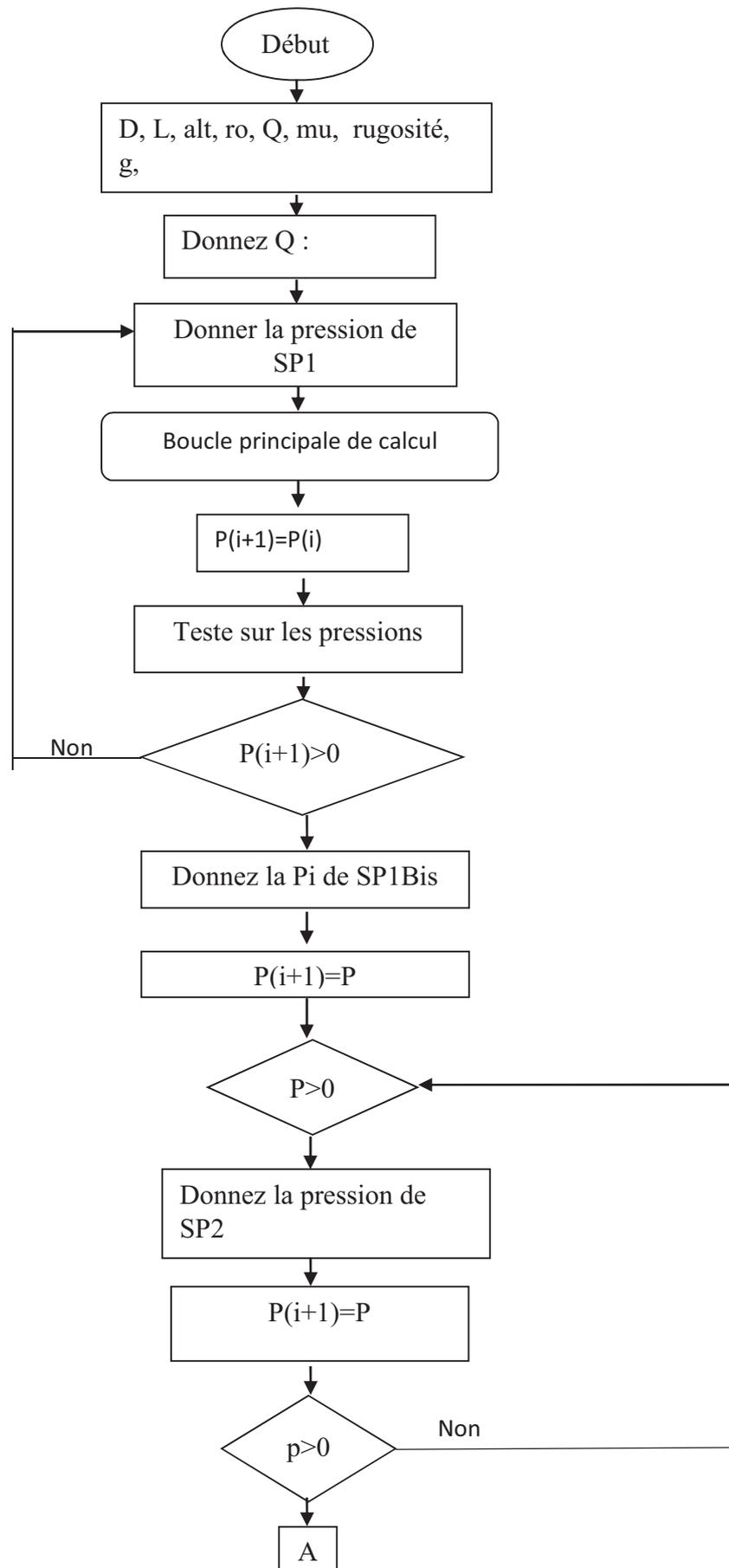
La masse volumique du pétrole, la viscosité du fluide.

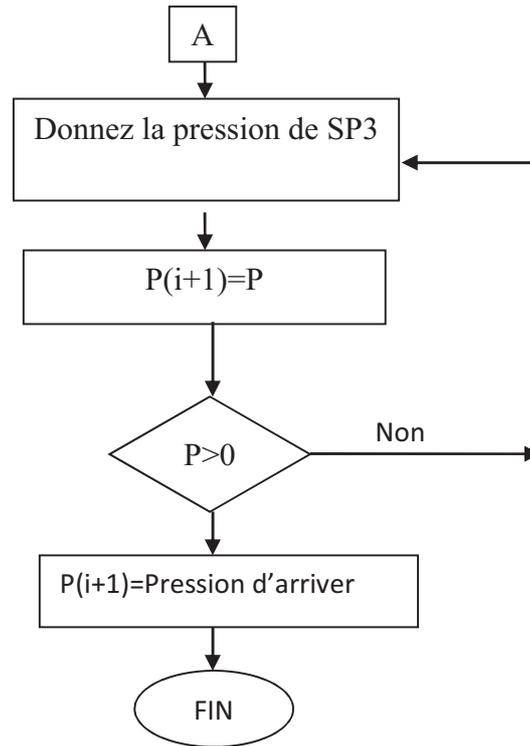
- Les résultats obtenus :

Résultats techniques :

- Pression, vitesse du fluide en chaque PK.
- Le nombre et l'emplacement des stations de pompage.

IV.1.2. Algorithme de programme





V. Résultat d'étude :

❖ Phase I :

	L (km)	Alt (m)	P (bar)
SP1	0	169	83
SP3	270,428	726,9	70
SP4	458,612	1247,2	30
TARZEW	823	65	67,1

Tableau IV.1 Résultat d'étude pour la phase I.

Les résultats des calculs sont résumés ci-dessous :

- Pression départ à SP1= 80 bar ;
- Pression arrivée à SP3= 7,9 bar ;
- Pression départ à SP3 = 70 bar ;
- Pression arrivée SP4 = 46 bar ;
- Pression départ à SP4= 30 bar ;
- Pression arrivée ARZEW = 67,07 bar ;

On remarque que la pression à l'arrivée des quatre stations dépasse 0 bar. Pour cela on a injecté des pressions à chaque station afin d'atteindre la pression voulue.

❖ Phase II :

	L (km)	Alt (m)	P (bar)
SP1	0	169	80
SP2	166,456	322,9	70
SP3	270,428	726,9	60
SP4	424,246	905,5	50
SP5	539,4	983,5	40
SP6	590,65	1258,5	30
TARZEW	823	65	29,72

Tableau IV.2 Résultat d'étude pour la phase II.

Les résultats des calculs sont résumés ci-dessous :

- Pression départ à SP1= 80 bar ;
- Pression arrivée à SP2 = 0,15 bar ;
- Pression départ à SP2 = 70 bar ;
- Pression arrivée à SP3 = 10,2 bar ;
- Pression départ à SP3= 21 bar ;
- Pression arrivée à SP4 = 0,6 bar ;
- Pression départ à SP5 = 30 bar ;
- Pression arrivée SP6 = 2,5 bar ;
- Pression arrivée ARZEW= 73,04 bar ;

On remarque que la pression à l'arrivée des quatre stations dépasse 0 bar. Pour cela on a injecté des pressions à chaque station afin d'atteindre la pression voulue.

V.1. Profils des pressions :

❖ Phase I :

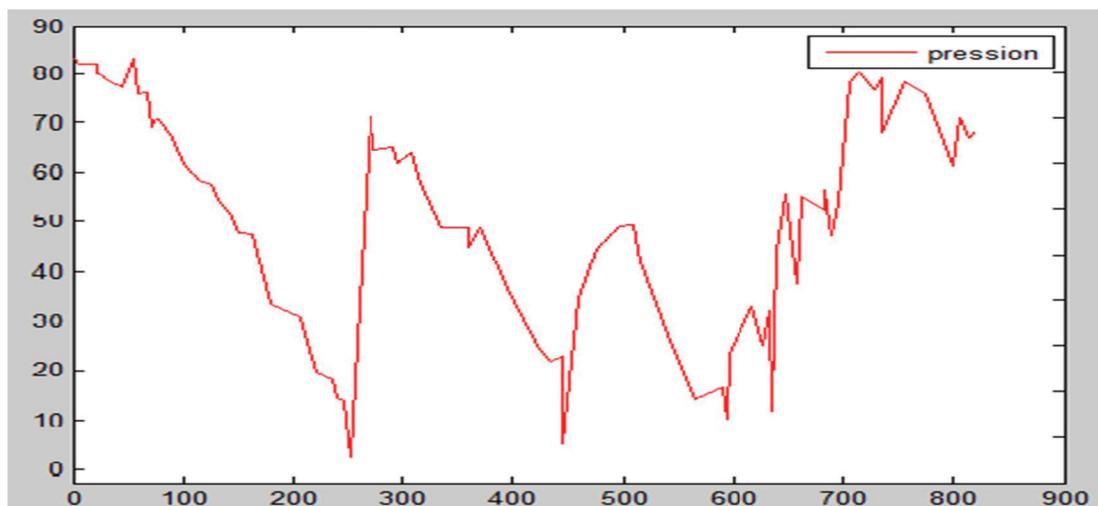


Figure IV.1 Profil des pressions de la première phase.

❖ Phase II :

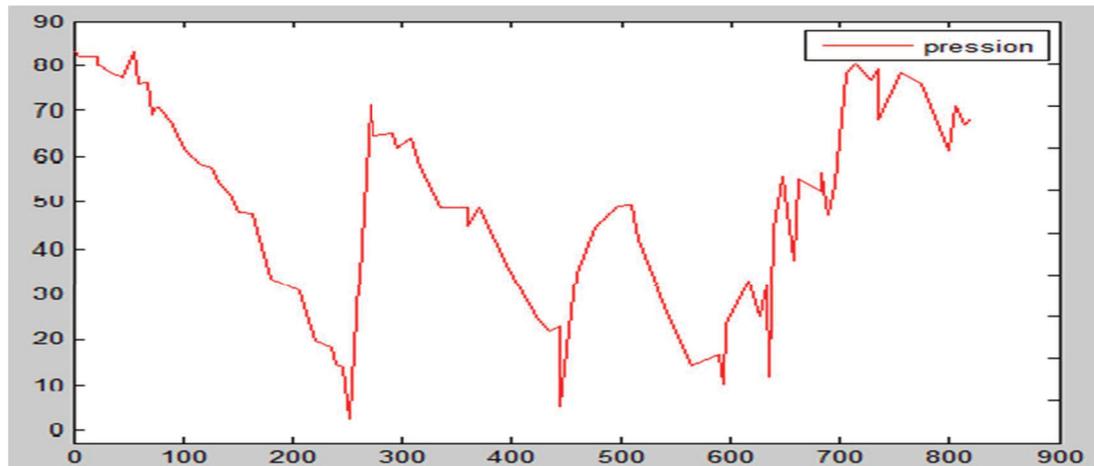


Figure IV.1 Profil des pressions de la deuxième phase.

VI. CONCLUSION :

Dans cette étude les deux phases étudiées sont celles de $5250 \text{ m}^3/\text{h}$ et $3250 \text{ m}^3/\text{h}$ correspondant respectivement à des quantités de 16 millions de tonnes annuelles et de 34 million de tonne annuelles et ceci de afin d'obtenir le profil de pression y correspondant.

Une fois c'est résultat établis il ne faut pas oublier de vérifier certaines conditions à savoir :

- La sécurisation de l'approvisionnement ;
- La fiabilité de l'étude ;
- La préservation de la canalisation de l'éclatement.



CONCLUSION GENERALE



Conclusion générale

Ce mémoire a pour objectif de répondre à une question essentielle avant de mettre en place un oléoduc et qui consiste en le nombre de stations nécessaires ainsi que leurs emplacements.

Pour y parvenir et dans le cadre de ce mémoire, j'ai développé un programme de calcul sous MATLAB.

J'ai obtenus pour les différents débits de $3250\text{m}^3/\text{h}$, $5250\text{m}^3/\text{h}$ six stations de pompages dont trois n'entrent pas en service en cas de débits $3250\text{m}^3/\text{h}$. Ce sont les résultats ressortis de l'étude technique, qui a été concluante grâce au bon choix des équations, telles que les formules de pertes de charges, les formules qui donnent le gradient hydraulique, les pressions le long du pipeline.

Ce programme de calcul qui peut s'adapter à n'importe quel tracé de pipeline m'a permis dans le cas de l'oléoduc OZ1 (Haoud EL Hamra-Arzew) de retrouver le nombre de station pouvant évacuer les quantités demandées sans encombre. Il faut tout de même souligner que ce programme présente des lacunes qui peuvent être comblées ou améliorées car il considère une épaisseur constante sur tout le tracé et il est limité en nombre d'équation d'écoulement. Ce qui exige une bonne vérification des conditions sur le terrain avant son application en pratique.

Bibliographie

1. Alain Maire, 2011. Le transport par pipeline « Aspects économiques et environnementaux », Edition Technip, Paris.
2. Abbaz, L., Fares, R., 2008. «Etude de l'extension du champ pétrolier de Hassi Messaoud», Projet de fin d'études, département hydraulique, ENP.
3. BENDAIKHA.Salim, RAHMANI.Brahim 2000 « MODELISATION ET OPTIMISATION DE LA LIGNE DE TRANSPORT BRUT/ CONDENSAT PAR BATCH CAS « OB1 » ». Projet fin d'études, département économie et commercialisation des hydrocarbures, FHC.
4. Comolet, R., 1982. « Mécanique Expérimentale des fluides Tome II : Dynamique des fluides réels », Turbomachines, Paris, Edition Masson, 3^{ème} édition, 1982.
5. DEKAR.Amina Sarah, DEKOUN.RIM 2009 « DIMENSIONNEMENT DE LA CANALISATION GPL ARZEW-BLIDA –Choix du diamètre économique-». Mémoire de fin d'étude, département hydraulique, ENP.
6. KHELOUI.Mohamed, NEHAL.Massinissa 2010 «ETUDE DE L'EVACUATION DU GAZ NATUREL APPLICATION AU PROJET GR5 (REGGANE-HASSI R'MEL) » Projet de fin d'études, département hydraulique, ENP.
7. Lalouani, S., 2009. «Etude de l'évacuation du gaz naturel. Application au projet gz4 (Hassi R'Mel-Beni Saf) », Projet de fin d'études, département hydraulique, ENP.
8. Manuel du pompage GRUNDFOS
9. PÉTROLE - Le transport Article écrit par Pierre HOUSSIN, Georges WESSELS
10. REGUIG.FATIHA, ZIDANI.FATIHA 2001 « DIMENSIONNEMENT D'UN OLEODUC HAOUD EL HAMRA – ARZEW OZ2 ». Mémoire de fin d'études, institue génie civil, université des sciences et de la technologie HOUARI BOUMEDIENE.
11. STRC, Document interne de l'activité transport par canalisation.
12. Sonatrach, 2007. « Présentation de l'activité transport par canalisation TRC », Rapport interne SONATRACH.
13. Sidorov, N., 1982. « Forage et exploitation des puits de pétrole et de gaz », Edition MIR, Pages : 384.
14. Transport du pétrole par pipeline Système de documentation des données statistiques Numéro de référence 2148
15. Yann MARCHESSE, 2011-2012. « Mécanique des fluides ». ECOLE CATHOLIQUE D'ART ET METIER

Webographie

[16] <http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/formation-du-petrole>.

[17] mot clé : généralités sur le pétrole docx.

[18] http://univ.ency-education.com/uploads/1/3/1/0/13102001/indpet_ind-pet_generalites-petrole.docx.