

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



Ecole Nationale Polytechnique
Département Hydraulique

Mémoire Master

Thème :

*Détermination du nombre de stations de pompes ainsi leurs emplacements
dans un Oléoduc quelconque via un outil développé*

« Application à l'oléoduc OB1 »

Présenté par:

M. Youcef SADALLAH

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 :

- *Mes très chers parents ;*
- *Ma très chère sœur ;*
- *Mes très chers frères ;*
- *Ma très chère fiancée ;*
- *A toute ma famille ;*
- *Tous mes amis.*

Y.SADALLAH

ملخص:

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

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 pompes. Cet oléoduc permettra l'évacuation du pétrole de Hassi-Messaoud vers le parc de stockage du port pétrolier de Béjaia.

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 Béjaia port complex.

Keyword: Oil, Pipeline, Matlab.

SOMMAIRE

Introduction générale.....	2
Chapitre I Généralités.....	3
1. Introduction.....	4
II. Le pétrole	4
II.1. Origine et formation du pétrole	4
a. Qualité du pétrole brut	5
b. Les réserves du pétrole.....	5
II.2. Exploration	6
a. La géologie pétrolière ou l'observation de la surface	7
b. La géophysique ou l'étude des profondeurs	7
c. Vérification des hypothèses	7
II.3. Classification des puits.....	8
II.4. Construction des puits	9
II.5. Principe de la production.....	11
III. Ecoulement dans les collectes.....	12
III.1. Les écoulements.....	12
III.1.1. Introduction.....	12
III.1.2. Ecoulement monophasique	12
III.1.3. Ecoulement diphasique	13
III.1.4. Les régimes d'écoulement	14
IV. Conclusion :	15
Chapitre II : Notion hydraulique.....	16
I. Introduction aux équations de la mécanique des fluides	17
I.1.1. Equation caractéristique du fluide	17
I.1.2 Equation générale du mouvement	17
I.1.3. Equation de continuité	18
I.2. Equation de Bernoulli	18
II. Calcul des pertes de charge	18
II.1 Calcul des pertes de charge linéaires	18
II.2 Calcul des pertes de charge singulières	19
II.3 Les pertes de charge totales	20
III. Régime d'écoulement	20
IV. Calcul du coefficient des pertes de charge	21

IV.1. Ecoulement laminaire	21
IV.2. Ecoulement turbulent	21
V. Conclusion	23
Chapitre III : Etude technique.....	24
I. Introduction	25
II. Paramètres d'exploitation Actuelles de L'OB1	25
II.1 Caractéristiques de la ligne OB1 Haoud El Hamra-Béjaia	25
II.1.1 Description et importance de la ligne OB1 24"	26
II.2 Profil en long	27
III. Fonctionnement général du réseau	27
III.1 Oléoduc OB1 HEH-Bejaia	27
III.1.1 Situation des stations de pompages	27
IV. Etat du réseau	28
VI.1. Programme générique.....	28
VI.1.1. Description.....	28
VI.1.2. Algorithme de programme.....	29
VII. Résultats d'études	31
VI.1. Profils des pressions	32
VII. CONCLUSION	33

Conclusion générale

Bibliographie

Liste des figures

Figure I.1 Formation du pétrole et quelques exemples de pièges.	5
Figure I.2 Part des régions dans les réserves mondiales prouvées de pétrole brut en pourcentage	6
Figure I-3 Les types d'écoulements diphasiques.	15
Figure III.1 Carte du Réseau de transport RTC Bejaïa.....	26
Figure III.2 Profil en long.....	27
Figure III.3 Profil des pressions de la première variante.....	32
Figure III.4 Profil des pressions de la deuxième variante.....	33

Liste des tableaux

Tableau III.1 Paramètre d'exploitation de l'OB1.....	25
Tableau III.2 Caractéristique de la ligne OB1.....	26
Tableau III.3 Situation des stations de pompages	28
Tableau III.4 Résultats d'études pour la première variante.....	31
Tableau III.5 Résultats d'études pour la deuxième variante.....	32

Nomenclature

D: Diamètre interne de la conduite [m] ;

g : Accélération de la pesanteur en [m/s²] ;

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] ;

Pi: 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 [m³/h] ;

Re : nombre de Reynolds ;

S : sections d'écoulement [m²] ;

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/m³];

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

Les hydrocarbures sont des ressources énergétiques non renouvelables, c'est-à-dire qu'elles mettent beaucoup plus de temps à se former que l'homme n'en met à les consommer. Certains gisements ont plusieurs millions d'années d'existence, alors qu'il aura fallu moins d'un siècle à quelques pays industriels pour les épuiser.

On estime que près de la moitié du pétrole mondial a déjà été exploité. La croissance démographique mondiale et la généralisation du mode de vie industriel suscitent une croissance importante de la demande énergétique. Malgré les avancées techniques et l'amélioration des procédés de production, il est peu probable que l'on puisse découvrir encore beaucoup de pétrole au XXI^e siècle.

Les compagnies pétrolières investissent donc des sommes considérables dans les énergies renouvelables pour diversifier leurs activités et se préparer à la versatilité des marchés, la politique extérieure des États les plus riches étant largement dictée par leurs intérêts énergétiques. Les économies d'énergie, si elles ne naissent pas d'une prise de conscience citoyenne pour la durabilité de notre planète, viendront sans doute de la dure réalité. Les technologies connues à l'heure actuelle ne nous permettront pas de continuer longtemps à consommer autant. La course à la production semble porter en elle ses propres limites.

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, le développement de gisements et l'acheminement des productions vers les ports d'exportation à travers des pipes.

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 OB1.

Le premier chapitre traitera de notions générales sur le pétrole et les différents types d'écoulements, 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. L'étude technique est faite en chapitre III en présentant l'état actuel du réseau OB1 et ses caractéristiques. Nous y exposerons aussi les résultats obtenus par le programme générique développé.

¹Oléoduc Béjaia 1



GENERALITES

Chapitre I



1. 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 revêtements routiers, [Sidorov, 1982].

II. 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].

II.1. Origine et formation du pétrole :

L'origine du pétrole est envisagée par deux théories, l'une inorganique et l'autre organique. D'après la théorie inorganique avancée par D. Mendeleïev, la matière pétrolière première se forme au sein de la terre par interaction des eaux souterraines avec les carbures de fer incandescents. Sous l'action durable des températures élevées, cette matière première se transforme progressivement en pétrole et en gaz. Toutefois cette théorie simple n'est confirmée ni par la composition ni par la distribution des champs pétrolières dans l'écorce terrestre.

D'après la théorie organique, partagée par la plupart des savants, le pétrole est issu de la décomposition de matières organiques végétales et animales. Ces particules se déposent en même temps qu'une sorte de boue. Le milieu d'accumulation est confiné (peu oxygéné). A mesure qu'ils se déplacent en profondeur, la température et la pression de la roche augmentent, et sous leurs actions les matières organiques se transforment en pétrole et en gaz [Sidorov, 1982].

Au fur et à mesure du recouvrement de cet ensemble, la transformation en hydrocarbures commence. Elle débute vers 60°C, ce qui correspond à un enfouissement d'environ 1500 à 2000 mètres. La vitesse de transformation augmente jusqu'à 100°C (3000m) puis, au-delà de cette limite, elle diminue lorsque la température augmente. Si l'enfouissement est supérieur à 4000m

(soit plus de 150°C), il ne se forme plus que du méthane. En tout état de cause, ces transformations sont très lentes et nécessitent plusieurs millions d'années.

La matière organique en décomposition, est en quelque sorte coincée dans la roche qui s'est formée au moment de son enfouissement. On parle de roche mère. Le pétrole en formation est moins dense que la roche qui l'entoure, il peut donc migrer vers la surface à condition qu'il ne soit pas arrêté dans sa progression par des roches imperméables par exemple. Si tel est le cas, le pétrole est alors stoppé dans sa remontée et se concentre pour former des poches. Ces pièges sont à l'origine des réservoirs actuels de pétroles.

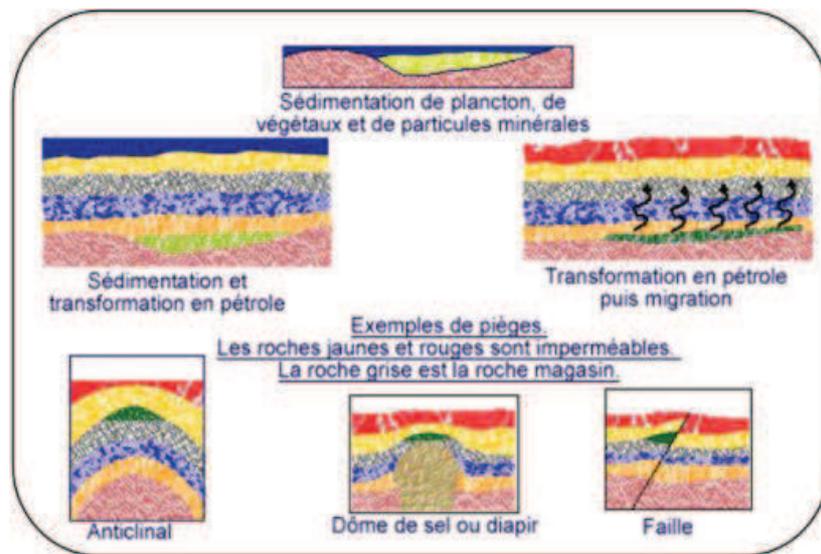


Figure I.1 Formation du pétrole et quelques exemples de pièges.

a. Qualité du pétrole brut :

Il existe autant de qualités de pétrole qu'il y a de puits de pétrole dans le monde. En effet, chaque poche de pétrole a des caractéristiques qui lui sont propres et qui sont dues à l'histoire géologique de la formation du pétrole de cette poche en particulier.

Néanmoins, le pétrole est classifié suivant ses composants majoritaires et la mesure de sa viscosité par la gravité API (du nom de « American Petroleum Institute ») ; ainsi un pétrole est léger (light) si le degré API est supérieure à 31.1, moyen (medium) s'il est compris entre 22.3 et 31.1, lourd (heavy) s'il est compris entre 10 et 22.3 et extra lourd (extra heavy) s'il est inférieur à 10. L'échelle API rend compte de la viscosité et donc de la longueur des chaînes carbonées des composés : plus les chaînes sont longues, plus le pétrole est lourd.

b. Les réserves du pétrole

Evaluer les réserves de pétrole est une question importante afin de gérer au mieux cette ressource non renouvelable. En effet, une fois l'ensemble des ressources pétrolifères épuisées, cette source d'énergie sera définitivement tarie. Cependant les réserves évoluent sans cesse, et contrairement à ce qu'on pourrait penser les réserves identifiées (ou prouvées) n'ont jamais été aussi importantes qu'à l'heure actuelle : les estimations varient entre 140 Gt (giga tonnes

ou milliards de tonnes, équivalent à 1050 Gb ou giga barils) d'après le Oil and Gas Journal (OGJ) et 160 Gt (1200 Gb) d'après l'US Geological Survey (USGS). En se basant sur la consommation actuelle du pétrole, ces chiffres nous mèneraient entre 53 et 63 ans de production (suivant les ressources). Le tableau ci-dessous indique la répartition des réserves de pétrole prouvées en fonction des différentes zones géographiques de production.

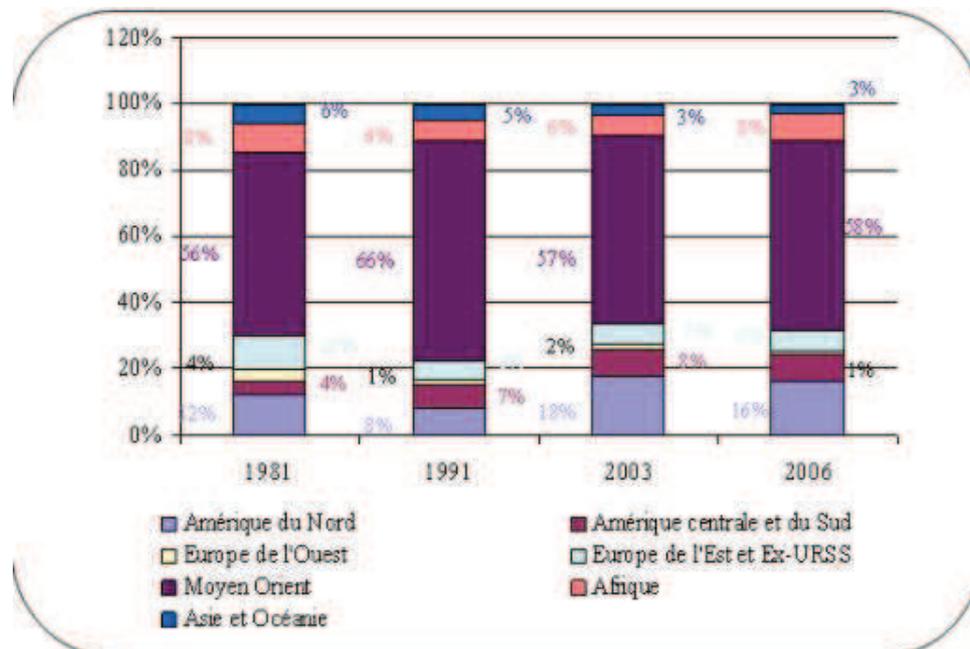


Figure I.2 Part des régions dans les réserves mondiales prouvées de pétrole brut en pourcentage.

II.2. Exploration

L'exploration a beaucoup progressé en terme de fiabilité et ce, depuis l'invention de la sismique à trois dimensions. En effet, jusqu'alors les études du sous-sol terrestre, essentielles pour découvrir de nouvelles nappes de pétrole ainsi que pour déterminer les meilleurs emplacements pour le forage, étaient basées sur des études sismiques à deux dimensions. Les résultats amenaient à un taux de réussite d'environ 30 à 40 %. Depuis moins de dix ans, l'apparition de l'exploration à trois dimensions a permis d'atteindre un taux de réussite de 70%. Ces techniques sont au départ identiques à celles à deux dimensions : des ondes issues d'explosions provoquées se propagent dans le sous-sol terrestre et les « échos » de ces ondes sont enregistrés puis analysés pour en déduire la configuration du terrain en profondeur. La sismique à trois dimensions quadrille une surface avec des émetteurs et des récepteurs, multipliant considérablement la quantité de données à traiter ; alors que la sismique à deux dimensions utilisait une seule ligne d'émetteurs et de récepteurs. Seuls les progrès informatiques récents et la création d'algorithmes spécifiques permettent de traiter ces données. La quantité d'information récoltée est de l'ordre du Téraoctets (soit l'équivalent de mille milliards de caractères écrits). Le coût de la sismique 3D est bien plus élevé que la sismique 2D, néanmoins elle est de plus en plus utilisée du fait de la qualité des résultats obtenus.

L'exploration pétrolière commence par l'identification d'indices permettant de supposer où se trouve le pétrole et en quelle quantité. Géologue et géophysicien collaborent à cette enquête minutieuse à fort enjeu économique qui commence à la surface de la terre pour descendre vers le sous-sol.

a. La géologie pétrolière ou l'observation de la surface

C'est la première étape, qui permet de repérer les zones sédimentaires méritant d'être étudiées (plissements, failles...). Les géologues utilisent des photographies aériennes et des images satellites puis vont sur le terrain examiner les affleurements. Ces derniers peuvent en effet renseigner sur la structure en profondeur. Ensuite, l'analyse en laboratoire d'échantillons de roche prélevés permet de déterminer l'âge et la nature des sédiments afin de cerner les zones les plus prometteuses. Cette étape représente 5 % du budget consacré à la prospection.

b. La géophysique ou l'étude des profondeurs

Son objectif : donner le maximum d'informations pour que les forages soient entrepris ensuite avec le maximum de chance de succès. Il s'agit essentiellement d'accumuler des données sismiques riches en informations, grâce à une sorte « d'échographie » du sous-sol ou « sismique réflexion ». Ces données sont obtenues à l'aide de vibreurs pneumatiques (ou autres) qui génèrent de mini-ébranlements du sous-sol. Les signaux recueillis en surface sont traités par de puissants logiciels de calcul qui reconstituent l'image du sous-sol. Les pièges possibles mis en évidence sont classés selon leur probabilité d'existence et leur volume prévisionnel. Cette étape représente 15 % du budget consacré à la prospection.

c. Vérification des hypothèses

C'est l'étape du forage d'exploration qui seule permet de certifier la présence de pétrole.

On perce la roche à l'aide d'un trépan.

À terre, l'ensemble du matériel est manipulé à partir d'un mât de forage.

En mer, l'appareil de forage doit être supporté au-dessus de l'eau par une plateforme métallique spécialement conçue. Cette étape qui dure de 2 à 6 mois est la plus lourde dans le budget d'exploration : 60 % en moyenne.

Avant d'envisager l'exploitation, il s'agit d'évaluer la rentabilité du gisement : volume des réserves récupérables et conditions de production ne peuvent être déterminés qu'en procédant à des forages de délimitation en vue de délimiter le gisement. Des équipes pluridisciplinaires constituées de géologues, de géophysiciens, d'architectes pétroliers, de foreurs, de producteurs et d'ingénieurs de gisement sont chargées d'étudier les résultats issus de la phase de prospection. Leurs conclusions sont déterminantes pour limiter les risques financiers que prennent les compagnies pétrolières.

En effet, sur cinq forages d'exploration, un seul, en moyenne, met en évidence une quantité de pétrole suffisante pour justifier économiquement son exploitation.

C'est la phase d'exploitation du gisement qui demande la mise en place de tout l'équipement nécessaire : forage de production appelé « puits de développement », installation de production, équipements de traitement et de comptage et système d'évacuation du pétrole. Cette phase, qui représente 40 à 60 % du coût total d'un projet, s'étale sur 2 à 3 ans.

La technique de forage la plus répandue est celle du forage Rotary qui s'est beaucoup renouvelée, en particulier avec les forages déviés - permettant de contourner un obstacle souterrain - ou horizontaux – permettant de traverser le réservoir sur toute sa longueur. Les puits multidrains, quant à eux, permettent de limiter le nombre de forages, en traitant plusieurs parties du réservoir à partir d'un point unique.

II.3. Classification des puits

En s'accumulant en profondeur dans des terrains poreux et fissurés le pétrole et le gaz forment des gisements. La découverte, l'exploration et l'exploitation de ces gisements ou champs se font à l'aide des puits.

On appelle puits (puits de forage, sonde) une excavation cylindrique verticale ou déviée établie à partir de la surface du jour dans un massif de roches à l'aide des dispositifs mécaniques, sans accès direct de l'homme. Son origine au jour s'appelle tête de puits, son fond dans le massif des roches, front de taille. La méthode d'exécution d'un puits s'appelle forage ou sondage. Les tâches assumées par le forage déterminent cinq catégories suivantes des puits : sondes géologiques, paramétriques, puits d'exploration, de recherche et de production.

Puits géologique : Leur objectif est l'étude de la structure en profondeur des régions pour établir les lois générales du gisement des roches et si ces roches présentent les conditions nécessaires pour la constitution des gîtes de pétrole. Ces puits sont forés jusqu'à la fondation cristalline et si elle repose à une profondeur trop grande, la profondeur du puits est déterminée par les moyens techniques de l'installation de forage et le niveau technologique atteint dans le domaine.

Dans le forage des puits géologique, on procède au prélèvement des carottes, ainsi qu'à d'autres études géophysique. L'étude des renseignements fournis par le sondage géologique permet aux spécialistes d'évaluer les zones de la région envisagée et les dépôts favorisant la constitution éventuelle des accumulations de pétrole.

Les sondages paramétriques sont réalisés dans les zones où les conditions sont supposées favorables pour la constitution des champs de pétrole. Ces sondages rendent possible l'étude de la structure des roches en profondeur et permettent d'évaluer les réserves de pétrole. Le prélèvement des carottes est ici moins intense que dans le cas des sondages géologiques.

D'après les données fournies par les sondages paramétriques on établit les superficies susceptibles de donner lieu à des gisements de pétrole.

Les puits d'exploration : sont forés d'après les données des sondages paramétriques et autres recherches, notamment, par les recherches géophysique. Ces puits confirment que dans les aires explorées il existe ou il n'existe pas de champs de pétrole. Dans les champs explorés ils permettent d'étudier les coupes du terrain à des profondeurs plus grandes que celles des gîtes exploités. Le prélèvement des carottes ne se fait que dans les limites de la présence éventuelle des horizons productifs. Outre les recherches géophysiques de chantier, les puits d'exploration assurent l'échantillonnage de toutes les couches productives éventuelles.

Les sondages de recherches sont amorcés une fois que le sondage d'exploration a établi la présence des horizons encaissant du pétrole. Les taches du sondage de recherche sont d'évaluer la puissance du gisement, d'apprécier les réserves d'hydrocarbures en tant que matières premières et d'accumuler les données nécessaires pour établir le projet de forage des gîtes isolés. Dans le sondage de recherche les carottes ne sont prélevées qu'à la hauteur des horizons productifs ; on réalise un ensemble déterminé des explorations géophysiques et de chantier et l'échantillonnage des horizons productifs aux tests de formation, ainsi que l'essai de production des horizons prometteurs. Si les sondages de recherche qui ont fourni du pétrole ou du gaz satisfont aux prescriptions imposées, ils passent dans la catégorie des puits de production. En présence des défaillances qui empêchent ce transfert, les puits de recherche sont soit arrêtés, soit tués comme ayant rempli leur mission.

Les puits de production sont forés pour extraire du pétrole, du gaz, et, dans plusieurs cas de l'eau de formation (par exemple, l'eau d'iode et brome). A cette catégorie, on rapporte également les puits d'injection, d'évaluation, témoins et piézométriques.

Les puits d'injection servent pour maintenir la pression dans la couche. A travers ces trous, on pompe dans les couches à partir de la surface du jour de l'eau, du gaz et parfois de l'air.

Les puits témoins et piézométriques s'emploient pour l'observation systématique dans la couche du déplacement du contact eau-huile (eau-gaz) et de la variation de la pression au cours de l'extraction du fluide (pétrole, eau) et du gaz.

Les puits d'évaluation sont réalisés pour établir la quantité de pétrole qui reste dans une couche productive. A cet effet, on y prélève une carotte pour déterminer au laboratoire la quantité de pétrole restant dans les pores et évaluer la saturation éventuelle de la couche en pétrole [Sidorov, 1982].

II.4. Construction des puits

Le cycle de construction d'un puits quelle que soit sa destination (recherche, exploration, production du pétrole et du gaz) compte trois étapes :

- a. Construction des structures au jour et montage du matériel de forage ;

- b. Forage et tubage ;
- c. Essai des objets productifs.

La première étape commence par les terrassements (nivellement du terrain, établissement des fouilles prévues pour la fondation), suivis de montage de la tour, la construction des structures au jour, le montage du matériel de forage et de l'équipement énergétique ou le déplacement et le montage des blocs porteurs de cet équipement et de la tour jusqu'à l'emplacement du nouveau forage. Ensuite, le matériel de forage est mis à l'essai, après quoi, on procède aux travaux préparatoires.

La deuxième étape (forage et tubage du puits) est considérée comme achevée après la descente de la colonne de production.

La troisième étape et le cycle de la construction tout entier se terminent soit par la venue du pétrole ou du gaz, soit par l'achèvement des essais de tous les objets prévus à cet effet.

Avant de s'attaquer à la construction d'un puits, des aménagements sont prévus à l'emplacement du site :

- Une route reliant le puits au réseau routier ;
- Une conduite d'eau ;
- Une ligne d'éclairage ;

Et si le forage est assuré par des moteurs électriques, des aménagements supplémentaires sont prévus :

- Une ligne de transmission électrique ;
- Une ligne téléphonique ;
- Une liaison radioélectrique.

L'étape la plus laborieuse et la plus onéreuse est la deuxième, celle de forge et de tubage. Beaucoup de temps demande également la troisième étape, celle des essais. Il faut donc s'efforcer à réduire au minimum le temps nécessaire pour la réalisation de la deuxième et de la troisième étapes et les frais absorbés par l'exécution de la deuxième étape, ce qui, naturellement, n'élimine pas les mesures à prendre pour réduire le temps et les frais imposés par la première étape .

✓ **Isolation des couches (tubages)**

Au cours du forage, le trou de sonde dégage des terrains différents suivant :

- La composition ;
- Les propriétés physiques et chimiques ;
- Les pressions de gisement ;
- Les pressions de pore ;

Les roches peuvent être stables ou susceptible d'éboulements et de gonflements dans le sens du trou par effet de fluage. Un trou de sonde peut découvrir des couches à basses pressions, qui absorbent le fluide de forage, et à pression élevée, productives et improductives.

Et pour assurer un forage sans aléas, il faut consolider le puits par des tubes d'acier dont l'ensemble s'appelle tubage ou casing, alors que l'espace annulaire parois-tubage reçoit par pompage du coulis de ciment qui en se solidifiant forme une pierre de ciment.

Les objectifs principaux du tubage sont :

- Former un canal durable et étanche pour le transfert du pétrole, du gaz et de l'eau de la couche à la surface du jour ou pour refouler dans la couche divers agents (eau, gaz, vapeur, etc.) ;
- Assurer la sécurité de l'isolation des horizons à pression différentes, ainsi que l'isolation des horizons productifs et improductifs entre eux ;
- Raffermer les parois du trou constituées par des roches à stabilité insuffisante.

II.5. Principe de la production

Il s'agit de générer au fond des puits de pétrole ou de gaz une pression inférieure à la pression du réservoir. Ainsi, sous l'effet de la différence de pression, les hydrocarbures vont se diriger vers le puits et remonter vers la surface. Pratiquement, le puits est entièrement coffré par un tubage jusqu'au réservoir. Ce tubage, difficilement amovible lorsqu'il est cimenté, assure l'intégrité du puits tout au long de son exploitation. Le pétrole et le gaz remontent par un autre tubulaire, le tube de production, tubing en anglais, placé dans le cuvelage. Ce dernier est amovible et peut être changé quand apparaissent corrosion ou dépôts.

Parfois, la pression du gisement est suffisante pour que les hydrocarbures remontent d'eux-mêmes jusqu'à la surface, les puits sont alors dits « éruptifs ». Dans d'autres cas, les puits ne sont jamais éruptifs. De toute façon, dans tous les cas, la pression du gisement diminue au fur et à mesure que l'on produit. Au bout d'un temps, elle ne suffit plus à produire de façon éruptive. Il faut alors stimuler la production. C'est ce qu'on appelle la récupération assistée.

En arrivant à la surface, les effluents des puits de production vont commencer leur circuit dans les installations de surface. [<http://www.planeteenergies.com/contenu/petrole-gaz/transport-petrole.htm>]

✓ *Maintenir la pression*

Une fois que le trépan a atteint le réservoir, un tuyau est mis en place pour faire remonter les hydrocarbures en surface. À cette grande profondeur, la température est élevée et la pression très forte. Percer un gisement revient donc à enlever la soupape d'une cocotte-minute chaude. Le liquide jaillit. Pour contrôler la pression, on injecte dans le trou creusé par le derrick une « boue » très dense. La boue sert aussi pendant le forage à remonter les déblais en surface et à refroidir le trépan. Une série de robinets et de manomètres permet ensuite d'affiner plus précisément les débits souhaités.

Après plusieurs années d'exploitation, la pression commence à diminuer dans le puits, comme celle d'une cocotte-minute qui se vide. Il faut alors percer un nouveau puits afin d'introduire un autre liquide sous pression, souvent de l'eau, qui va pousser les hydrocarbures restant vers le haut et permettre de continuer encore un peu l'exploitation.

III. Ecoulement dans les collectes

Les lignes de collecte transportent un effluent presque toujours polyphasiques.

En l'état actuel des connaissances, on ne dispose d'aucune loi générale qui permet de déterminer avec précision les pertes de charge liées à ce type d'écoulement. Toutes les méthodes de calcul proposées utilisent des données expérimentales et ne fournissent que des valeurs plus au moins approchées. Il est prudent, lors de l'étude d'un projet, de compter avec cette précision et d'admettre, en cas de doute, qu'il est moins onéreux de surdimensionner légèrement une conduite que d'avoir à suppléer par la suite à son insuffisance.

III.1. Les écoulements

III.1.1. Introduction

La mécanique des fluides diphasique est le domaine de la mécanique des fluides (gaz ou liquide) qui consiste à étudier ce qu'il se passe lorsque l'on a affaire à plusieurs fluides qui s'écoulent ensemble : il peut s'agir d'un même fluide présent en deux phases différentes (eau et vapeur par exemple...), de deux liquides différents dans une même phase (eau et huile liquides par exemple, cela intéresse particulièrement l'industrie pétrolière) ou encore deux fluides différents dans une phase différente (eau et air pour un exemple trivial)... Le comportement d'un écoulement en présence de deux fluides différents se trouve fortement modifié par rapport au cas monophasique ; c'est pourquoi il est à l'heure actuelle l'un des sous-domaines les plus actifs (au niveau de la recherche et des publications) de la mécanique des fluides.

III.1.2. Ecoulement monophasique

Un écoulement est dit monophasique si le fluide qui s'écoule comporte une seule phase c'est-à-dire que le fluide est homogène lors de son écoulement et qu'il n'est pas sujet à des modifications physiques tout le long de son action.

Dans un fluide newtonien, la force tangentielle est proportionnelle au taux de variation de la vitesse, ce qui conduit aux équations de Navier-Stokes. L'importance relative de la viscosité est mesurée par le nombre de Reynolds.

Si l'écoulement est uniforme, la viscosité n'a aucun effet puisque toutes les particules se déplacent à la même vitesse. Ce sont les parois, sur lesquelles la vitesse d'un fluide visqueux s'annule, qui créent une variation de vitesse entre 0 et la vitesse de l'écoulement non perturbé.

En toutes circonstances, il suffit de s'éloigner suffisamment des parois pour trouver des vitesses quasi-constantes qui permettent de négliger la viscosité. Plus la valeur du nombre Reynolds est élevée, plus cette zone, dans laquelle on peut considérer que l'on a affaire à un fluide parfait, est importante. Les effets de la viscosité se concentrent alors dans la couche limite assez mince pour permettre de simplifier les équations visqueuses.

Dans une première gamme de Reynolds, l'écoulement reste généralement irrotationnel, dépourvu de tourbillons. Pour de plus fortes valeurs, la couche limite engendre un sillage tourbillonnaire à l'aval de l'obstacle. Lorsque le nombre de Reynolds atteint des valeurs encore plus élevées, la couche limite, laminaire à l'amont, devient turbulente à l'aval, cette turbulence se transmet au sillage, ce qui complique considérablement le problème.

III.1.3. Ecoulement diphasique

Un écoulement est dit diphasique si le fluide qui s'écoule comporte deux phases.

La complexité de ces systèmes est générale telle qu'il est impossible de les décrire dans le détail à l'aide des concepts de la mécanique des fluides habituelle (monophasique). Même en se limitant au cas d'un mélange de deux phases, les phénomènes sont très complexes.

Divers noms ont été donnés à des mélanges particuliers, par exemple :

- **Emulsion** : Mélange liquide-liquide finement divisé ; ce terme est parfois appliqué à un mélange gaz-liquide sous forme de très petites bulles très nombreuses ;
- **Mousse** : Mélange gaz-liquide à très fort taux de gaz ; interfaces à géométrie polyédrique ;
- **Brouillard, aérosol** : Suspension dans un gaz de très fines gouttelettes de liquide ; l'appellation dépend de la taille des particules ;
- **Lit fluidisé** : Suspension de corps pulvérulents par un faible courant de gaz.

Il peut exister des systèmes diphasiques en équilibre, mais la plupart du temps, il y a mouvement et transfert entre phase et entre les phases et l'extérieur du système. On constate en général :

- Un échange de masse entre l'extérieur et le système : c'est le plus souvent le but recherché ou le résultat des forces appliquées ;
- Un échange de masse entre phases provenant d'un déséquilibre chimique entre les phases ; cet échange peut ne pas avoir lieu et ne pas être recherché ;
- Un échange de quantité de mouvement avec l'extérieur, pouvant s'accompagner d'échange d'énergie : propulsion ou non des effluents, efforts sur les parois du système ;
- Un échange de quantité de mouvement entre phases, dû à leur différence de densité ; cet échange est lié au glissement entre phases qui est une notion essentielle de la mécanique diphasique ;
- Un échange d'énergie entre phases, qui peut être accompagné d'échange de masse : réaction, changement d'état ; ou non : transfert de chaleur ;
- Un échange d'énergie entre l'extérieur et le système, qui peut provenir de la convection des effluents ou des déséquilibres entre le système et l'extérieur.

Le transfert entre phases s'effectue à travers les interfaces : c'est en général le phénomène le plus difficile à analyser. Le transfert aux parois du système est un des résultats recherchés mais nécessite d'abord l'analyse du transfert entre phases.

III.1.4. Les régimes d'écoulement

L'expérience a montré qu'une variation dans le rapport des phases d'un fluide diphasique peut changer l'allure de l'écoulement. On a ainsi relevé sept types d'écoulement qui sont représentés sur la figure I-3 dans l'ordre où ils apparaissent quand augmente progressivement le GOR (Gaz Oil Ratio). Ce sont :

a) Ecoulement avec bulles (bubble flow). Le gaz, en petite quantités, se déplace sous forme de bulles à la partie supérieure de la conduite, à peu près à la même vitesse que le liquide. Le cheminement du fluide total s'apparente à celui d'une mousse ou d'une émulsion.

b) Ecoulement avec vagues moutonnantes (slug flow). La vitesse du gaz devient suffisante pour arracher des crêtes d'écume aux vagues. L'écume forme un brouillard qui se déplace avec le gaz, plus vite que le liquide.

c) Écoulement avec bouchons (plug flow). La phase gazeuse croit. Le gaz s'accumule à la partie supérieure de la conduite. L'écoulement se fait avec alternance de bouchons de liquide et de gaz.

d) Écoulement annulaire (annular flow). La vitesse du gaz très grande. Le liquide est plaqué sur la paroi du tube, le gaz circule dans la partie centrale laissée libre.

e) Écoulement stratifié (stratified flow). Le gaz occupe toute la partie supérieure de la conduite, le liquide la partie inférieure. Les vitesses d'écoulement étant encore à peu près identiques, l'interface gaz liquide est plane.

f) Écoulement en brouillard (spray flow). L'importance de la phase liquide est faible par rapport à celle de la phase gazeuse. La plus grande partie du liquide, voire sa totalité, entraînée sous forme de brouillard.

g) Écoulement avec vague (wavy flow). Le régime d'écoulement est analogue au précédent. Mais l'importance de la phase gazeuse s'étant accrue. Le gaz circule plus vite que le liquide et des ondulations apparaissent sur l'interface.

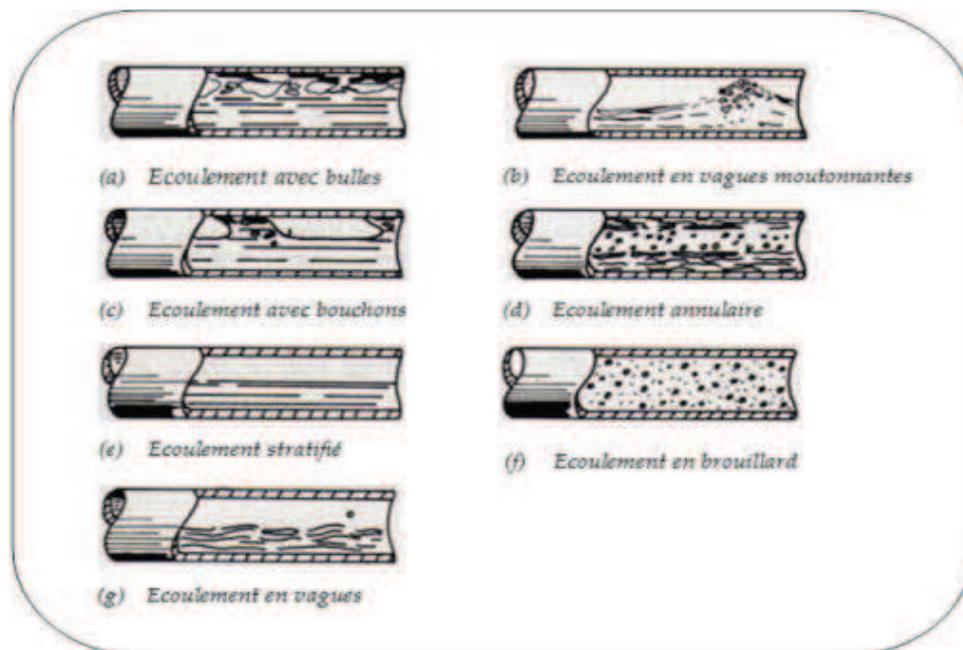


Figure I-3 Les types d'écoulements diphasiques.

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.

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

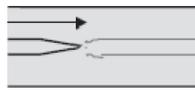
II.3 Les pertes de charge totales :

Elles sont définies comme suit :

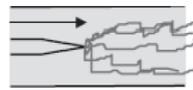
$$\begin{aligned}\Delta H_T &= \Delta H_L + \Delta H_s \\ \Delta H_T &= 1,1 \Delta H_L\end{aligned}$$

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 :

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

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 :

$$\lambda = \left[-2,1 \log \left[\frac{2,51}{Re \sqrt{0,4 Re^{-0,3} + 0,0053}} + \frac{\varepsilon}{(3,7 * d)} \right] \right]^{-2} \quad (\text{II. 15})$$

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.



ETUDE TECHNIQUE

CHAPITRE III



I. Introduction :

L'OB1 a été mis en service en novembre 1959, c'est le premier oléoduc Algérien, sa longueur est de 668 Km et d'une capacité de transport de 16 MTA (Million tonne par année) ; il transporte le pétrole brut et le condensat de Haoud El Hamra à Béjaia.

L'OB1 est âgé de 52 ans il a largement dépassé sa durée de vie et se trouve dans un état de vétusté avancé.

II. Paramètres d'exploitation Actuelles de L'OB1 :

section	Débit	Pression d'exploitation	Pression Design
	m^3/h	Kg/cm^2	Kg/cm^2
SP1-SP1 Bis	800	28	83.2
	1400	69	
	1850	63	
	2200	83.2	
SP1 Bis – SP2	800	21	84.4
	1400	40	
	1850	60	
	2200	84.4	
SP2- SP3	800	30	79.65
	1400	48	
	1850	68	
	2200	79.65	
SP3- TMB	800	49	70.95
	1400	55	
	1850	62	
	2200	70.95	

Tableau III.1 Paramètre d'exploitation de l'OB1.

II.1 Caractéristiques de la ligne OB1 Haoud El Hamra-Béjaia :

Diamètre	24"/22"
Longueur	668,44 km
Epaisseurs	12,7 / 9,52 / 9,0 / 8,73 / 7,92 / 7,13 / 6,35 mm
Nuance d'acier	X42 et X52
Type d'enrobage	Brai de houille et PE (Polyéthylène) pour les nouveaux tronçons remplacés et les déviations
Nombre PC (Poste coupure)	07
Nombre PS (Poste sectionnement)	10 avec la vanne de la fontaine des GAZELLES PK 373,431
Nombre de station	08 (04 en marche, 04 satellites à abandonner)

Produits transportés	Pétrole Brut et Condensat
PMS design (Bars)	83
PMS actuelle au niveau de SP1(Bars)	70
Capacité design (MTA)	14
Capacité Maximale Réelle (MTA)	11,4
Date de mise en service	10 novembre 1959

Tableau III.2 Caractéristique de la ligne OB1.

II.1.1 Description et importance de la ligne OB1 24" :

La ligne HEH / BEJAIA fonctionnait au départ seulement avec trois stations de pompage pour un débit max égale à 1800 m³/h et plus tard on a construit une quatrième station qui porte le nom SP1Bis a côté de DJEMAA ce qui permis d'augmenter le débit jusqu'à 2200 m³/h.

Vers l'année 1967 les besoins du pétrole ont augmenté d'où l'obligation de la mise en ligne des quatre stations satellites SPA-SPB-SPC-SPD pour augmenter le débit jusqu'à 2540 m³/h selon la demande du terminale BEJAIA.

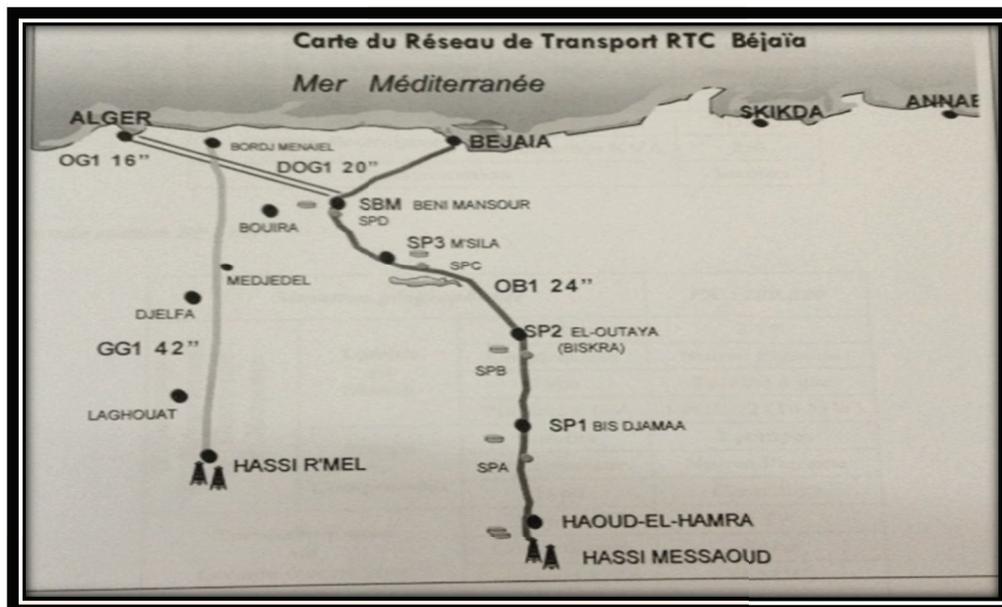


Figure III.1 Carte du Réseau de transport RTC Bejaïa

II.2 Profil en long :

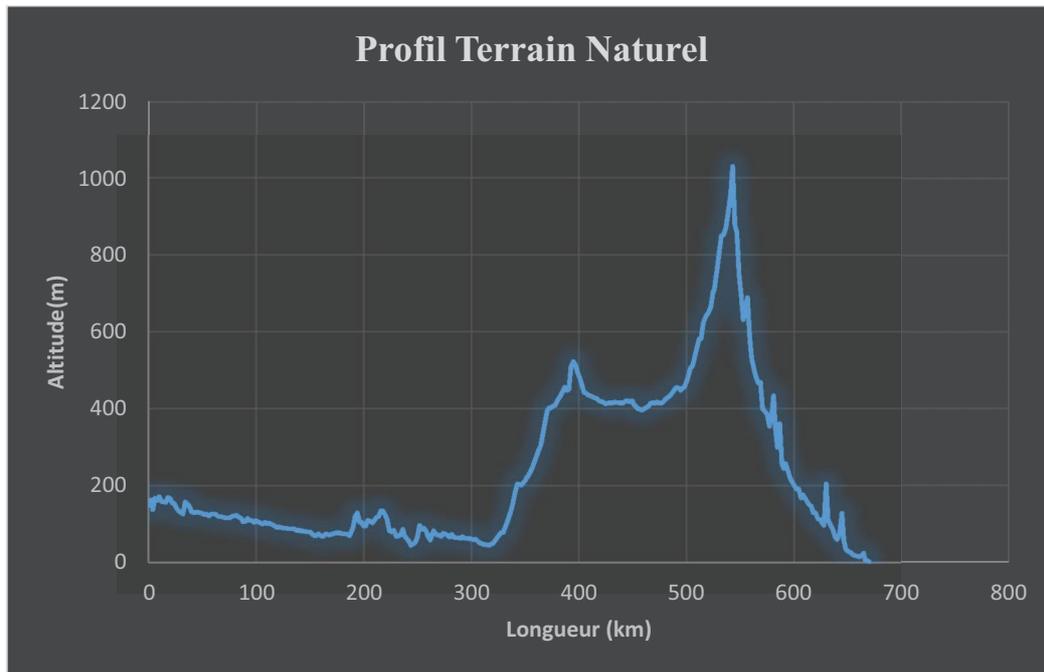


Figure III.2 Profil en long.

III. Fonctionnement général du réseau :

Le transport du pétrole est assuré à partir de Haoud El Hamra jusqu'au terminal marin de bougie en même temps qu'à la raffinerie d'Alger.

La charge nécessaire pour le refoulement du débit demandé est fournie par des stations de pompage principales, et parfois par des stations satellites, lorsque le débit augmente, cela pour garder les pressions de fonctionnement des tubes inférieures aux pressions limites d'utilisation définies par le constructeur. Le but principal de (SP3) est de franchir le col de Selatna.

III.1 Oléoduc OB1 HEH-Bejaia :

La ligne s'étend sur une longueur de 660 km, sa capacité maximale est de 2600 m³/h, soit une capacité de 18 millions de tonnes par an.

Pour assurer le transport de brut et de condensât la ligne dispose de :

- Trois stations principales : SP1, SP2, SP3.
- Une station intermédiaire : SP1-Bis.
- Quatre stations satellites : SPA, SPB, SPC, SPD.

III.1.1 Situation des stations de pompages :

Station	PK (km)	Altitude (m)
SP1	0	152.47
SP1Bis	189.813	89.22
SP2	350.832	220.12

SP3	495.698	453.35
-----	---------	--------

Tableau III.3 Situation des stations de pompages

IV. Etat du réseau :

Le réseau étudié, étant enterré, l'oléoduc traverse des zones plus ou moins agressives selon la qualité des terres ; à savoir la présence de sels (sp3-m'zita), ou bien des nappes phréatiques. Cependant les tubes sont protégés contre la corrosion par les procédés de revêtement, et de la protection cathodique. A l'intérieur, ceux-ci sont fabriqués avec une rugosité de 0,045 mm qui peut augmenter à cause de l'agressivité du produit transporté.

V. Quelques éléments d'opportunité de remplacement de l'actuel oléoduc OB1 22" par un ROB1 24" :

La déviation de la fontaine des gazelles et celle réalisée pour la délocalisation de la station SP3/OB1, ayant engendré une augmentation de distance d'environ 10km (entre SP2 Biskra et SP3 M'sila), ont causé la réduction de la capacité de transport du STC estimée à 20 000 bbl/j.

Le diamètre actuel (22") permet d'atteindre un débit ne dépassant pas les 2067 m³/h. soit 312 000 bbl/j (baril par jour).

En revanche, la réalisation d'une nouvelle ligne en 24" (24 pouce) nous permettrait évidemment de rattraper le débit perdu par la délocalisation de la station SP3 d'une part, et d'augmenter le débit de l'ouvrage jusqu'à 2650 m³/h. soit 88 000 bbl/j de plus par rapport à celui véhiculé par la ligne de 22", d'autre part.

Le remplacement de la ligne 22" par un diamètre de 24" se traduirait, inéluctablement, par une augmentation de la flexibilité d'exploitation et une meilleure gestion des programmations des navires citernes au niveau des ports pétroliers et notamment celui de Béjaia, dont les installations portuaires sont disponibles.

L'augmentation du diamètre ROB1 à 24" réduira le nombre de machines à mettre en service. A titre d'exemple, avec un diamètre de 24" et pour un débit de 2200 m³/h la station SP1Bis sera by-passée.

Il y a lieu de noter que les pompes des nouvelles stations SP1bis, SP2 et SP3 sont aussi dimensionnées pour prendre en charge la nouvelle ligne avec le diamètre de 24" sans aucune contrainte technique.

VI.1. Programme générique

VI.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 :

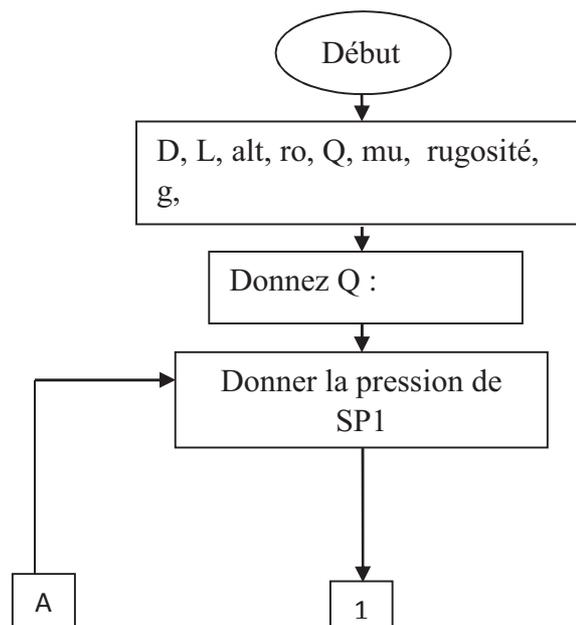
La masse volumique du pétrole, la viscosité du fluide.

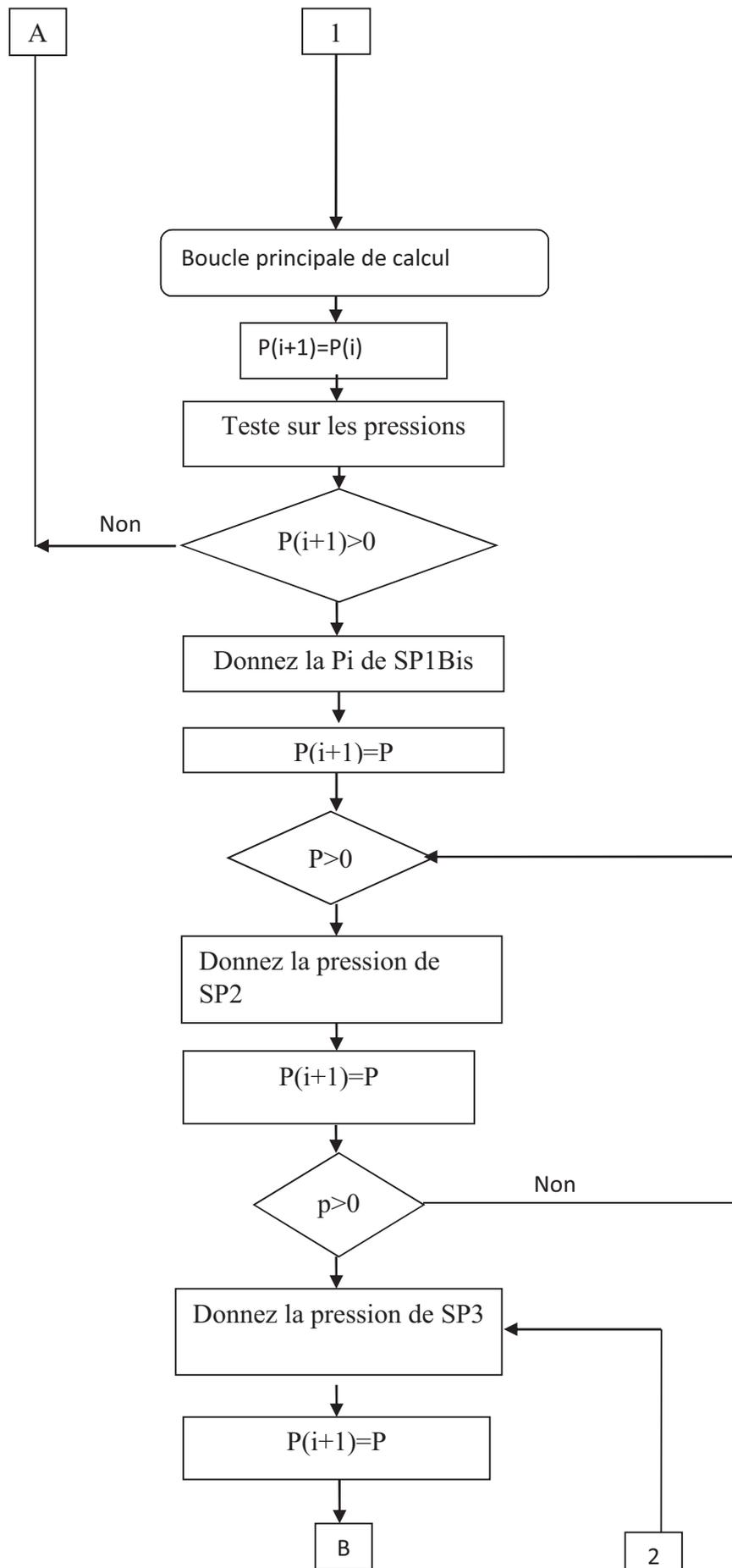
- Les résultats obtenus :

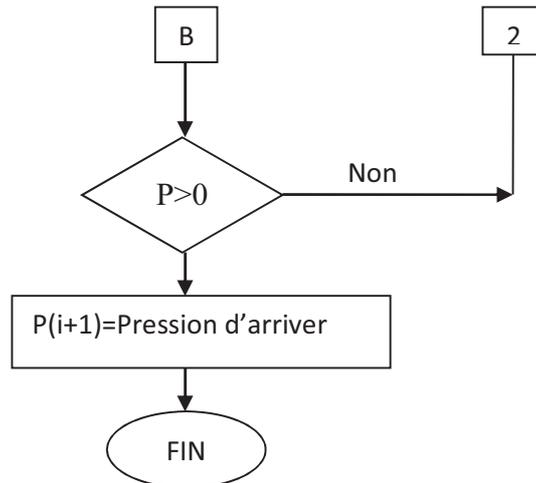
Résultats techniques :

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

VI.1.2. Algorithme de programme







VII. Résultats d'études :

❖ 1ere variante : $Q=800\text{m}^3/\text{h}$:

	L (km)	Alt (m)	P (bar)
SP1	0	152,48	28,00
SP1Bis	189,8	89,23	21,00
SP2	350,83	220,13	30,00
SP3	495,69	453,35	49,00
TBEJAIA	669,23	3,31	73,04

Tableau III.4 Résultats d'études pour la première variante

Les résultats des calculs sont résumés ci-dessous :

- Pression de départ à SP1 = 28 bar ;
- Pression d'arrivée à SP1Bis = 20,8 bar ;
- Pression de départ à SP1Bis = 21 bar ;
- Pression d'arrivée à SP2 = 0,6 bar ;
- Pression de départ à SP2 = 30 bar ;
- Pression d'arrivée SP3 = 2,5 bar ;
- Pression de départ SP3 = 49 bar ;
- Pression d'arrivée BEJAIA = 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.

❖ 2eme variante : $Q=2000\text{m}^3/\text{h}$:

	L (km)	Alt (m)	P (bar)
SP1	0	152,48	83,2
SP1Bis	189,8	89,23	84,4
SP2	350,83	220,13	79,65
SP3	495,69	453,35	70,95
TBEJAIA	669,23	3,31	36,72

Tableau III.5 Résultats d'études pour la deuxième variante

Les résultats des calculs sont résumés ci-dessous :

- Pression de départ à SP1= 83,2 bar ;
- Pression d'arrivée à SP1Bis = 12,25 bar ;
- Pression de départ à SP1Bis = 84,4 bar ;
- Pression d'arrivée à SP2 = 9,8 bar ;
- Pression de départ à SP2 = 79,65 bar ;
- Pression d'arrivée SP3 = 3,52 bar ;
- Pression de départ SP3 = 70,95 bar ;
- Pression d'arrivée BEJAIA = 36,71 bar ;

VI.1. Profils des pressions :

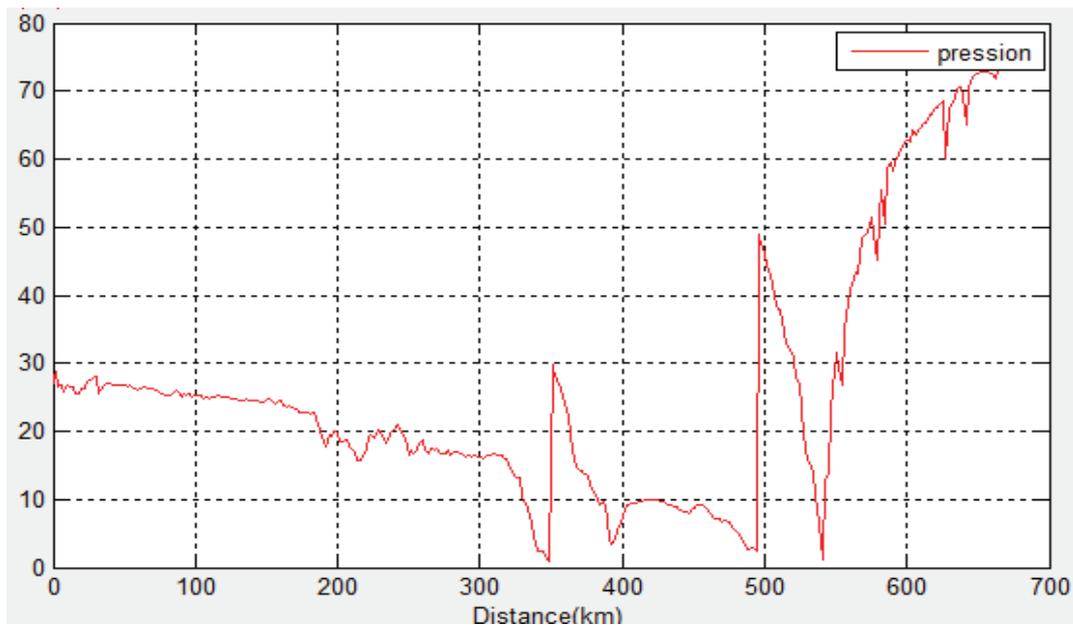
❖ 1eme variante $Q=800\text{ m}^3/\text{h}$:

Figure III.3 Profil des pressions de la première variante.

❖ 2eme variante $Q=2000 \text{ m}^3/\text{h}$:

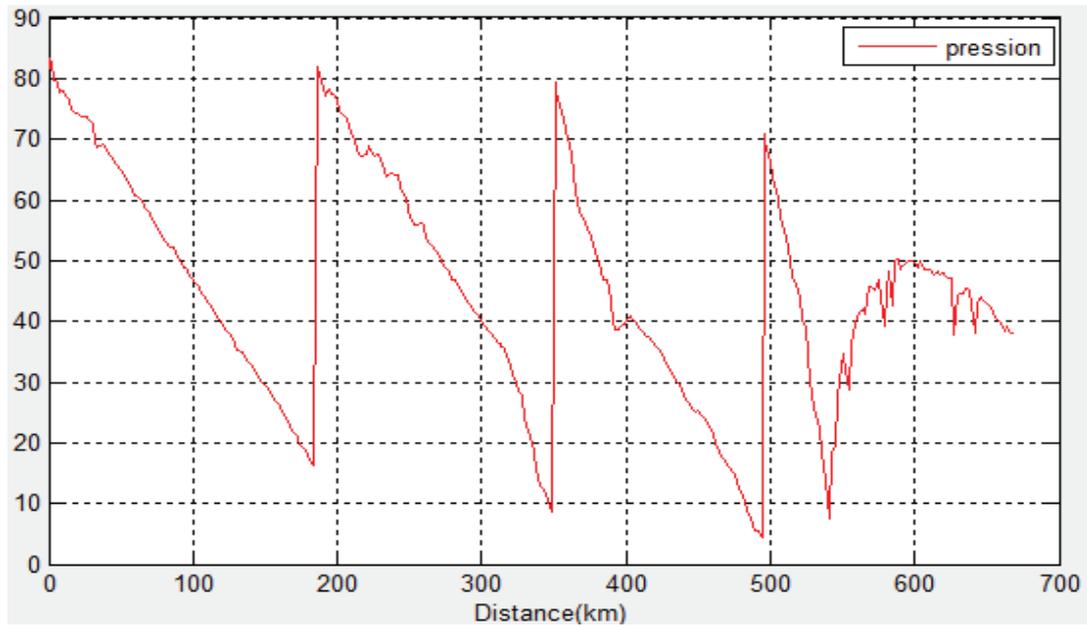


Figure III.4 Profil des pressions de la deuxième variante.

VII. CONCLUSION :

A l'issue de cette étude, deux variantes ont été étudiées qui correspondent aux débits respectifs de $800 \text{ m}^3/\text{h}$, $2000 \text{ m}^3/\text{h}$ et qui permettront de véhiculer les quantités de pétrole demandées en toute sécurité pour l'horizon future tout en vérifiant que :

- ✓ La pression du fluide à l'intérieur de pipeline doit être supérieure à une pression minimale.

Grace au calcul et au tracé des pressions par notre programme, on a déterminé le nombre de stations de pompage pour la ligne OB1.



CONCLUSION GENERALE



Conclusion générale

Ce mémoire s'inscrit dans le cadre d'élaboration d'un programme générique qui permettra de déterminer le nombre de station de pompage ainsi leur emplacement dans un oléoduc quelconque.

On a obtenu pour les différents débits de $800\text{m}^3/\text{h}$, $2000\text{m}^3/\text{h}$ quatre stations de pompages dont une n'entre pas en service en cas de débits $800\text{m}^3/\text{h}$. Ces résultats sont le fruit d'une étude technique basée sur les équations de pertes de charges, le gradient hydraulique, les pressions le long du pipe.

Grâce à ce programme, nous avons pu déterminer les pressions tout le long du tracé et le profil des pressions qui nous a permis de déterminer le nombre ainsi l'emplacement des stations de pompages. Toutefois, ce programme présente des lacunes qui peuvent être améliorées car il considère une épaisseur constante sur tout le tracé, il est limité en nombre d'équation d'écoulement. Ce qui restreint son domaine d'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.