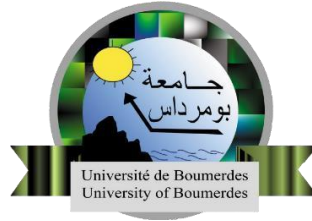


**RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE MINISTÈRE  
DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE  
UNIVERSITÉ M'HAMED BOUGARA BOUMERDES**



Faculté de Technologie

Département Génie Mécanique

# **MÉMOIRE DE FIN D'ÉTUDES**

En vue de l'obtention du diplôme de **MASTER** en Génie Mécanique

**Spécialité**

Installations énergétiques et turbomachines

---

*Thème*

---

Remplacement de la station de départ SP1 Haoud El Hamra  
Du STC OK1 34".

**Présenté par :**

BELHIMER Yahia Amine

BERRAHIA Yacine

**Promoteur :** M. NADIR

**Encadrant stage :** A. DEHMOUS

**Promotion 2021-2022**

## Résume :

L'un des projets les plus importants a été lancé cette année par Sonatrach, dans l'objectif de remplacer la station de départ SP1 Haoud El-Hamra du STC OK 1" 34. Notre mémoire de fin d'étude a pour but d'étudier les méthodes de raccordement des lignes aux bacs de stockage ou aux lignes existantes, en plus de confirmer les diamètres choisis par l'entrepreneur via une étude de flow assurance et logiciel Pipesim . Enfin, nous achèverons cette étude par le dimensionnement des pompes de transfert situées dans la zone manifold et qui seront utilisées pour transvaser des quantités de brut entre les bacs.

## تلخيص :

تم إطلاق أحد أهم المشاريع هذا العام من قبل Sonatrach، بهدف استبدال SP1 Haud El-Hamra محطة المغادرة في 34 "1 STC OK. تهدف أطروحتنا إلى دراسة طرق ربط الخطوط بصهاريج التخزين أو الخطوط الحالية، بالإضافة إلى تأكيد الأقطار التي اختارها المقاول من خلال دراسة ضمان التدفق و برنامج Pipesim. أخيراً، سنكمل هذه الدراسة من خلال تحديد حجم مضخات النقل الموجودة في المنطقة المتشعبة والتي سيتم استخدامها لنقل كميات النفط الخام بين الخزانات.

## Abstract:

One of the most important projects was launched this year by Sonatrach, with the objective of replacing the SP1 Haoud El-Hamra departure station of the STC OK 1" 34. Our thesis aims to study the methods of connecting the lines to the storage tanks or existing lines, in addition to confirming the diameters chosen by the contractor via a flow assurance study and Pipesim program. Finally, we will complete this study by sizing the transfer pumps located in the manifold area that will be used to transfer crude oil quantities between the tanks.

## Remerciements

Nous tenons à remercier tout d'abord et avant tout, DIEU le tout puissant qui nous a donné, durant toutes nos années de l'éducation, de la santé, du courage et de la patience pour arriver à ce jour.

Nos sincères remerciements pour notre promoteur M. NADIR pour , ses orientations, ses conseils et ses encouragements au cours de ce travail.

Nous tenons à remercier aussi notre encadreur de stage Mr.A.DEHMOUS qui, malgré son indisponibilité et sa grande charge de travail, a toujours su trouver le temps pour nous et s'est toujours dévoué à notre travail et nous a soutenu et orienté tout au long de notre période de stage et sans lequel nous n'aurions pas pu aboutir à l'objectif tracé.

Sans oublier le chef de spécialité Mme.F.BRAHIMI pour tous ses efforts, autant pour notre binôme que pour le département dans son ensemble, son attention envers notre travail, sa disponibilité et surtout ses précieux conseils qui nous ont grandement servis.

Nos vifs remerciements vont également aux membres du jury, le président et l'examineur, pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre travail en acceptant de l'examiner et de l'enrichir par leurs propositions.

Nos remerciements vont également à Monsieur S. BENDIA, chef département mécanique de la direction engineering de l'ENGTP , ainsi que toute son équipe d'ingénieurs, notamment Z. TOUATI, M. MAOUI et S. TEFAHI, qui ont tous fortement enrichi notre stage à l'ENGTP.

BELHIMER Yahia amine ET BERRAHIA Yacine

## Dédicace

C'est avec une joie que je dédie ce travail à ceux qui ont été une source d'inspiration et de volonté. Je dédie ce travail :

À ma très chère et gracieuse grand-mère maternelle qui nous a quitté voici déjà 6 ans de cela mais que je garderai toujours dans mon cœur, celle que j'aime plus que tout au monde et qui a toujours porté ses espoirs et cru en moi et qui aurait certainement pleuré de joie aujourd'hui.

À ma mère YOUNES Fatima sans laquelle je ne serais jamais allé aussi loin, non pas seulement dans mes études mais également dans ma vie, pour le meilleur ou pour le pire, même quand personne ne croyait plus en moi, même quand moi-même j'ai perdu confiance en moi, même dans ses pires moments à elle, elle a toujours été la meilleure maman du monde et m'a toujours soutenu.

À mon père BELHIMER Kamel qui était, envers et contre tout, toujours là pour moi et qui m'a forgé afin de devenir l'homme que je suis aujourd'hui, ainsi qu'à mes très chères sœurs que j'adore.

Sans oublier notre encadrant de stage DEHMOUS Ahcene sans les efforts duquel ce mémoire n'aurait jamais abouti.

A la fin je dédie ce travail à mon ami et mon binôme BERRAHIA Yacine qui m'a toujours soutenue dans la réalisation de notre mémoire.

BELHIMER Yahia Amine

## Dédicace

Je dédie ce travail

À ma mère Karima et mon père Djilali, pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur tendresse, leur soutien et leurs prières tout au long de mes études et depuis ma tendre enfance.

À mes chers frères, pour leur appui et leurs encouragements.

À toute ma famille, et à notre encadrant de stage DEHMOUS Ahcene qui a fait de grands efforts pour nous et qui, pour moi, est un modèle à suivre et représente la puissance de la jeunesse.

À la fin, je dédie ce travail à mon ami et binôme BELHIMER Yahia Amine avec qui j'ai vécu une sacrée aventure, qui n'était d'ailleurs pas tout le temps facile, mais si c'était à refaire il serait toujours mon premier choix en tant que binôme.

Merci à tous pour leurs encouragements permanents, et leur soutien moral.

BERRAHIA Yacine

# Sommaire

## SOMMAIRE :

<b>Introduction générale .....</b>	<b>1</b>
<b>Chapitre I Généralités sur le projet</b>	
I.1 Présentation de l'ENGTP .....	3
I.1.1) Présentation de l'entreprise d'accueil .....	3
I.1.2) Implantation .....	3
I.1.3) Histoire .....	4
I.1.4) Organisation de l'entreprise.....	5
I.2 Introduction (HEH) .....	6
I.2.1) Présentation du site de Haoud El Hamra .....	6
I.2.2) Historique de la base Haoud El Hamra.....	6
I.2.3) Les produits transportés par Haoud El-Hamra.....	7
I.2.4) Les principales installations de Haoud El-Hamra.....	8
I.2.4.1) Les bacs de stockage .....	8
I.2.4.2) Les stations de stockage et pompage .....	9
I.3 Etendue des travaux .....	14
I.3.1) Étendue des travaux du projet.....	14
I.3.2) Étendue des travaux de L'ENGTP.....	15
<b>Chapitre II Piquage</b>	
II.1 Piquage à froid.....	19
II.1.1) Avantages.....	19
II.1.2) Inconvénients .....	19
II.2 Procédure de piquage à froid.....	19
II.3 Piquage en charge.....	22
II.3.1) Avantages.....	23
II.3.2) Inconvénients .....	23
II.3.3) Les composants de piquage en charge .....	23
II.4 Procédures de piquage à chaud .....	25
II.5 Point de raccordement du projet.....	31

## **Chapitre III Dimensionnement des pompes**

III.1 Introduction.....	32
III.2 Les catégories principales .....	33
III.3 Les pompes centrifuges.....	33
III .3.1) composition.....	34
III.3.2) Principe de fonctionnement .....	35
III.3.3) Disposition.....	36
III.4 Calculs et Interprétations .....	38
III.4.1) Les étapes de dimensionnement d'une pompe de transfert.....	38
III.4.2) Interprétation des résultats .....	53
III.4.3) Choix de la pompe .....	54

## **Chapitre IV Assurance de débit (FLOW ASSURANCE)**

IV.1 Assurance débit.....	55
IV.1.1) Rôle de l'assurance débit.....	55
IV.1.2) Plan d'assurance débit .....	55
IV.1.3) Stratégie de prévention.....	55
IV.1.4) L'importance de l'assurance débit.....	56
IV.2 Pipesim.....	56
IV.3 Procédures de calcul.....	57
IV.4 Calculs et simulation.....	61
IV.4.1) Le cas étudié .....	61
IV.4.2) Représentation des résultats à partir du pipsim .....	65
IV.4.3) Conclusion.....	68

<b>Conclusion générale.....</b>	<b>69</b>
---------------------------------	-----------



# **Listes des figures et tableaux**

Numéro de la figure	Titre de la figure	Page
<b>Chapitre I Généralités sur le projet</b>		
<b>FIG.I.1</b>	Implantation de la GTP sur le territoire national	<b>3</b>
<b>FIG.I.2</b>	Evolution du capital social de la GTP	<b>4</b>
<b>FIG.I.3</b>	Organigramme du fonctionnement et de l'organisation de l'EN-GTP	<b>5</b>
<b>FIG.I.4</b>	Haoud El-Hamra en 1959	<b>7</b>
<b>FIG.I.5</b>	Vue d'ensemble du site HAOUD EL HAMRA	<b>9</b>
<b>FIG.I.6</b>	Cartographie actuelle du réseau de transport.	<b>11</b>
<b>FIG.I.7</b>	Carte du Réseau de Transport du pétrole brut.	<b>12</b>
<b>FIG.I.8</b>	Carte du Réseau de Transport du Condensat.	<b>13</b>
<b>FIG.I.9</b>	Plan de mass de Haoud El Hamra.	<b>15</b>
<b>FIG.I.10</b>	Schéma démonstratif des différents points de raccordement du manifold.	<b>16</b>
<b>FIG.I.11</b>	P&ID du manifold à réaliser (grand diamètre)	<b>17</b>
<b>FIG.I.12</b>	P&ID du manifold à réaliser (petit diamètre)	<b>18</b>
<b>Chapitre II : PIQUAGE</b>		
<b>FIG II.1</b>	libération de la pression à l'intérieur du tuyau.	<b>19</b>
<b>FIG II.2</b>	Installation de la coupe à froid autour du tuyau.	<b>20</b>
<b>FIG II.3</b>	Enlèvement de la section coup	<b>20</b>
<b>FIG II.4</b>	Soudage du tee entre les deux tuyaux.	<b>21</b>
<b>FIG II.5</b>	Image réelle d'un piquage en charge.	<b>22</b>
<b>FIG II.6</b>	Les éléments du procédé de piquage en charge	<b>24</b>
<b>FIG II.7</b>	Soudage du tee à demi-coquille sur le tuyau.	<b>25</b>

<b>FIG II.8</b>	Installation de vanne à sandwich ci-dessus le tee à demi coquille.	<b>26</b>
<b>FIG II.9</b>	Montage de la fraiseuse de piquage au chaud avec la vanne.	<b>27</b>
<b>FIG II.10</b>	Perçage du tuyau avec pilot bit et couper le coupon.	<b>28</b>
<b>FIG II.11</b>	Installation de l'adaptateur et on ferme la vanne.	<b>29</b>
<b>FIG.II.12</b>	Installation d'un dispositif d'arrêt sure le tee à demi coquille	<b>30</b>
<b>Chapitre III: dimensionnement de la pompe</b>		
<b>FIG III.1</b>	Schéma de principe de transfert d'un ballon à Un autre.	<b>32</b>
<b>FIG III.2</b>	un schéma explicatif du fonctionnement d'une pompe centrifuge	<b>33</b>
<b>FIG III.3</b>	Constitution d'une pompe centrifuge	<b>34</b>
<b>FIG III.4</b>	Schéma expliquant le principe de fonctionnement d'une pompe centrifuge	<b>35</b>
<b>FIG III.5</b>	Vue extérieure d'une pompe horizontale.	<b>36</b>
<b>FIG III.6</b>	Vue extérieure d'une pompe verticale.	<b>37</b>
<b>FIG III.7</b>	Schéma de principe du circuit de transfert.	<b>38</b>
<b>FIG III.8</b>	diagramme de moody.	<b>41</b>
<b>FIG III.9</b>	Pompe en charge.	<b>49</b>
<b>FIG III.10</b>	Diagramme des pressions de vapeur	<b>50</b>
<b>FIG III.11</b>	La pompe verticale VS6 KSB	<b>54</b>
<b>Chapitre IV : Assurance de débit (FLOW ASSURANCE)</b>		
<b>FIG IV.1</b>	Les étapes de simulation	<b>57</b>
<b>FIG IV.2</b>	Choix du module	<b>58</b>
<b>FIG IV.3</b>	La corrélation du flux	<b>58</b>

<b>FIG IV.4</b>	Les propriétés du fluide	<b>59</b>
<b>FIG IV.5</b>	Environnement de simulation	<b>59</b>
<b>FIG IV.6</b>	Les données d'entrées pour le bac 103	<b>60</b>
<b>FIG IV.7</b>	Exécution de la simulation	<b>60</b>
<b>FIG IV.8</b>	P&ID de l'installation démontrant le circuit de transfert du bac 103 au bac 102	<b>62</b>
<b>FIG IV.9</b>	Schéma du circuit sur Pipesim	<b>64</b>
<b>FIG IV.10</b>	Variation de pression en fonction de la distance	<b>66</b>
<b>FIG IV.11</b>	Variation du Nombre de Reynolds	<b>67</b>
<b>FIG IV.12</b>	Variation de EVR (Erosion Velocity Ratio)	<b>68</b>

Numéro du tableau	Titre du tableau	Page du tableau
<b>Chapitre I Généralités sur le projet</b>		
<b>TAB. I.1</b>	Tableau récapitulatif du Réseau de Transport du pétrole brut	<b>12</b>
<b>TAB I.2</b>	Tableau récapitulatif du Réseau de Transport du Condensat	<b>13</b>
<b>Chapitre I : Piquage</b>		
<b>TAB.II.1</b>	Type de piquage de chaque tie-in	<b>31</b>
<b>Chapitre III : Dimensionnement des pompe</b>		
<b>TAB.III.1</b>	Élément lié au diamètre (aspiration).	<b>45</b>
<b>TAB.III.2</b>	Élément non lié au diamètre (aspiration).	<b>46</b>
<b>TAB.III.3</b>	Élément lié au diamètre (refoulement).	<b>47</b>

<b>TAB.III.4</b>	Élément non lié au diamètre (Refoulement).	<b>48</b>
<b>Chapitre IV Assurance de débit (FLOW ASSURANCE)</b>		
<b>TAB.IV.1</b>	Données de base.	<b>63</b>
<b>TAB.IV.2</b>	Caractéristiques de la pompe.	<b>63</b>
<b>TAB.IV.3</b>	Paramètres opératoires.	<b>63</b>
<b>TAB.IV.4</b>	Résultat de la simulation sur pipsim.	<b>65</b>
<b>TAB.IV.5</b>	Résultat final de la simulation sur pipsim.	<b>66</b>

# **Nomenclature**

## Nomenclature

$\rho$	masse volumique	[kg/m <sup>3</sup> ]
$g$	gravité	[m/s <sup>2</sup> ]
$\nu$	viscosité cinématique	[mm <sup>2</sup> /s]
$P_r$	pression de refoulement	[Pa]
$P_{atm}$	pression atmosphérique	[Pa]
$P_{vs}$	pression vapeur saturante	[Pa]
$D_a$	Diamètre d'aspiration	[pouce]
$D_r$	Diamètre de refoulement	[pouce]
$V_a$	vitesse d'aspiration	[m/s]
$V_r$	vitesse de refoulement	[m/s]
$Q$	Débit volumique	[m <sup>3</sup> /h]
$H_a$	hauteur d'aspiration	[m]
$H_r$	hauteur de refoulement	[m]
$S_r$	La section de refoulement	[m <sup>2</sup> ]
$L_a$	longueur d'aspiration	[m]
$L_r$	longueur de refoulement	[m]
$P_{dcla}$	Pertes de charges linéaires à l'aspiration	[Pa]
$P_{dclat}$	Pertes de charges linéaires totale à l'aspiration	[P]
$p_{dclr}$	pertes de charges linières au refoulement	[Pa]
$p_{dclrt}$	pertes de charges linières totale au refoulement	[Pa]
$p_{dcsa}$	pertes de charges singulière a l'aspiration	[Pa]
$p_{dcsat}$	pertes de charges singulière totale à l'aspiration	[Pa]
$p_{dc sr}$	Pertes de charges singulière au refoulement	[Pa]
$p_{dc srt}$	Pertes de charges singulière totale au refoulement	[Pa]
$H_{ha}$	charge hydraulique a l'aspiration	[Pa]
$H_{ma}$	Hauteur Manométrique à l'aspiration	[Pa]
$H_{mr}$	Hauteur Manométrique au refoulement	[Pa]
$H_{hr}$	charge hydraulique au refoulement	[Pa]
$H_{mt}$	Hauteur Manométrique totale	[Pa]

# **Abréviations**



## **Abréviations unités :**

Re :	Nombre de Reynolds (sans unité)
$\lambda$ :	Coefficient de perte de charge linéaire
K :	Coefficient de perte de charge singulière
NPSH :	Hauteur d'aspiration positive nette
Kg :	Kilogramme
M :	Mètre
S :	Seconde
Pa :	Pascal
bar :	Bar
Mm :	Millimètre
H :	Heure
Mce :	Mètre colonne d'eau
Mcl :	Mètre colonne liquide
M <sup>3</sup> :	Mètre au cube
Kw :	Kilo watt
C° :	Degré Celsius
Km :	Kilomètre
Pdcla	Pertes de charges linéaires à l'aspiration
Pdclat	Pertes de charges linéaires totales à l'aspiration
Pdclr :	Pertes de charges linéaires au refoulement
Pdclrt :	Pertes de charges linéaires totales au refoulement
Pdcsa :	Pertes de charges singulières à l'aspiration
Pdcsat :	Pertes de charges singulières totales à l'aspiration
Pdcsr	Pertes de charges singulières au refoulement
Pdcsrt :	Pertes de charges singulières totales au refoulement
Hha :	Charge hydraulique à l'aspiration
Hhr :	Charge hydraulique à refoulement

## **Symboles :**

$\Delta$  Différence

## **Abréviations Projet :**

EN- GTP : Entreprise nationale de grands travaux pétroliers.

GCB : Société nationale de génie civil et bâtiment

ALTRA : L'entreprise algérienne des travaux, ancêtre de l'en-gtp

UIE : L'entreprise française spécialisée dans la construction  
D'installations pétrolières de surface.

CDHL : Le centre de dispatching d'hydrocarbures liquides

GPL : Gaz de pétrole liquéfié.

SONATRACH : Société nationale pour la recherche, la production, le  
Transport, la transformation, et la commercialisation  
Des hydrocarbures.

EPE : Entreprise publique économique.

HEH : Haoud el Hamra.

SARPI : Société algérienne de réalisation de  
Projets industriels

SP1 : Station de pompage.

TRC : L'activité transport par canalisation.ok1

# **Introduction générale**

## Introduction générale

---

La nature est une réserve d'énergie inépuisable dont l'être humain a toujours su tirer profit afin de répondre à ses besoins, évoluer et prospérer. Depuis l'antiquité déjà, les moulins à vent et les bateaux à voiles existaient et montraient que l'énergie éolienne était déjà exploitée dès lors. Au fil du temps et des avancements dans le domaine de la science et de la technologie, l'humain n'a cessé d'innover pour trouver plus de moyens d'exploiter ces énergies sous toutes leurs formes, de plier la nature à sa volonté et de s'en servir comme pilier pour l'édification de ses civilisations. Le sujet de ce mémoire sera l'une des formes d'énergie les plus célèbres et qui a permis de propulser l'humain vers une nouvelle ère, l'ère de l'industrie. Il s'agit des hydrocarbures.

Il se trouve que notre pays est l'un des plus riches en termes d'énergies fossiles, si bien que celles-ci se retrouvent être fondamentales à notre stabilité économique. D'ailleurs, plusieurs projets sont lancés chaque année, toujours dans l'optique d'optimiser l'exploitation du pétrole du pays. Le site qui se démarque comme étant le plus important pour l'exploitation pétrolière en Algérie est celui de Haoud El-Hamra, situé à Hassi Messaoud. Ce dernier alimente les plus grandes raffineries, points de livraison et sites de stockage à travers tout le pays, faisant de sa maintenance et de son optimisation une tâche des plus vitales. D'ailleurs, plusieurs projets voient le jour chaque deux ou trois ans pour justement veiller au développement de ce site.

L'un des projets les plus importants a été lancé cette année par Sonatrach, dans l'objectif de remplacer la station de départ SP1 Haoud El-Hamra du STC OK 1" 34. C'est principalement par l'intermédiaire d'oléoducs de plusieurs centaines de kilomètres que cette station est en mesure d'envoyer le pétrole vers les grandes villes du pays, mais pas que. Transporter toute cette quantité de pétrole n'est pas une tâche facile, aussi a-t-elle également besoin d'une station de boosting, qui elle-même requiert un manifold ; lorsque le pétrole est stocké dans des bacs, il est tout d'abord question de relier tous ceux-ci via plusieurs lignes qui seront, au final, réduites à une seule grâce au manifold. Ensuite, cette ligne unique sera boostée (pression et débit) grâce à la station de boosting. Enfin, le pétrole sera expédié grâce à la station de départ, aussi appelée station de pompage.

Le remplacement de cette dite station implique donc la réalisation non seulement d'une nouvelle station de départ, mais aussi d'une nouvelle station de boosting et d'un nouveau manifold. Pour réaliser ce projet en EPC (engineering, procurement, construction),

## Introduction générale

---

la Sonatrach a fait appel à trois de ses entreprises filiales, à savoir GTP, SARPI et GCB, et a fait impliquer chacune d'entre elles dans l'une des trois futures zones ; GTP pour le manifold, SARPI pour la station de boosting et GCB pour la station de départ. Le projet étant d'une grande envergure, il nous est impossible de le couvrir dans sa totalité, et étant donné que notre stage a été réalisé dans les locaux de GTP, nous avons décidé de focaliser notre étude sur la zone manifold.

Notre mémoire de fin d'étude a pour but d'étudier les méthodes de raccordement des lignes aux bacs de stockage ou aux lignes existantes, en plus de confirmer les diamètres choisis par l'entrepreneur via une étude de flow assurance. Enfin, nous achèverons cette étude par le dimensionnement des pompes de transfert situées dans la zone manifold et qui seront utilisées pour transvaser des quantités de brut entre les bacs. Afin d'atteindre cet objectif, le présent mémoire est constitué de quatre chapitres, à savoir :

- 1- **Chapitre I Généralité sur le projet** : Qui présente l'entreprise ENGTP chargée de la zone manifold en expliquant son rôle dans le projet, ainsi que le site de Haoud El-Hamra.
- 2- **Chapitre II piquage** : Contenant un aperçu sur les différentes méthodes de raccordements utilisés pour connecter le manifold aux bacs et aux lignes existantes.
- 3- **Chapitre III dimensionnement des pompes** : Qui sera sanctionné par la définition du dimensionnement et des caractéristiques finales de la pompe de transfert.
- 4- **Chapitre IV assurance de débit (FLOW ASSURANCE)** : Permettant la confirmation de la conception proposée par l'entrepreneur avec une simulation dans le but d'assurer un écoulement stable.

# **Chapitre I :**

# **Généralités sur le**

# **projet**

### I.1 Présentation de l'ENGTP :

#### I.1.1) Présentation de l'entreprise d'accueil :

L'ENGTP (Entreprise Nationale des Grands Travaux Pétroliers) - filiale du groupe Sonatrach, est une entreprise d'envergure spécialisée dans la construction, en tous corps de métiers, de grands ensembles industriels et de canalisations dans différents domaines, principalement les Hydrocarbures et l'Energie.

Cette entreprise a réussi en 50 ans de présence sur le marché de l'énergie, à développer un large portefeuille d'activités en réunissant un savoir-faire, une expertise et des compétences riches, la classant conséquemment comme leader de la construction des installations industrielles dans tout le pays, [1].

#### I.1.2) Implantation :

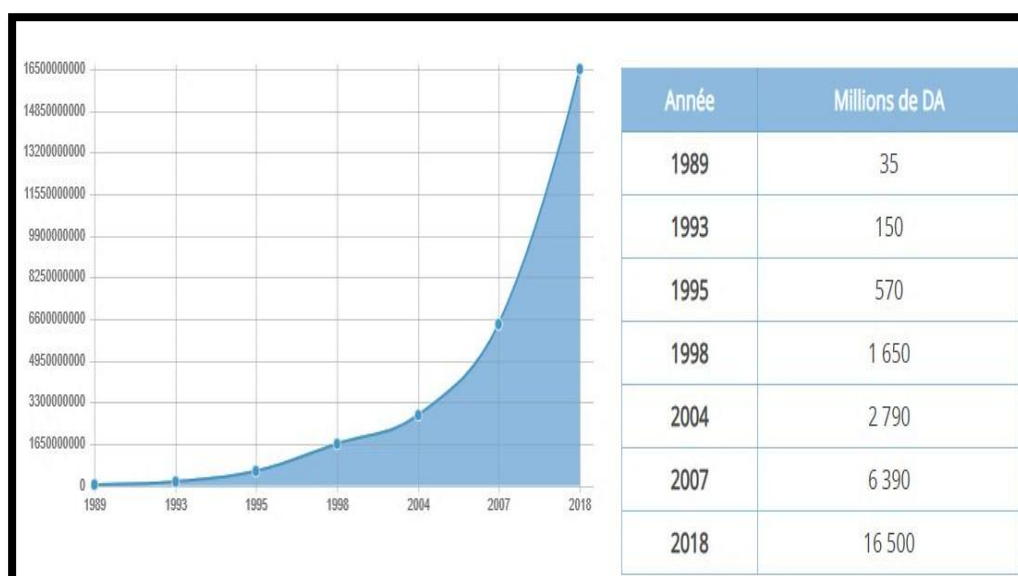
L'ENGTP est présente à travers tout le territoire algérien. Implantés au niveau des plateformes pétrochimiques au nord du pays et au niveau des champs pétroliers et gaziers au sud, nous intervenons dans la construction des installations industrielles destinées à la production, la transformation, le transport et la distribution des hydrocarbures, [1].



FIG.I.1 : Implantation de la ENGTP sur le territoire national, [1].

### I.1.3) Histoire :

- **1967** : Création de 'ALTRA' : Entreprise Algérienne de Grands Travaux. Avec l'association de SONATRACH et du groupe Français UIE (spécialisé dans la construction d'installations pétrolières de surface) opérant en Algérie.
- **1972** : ALTRA devient 100% filiale du groupe Sonatrach Holding SP.
- **1980** : Adoption du nom actuel « ENGTP » (acronyme de Grands Travaux Pétroliers) lors de la restructuration de Sonatrach.
- **19-02-1989** : Transformation de L'EN- GTP en Société par Actions –EPE.
- **2004** : Sonatrach ne détenait que 51% du capital de ENGTP et Holding Public Traven détenait les 49% des actions restantes.
- **Décembre 2005** : L'entreprise devient une Société par Actions à capitaux totalement publics, détenue à 100% par Sonatrach - HOLDING Services Para Pétroliers. (Contre 51% en 2004 en copossession avec le holding public TRAVEN détenant les 49% restants).
- **De 2007 à 2018** : Enregistrement d'un réel pic positif de l'évolution du capital social par siège social du ENGTP à Reghaia, avec un chiffre d'affaires de 17,43 millions \$ en 2016 ,[2].



**FIG.I.2** : Evolution du capital social de l'ENGTP, [1].



## I.1.4) Organigramme de l'entreprise :

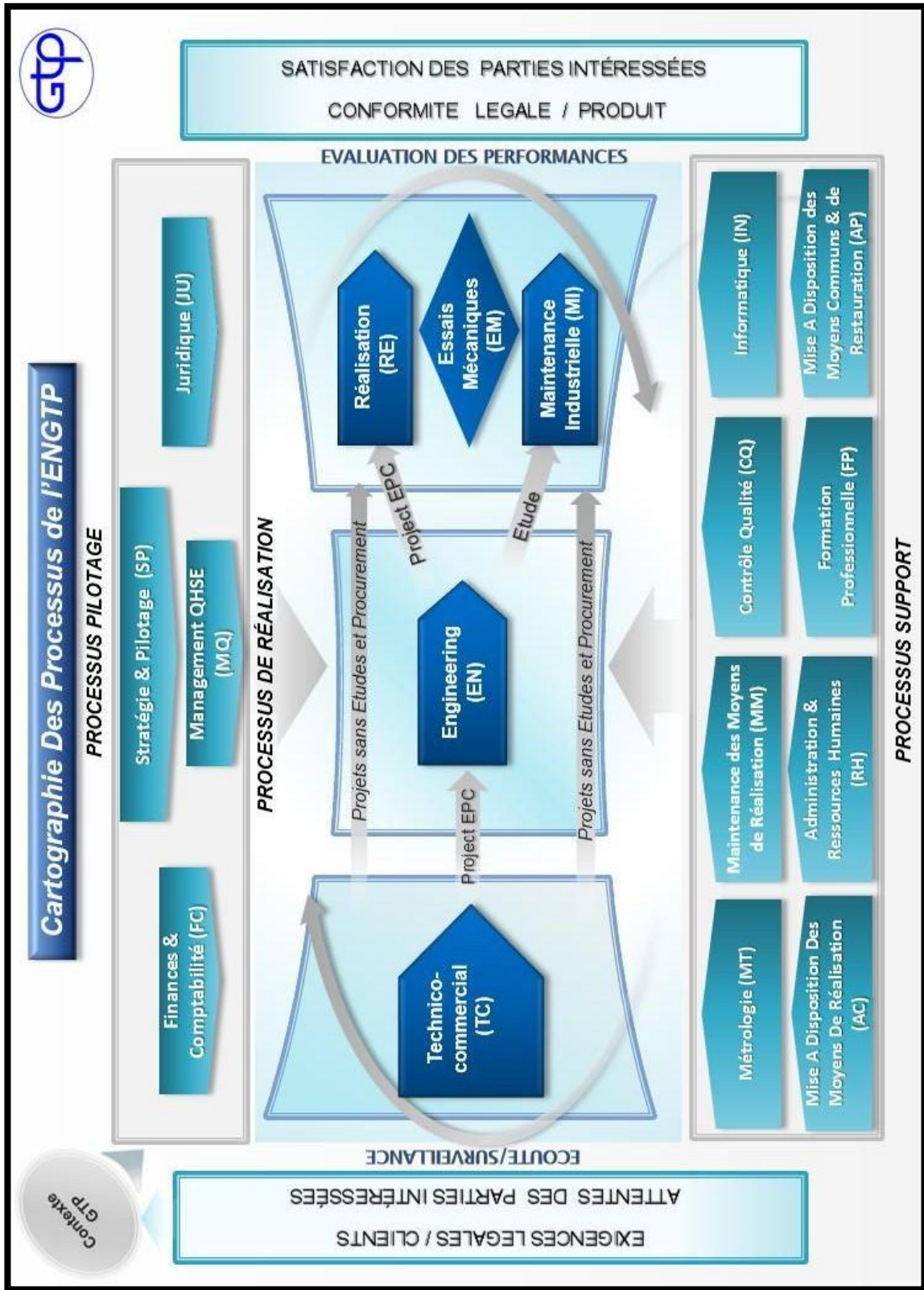


FIG.I.3 : Organigramme du fonctionnement et de l'organisation de l'EN-GTP, [1].

### I.2 Introduction (HEH) :

#### I.2.1 Présentation du site de HAOUD EL HAMRA :

Le site de Haoud El Hamra (HEH) représente l'une des structures essentielles de Sonatrach. Il s'agit en fait du carrefour assurant l'acheminement des hydrocarbures liquides du Sud de l'Algérie vers les ports et les raffineries du Nord.

La Direction Régionale Haoud El-Hamra se situe à 66 km au sud-est du chef-lieu de la Wilaya d'Ouargla, 26 km au nord de Hassi Messaoud. Elle couvre une superficie de 3.5 km<sup>2</sup> environ. La superficie construite s'évalue à environ 6,5 hectares. Sa position géographique lui confère un climat saharien désertique et aride caractérisé par un hiver doux avec une très faible pluviométrie et un été sec et très chaud avec une température maximale extrême de 51°C et une température minimale extrême relevée pendant l'année de 0°C. Le site d'HEH est organisé sous la forme de plusieurs parcs de stockage et de pompage. Les lettres de désignation des installations (ex : oléoduc / pipeline) font référence aux lieux d'origine ou de destination des produits : K (Skikda) ; Z (Arzew) ; B (Bejaïa). Il est important de noter que Haoud El-Hamra n'est pas seulement un site de la branche TRC, mais toute une région, englobant d'autres sites, notamment celui de Hassi R'mel ,[3].

#### I.2.2 Historique de la base Haoud El Hamra :

- **1956** : Découverte du gisement de pétrole brute de Hassi-Messaoud. Une première canalisation de diamètre de 6" et d'une longueur de 170 Km dénommée « Baby-Pipe », a été construite pour relier Hassi-Messaoud à Touggourt. De là, le pétrole brut était acheminé par wagons-citernes jusqu'au port de Skikda pour son exportation.
- **1958** : Le site de Haoud El-Hamra a été choisi pour la réalisation du premier oléoduc dénommé OB1 d'un diamètre de 24" et d'une longueur de 668 Km pour relier le centre de stockage de Haoud El-Hamra au port pétrolier de Bejaïa. Il a été mis en service en 1959.
- **1961** : Réalisation du deuxième oléoduc d'un diamètre de 24" et d'une longueur de 775 Km pour relier le centre de stockage d'In-Aménas au port pétrolier de La Skhira en Tunisie et du premier gazoduc d'un diamètre de 24" et d'une longueur de 509 Km pour relier le champ gazier de Hassi R'mel à Arzew.
- **1965** : Sonatrach a réalisé son premier oléoduc d'un diamètre de 28" et d'une

## Chapitre I : Généralités sur le projet

---

longueur de 801 Km pour relier Haoud El-Hamra au port d 'Arzew. Il a été mis en service en 1966. Depuis cette date, le parc de Haoud El Hamra n'a pas arrêté de s'agrandir comme l'attestent les réalisations suivantes :

- **1972** : Réalisation du parc de stockage OK1.
- **1973** : Réalisation de la station 12'' LN21 / SP1.
- **1994** : Réalisation de la station GPL / LR1.
- **1996** : Réalisation du centre de distribution des hydrocarbures liquides CDHL.
- **2003** : Réalisation de la station de pompage SP1 /OZ2.
- **2007** : Réalisation de la station de pompage SP1 /NH 1.
- **2009** : Réalisation de la station de pompage SP1 /NK1.
- **2011** : construction de six nouveaux bacs de stockages,[3].



**FIG.I.4** : Haoud El-Hamra en 1959, [3].

### **I.2.3) Les produits transportés par Haoud El-Hamra1 :**

Les installations existantes sur HEH sont exploitées et entretenues pour assurer l'évacuation des produits suivants : Pétrole brut, Condensât, G.P.L.

- **Le Pétrole Brut** : Le pétrole produit en Algérie est le Sahara Blend. Les principaux gisements de brut sont situés dans la région frontalière avec la Lybie (Hassi Berkine,

In Amenas...), puis autour de Hassi R'mel et Hassi Messaoud. Étant donné que l'exportation du Sahara Blend se fait par l'intermédiaire des ports situés au Nord du pays, comme Arzew (60% de la production), Béjaïa et Skikda, le réseau TRC assure la liaison entre le nord et le sud du pays.

- **Condensat** : Le condensat, qui est un mélange de gaz oïl, d'essence et de kérosène, est une forme de brut "propre". Étant extrait en quantité beaucoup plus faible que le brut, il est parfois transporté par bouchon. Cela signifie qu'un même pipeline assurera, de façon alternative, le transport du brut et du condensat.
- **Le GPL** : (Gaz de Pétrole Liquéfié) Parmi les produits dont l'activité TRC assure le transport, le GPL est de loin le plus dangereux. La ligne GPL est par ailleurs une ligne télescopique : le diamètre de la pipe augmente au fur-et-à-mesure que l'on s'approche du nord, et cela en raison des injections qui sont effectuées par les puits présents le long du trajet.,[3].

### I.2.4) Les principales installations de Haoud El-Hamra :

#### I.2.4.1) Les bacs de stockage :

On distingue deux types de bacs de stockage :

- **Les bacs à toit fixe** : Les bacs à toit fixe sont en général assez petits (de l'ordre de 10000 m<sup>3</sup>) et correspondent à des bacs de détente ou de purge. En fait, les quantités de produits évacués par l'intermédiaire d'une soupape de sûreté (soupape de pression) sont assez importantes et ne peuvent pas être acheminées vers un réservoir slop.
- **Les bacs à toit flottant** : Les bacs à toit flottant sont ceux qui sont utilisés pour le stockage à proprement dire. Ils sont d'un volume assez important. Le principe du toit flottant vise à éliminer l'accumulation de gaz (par évaporation) au sein d'un bac non rempli, ces gaz peuvent être dangereux. Le système de toit flottant nécessite la mise en place de procédés particuliers pour l'évacuation des eaux de pluie et pour le jaugeage. Les eaux de pluie sont évacuées par des tubes traversant les bacs du haut vers le bas. Le parc de stockage de Haoud El-Hamra se compose .

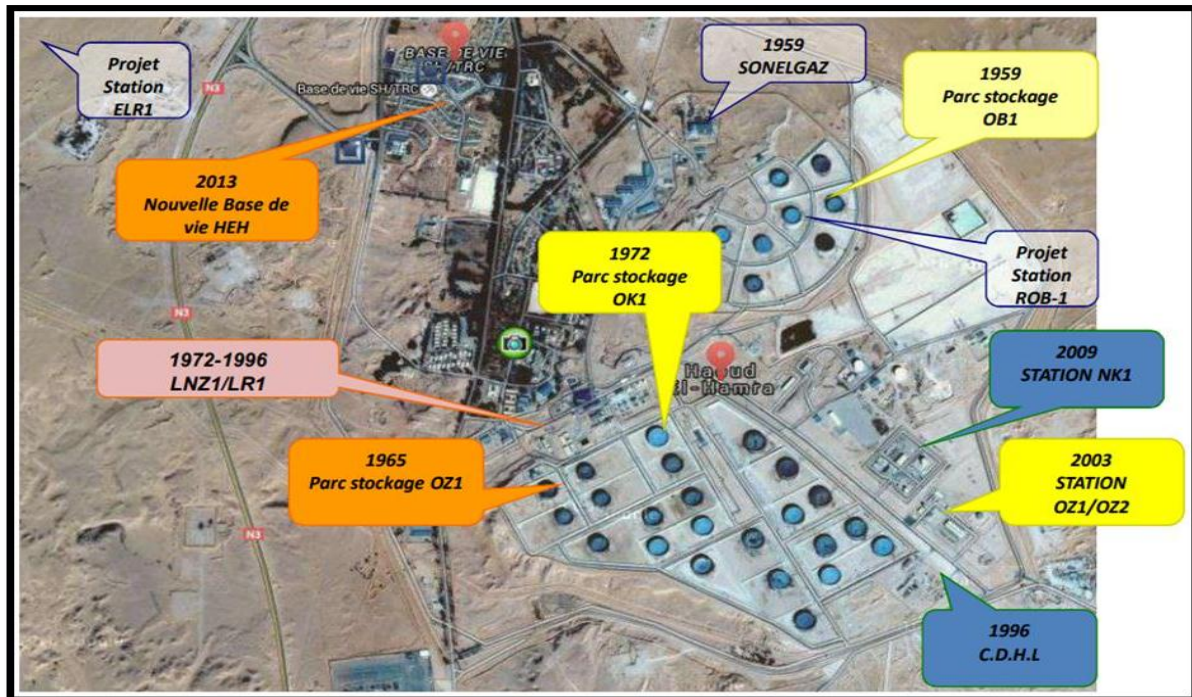


FIG.I.5 : Vue d'ensemble du site haoud el hamra, [3].

### I.2.4.2) Les stations de stockage et pompage :

Comme nous l'avons dit précédemment, il y a 3 parcs de stockage à Haoud El Hamra. Chacun de ces parcs est associé à une station de pompage qui permet d'envoyer le brut stocké dans le pipeline correspondant.

- **La station OZ1** : La station 28" OZ1 a été mise en service en 1965. Elle est alimentée en électricité par la Sonelgaz. Elle dispose du parc de stockage OZ1 (4×35000 m<sup>3</sup> et 5×51000 m<sup>3</sup>). Cette station est un terminal de départ, et jusqu'à la création de l'OZ2, le dispatching de toute la ligne se faisait à partir de cette station. En effet, dans la salle de contrôle, les agents de quart disposent d'un tableau synoptique permettant de visualiser l'ensemble de la ligne, avec ses 11 bacs de stockage, ses gare-racleurs et ses vannes.
- **La station OB1** : La station 24" OB1 expédie vers le port de Béjaïa, situé au centre de la côte algérienne. C'est la station qui a inauguré la base de Haoud El-Hamra. Elle dispose d'un parc de 8 bacs dont 4 sont consacrés au condensat et 4 au brut. Le transport s'effectue par bouchon, c'est-à-dire par alternance sur le même oléoduc. En

ce qui concerne l'équipement en machine tournante, la station dispose de quatre (4) électropompes principales (et d'un groupe de pompes boosters). Les pompes sont disposées en série, contrairement à celles de l'OZ2. Cela permet d'avoir une différence de pression importante entre l'aspiration et le refoulement.

- **La station 32" OK1** : expédie vers le port de Skikda, situé à l'est de la côte algérienne. La station dispose de 5 pompes boosters (3 anciennes et 2 nouvelles) et de 3 turbo-pompes et 8 bacs de stockage pétrole brut. Ces dernières sont d'une très grande capacité de débit par rapport à celles de l'OZ2 : une turbine peut assurer à elle seule un débit de plus de 4000m<sup>3</sup>/h.
  
- **La Station GPL** : La station GPL de HEH dispose de 2 groupes de pompes. Le plus vieux (1973) est composé de 3 moteurs électriques à vitesse constante pompant dans une pipe de 12". Le plus récent (1983) est composé de 4 moteurs électriques montés en aval d'un groupe de variateurs de vitesse (1 pour chaque moteur). Le GPL est un produit très dangereux, on ne peut pas l'évacuer dans l'atmosphère : sa densité élevée fait qu'il voyage dans l'air en nuage sans se dissiper et, en plus du fait qu'il soit très explosif, la moindre étincelle peut causer une catastrophe. Ainsi, on est obligés de brûler tout ce qu'on ne peut pas évacuer (fuites, arrêt d'urgence... etc.) par mesure de sécurité, il n'y a pas de stockage de GPL au niveau de HEH.
  
- **La Station OZ2** : La station SP1-OZ2 est la station la plus récente de HEH. Elle a été inaugurée en 2003 et possède un matériel très récent. L'une des différences fondamentales que l'on peut noter, est que cette station peut soutirer le produit à pomper de n'importe quel parc de stockage. La station a été construite avec la construction du pipeline OZ2 reliant HEH à Arzew. Elle a d'ailleurs été conçue de façon à remplacer la station SP1/OZ1 dans la mesure où on peut pomper dans le pipeline OZ1 à partir de la SP1/OZ2, [3].
  
- **Le Centre de Dispatching d'Hydrocarbures Liquides (CDHL)**, d'une Capacité de 1 400 000 barils/jour, est implanté à Haoud El Hamra (Hassi Messaoud), il permet notamment d'assurer :
  - La réception du pétrole brut et Condensat.

## Chapitre I : Généralités sur le projet

- Le stockage du pétrole brut et Condensat.
- L'expédition du pétrole brut et Condensat vers les terminaux marins et les raffineries, avec une flexibilité et une souplesse d'exploitation.

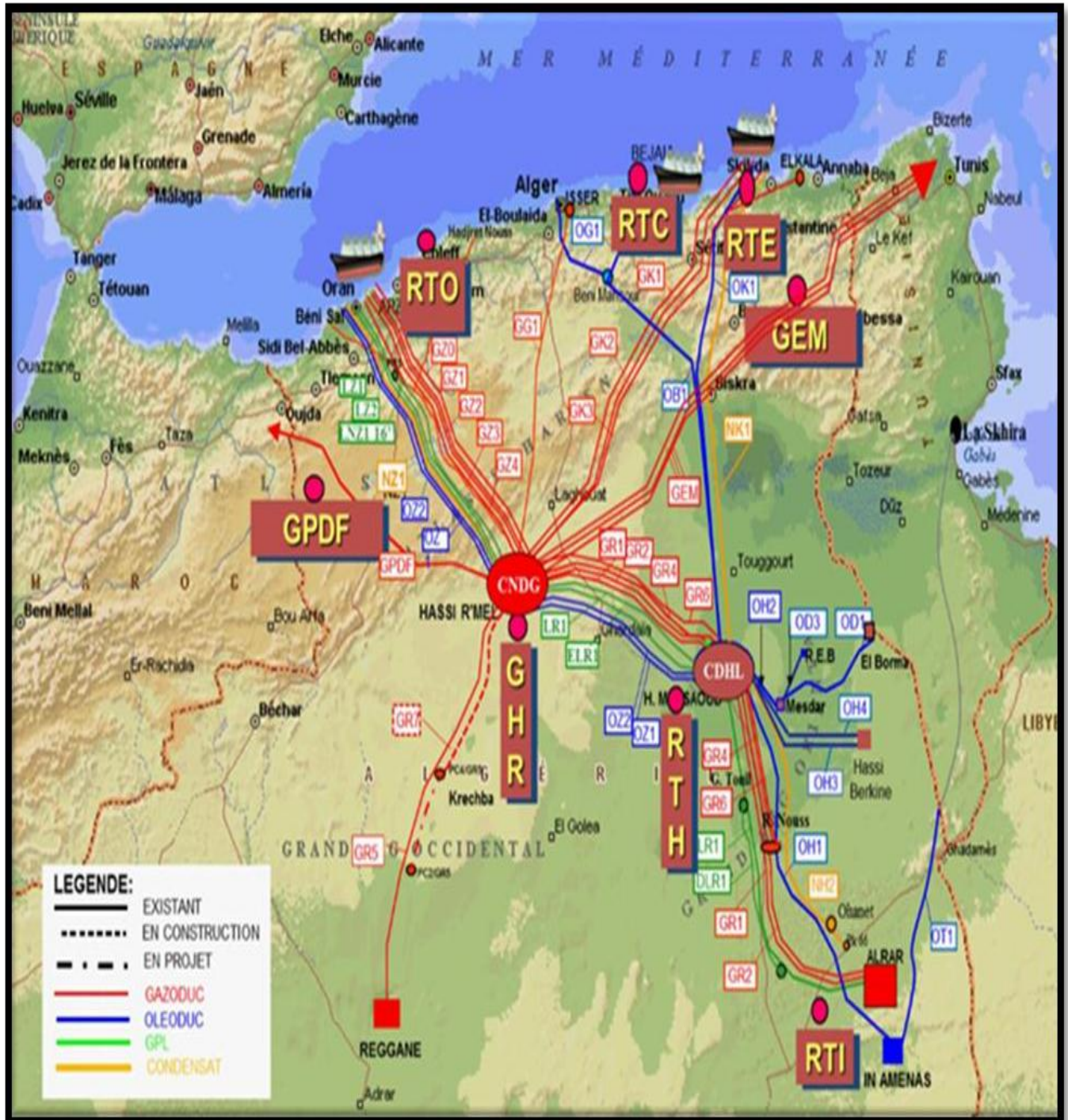


FIG.I.6 : Cartographie actuelle du réseau de transport,[4].

## Chapitre I : Généralités sur le projet

LE RÉSEAU DE TRANSPORT DU PETROLE BRUT									
DÉNOMINATION	CANALISATIONS	DIAMÈTRE (pouce)	DÉPART	ARRIVÉE	LONGUEUR (Km)	CAPACITÉ DESIGN (10 <sup>6</sup> TM/an)	NOMBRE DE STATIONS	BACS DE STOCKAGE	
								Nbre	Capacité Design (TM)
<b>RÉSEAU NORD</b>					<b>3 081</b>	<b>99</b>	<b>25</b>	<b>76</b>	<b>2 771 950</b>
<b>AXE OUEST : HAUD EL HAMRA - ARZEW</b>									
STC OZ1- OZ2	OZ1	28"	<i>Haoud el Hamra</i>	<i>Arzew</i>	801	21	6	12	435 840
	OZ2	34"	<i>Haoud el Hamra</i>	<i>Arzew</i>	821	34	6	20	807 790
<b>AXE EST : HAUD EL HAMRA - SKIKDA</b>									
STC OK1	OK1	34"	<i>Haoud el Hamra</i>	<i>Skikda</i>	646	30	5	22	901 120
<b>AXE CENTRE : HAUD EL HAMRA - BEJAIA / ALGER</b>									
STC OB1- OG1	OB 1	24"/22"	<i>Haoud el Hamra</i>	<i>Béjaia</i>	668	14	7+1 <sup>(*)</sup>	20	608 000
								4 <sup>(**)</sup>	100 800
	OG1	20"	<i>Beni Mensour</i>	<i>Alger</i>	145	4	1	2	19 200

**TAB.I.1** : Tableau récapitulatif du réseau de transport du pétrole brut, [4].



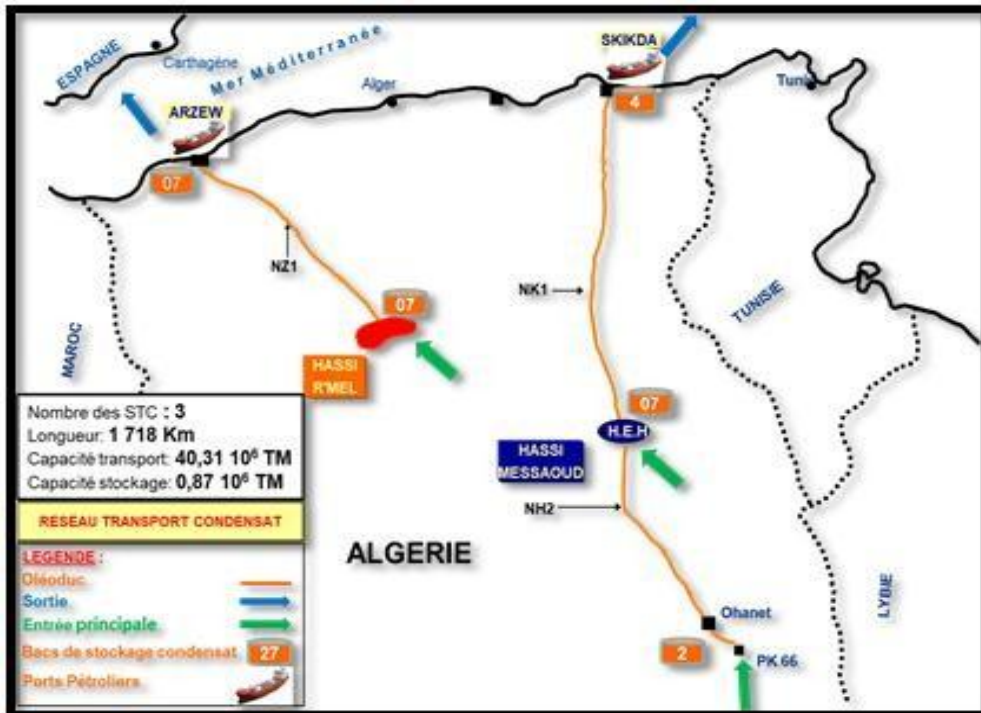
**FIG.I.7** : Carte du Réseau de Transport du pétrole brut, [4].



## Chapitre I : Généralités sur le projet

LE RESEAU DE TRANSPORT DU CONDENSAT									
DÉNOMINATION	CANALISATIONS	DIAMÈTRE (pouce)	DÉPART	ARRIVÉE	LONGUEUR (KM)	CAPACITÉ DESIGN (10 <sup>6</sup> TM/an)	NOMBRE DE STATIONS	BACS DE STOCKAGE	
								Nbre	Capacité Design (TM)
<b>RESEAU NORD</b>					1 153	32,41	5	25 <sup>(*)</sup>	825 593 <sup>(*)</sup>
<b>AXE OUEST : HASSI R'MEL - ARZEW</b>									
STC NZ1	NZ1	28"	<i>Hassi R'mel</i>	<i>Arzew</i>	507	21,000	3	14	466745
<b>AXE EST : HAUD EL HAMRA - SKIKDA</b>									
STC NK1	NK1	30"	<i>Haoud El Hamra</i>	<i>Skikda</i>	646	11,41	2	7	258048
<b>RESEAU SUD</b>					565	7,90	-	2	50 400
<b>AXE EST : ALRAR - HAUD EL HAMRA</b>									
STC NH2	NH2	24"/30"	<i>PK66 - Ohanet</i>	<i>Haoud El Hamra</i>	565	7,90	-	2	50 400

**TAB.I.2 :** Tableau récapitulatif du Réseau de Transport du Condensat,[3].



**FIG.I.8 :** Carte du Réseau de Transport du Condensat ,[3].

### I.3 Étendue des travaux :

#### I.3.1) Étendue des travaux projet

Le projet de remplacement de la station de départ SP1 du stock 1 situé à Haoud el Hamra Hassi Massaoud sera scindé en 3 zones de travaux (2 zones intérieures à Heh et une zone extérieure) :

- Zone 1 : **Zone manifold M** située à l'intérieur de l'enceinte Heh. Cette zone est occupée par ENGTP. Cette dernière est chargée de réaliser un nouveau manifold et son raccordement avec les installations existantes. Le rôle de ce manifold est de collecter le pétrole brut provenant de plusieurs tuyauteries industrielles qui viennent de 8 bacs du parc OK1 et de CDHL.
  
- Zone 2 : **Zone booster B** située à l'intérieur de l'enceinte Heh. Cette zone est occupée par SARPI. Cette dernière est chargée de réaliser une nouvelle zone booster, sa tâche principale est de booster le pétrole brut vers la station de pompage avec une augmentation de la pression et du débit.
  
- Zone 3 : **Zone station de pompage principale P** située à l'extérieur de l'enceinte Heh. Cette zone est occupée par GCB. Cette dernière est chargée de réaliser une nouvelle station de pompage.

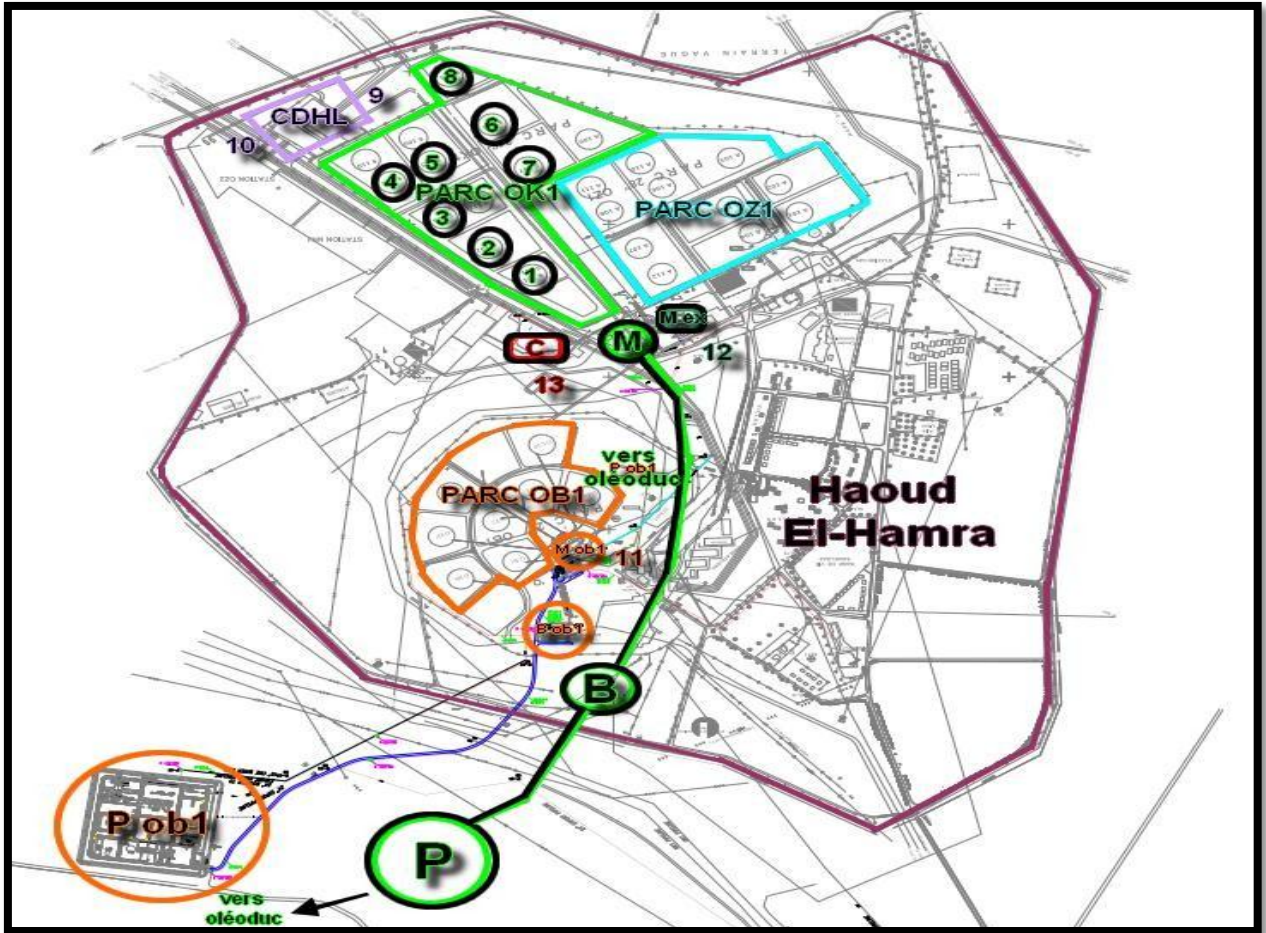


FIG.I. 9 : plan de mass de Haoud El-Hamra.

### I.3.2) Étendue des travaux de l'ENGTP :

L'objectif de l'ENGTP est d'établir les différentes études d'engineering et la construction de la zone manifold.

Le nouveau manifold R-SP1/OK1 sera raccordé aux huit (08) bacs du parc OK1, ces huit bacs sont liés avec un ancien manifold OK1 via d'anciennes lignes.

Le manifold R-SP1/OK1 sera raccordé aussi à CDHL par deux lignes (9 et 10).

Le manifold du parc OB1 sera relié avec la ligne principale de manifold OK1 avec une ligne (11).

Une ligne (12) reliera l'ancien et le nouveau manifold du parc OK1.

Une ligne (13) relira les six bacs de condensat avec le nouveau manifold.

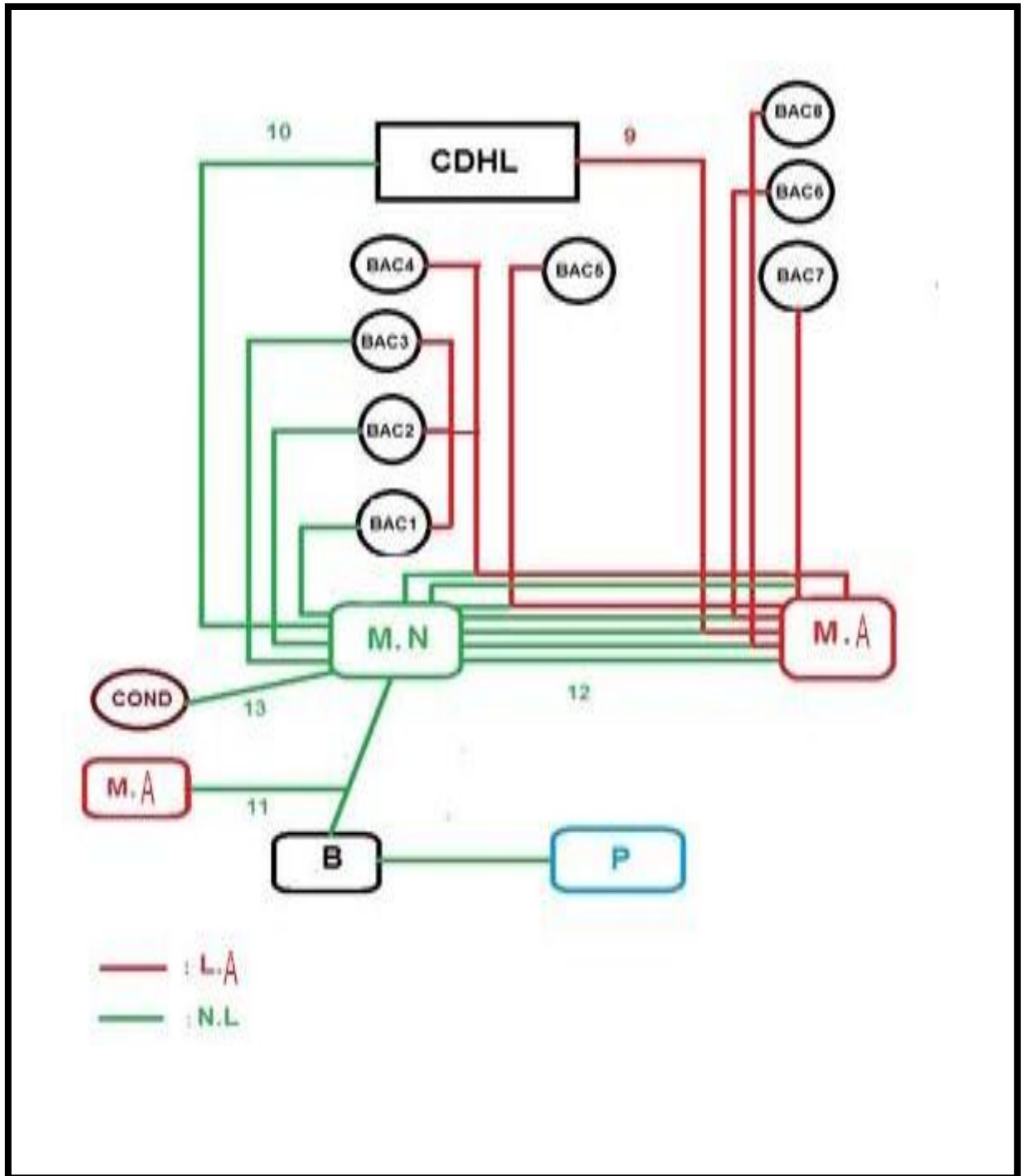


FIG.I.10 : Schéma démonstratif des différents points de raccordement du manifold.

# **Chapitre II :**

## **Piquage**

### II .1 Piquage à froid

Il s'agit de raccorder un tuyau à construire avec un tuyau existant avec arrêt de la production.

#### II .1.1) Avantages :

- Une procédure rapide.
- Le coût de construction est moins cher.
- Le piquage à froid empêche l'allumage, en particulier la conduite de pétrole.

#### III.1.2) Inconvénients

- Arrêt de la production.

### II.2 Procédure de piquage à froid :

- **Étape 1**

D'abord, on stoppe totalement la production du pétrole brut et on vide le tuyau.

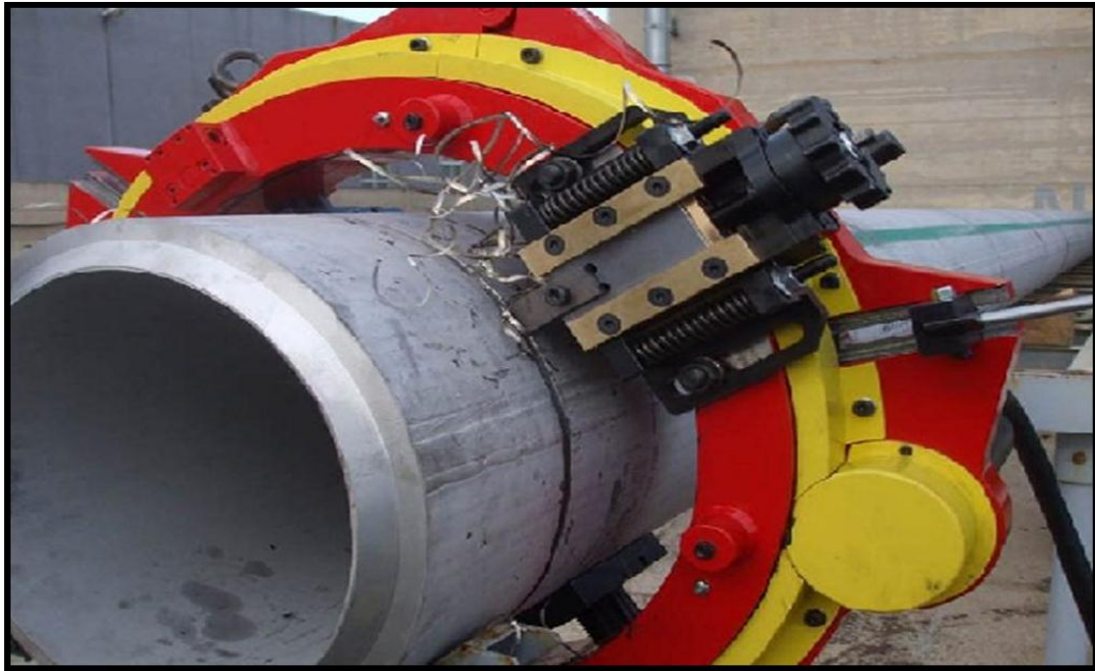
On nettoiera bien le tuyau afin de libérer la pression à l'intérieur de celui-ci par une pressure gauge pour éviter tout risque d'explosion.



**FIG.II.1** : libération de la pression par Pressure gauge à l'intérieur du tuyau.

- **Étape 2 :**

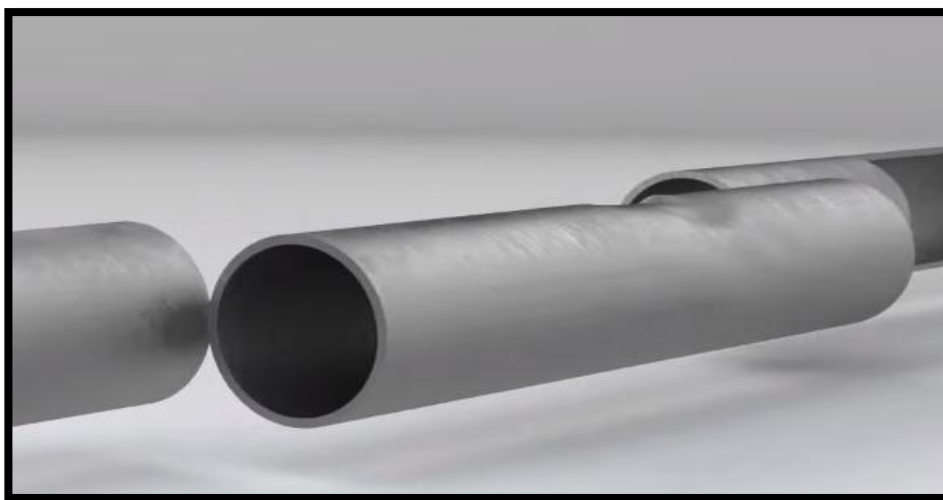
On installe l'outil de coupe à froid autour du tuyau et on coupe dans deux cotés sur le tuyau. L'outil de coupe à froid commence à couper par rotation sur le tuyau et ajoute au même temps un liquide pour que le tuyau ne chauffe pas.



**FIG.II.2 :** Installation de la coupe à froid autour du tuyau.

- **Étape 3 :**

Une fois la coupe à froid finie, on enlève la section des tuyaux qui ont été coupés.



**FIG.II.3 :** Enlèvement de la section coupé.

## Chapitre II : Piquage

---

- **Étape 4 :**

On soude le tee entre les deux tuyaux et on installe une vanne sur le tee.



**FIG.II.4 :** Soudage du tee entre les deux tuyaux.

- **Étape 5 :**

Une fois le tee soudé, on le raccorde avec un autre tuyau, [5].



### II.3 Piquage en charge :

C'est un moyen de réaliser des connexions entre des tuyaux à construire avec des tuyaux existants sans vider le tuyau du fluide, ce qui signifie qu'un tuyau peut continuer à véhiculer du fluide pendant l'entretien de .



**FIG.II.5** : Image réelle d'un piquage en charge,[6].

### II.3.1) Avantages:

Les principaux avantages économiques et environnementaux de l'utilisation de procédures de piquage en charge au lieu de raccordements sont les suivants :

- Fonctionnement continu du système - les interruptions de service sont évités.
- La coupe est évitée.
- Réduction des coûts associés à la planification et à la coordination - réunions, calendriers, paperasserie, pertes de production et de main-d'œuvre directe.
- Amélioration de la sécurité des travailleurs ,[7] .

### II.3.2) Inconvénients:

- Le cout élevé de l'équipement de piquage à chaud.
- Problème d'étanchéité des vannes pour isoler le tronçon.
- Le coût élevé de la construction.
- Le danger de soudage près des lignes de production.

### II.3.3) Les composants de piquage en charge :

Le piquage en charge compose d'un ensemble d'éléments important qui sont :

- Tee à demi-coquille.
- Vanne sandwich.
- L'équipement de fraisage du piquage en charge.
- L'outil de coupe (cutter) et le pilot bit .
- Adaptateur.

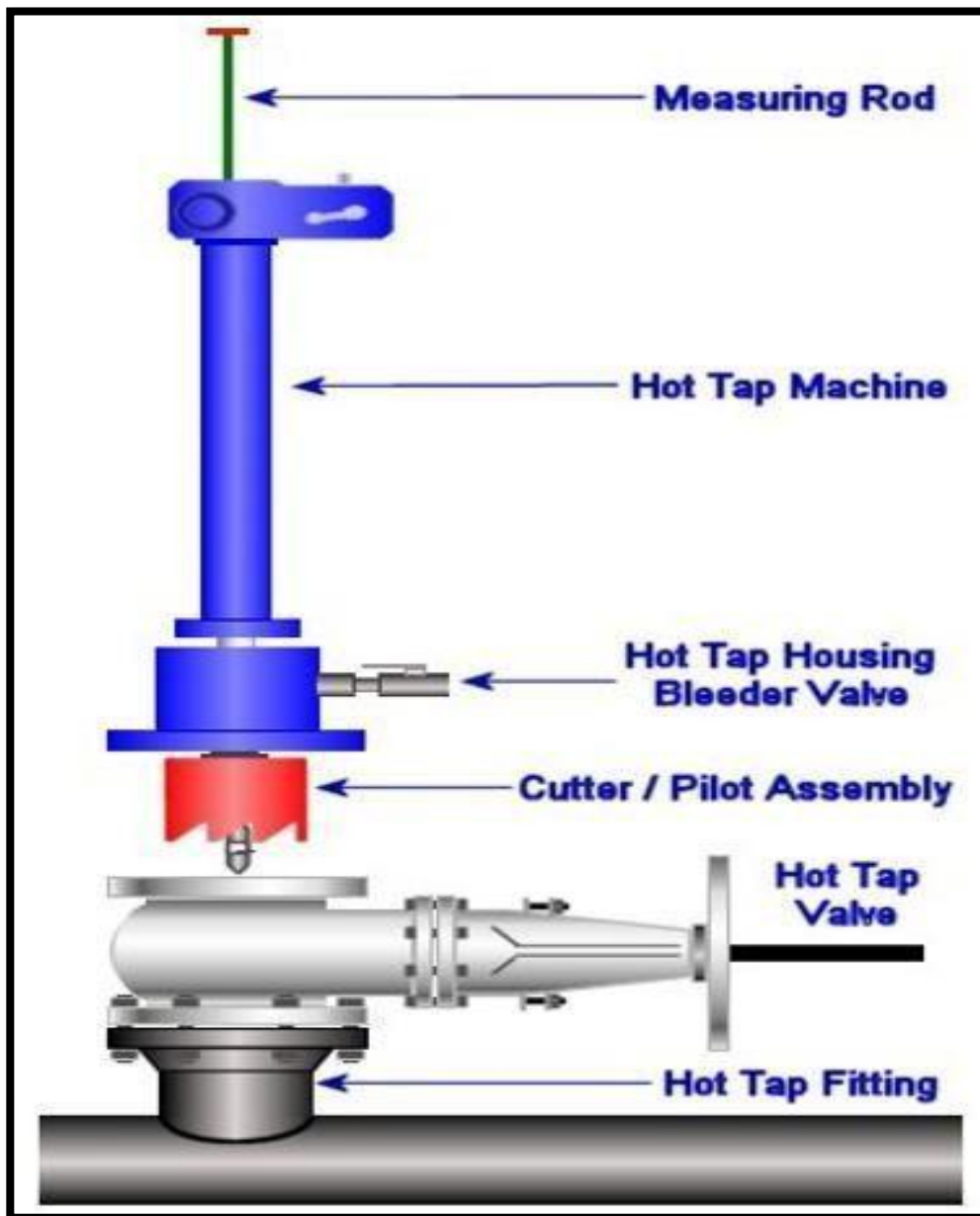
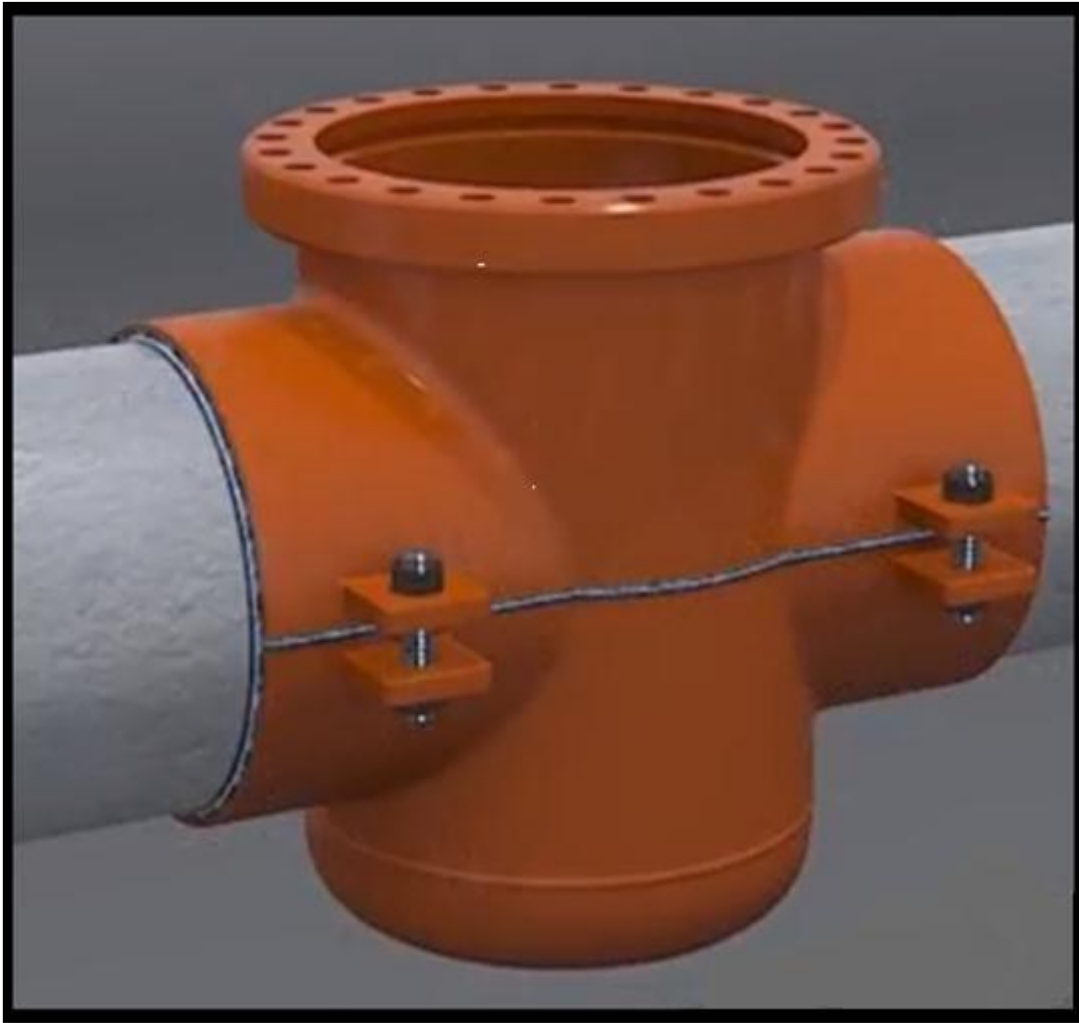


FIG.II.6 : Les éléments du procédé de piquage en charge. [6]

### II.4 Procédures de piquage à chaud:

- **Étape 1 :**

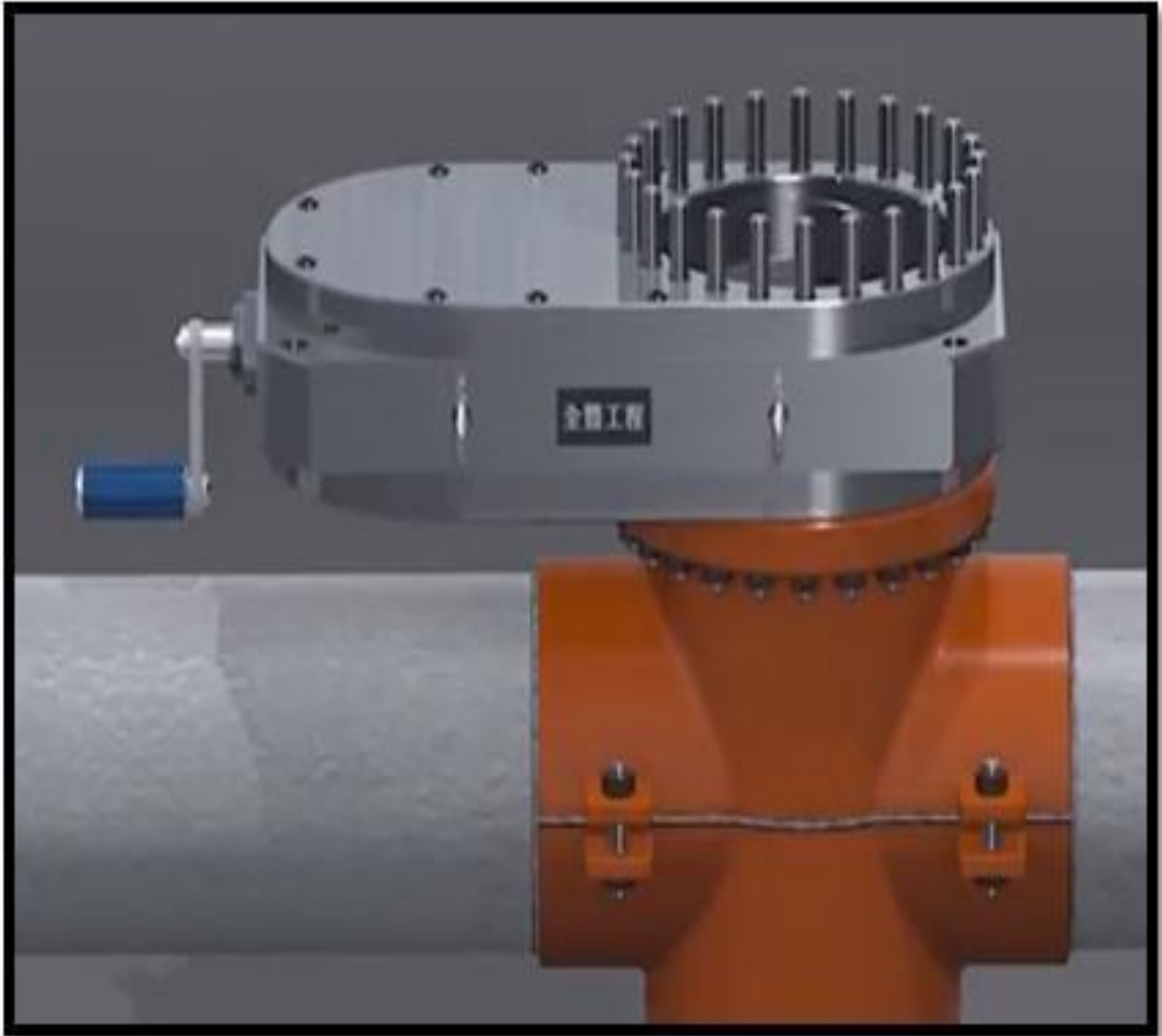
D'abord on procèdera au soudage du tee à demi-coquille sur le tuyau.



**FIG.II.7** : Soudage du tee à demi-coquille sur le tuyau, [8].

- **Étape 2 :**

Installer une vanne sandwich sur la partie supérieure du tee à demi coquille avec de goujons.



**FIG.II.8** : Installation de la vanne sandwich sur le tee à demi coquille. [8]

- **Étape 3 :**

On monte la fraiseuse de piquage à chaud avec la vanne.



**FIG.II.9** : Montage de la fraiseuse du piquage en charge avec la vanne, [8].

### - Étape 4 :

Une fois la vanne connectée, le piquage à chaud est connecté à ses accessoires (coupeur, adaptateur). Le pilot bit descend et il perce immédiatement le tuyau. Après cela, le cutter coupe la partie que nous voulons couper, à savoir le coupon.



**FIG.II.10** : Perçage du tuyau avec pilot bit et découpage du coupon, [8].

- **Étape 5 :**

Une fois le processus de piquage à chaud terminé, le cutter et le coupon remontent pour s'installer dans l'adaptateur et on ferme la vanne.

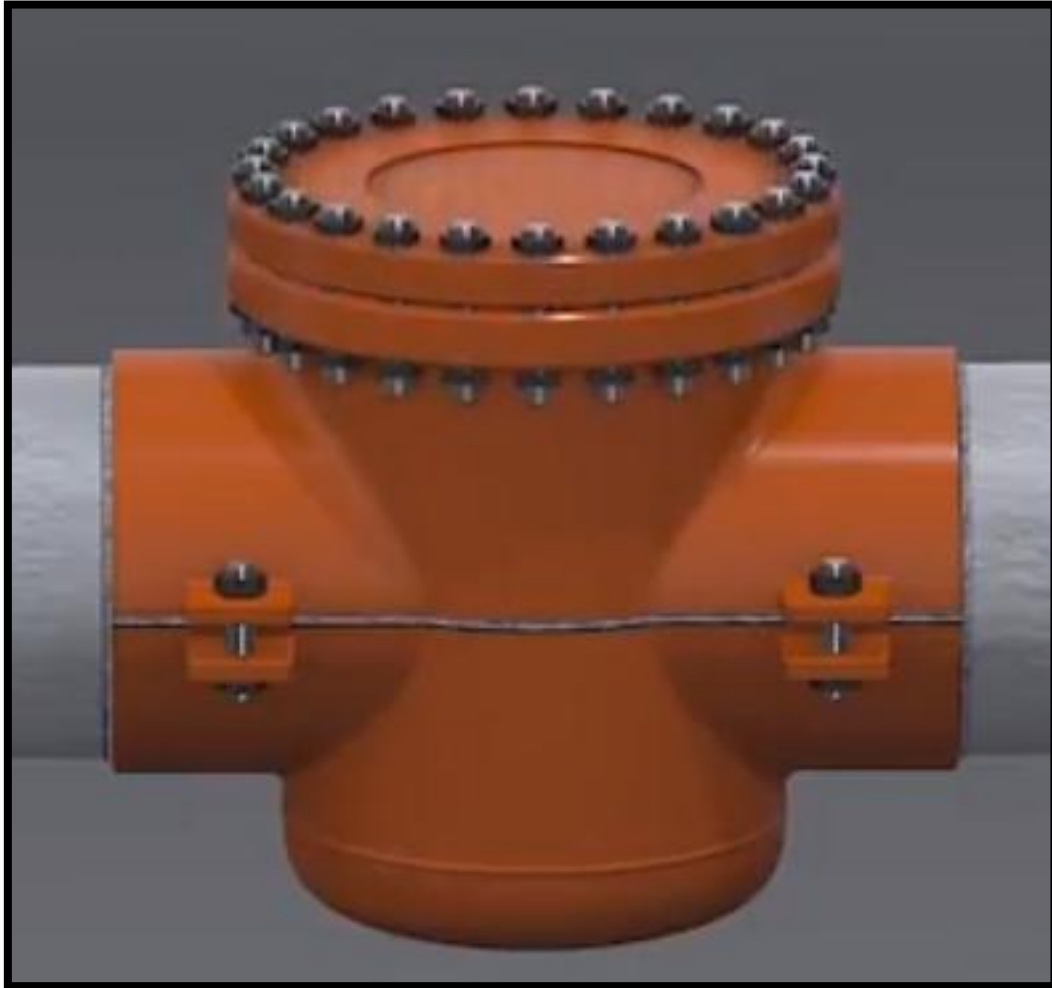


**FIG.II.11:** Installation de l'adaptateur et fermeture de la vanne,[8].



- **Étape 6 :**

À la fin de ce processus, l'équipement de perçage à chaud est soulevé et remplacé par un dispositif d'arrêt, également appelé cylindre hydraulique, [8].



**FIG.II.12 :** Installation d'un dispositif d'arrêt sur le tee à demi coquille,[8].

### III.5 Points de raccordement du projet :

<b>Numéro du Tie-in</b>	<b>Type</b>
<b>Tie-in 1 (bac S101)</b>	Piquage à l'arrêt (PA) (à froid )
<b>Tie-in 2 (bac S102)</b>	Piquage à l'arrêt (PA) (à froid )
<b>Tie-in 3 (bac S103)</b>	Piquage à l'arrêt (PA) (à froid )
<b>Tie-in 4 (bac S104)</b>	Piquage en charge (PC) (à chaud)
<b>Tie-in 5 (bac S105)</b>	Piquage en charge (PC) (à chaud)
<b>Tie-in 6 (bac S106)</b>	Piquage en charge (PC) (à chaud)
<b>Tie-in 7 (bac S107)</b>	Piquage en charge (PC) (à chaud)
<b>Tie-in 8 (bac S108)</b>	Piquage à l'arrêt (PA) (à froid )
<b>Tie-in 9 (CDHL)</b>	Piquage en charge (PC) (à chaud)
<b>Tie-in 10 (CDHL)</b>	Piquage à l'arrêt (PA) (à froid )
<b>Tie-in 11 (Manifold ROB1)</b>	Piquage à l'arrêt (PA) (à froid )
<b>Tie-in 12 (Manifold OZ1)</b>	Piquage à l'arrêt (PA) (à froid )
<b>Tie-in 13 (Manifold existant bacs condensant)</b>	Piquage à l'arrêt (PA) (à froid )

**TAB.III.1** : Type de piquage dans chaque tie-in.

# **Chapitre III :**

# **Dimensionnement des**

# **pompes**

### III.1 Introduction :

Les pompes sont des appareils mécaniques servant à véhiculer des liquides d'un point A à un point B. Elles permettent, notamment, de prendre un liquide à la pression  $P_1$  et de le porter à la pression  $P_2$  (avec  $P_2 > P_1$ ).

Pour véhiculer un liquide d'un endroit à un autre, la pompe doit fournir une certaine pression appelée hauteur manométrique totale, cela dépend des conditions d'aspiration et de refoulement, [9].

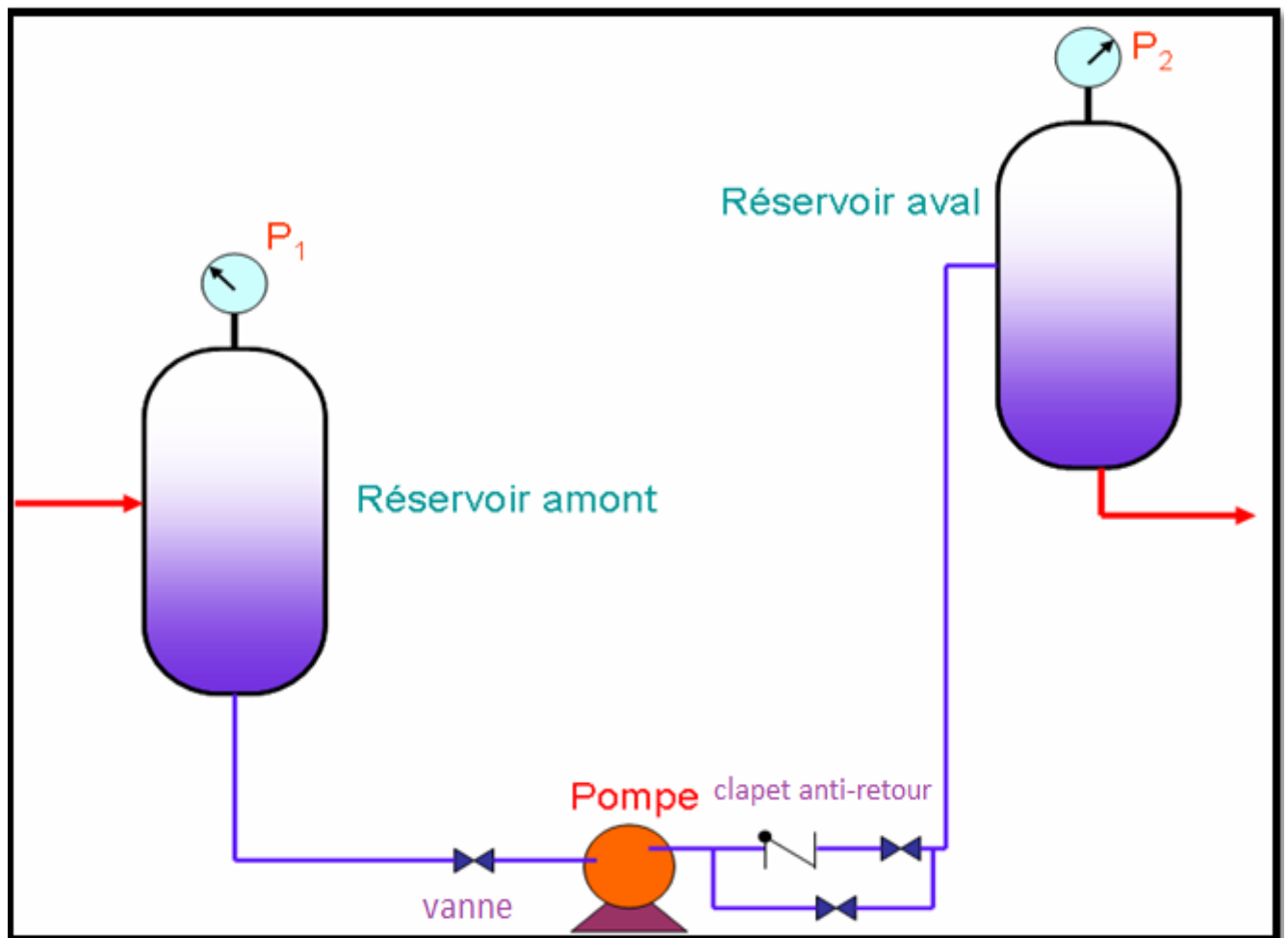


FIG.III.1 : Schéma de principe de transfert d'un ballon à un autre, [9].

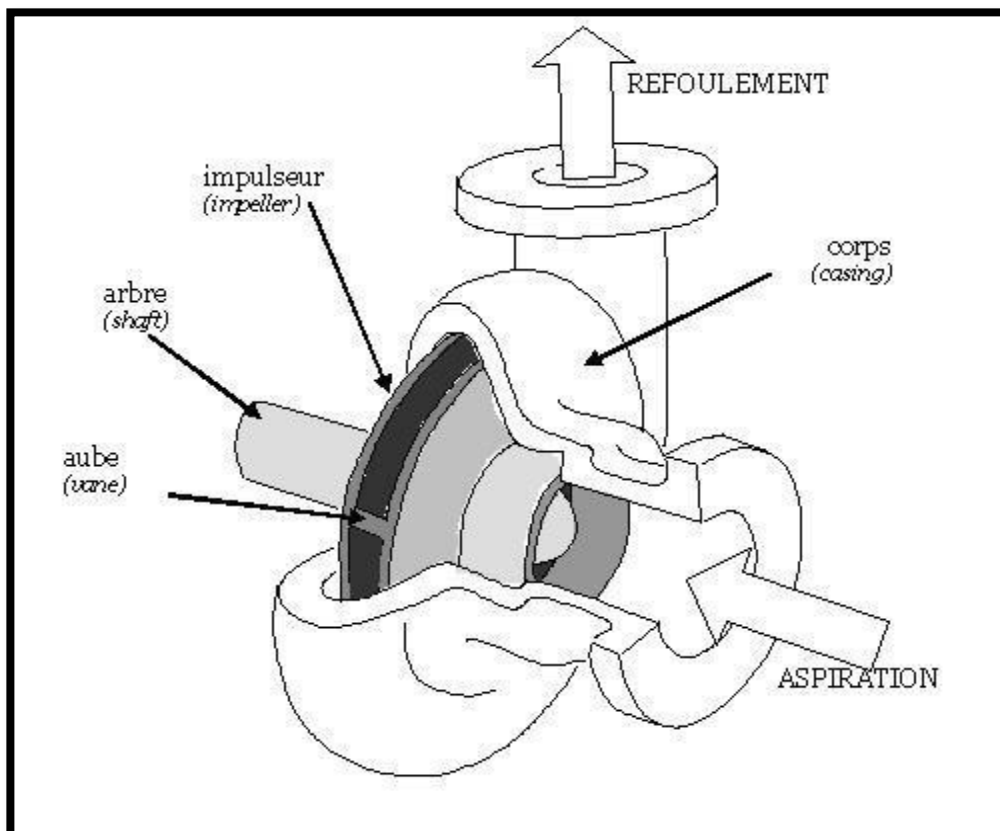
### III.2 La catégorie principale :

Devant la grande diversité de situations possibles, on trouve un grand nombre de machines que l'on peut classer en deux grands groupes. Mais Dans notre mémoire on va parler seulement sur le groupe des pompes centrifuges.

L'utilisation d'un type de pompes ou d'un autre dépend des conditions d'écoulement du fluide. D'une manière générale, si on veut augmenter le débit d'un fluide, on utilise des pompes centrifuges.[9].

### III.3 Les pompes centrifuges :

Une pompe centrifuge est une machine rotative qui pompe un liquide en forçant au travers d'une roue a aube ou d'un impulseur. C'est le type de pompe industrielle le plus commun. Par l'effet de la rotation de l'impulseur, le fluide pompé est aspiré axialement dans la pompe , puis accéléré radialement , et enfin refoulé tangentiellement.



**FIG.III.2** : un schéma explicatif du fonctionnement d'une pompe centrifuge

### III.3.1) composition

Les organes essentiels d'une pompe centrifuge sont les suivants :

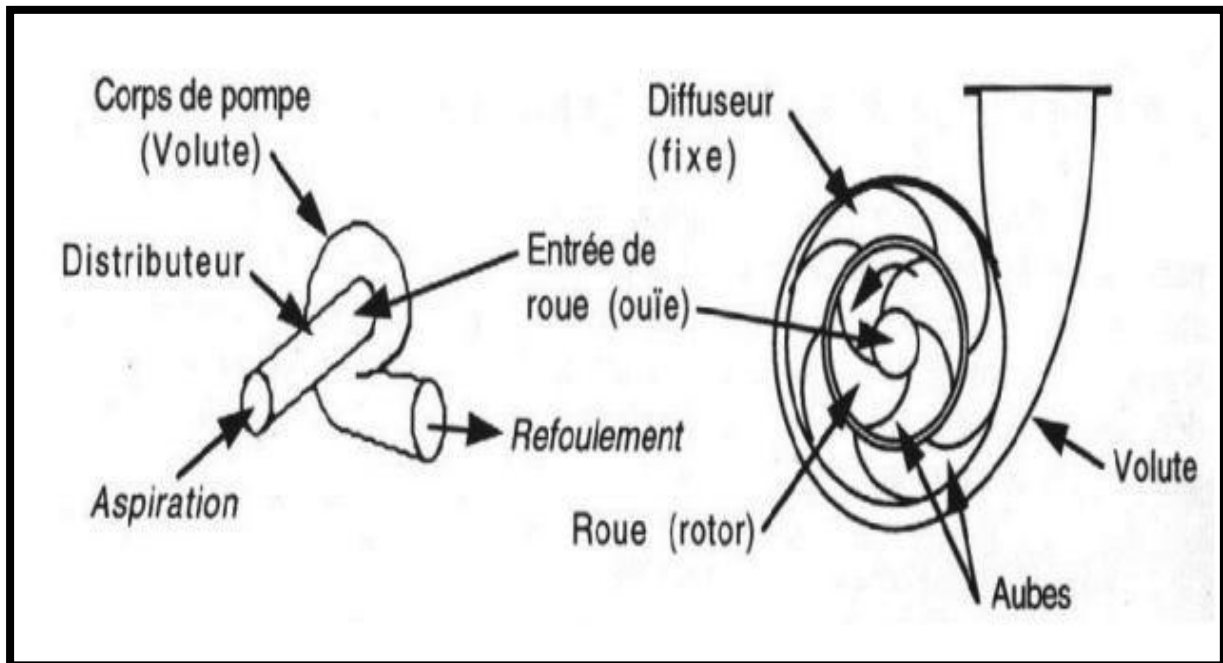


FIG.III.3 : Constitution d'une pompe centrifuge.

- **La roue** : C'est l'organe principale dans les pompes centrifuges.. Elle communique au liquide à pomper une partie de l'énergie transmise à l'arbre dont elle est solidaire par le moteur d'entraînement. La transmission de l'énergie de la roue au liquide se fait par l'intermédiaire des aubes. Ces dernières sont de simples palettes incurvées, libres ou fixes sur des plaques métalliques. [10]
- **Le distributeur** : Sorte de tubulure profilée qui, comme son nom l'indique, sert à conduire le fluide avec une vitesse et une direction convenables dans l'axe de la pompe. Le distributeur est généralement constitué par un cône convergent qui permet de réaliser une meilleure disposition des files liquides en améliorant le parallélisme et l'égalité des vitesses
- **Le diffuseur** : C'est une roue fixe munie d'aubes directrices dont la courbure est inverse au sens de rotation de la roue. Cet élément non disponible donne à la pompe une pression supérieure, par ralentissement progressif de la vitesse du liquide
- **Volute** : Appelée aussi colimaçon, elle forme le corps de la pompe. C'est une bêche en forme de spirale qui joue le rôle de diffuseur.
- **Le divergent** : C'est le canal de sortie, il présente un élargissement progressif, et achève le travail du diffuseur. [11]

### II.3.2) Principe de fonctionnement :

Une pompe centrifuge est constituée d'un trou à aubes tournant autour de son axe, un distributeur dans l'axe de la roue et un collecteur de section croissante, en forme de spirale appelé volute.

Le liquide arrive dans l'axe de l'appareil par le distributeur et la force centrifuge le projette vers l'extérieur de la turbine. Il acquiert une grande énergie cinétique qui se transforme en énergie de pression dans le collecteur à la section croissante. L'utilisation d'un diffuseur (roue à aubes fixes) à la périphérie de la roue permet une diminution de la perte d'énergie. La figure explique brièvement le fonctionnement d'une pompe centrifuge, [12].

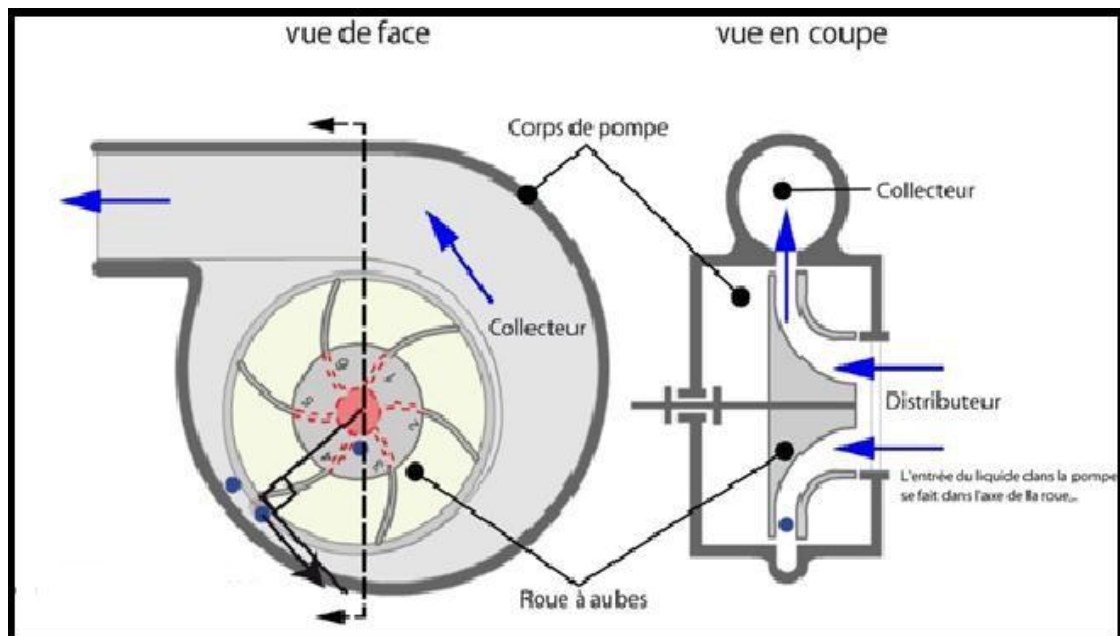
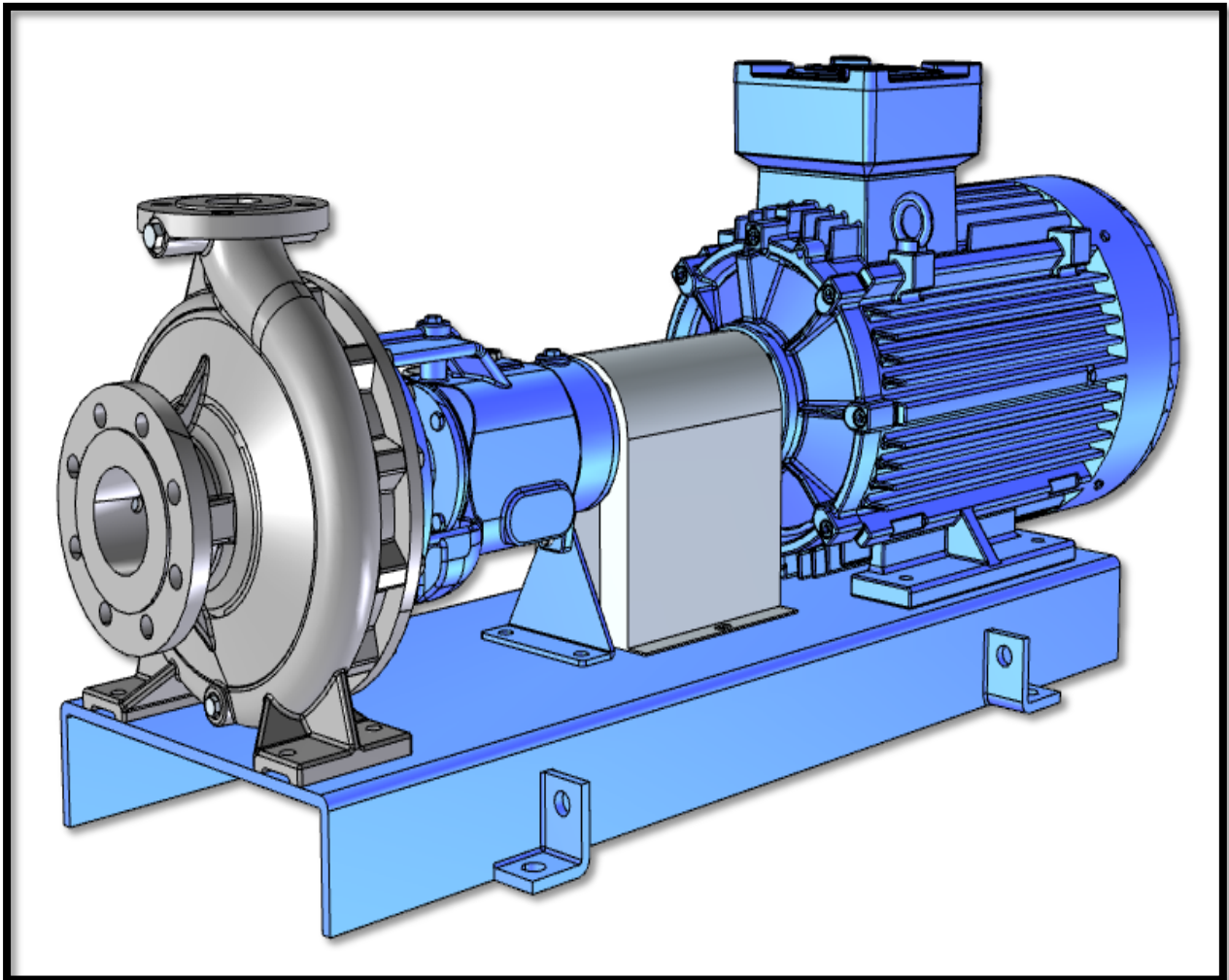


FIG.III.4 : Schéma expliquant le principe de fonctionnement d'une pompe centrifuge, [12].

### II.3.3) Disposition :

Les pompes centrifuges peuvent être horizontales ou verticales.

- **Les pompes centrifuges horizontales** : conçues pour être disposée en surface, l'entretien et le démontage de ces pompes sont alors simplifiés.



**FIG.III.5** : Vue extérieure d'une pompe horizontale,[10].



- **Les pompes centrifuges verticales** : ce sont des pompes immergées spécialement conçues pour l'équipement des puits profonds. Elles peuvent être commandées par un moteur placé en surface ou par un moteur immergé.



**FIG.III.6** : Vue extérieure d'une pompe verticale,[10].

## III.4 Calculs et Interprétations

### III.4.1 Les étapes de dimensionnement d'une pompe de transfert :

#### Les données :

Masse volumique ( $\rho$ ) = 836.3 kg/m<sup>3</sup>

Gravité (g) = 9.81

Viscosité cinématique ( $\nu$ ) = 6.778 mm<sup>2</sup>/s

Pression de refoulement ( $p_r$ ) = 7 bar

Pression atmosphérique ( $P_{atm}$ ) = 101325 pa

Pression de vapeur saturante ( $P_{vs}$ ) = 40000 pa

Diamètre de la conduite d'aspiration ( $D_a$ ) = 24 pouces

Diamètre de la conduite de refoulement ( $D_r$ ) = 12 pouces

Vitesse d'aspiration ( $V_a$ ) = 1 m/s

Hauteur d'aspiration ( $H_a$ ) = 4.7 m

Hauteur de refoulement ( $H_r$ ) = 4.5 m

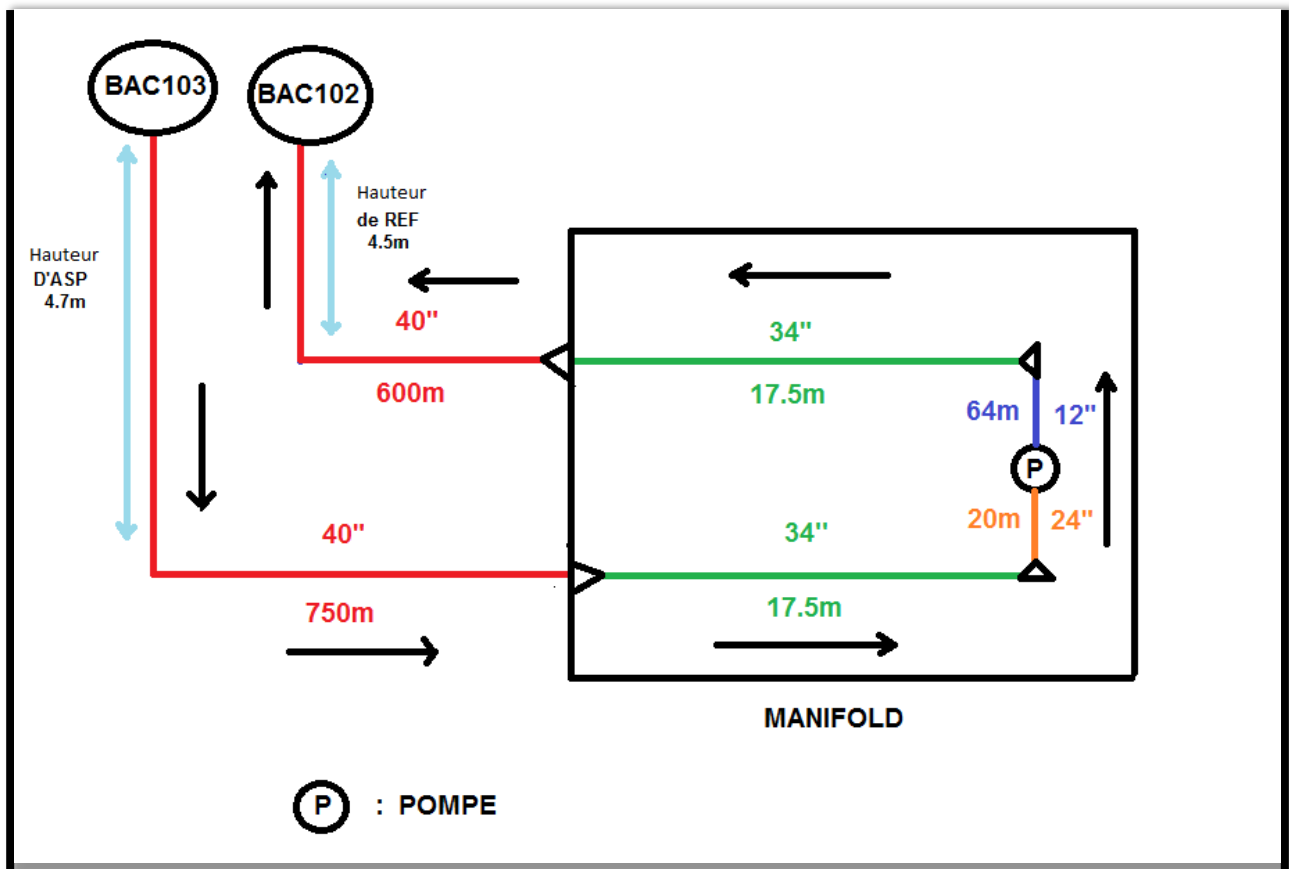


FIG.III.7 : Schéma du principe du circuit de transfert .

### ETAPE 1 :

Tout d'abord il faut déduire le débit de cette pompe. Pour ce faire, il faut connaître deux variables, à savoir : le volume du réservoir qu'il faut vider, ainsi que le temps nécessaire pour vider celui-ci. Nous avons un bac de 50000 m<sup>3</sup> du quelle il faut extraire 14,4 % de sa capacité chaque jour. Il est donc logique d'utiliser une pompe de 300 m<sup>3</sup>/h. Car 14,4 % de 50000 m<sup>3</sup> est égale à 7200 m<sup>3</sup>, qu'il faut vider en une journée, donc 24h, ce qui nous donne 300 m<sup>3</sup>/h.

$$Q = \frac{7200}{24}$$
$$Q = 300 \text{ m}^3/\text{h}$$

### ETAPE 2 :

Une fois le débit déduit, on peut calculer la vitesse de refoulement et choisir la vitesse d'aspiration. La vitesse d'aspiration est choisie, sa valeur est généralement entre 0.8 m/s et 1.3 m/s. La vitesse de refoulement est calculée, sa valeur est généralement entre 3 m/s et 5 m/s. Pour notre cas, nous allons choisir une valeur de vitesse d'aspiration égale à 1 m/s. Pour ce qui est de la vitesse de refoulement, elle peut être calculée très facilement grâce au débit calculé précédemment.

Nous savons que le débit est égal à :  $Q = V_r \times S_r$

$V_r$  : la vitesse de refoulement (m/s)

$S_r$  : la section de la conduite de refoulement (m<sup>2</sup>)

La vitesse est donc égale à :

$$V_r = Q / S_r$$

Et la section de la conduite est égale à :

$$S_r = \times \frac{D_r^2}{4}$$

$D_r$  : diamètre de la conduite de refoulement (m)

## Chapitre III : Dimensionnement des pompes

---

Dans notre manifold, nous avons un diamètre de conduite égal à 12'' pouces, ce qui fait 0.3 m. . La section de refoulement est donc égale à :

$$S_r = 0.07 \text{ m}^2$$

La vitesse de refoulement est donc égale à :  $V_r = 1.18 \text{ m/s}$

### ETAPE 3 :

Une fois le débit déduit, la vitesse d'aspiration choisie et la vitesse de refoulement calculée, nous pouvons calculer les pertes de charge linéaires.

D'abord il faut calculer le nombre de Reynolds

$$Re = 1000 \times \frac{V_r \times D_r}{\nu}$$

Re : le nombre de Reynolds

$V_r$  : la vitesse de refoulement (m/s)

$D_r$  : diamètre de refoulement (mm)

$\nu$  : viscosité cinématique (mm<sup>2</sup>/s)

$$Re = 52227$$

Maintenant, en utilisant le nombre de Reynolds, on peut calculer le coefficient de perte de charge linéaire.

#### 1<sup>er</sup> Cas :

Si le  $Re < 2000$  : il s'agit d'un régime laminaire.

Et le coefficient de perte de charge linéaire est égale à :

$$\lambda = \frac{Re}{64}$$

$\lambda$  : le coefficient de perte de charge linéaire.

Re : le nombre de Reynolds.

#### 2<sup>ème</sup> cas :

Le  $Re < 10^5$  : il s'agit d'un régime turbulent

**Le tuyau doit être lisse est en bon état (taux de rugosité faible).**

Le coefficient de perte de charge linéaire est égal à :

$$\lambda = 0,316 \times Re^{-0,25}$$

## Chapitre III : Dimensionnement des pompes

$\lambda$  : Le coefficient de perte de charge linéaire

Re : le nombre de Reynolds

3<sup>ème</sup> cas :

Le  $Re < 10^5$  : il s'agit d'un régime turbulent la différence avec le cas numéro deux c'est que **Le tuyau est rugueux et en mauvais état (taux de rugosité élevé).**

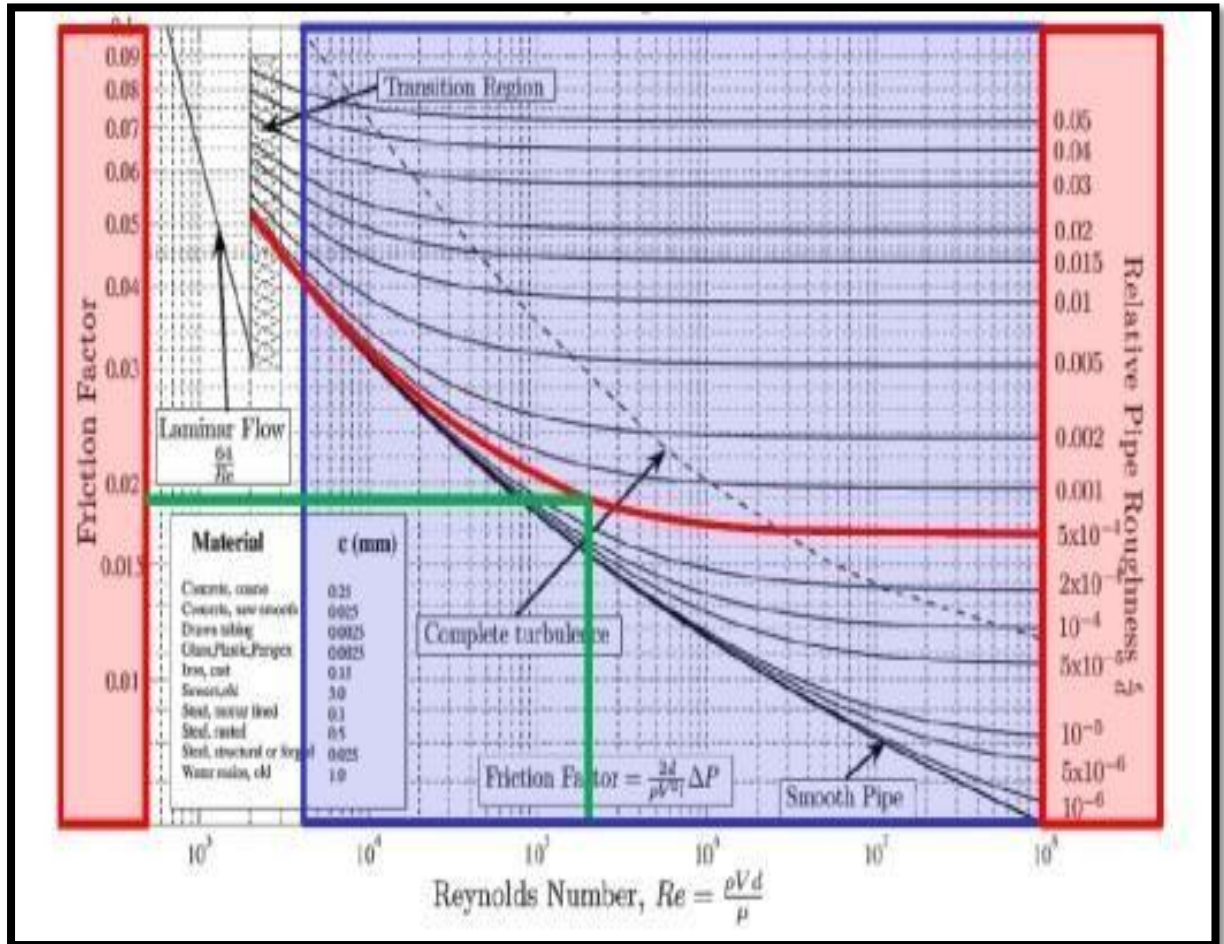


FIG.III.8 : Diagramme de moody.

« il suffit de trouver le point qui regroupe la rugosité de notre conduite (roughness), qui est située à gauche, avec **le nombre de Reynolds** qui est situé en bas du diagramme. Une fois ce point trouvé, on trace une ligne vers la droite pour trouver **le coefficient de perte de charge linéaire** (friction factor). »

## Chapitre III : Dimensionnement des pompes

Dans notre étude, nous allons utiliser le cas numéro 2. Nous avons un régime turbulent, donc le  $Re < 10^5$  et la conduite de tuyauterie est lisse et en bon état. La loi qui nous permet de calculer le coefficient de perte de charge linéaire est comme suit :

$$\lambda = 0,316 \times Re^{-0,25}$$

$\lambda$  : le coefficient de perte de charge linéaire

Re : le nombre de Reynolds

$$\lambda = 0.316 \times 52227^{-0.25}$$

$$\lambda = 0.0209$$

Une fois le coefficient de perte de charge linéaire calculé, nous pouvons calculer les pertes de charges linéaires suivant cette loi.

### Étape 4 :

1) Pertes de charges linéaires à l'aspiration Pdcla (Pa) :

$$Pdcla = \frac{\lambda}{Da} \times \frac{\rho \times Va^2}{2} \times La$$

Pdcla : Pertes de charges linéaires à l'aspiration (Pa) (l'unité est le pascal)

$\lambda$  : coefficient de perte de charge linéaire  $D$

Da : Diamètre de conduite d'aspiration (m)

$\rho$  : Masse volumique ( $\text{kg/m}^3$ )

Va : vitesse d'aspiration (m/s)

La : Longueur d'aspiration (m)

On a trois longueurs de tuyau d'aspiration successivement (La) : 750 m, 17.5m, 20m

Pour ce qui est de la masse volumique ( ), celle-ci est égale à 836,3 ( $\text{kg/m}^3$ )

On a trois diamètres de tuyau d'aspiration :

- Le premier est de 40 pouces, ce qui veut dire 1.016 m
- Le deuxième est de 34 pouces, ce qui veut dire 0.86 m
- Le troisième est de 24 pouces, ce qui veut dire 0.6 m

$$\text{❖ Pour } D = 40 \text{ pouces : } pdcla = \frac{0.209}{1.016} \times \frac{836.3 \times 1^2}{2} \times 750$$

$$Pdcla = 64512.8 \text{ Pa}$$

## Chapitre III : Dimensionnement des pompes

---

$$\text{❖ Pour } D = 34 \text{ pouces : } pdcla = \frac{0.209}{0.86} \times \frac{836.3 \times 1^2}{2} \times 17.5$$

$$\mathbf{Pdcla = 1778.3 Pa}$$

$$\text{❖ Pour } D = 24 \text{ pouces : } pdcla = \frac{0.209}{0.60} \times \frac{836.3 \times 1^2}{2} \times 20$$

$$\mathbf{Pdcla = 2913.1 pa}$$

$$\text{Donc : } pdclat = pdcla_{D=40} + pdcla_{D=34} + pdcla_{D=24}$$

$$\mathbf{Pdclat = 69204.2 Pa}$$

2) Pertes de charge linéaires refoulement Pdclr (Pa) :

$$\mathbf{Pdclr = \frac{\lambda}{Dr} \times \frac{p \times Vr^2}{2} \times Lr}$$

Pdclr : Pertes de charge linéaires au refoulement (Pa)

$\lambda$  : coefficient de perte de charge linéaire

Dr : Diamètre de la conduite de refoulement (m)

p : Masse volumique (Kg/m<sup>3</sup>)

Vr : vitesse de refoulement (m/s)

Lr : Longueur du tuyau de refoulement (m)

**« Il convient de signaler qu'à ce niveau, l'unité de mesure du diamètre est le mètre »**

On a trois longueur de tuyau de refoulement (m) successivement 64m, 17.5m, 600m

Pour ce qui est de la masse volumique ( p ), elle est égale à 836,3 (kg/m<sup>3</sup>)

On a trois diamètres de tuyau de refoulement :

- Le premier est de : 12 pouces ce qui veut dire 0.3m
- Le deuxième est de : 34 pouces ce qui veut dire 0.86m
- Le troisième est de : 40 pouces ce qui veut dire 1.016 m

## Chapitre III : Dimensionnement des pompes

---

Nous pouvons calculer les pertes de charge linéaires au refoulement :

$$\text{❖ Pour } D=12 \text{ pouces : } \text{pdclr}_{12} = \frac{0.209}{0.30} \times \frac{836.3 \times 1.18^2}{2} \times 64$$

$$\text{Pdclr}_{12} = 25959.8 \text{ Pa}$$

$$\text{❖ Pour } D=34 \text{ pouces : } \text{pdclr}_{34} = \frac{0.209}{0.86} \times \frac{836.3 \times 1.18^2}{2} \times 17.5$$

$$\text{Pdclr}_{34} = 2476.2 \text{ Pa}$$

$$\text{❖ Pour } D=40 \text{ pouces : } \text{pdclr}_{40} = \frac{0.209}{1.016} \times \frac{836.3 \times 1.18^2}{2} \times 600$$

$$\text{Pdclr}_{40} = 71862.1 \text{ Pa}$$

$$\text{Donc } \text{pdclrt} = \text{pdclr}_{12} + \text{pdclr}_{34} + \text{pdclr}_{40}$$

$$\text{Pdclrt} = 100298.1 \text{ Pa}$$

### ÉTAPE 5 :

Une fois les pertes de charge linéaires calculées, nous pouvons calculer les pertes de charge singulières.

« Explication : ici aussi il y a un coefficient de perte de charge. Comme les pertes de charge singulières dépendent des équipements, chaque élément a un coefficient précis, certains dépendent du diamètre tandis que d'autres non »

La loi pour calculer les pertes de charge singulières est :

**À l'aspiration :**

$$\text{Pdcsa} = K \times \frac{\rho \times V_a^2}{2}$$

Pdcsa : Pertes de charges singulières à l'aspiration (Pa)

K : coefficient de perte de charge singulière

$\rho$  : Masse volumique (Kg/m<sup>3</sup>)

$V_a$  : vitesse d'aspiration (m/s)

**Remarque :** les valeurs des coefficients de perte de charges singulières K sont des données dans le tableau suivant.



## Chapitre III : Dimensionnement des pompes

### Éléments liés au diamètre :

Diamètre de Tuyau (pouce)	Type d'éléments	Nombre d'éléments	<i>Le coefficient de perte de charge singulière K</i>	<i>Application numérique de perte de charge singulière d'aspiration de chaque élément</i>	<i>Perte de charge singulière à l'aspiration (pa) de Chaque élément</i>	Perte de charge singulière à l'aspiration (Pa) de chaque tuyau
40	Vanne boisau sphérique	1	$K = 0.036$	$0.036 \times \frac{836.3 \times 1^4}{2} \times 1$	Pdc <sub>sa</sub> vanne = 15.05	Pdc <sub>sa</sub> 40 = 240.85
	coude	3	$K = 0.180$	$0.180 \times \frac{836.3 \times 1^2}{2} \times 3$	Pdc <sub>sa</sub> coude = 225.8	
34	TII réduit	3	$K = 0.22$	$0.22 \times \frac{836.3 \times 1^2}{2} \times 3$	Pdc <sub>sa</sub> tll réduit = 275.9	Pdc <sub>sa</sub> 34 = 275.9
24	Vanne boisau sphérique	2	$K = 0.036$	$0.036 \times \frac{836.3 \times 1^2}{2} \times 2$	Pdc <sub>sa</sub> vane = 30.1	Pdc <sub>sa</sub> 24 = 2398.4
	TII réduit	1	$K = 0.24$	$0.24 \times \frac{836.3 \times 1^2}{2} \times 1$	Pdc <sub>sa</sub> tll réduit = 100.3	
	coude	2	$K = 0.192$	$0.192 \times \frac{836.3 \times 1^2}{2} \times 2$	Pdc <sub>sa</sub> coude = 160.5	
	Filtre à panier	1	$K = 5.04$	$5.04 \times \frac{836.3 \times 1^2}{2} \times 1$	Pdc <sub>sa</sub> filter = 2107.5	

**TAB III.1** : Éléments liés au diamètre (aspiration).

### Éléments non liés au diamètre :

	Nombre	Coefficient de perte de charge singulière K	Application numérique de perte de charge singulière d'aspiration	Perte de charge singulière à l'aspiration (pa)
Entrée de conduite	1	$K = 0.04$	$0.04 \times \frac{836.3 \times 1^2}{2} \times 1$	$P_{dcsa} \text{ entrée conduite} = 16.7$
Sortie de conduite	1	$K = 1$	$1 \times \frac{836.3 \times 1^2}{2} \times 1$	$P_{dcsa} \text{ sortie conduite} = 418.2$
Réduction	3	$K = 0.008$	$0.008 \times \frac{836.3 \times 1^2}{2} \times 3$	$P_{dcsa} \text{ réduction réduction} = 10.04$

**TAB.III.2:** Éléments non liés au diamètre (aspiration).

$$P_{dcsat} = P_{dcsa_{40}} + P_{dcsa_{34}} + P_{dcsa_{24}} + P_{dcsa_{\text{entrée conduite}}} + P_{dcsa_{\text{sortie conduite}}} + P_{dcsa_{\text{réduction réduction}}}$$

$$P_{dcsat} = 240.85 + 275.9 + 2398.4 + 16.7 + 418.2 + 10.04$$

$$P_{dcsat} = 3360.1 \text{ pa}$$

### Au refoulement :

$$P_{dcsr} = K \times \frac{\rho \times V_r^2}{2}$$

K : coefficient de perte de charge singulière

P<sub>dcsr</sub> : Pertes de charge singulières au refoulement (Pa) (l'unité est le pascalle)

ρ : Masse volumique (Kg/m<sup>3</sup>)

V<sub>r</sub> : vitesse de refoulement (m/s)

## Chapitre III : Dimensionnement des pompes

### Éléments liés au diamètre :

Diamètre de tuyau (pouce)	Type d'élément	Nombre d'éléments	Le coefficient de perte de charge singulière K	Application numérique de perte de charge singulière de refoulement de chaque élément	Perte de charge singulière de refoulement de chaque élément	Perte de charge singulière de Refoulement (Pa) de chaque tuyau
40	Vanne boisau sphérique	1	K= 0.036	$0.036 \times \frac{836.3 \times 1.18^2}{2} \times 1$	Pdcsr vanne = 20.96	Pdcsr <sub>40</sub> = 335.36
	coude	3	K= 0.180	$0.180 \times \frac{836.3 \times 1.18^2}{2} \times 3$	Pdcsr coude = 314.4	
34	TII réduit	3	K= 0.22	$0.22 \times \frac{836.3 \times 1.18^2}{2} \times 3$	Pdcsr <sub>tII réduit</sub> = 384.27	Pdcsr <sub>34</sub> = 384.27
12	Vanne boisau sphérique	2	K= 0.039	$0.039 \times \frac{836.3 \times 1.18^2}{2} \times 2$	Pdcsr <sub>vane</sub> = 45.41	Pdcsr <sub>12</sub> = 1695.45
	TII réduit	2	K= 0.26	$0.26 \times \frac{836.3 \times 1.18^2}{2} \times 2$	Pdcsr <sub>tII réduit</sub> = 302.76	
	coude	8	K= 0.208	$0.208 \times \frac{836.3 \times 1.18^2}{2} \times 8$	Pdcsr <sub>coude</sub> = 968.83	
	Clapet anti retour	1	K= 0.65	$0.65 \times \frac{836.3 \times 1.18^2}{2} \times 1$	Pdcsr <sub>clapet</sub> = 378.45	

**TAB.III.3** : Éléments liés au diamètre (refoulement).

### Éléments non liés au diamètre :

	Nombre	Coefficient de perte de charge singulère K	Application numérique de perte de charge singulière d'aspiration	Perte de charge singulière à l'aspiration (Pa)
Entrée de conduite	1	K= 0.04	$0.04 \times \frac{836.3 \times 1.18^2}{2} \times 1$	Pdcsr <sub>entrée conduite</sub> =23.28
Sortie de conduite	1	K= 1	$1 \times \frac{836.3 \times 1.18^2}{2} \times 1$	Pdcsr <sub>sortie conduite</sub> = 582.23
Réduction Élargissement	2	K= 0.5	$0.5 \times \frac{836.3 \times 1.18^2}{2} \times 2$	Pdcsr <sub>réduction Élargissement</sub> =582.23

**TAB.III.4 :** Éléments non liés au diamètre (refoulement).

$$P_{dcsrt} = P_{dcsr40} + P_{dcsr34} + P_{dcsr12} + P_{dcsr\text{ entrée conduite}} + P_{dcsr\text{ sortie conduite}} + P_{dcsr\text{ réduction Élargissement}}$$

$$P_{dcsrt} = 335.36 + 384.27 + 1695.45 + 23.28 + 582.23 + 582.23$$

$$\mathbf{P_{dcsrt} = 3602.82 \text{ Pa}}$$

### ÉTAPE 6

Nous avons calculé toutes les formes de pertes de charges, nous pouvons maintenant calculer le NPSH.

**NPSH** : c'est la mesure de la différence entre la pression absolue totale du liquide en ce point et sa pression de vapeur saturante.

Dans notre cas, la pompe est en charge

Donc :

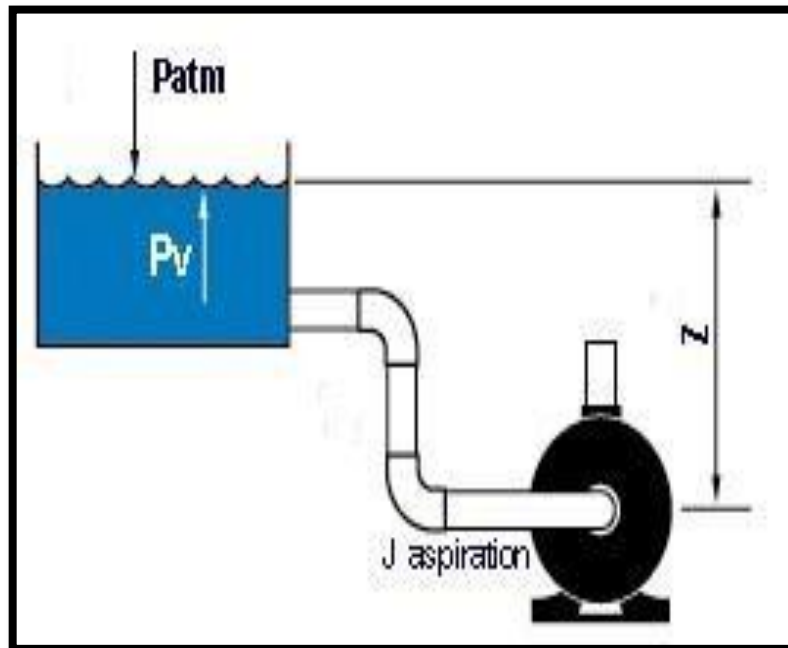


FIG.III.9 : Pompe en charge.

$$\text{NPSH} = \text{Patm} - \text{Pvs} - \text{Pdcta} + \text{Hha}$$

Patm : pression atmosphérique (Pa)

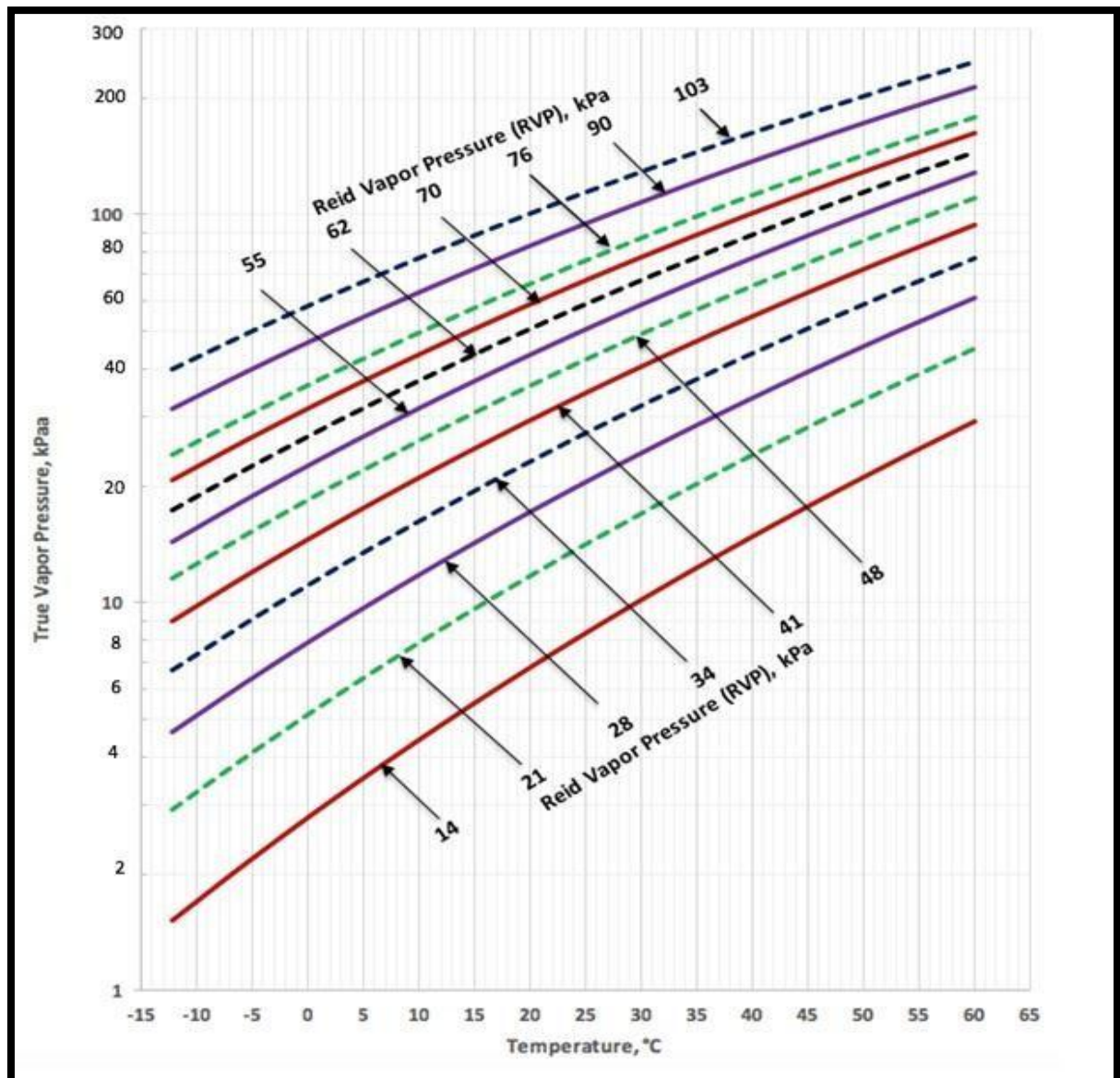
Pvs : pression de vapeur saturante (Pa)

Pdcta : la somme des pertes de charge à l'aspiration (Pa)

Hha : charge hydraulique (Pa)

Dans notre cas, la pompe est en charge. Nous allons donc utiliser le deuxième cas pour nos calculs.

La pression atmosphérique Patm est une donnée, la pression de vapeur saturante Pvs est une donnée elle aussi, mais si vous disposez de la pression vapeur Pvr, vous pouvez facilement déduire la pression de vapeur saturante grâce à ce diagramme.



**FIG.III.10** : Diagramme des pressions de vapeur.

Notre  $P_{vr}$  est de 35.6 (kpa), automatiquement notre  $P_{vs}$  est de 40 (kpa)

$$\text{Donc } P_{vs} = 40000 \text{ pa}$$

**Pour la  $P_{dcta}$  :**

Il nous suffit de faire la somme de toutes nos pertes de charge à l'aspiration.

(Pertes de charge linéaires à l'aspiration + pertes de charge singulières à l'aspiration)

$$P_{dcta} = P_{dclat} + P_{dcsat}$$

$$P_{dcta} = 69204.2 + 3360.1$$

$$P_{dcta} = 72564.3 \text{ Pa}$$

## Chapitre III : Dimensionnement des pompes

---

Pour ce qui est de la charge hydraulique Hha, c'est tout simplement :

$$\mathbf{Hha = \rho \times g \times Ha}$$

Hha : charge hydraulique (Pa)

p: Masse volumique (Kg/m<sup>3</sup>)

g : la gravité (m/s<sup>2</sup>)

Ha : La hauteur d'aspiration (m)

« la hauteur d'aspiration est tout simplement la hauteur entre le réservoir et la pompe. »

Dans notre cas Ha est de 4.7 mètre. Avec ces données :

$$Hha = 836.3 \times 9.81 \times 4.7$$

$$\mathbf{Hha = 38559.2 \text{ Pa}}$$

Et donc le NPSH :

$$NPSH = 101325 - 40000 - 72564.3 + 38559.2$$

$$\mathbf{NPSH = 27319.9 \text{ Pa}}$$

« le NPSH est généralement donné en mètre colonne d'eau ou mètre colonne liquide. »

Pour convertir du (Pa) pascal au (mce) mètre colonne d'eau c'est très simple :

NPSH en mètre colonne d'eau = NPSH en pascal / (p)masse volumique de l'eau × la gravité.

En sachant que la masse volumique de l'eau est égale à 1000 (kg/m<sup>3</sup>).

Donc NPSH en **mce = 2.78mce.**

« Explication : comme nous travaillons avec du pétrole et non de l'eau, il faut utiliser le mètre colonne liquide (mcl). »

Pour convertir du (pa) pascal au (mcl) mètre colonne liquide, c'est très simple :

NPSH en mètre colonne liquide = NPSH en pascal / (p)masse volumique du pétrole × la gravité.

## Chapitre III : Dimensionnement des pompes

---

En sachant que la masse volumique du pétrole est égale à 836.3 (kg/m<sup>3</sup>)

$$\mathbf{NPSH} = \frac{\text{NPSH (PA)}}{(\rho) \times g}$$

$$\text{NPSH} = \frac{27319.9}{836.3 \times 9.81}$$

Donc NPSH en mcl = **3.33 mcl**

### ÉTAPE 7 :

Nous avons calculé toutes les formes de pertes de charge et le NPSH. Nous pouvons à présent calculer le HMT.

Comme notre cas est celui d'une pompe en charge, donc :

Hauteur Manométrique à l'aspiration H<sub>ma</sub> (Pa) :

$$\mathbf{H_{ma} = H_{ha} + P_{dcta}}$$

H<sub>ha</sub> : charge hydraulique à l'aspiration (Pa)

P<sub>dcta</sub> : les pertes de charge à l'aspiration (Pa)

Hauteur Manométrique au refoulement H<sub>mr</sub> (Pa) :

$$\mathbf{H_{mr} = (-H_{hr}) + P_{dctr} + P_r}$$

H<sub>hr</sub> : charge hydraulique à l'aspiration (Pa)

P<sub>dctr</sub> : les pertes de charge à l'aspiration (Pa)

P<sub>r</sub> : pression de sortie (Pa)

Hauteur Manométrique totale HMT (Pa) :

$$\mathbf{HMT = H_{ma} + H_{mr}}$$

$$\text{H}_{ma} = \text{H}_{ha} + \text{P}_{dcta} = 38559.2 + 72564.3$$

$$\mathbf{H_{ma} = 111123.5 \text{ (Pa)}}$$

Nous n'avons pas le H<sub>hr</sub> qui est la charge hydraulique au refoulement, il faut le calculer.

$$\text{H}_{hr} = 4.5 \text{ m}$$

$$\text{H}_{hr} = \rho \times g \times \text{H}_{hr} = \mathbf{36918.5 \text{ (Pa)}}$$



## Chapitre III : Dimensionnement des pompes

---

La pression de sortie  $P_r$  est égale à 7 bar, donc 700000 pascals (Pa).

La somme des pertes de charge au refoulement  $P_{dctr} = P_{dcstr} + P_{dclrt}$

$$P_{dctr} = 103900.9 \text{ Pa}$$

$$H_{mr} = (-H_{hr}) + P_{dctr} + P_r = (-36918.5) + 103900.9 + 700000$$

$$H_{mr} = 766982.4 \text{ pa}$$

$$HMT = H_{ma} + H_{mr} = 111123.5 + 766982.4$$

$$HMT = 878105.9 \text{ pa}$$

Comme pour le NPSH, il vaut mieux de convertir en mce et mcl (mètre colonne liquide et mètre colonne). Pour convertir du (pa) pascal au (mce) mètre colonne d'eau c'est très simple.

$HMT \text{ en mètre colonne d'eau} = HMT \text{ en pascal} / (\rho) \text{ masse volumique de l'eau} \times \text{la gravité}$

En sachant que la masse volumique de l'eau est égale à 1000 (kg/m<sup>3</sup>)

$$\text{Donc HMT en mce} = 89.5 \text{ mce}$$

« Comme nous travaillons avec du pétrole est non de l'eau, il faut utiliser le mètre colonne liquide (mcl). »

Pour convertir du (pa) pascal au (mcl) mètre colonne liquide c'est très simple

$HMT \text{ en mètre colonne liquide} = HMT \text{ en pascal} / (\rho) \text{ masse volumique du pétrole} \times \text{la gravité}$

En sachant que la masse volumique de l'eau est égale à 836.3 (kg/m<sup>3</sup>)

$$HMT = \frac{878105.9}{836.3 \times 9.81}$$

$$\text{Donc HMT en mcl} = 107.03 \text{ mcl}$$

### II.4.2) Interprétation des résultats :

Une fois avoir calculé le NPSH, la HMT et les pertes de charge totales à l'aspiration et au refoulement, le dimensionnement est achevé. Les caractéristiques de la pompe, que l'on retrouve dans nos résultats de calculs, nous permettent de choisir une pompe adaptée pour notre projet.

### II.4.3) Choix de la pompe :

D'après le dimensionnement de la pompe voici notre choix :



**FIG.III.11** : La pompe verticale VS6

La pompe verticale VS6 6 est une pompe verticale de type "double corps" et définie par l'API-610 (type VS6).

Caractéristique de la pompe :

- **Capacité** : de 100 à 1.600 m<sup>3</sup>/h (300 m<sup>3</sup>/h dans notre cas)
- **Hauteur manométrique** : jusqu'à 1494 m (107.03m dans notre cas)
- **Pression maximale** : 140 bar (18 bar dans notre cas)
- **Température** : 195 à 565 °C (de -5 à 55 °C dans notre cas)
- **Applications** : Usines pétrochimiques, centrales électriques, municipalités. Hydrocarbures, Pipeline. Raffineries, technologie offshore.

Le type VLT est une pompe de process à rotor noyé vertical de type double enveloppe. Sa conception à plusieurs étages offre un rendement exceptionnel et un faible coût d'exploitation dans les applications à hauteur d'élévation élevée, tandis que sa roue spéciale de premier étage permet un fonctionnement avec de faibles exigences NPSH.

**Chapitre IV :**  
**Assurance de débit**  
**(FLOW**  
**ASSURANCE)**

### IV.1 Assurance de débit (Flow assurance) :

L'assurance de débit est le processus par lequel la production de carburant est garantie en minimisant les restrictions sur le débit physique de pétrole.

Il existe une grande variété de techniques qui peuvent être utilisées pour limiter les arrêts de débit du pétrole. À l'origine, l'assurance de débit ne couvrait que l'analyse et l'évaluation des problèmes causés par la formation de solides dans les pipelines, mais maintenant elle couvre tous les risques associés au maintien du débit.

La gestion des risques liés à l'écoulement du pétrole commence chaque fois que l'équilibre du combustible est perturbé, ou lorsque le puits est creusé et que le combustible s'écoule pour la première fois. Dès lors, chaque fois que du pétrole passe d'un étage à un autre, il existe un risque associé au changement d'état au sein du combustible. L'assurance de débit a été développée en travaillant avec des environnements à haute pression et haute ou basse température, [13].

#### IV.1.1) Rôle de l'assurance de débit :

- Dérivabilité : atteindre le taux de production (boosting/lifting/sizing).
- Intégrité : jamais tomber en panne (corrosion/érosion).
- Contrôlabilité : fonctionnement stable et flexible.
- Production ininterrompue : éviter les hydrates/la cire/l'asphaltène , [13].

#### IV.1.2) Plan d'assurance de débit :

Un plan correct comprend une évaluation complète des risques, couvrant :

- La modélisation des écoulements poly-phasiques et des changements de température.
- La projection d'hydrates, de cires, d'asphaltènes, de tartre et la formation d'émulsions.
- L'interface avec les autres départements et processus opérationnels, comme l'ingénierie, [13].

#### IV.1.3) Stratégies de prévention :

Les stratégies de prévention sont idéales pour les sociétés pétrolières et gazières, car elles préviennent les problèmes et éliminent le besoin de mesures correctives complexes et coûteuses.

Le maintien de l'opération est de la plus haute importance et tous les opérateurs sur site

doivent être pleinement conscients des procédures requises conformément à la stratégie de prévention. La stratégie doit détailler ce qu'il faut faire en cas de panne, comment éviter le slugging et le débit optimal ,[13].

### IV.1.4) L'importance de l'assurance de débit

La raison principale pour laquelle on développe un champ pétrolier est en général pour amener une production maximale de pétrole du réservoir jusqu'aux installations de réception. Le principal paramètre susceptible de réduire la production est l'augmentation de la perte de charge entre le réservoir et les installations de réception.

Une activité essentielle consiste donc à réduire au maximum cette perte de charge.

L'assurance de débit doit assurer le transit des fluides depuis le réservoir jusqu'aux installations de traitement en toute sécurité et sans interruption, [13].

## IV.2 Pipesim :

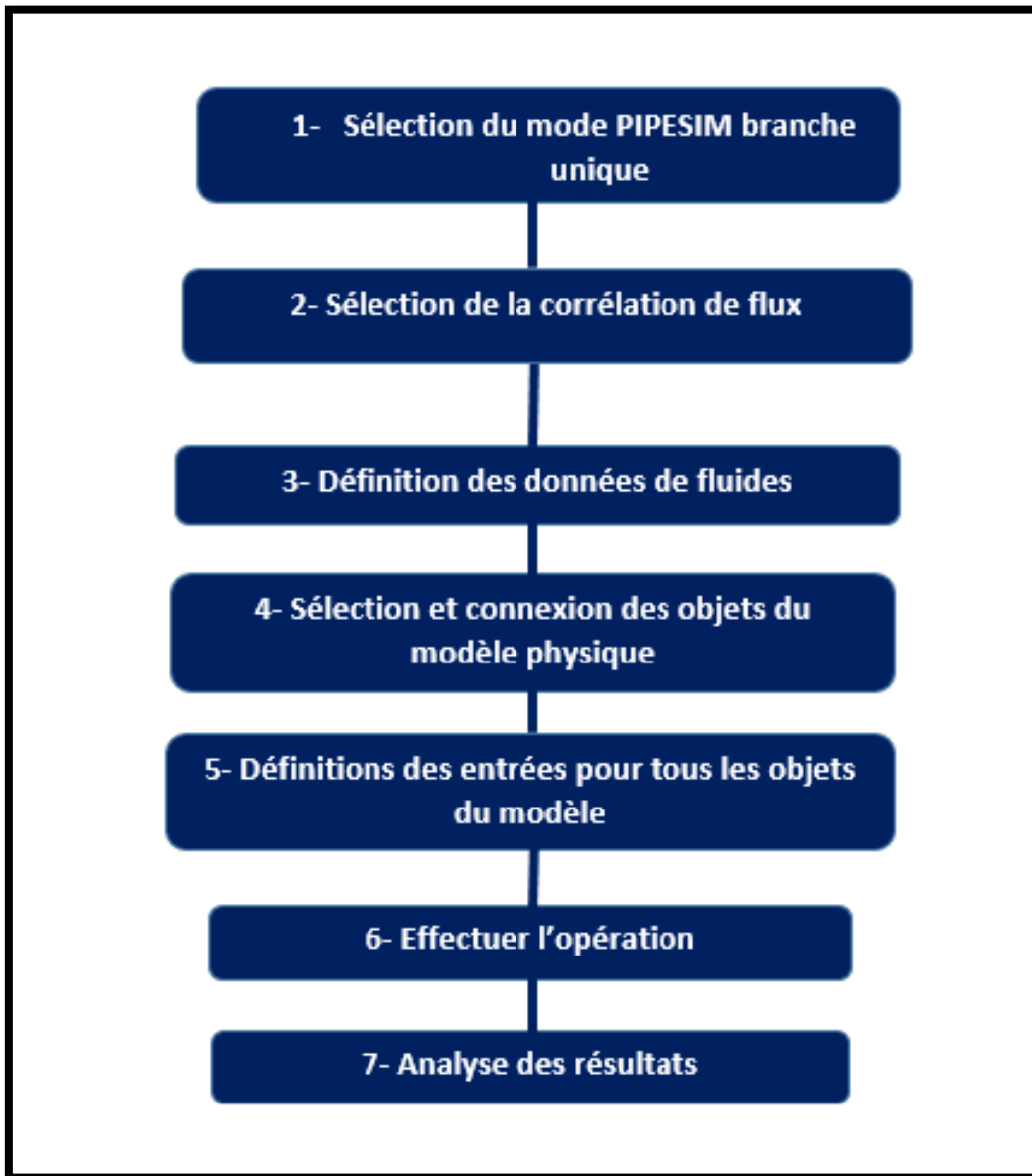
PIPESIM est un outil de simulation d'écoulement multi-phases en régime permanent de l'industrie pour la conception de systèmes de production.

Une fois les systèmes de production mis en service, la capacité d'assurer une production optimale est essentielle pour atteindre le potentiel économique maximal. Le simulateur PIPESIM fournit un ensemble complet de flux de travail allant de la sélection de puits candidats pour les reconditionnements à l'identification et à l'atténuation des problèmes d'assurance de flux jusqu'à l'optimisation en ligne du système complet.

Le simulateur PIPESIM a été lancé pour la première fois en 1984 dans le but initial de concevoir des systèmes de production pour des environnements difficiles tels que la mer du Nord. Les versions ultérieures ont maintenu l'accent mis par la première version sur l'intégration des dernières découvertes scientifiques afin de fournir les prédictions les plus précises possibles tout en mettant en œuvre une amélioration et une expansion continues.

### IV.3 Procédures de calcul :

Les différentes étapes à suivre dans la simulation sont illustrés dans la figure ci-dessous :



**FIG.IV.1: Les étapes de simulation**

Dans notre étude, nous utiliserons un module de composition utilisant le package « Black Oil » tout en entrant les caractéristiques de notre brut. Le module triphasique OLGAS v.7.1.3-Phase HD est utilisé pour le calcul hydraulique multiphasique en régime permanent.

## Chapitre IV : Assurance de débit (Flow assurance)

1- La première étape est de choisir le module branche unique :

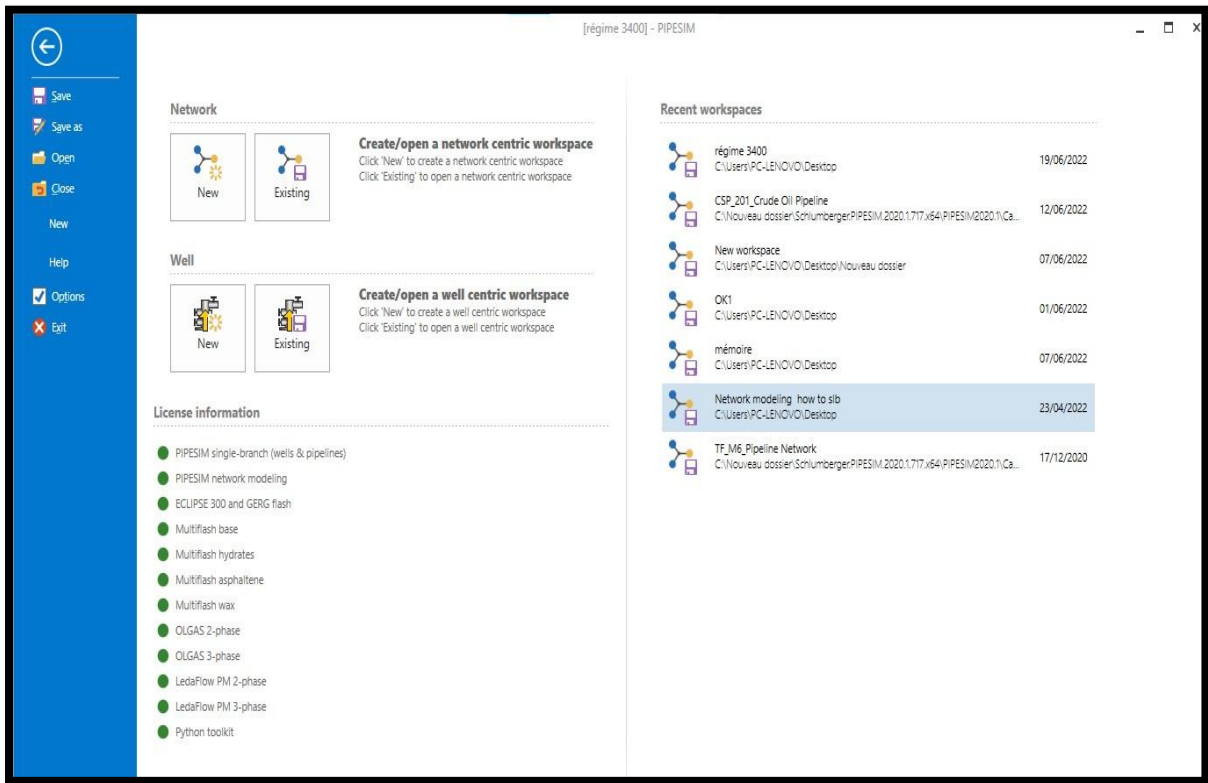


FIG.IV.2 : Choix du module

2- Par la suite on a sélectionné la corrélation de flux :

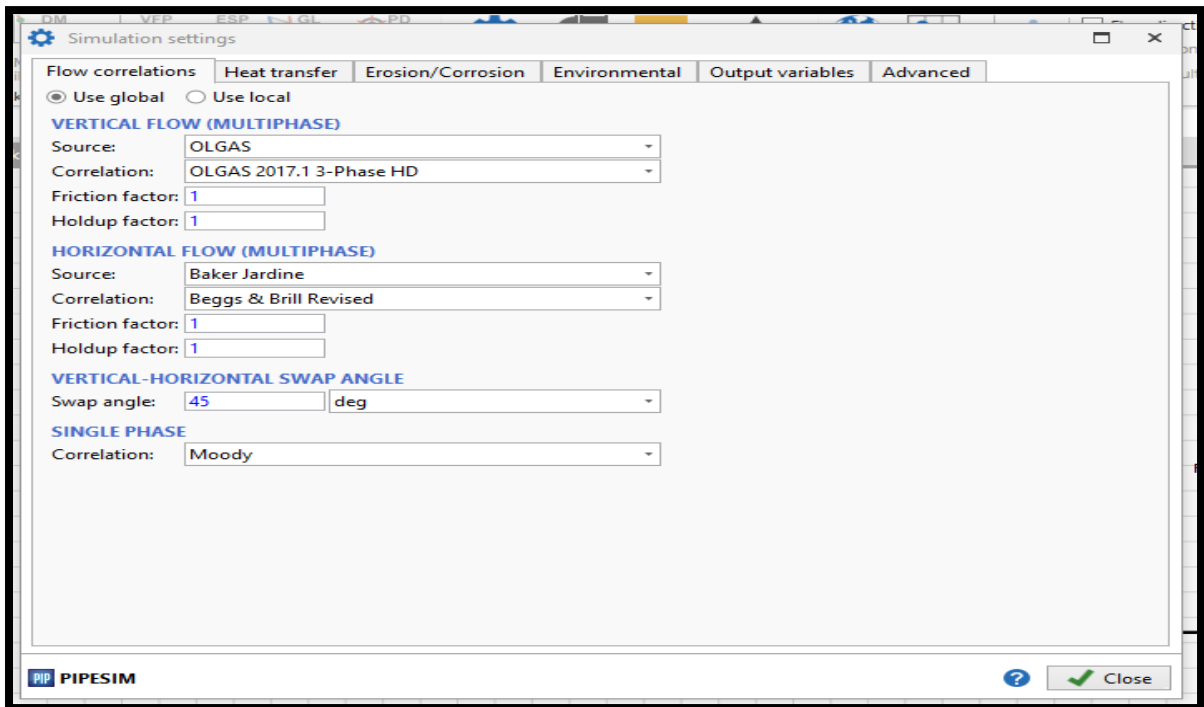


FIG.IV.3 : La corrélation du flux

## Chapitre IV : Assurance de débit (Flow assurance)

3- L'étape suivante est de définir les propriétés de notre fluide :

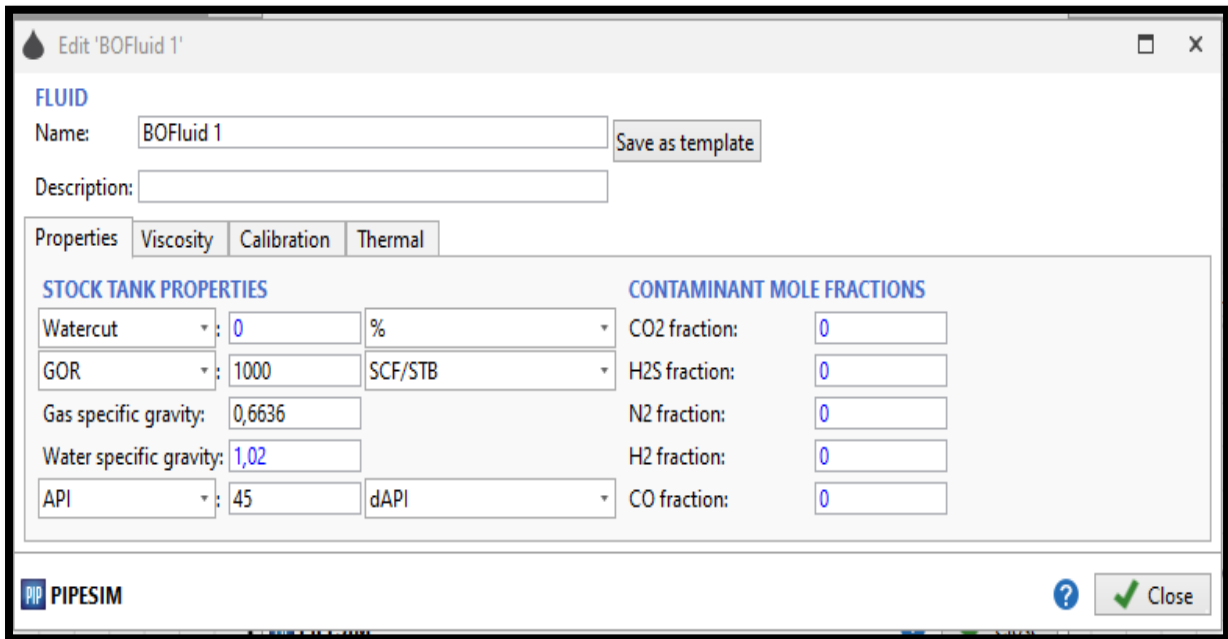


FIG.IV.4 : Les propriétés du fluide

4- Ensuite, on fait la sélection et la connexion des objets du modèle physique :

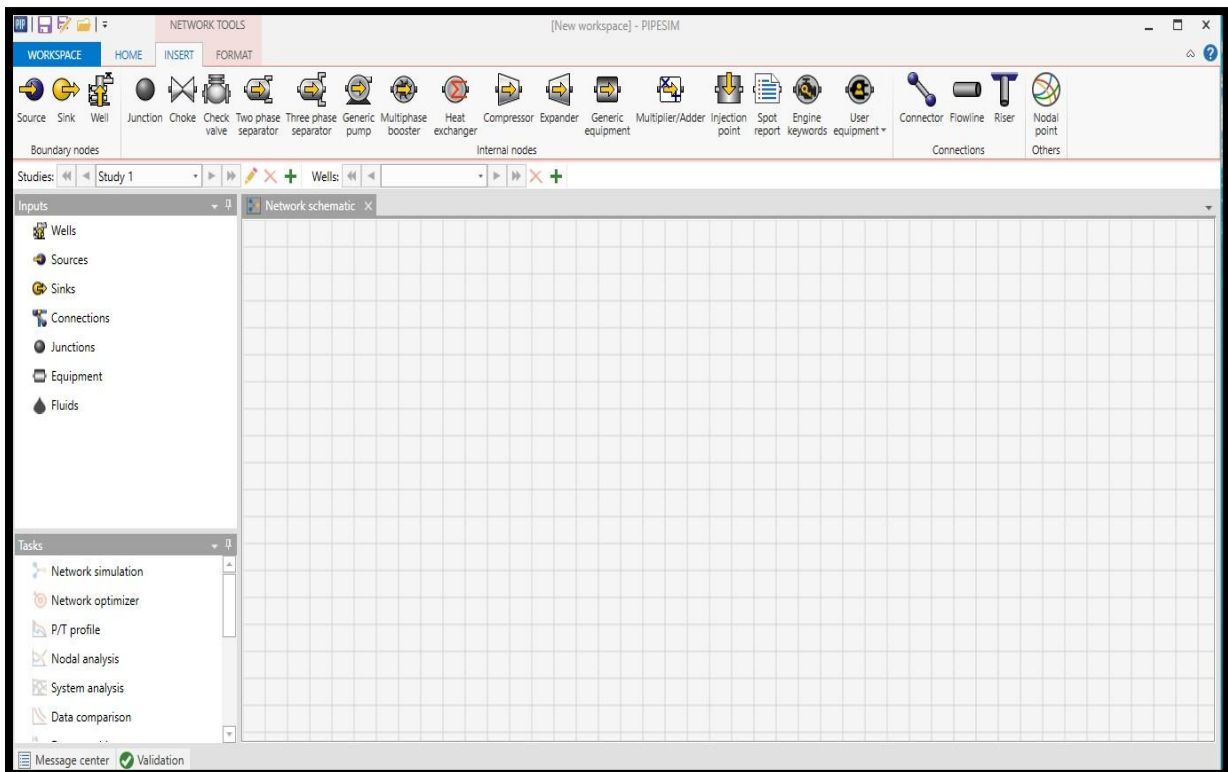
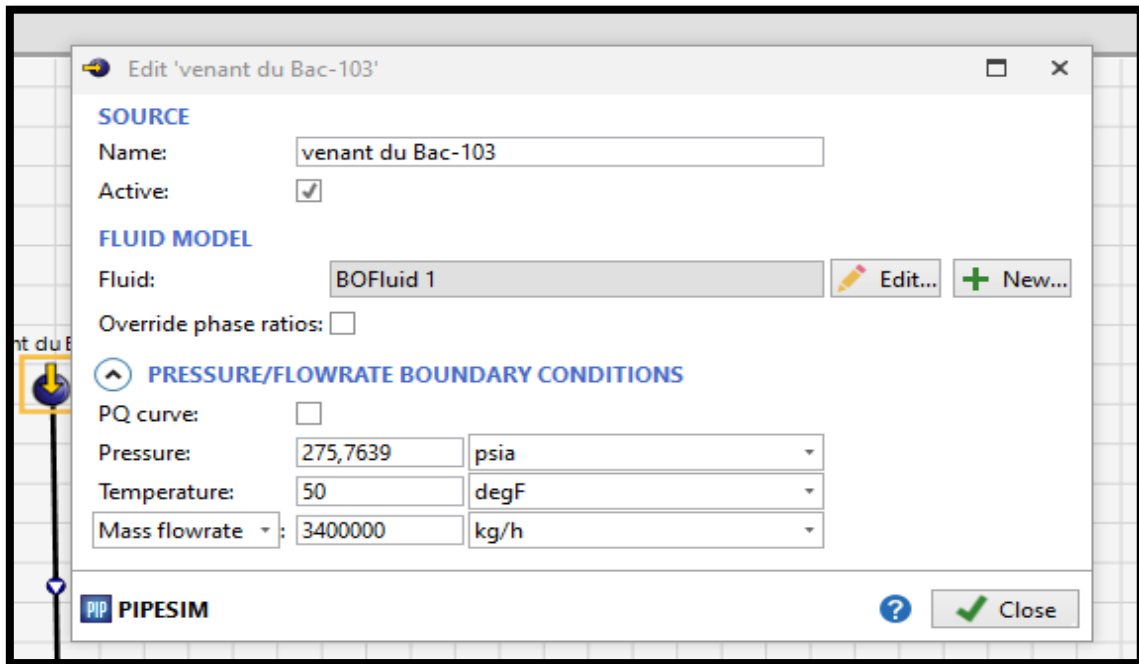


FIG.IV.5 : Environnement de simulation

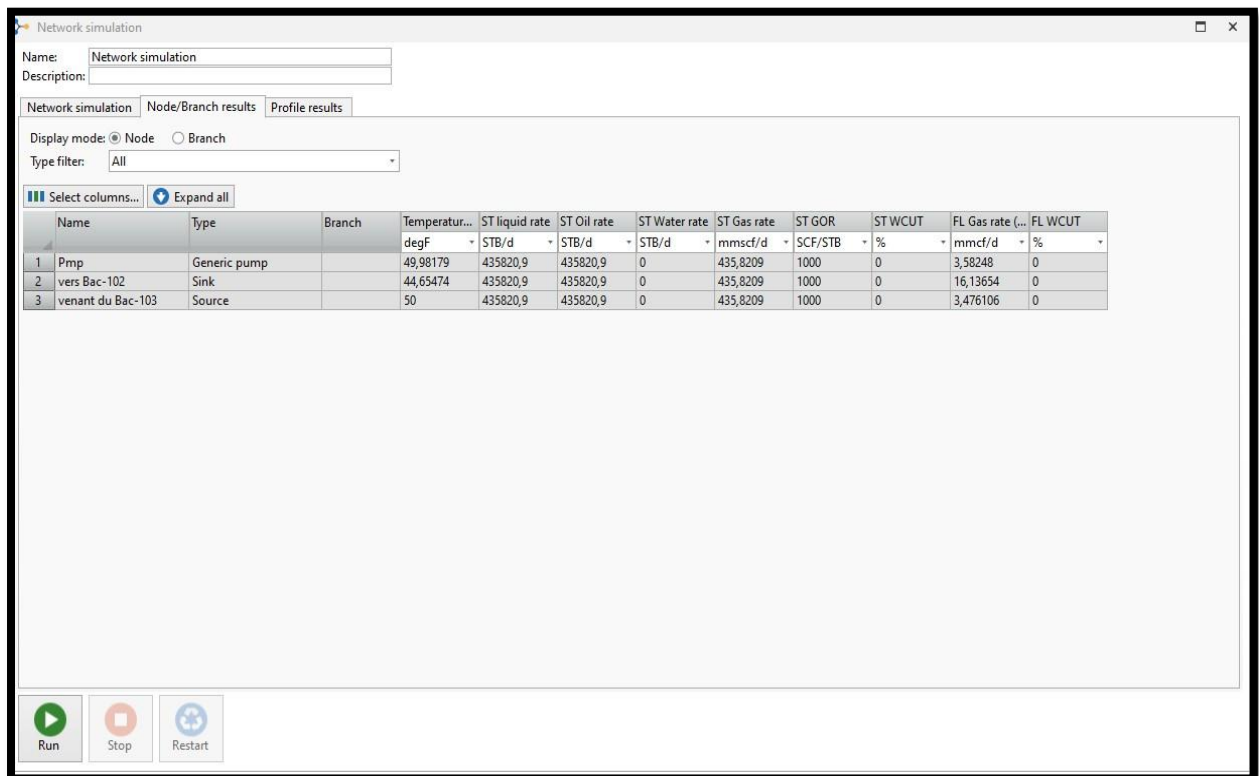


## Chapitre IV : Assurance de débit (Flow assurance)

5- On définit les entrées pour tous les objets du modèle :



6- On exécute la simulation :



### IV.4 Calculs et simulation :

**Objectif de l'étude :** Cette étude a pour objet la vérification des diamètres des conduites par rapport aux conditions d'écoulement.

#### IV.4.1 Cas étudié :

Le pétrole brut acheminé du Bac-103 vers le Bac-102 en passant par les pompes de transfert 102-PP-001/A-B, dans différents régimes d'écoulement.

## Chapitre IV : Assurance de débit (Flow assurance)

- **Données de base :**

Lignes	diamètres	Différence d'élévation (m)	Pression de départ ( bar )	Vitesse d'écoulement	Longueur (m)
40"-LP-1ACNSEN-102-N	40"	6.7	4.320	1.21	600
40"-LP-1ACNSEN-103-N	40"	6.7	1.320	1.21	750
34"-LP-1ACNSEN-102-N	34"	6.7	4.320	1.21	17.5
34"-LP-1ACNSEN-103-N	34"	6.7	1.320	1.21	17.5
12"-LP-1ACNSEN-102-N	24"	6.7	4.320	1.21	64
24"-LP-1ACNSEN-103-N	24"	6.7	1.320	1.21	20

**TAB.IV.1 :** Données de base.

- **Caractéristiques de la pompe :**

HMT ( discharge pressure )	17.78 bar
Rapport de pression	3
Puissance	18.288 kW
Difference de pression	3 bar

**TAB.IV.2:** Caractéristiques de la pompe.

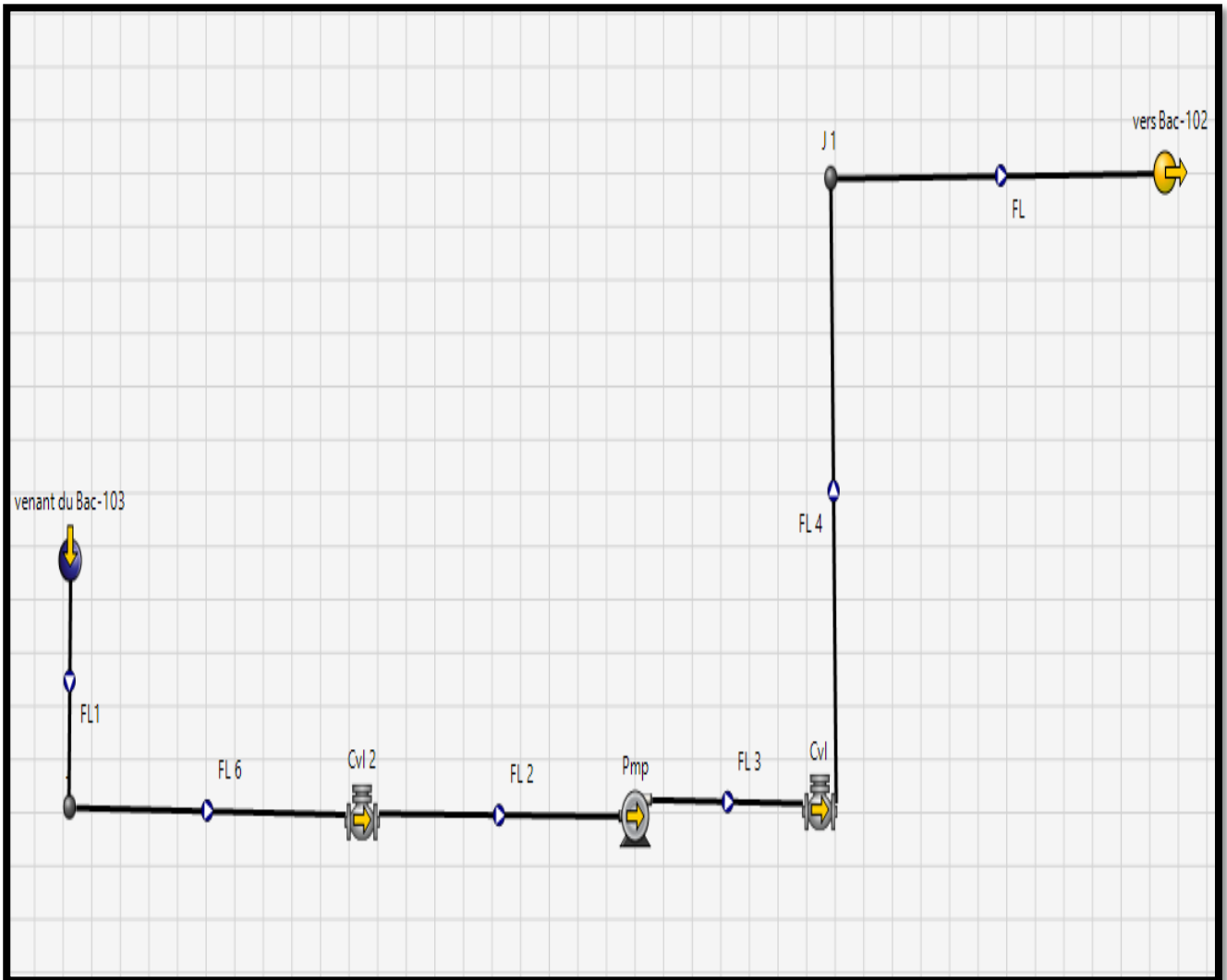
- **Paramètres opératoires :**

Régime d'écoulement	3400 m <sup>3</sup> /h
Température	85°C
Pression	18 bar

**TAB.IV.3 :** Paramètres opératoires.

## Chapitre IV : Assurance de débit (Flow assurance)

La figure ci-dessous représente le modèle physique représenté sur pipesim. Constitué principalement des bacs de stockage de départ et d'arrivée ainsi que la pompe et les Ligne de brut.



**FIG.IV.9:** Schéma du circuit sur pipesim

## Chapitre IV : Assurance de débit (Flow assurance)

### IV.4.2) Représentation des résultats à partir du pipesim :

Les tableaux ci-dessous représentent les résultats de sortie de notre modèle, le débit, EVR max, la pression et la corrosion. . Le but principal de notre circuit est le transport du brut donc le tableau montre que le fluide garde ses caractéristiques comme le GOR qui n'a connu aucune variation seule la différence de pression qu'on peut la remarqué.

Les tableaux montrent aussi le taux de corrosion, une grandeur importante pour garantir la durée de vie de l'installation.

	Name	Type	St liquid rate	St oil rate	St water rate	St gas rate	ST GOR	ST WCUT	FL GAZ rate	FL WCUT
			SM <sup>3</sup> /h	SM <sup>3</sup> /h	SM <sup>3</sup> /h	SM <sup>3</sup> /h	SM <sup>3</sup> /M <sup>3</sup>	%	M <sup>3</sup> /h	%
1	Pompe	Generic pompe	2479.13	2322.36	156.77	858631.8	369.72	6.32	2265.69	3.67
2	Vers bac 102	Sink	2479.13	2322.36	156.77	858631.8	369.72	6.32	2461.13	3.70
3	Venant du bac 103	Source	2479.13	2322.36	156.77	858631.8	369.72	6.32	20096.5	4.51

	Name	Flow direction	Système DP	DT	ST Liq. rate at outlet	ST Oil at outlet	ST Water at outlet	ST gas at outlet	ST GOR at outlet
			bar	C°	SM <sup>3</sup> /h	SM <sup>3</sup> /h	SM <sup>3</sup> /h	SM <sup>3</sup> /h	SM <sup>3</sup> /M <sup>3</sup>
1	Venant du bac - 103	Forward	46.50	9.74	2479.1	2322.3	156.77	858631.8	369.72
2	Venant du bac - 102	Forward	0	0	2479.1	2322.3	156.77	858631.8	369.72

**TAB.IV.4** : Résultats de la simulation sur pipesim

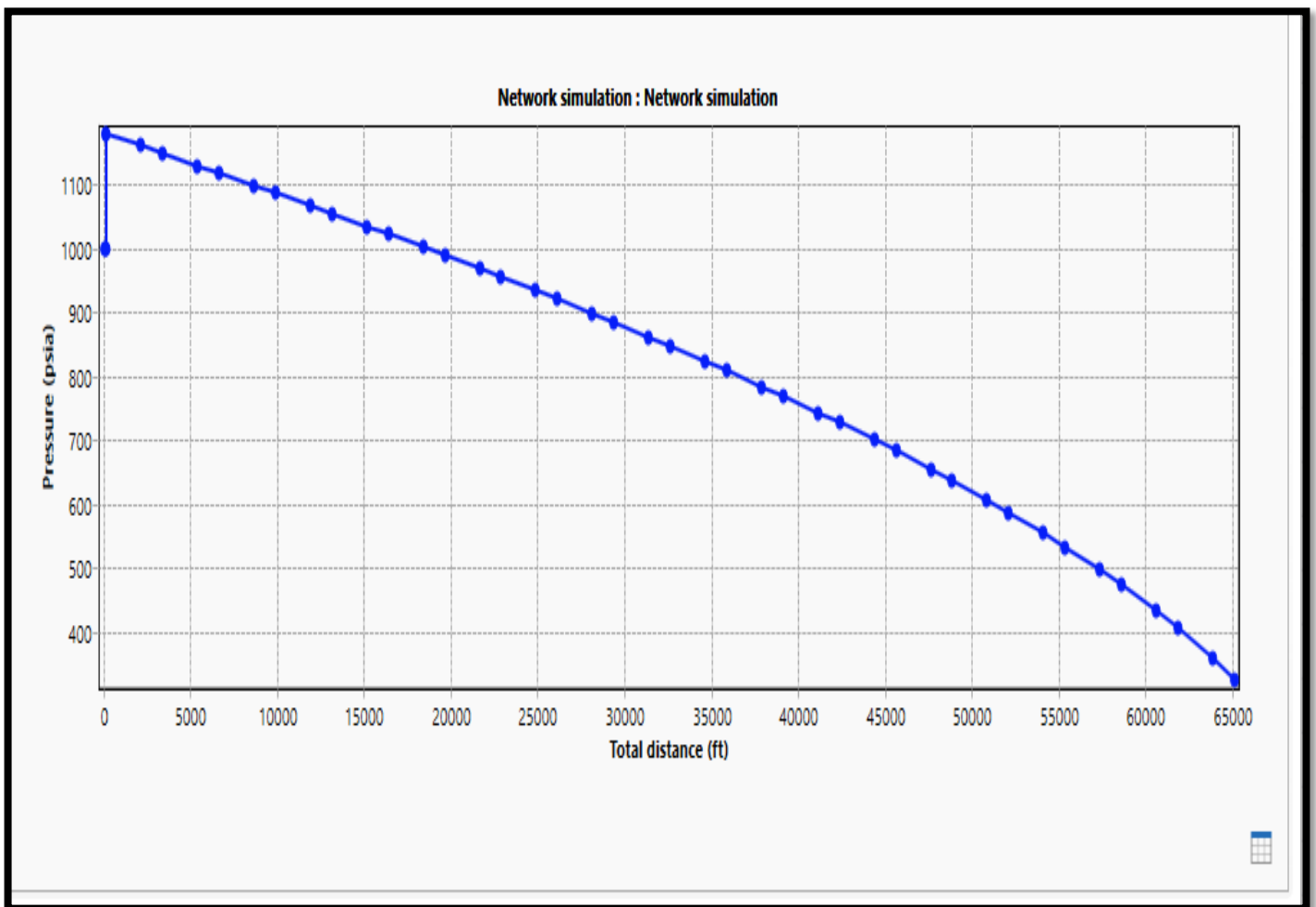
## Chapitre IV : Assurance de débit (Flow assurance)

	Name	ST WCut. at outlet	EVR max	EV max	Corr. rate max.
		%	%	Km/h	m/s
1	Venant du bac - 103	6.32	724.61	40.348	9.556248E-11
2	Venant du bac - 102	6.32	724.61	40.348	9.556248E-11

**TAB.IV.5 :** Résultats finaux de la simulation sur pipesim

La variation de ces variables est représentée dans les graphes suivants :

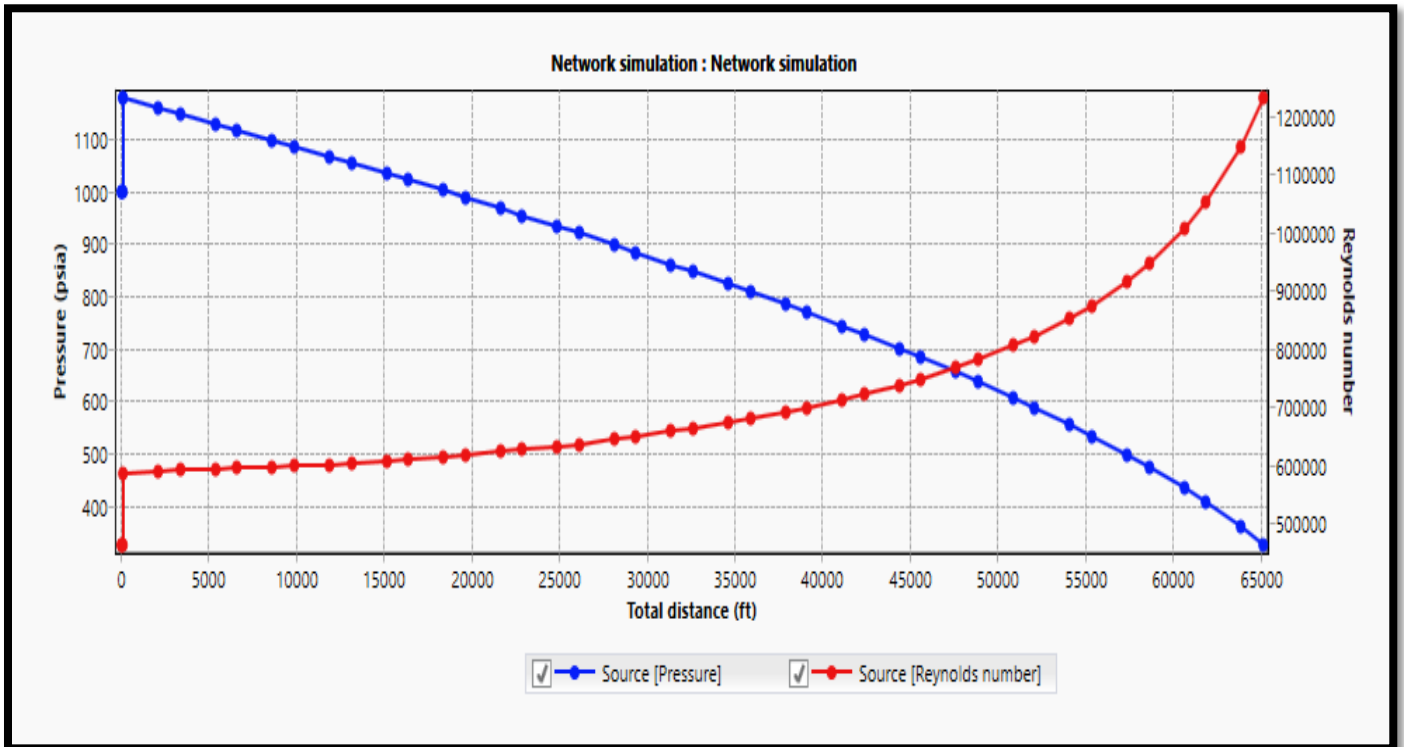
Le graphe de la figure ci-dessous représente la variation de pression en fonction de la distance. On remarque que la pression de brut diminue avec la distance et cela est dû au diamètre de refoulement qui est inférieur à celui de l'aspiration et aussi la diminution est due aux différents changements des diamètres des lignes tout au long de la distance.



**FIG.IV.10:** Graphe de la Variation de pression en fonction de la distance

## Chapitre IV : Assurance de débit (Flow assurance)

Le graphe de la figure ci-dessous représente la variation du nombre de Reynolds et la pression du brut en fonction de la distance. On remarque que lorsque la pression diminue le nombre de Reynolds augmente et celui est dû aussi aux différents changements des diamètres ce qui fait augmenter la vitesse d'écoulement donc le nombre de Reynolds augmente.



**FIG.IV.11** : Graphe de la Variation du Nombre de Reynolds

Le graphe de la figure ci-dessous représente la variation de EVR ( Erosion Velocity Ratio) et la pression en fonction de la distance. On remarque que le ratio augmente avec la distance quand la pression diminue, la vitesse d'écoulement augmente ce qui fait augmenter l'érosion. L'augmentation de la vitesse et de l'érosion causent l'augmentation de EVR.

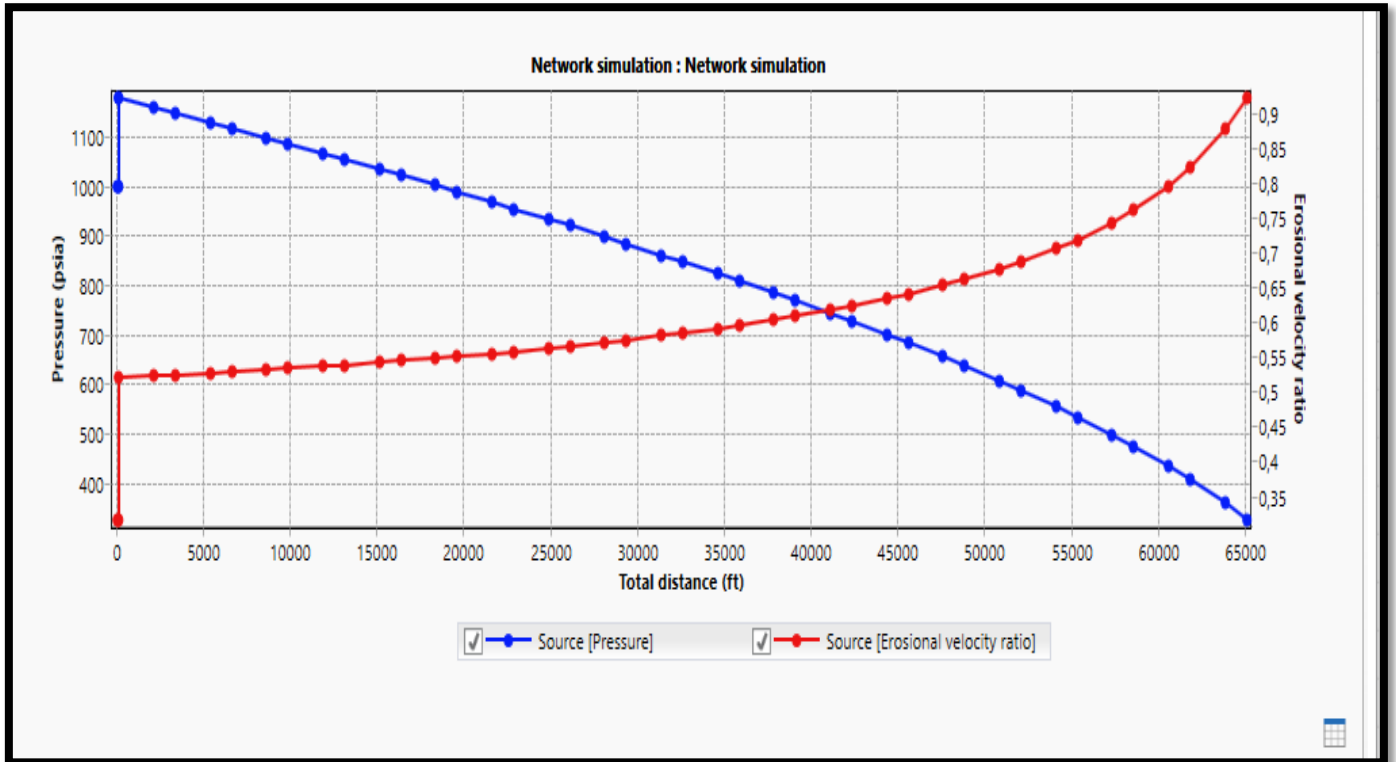


FIG.IV.12 : Graphe de la Variation de EVR (Erosion Velocity Ratio)

### IV.4.3) Conclusion :

- L'assurance de débit couvre tous les risques associés au maintien du débit, nous avons choisi de vérifier les diamètres de conduite d'aspiration et de refoulement car un mauvais dimensionnement peut grandement altérer l'écoulement.
- Dans notre cas, les diamètres choisis sont les plus optimaux pour un bon fonctionnement, ce résultat a été confirmé grâce à la simulation réalisée avec le logiciel pipesim.



# **Conclusion Générale**

## Conclusion générale

---

Les différents projets qui ont été réalisés à l'intérieur du site HEH (Haoud El-Hamra) avaient tous pour but l'amélioration et l'optimisation de l'exploitation du brut. Le projet de remplacement de la station de départ que nous avons étudiée dans ce mémoire nous a permis d'avoir une vision plus claire sur les différentes étapes d'amélioration d'une station.

Nous avons focalisé notre étude sur la partie manifold. Celle-ci a été nettement améliorée par rapport aux anciennes versions, et cela est dû aux méthodes de raccordement modernes, tel que le piquage en charge qui nous a permis de raccorder notre nouveau manifold sans pour autant arrêter la production du brut.

En termes d'améliorations, nos études menées avec l'entrepreneur ont conduit à une grande stabilité en termes d'écoulement et à une vitesse de transvasement des bacs beaucoup plus élevée, le tout grâce aux pompes dimensionnées. Lors de notre étude, nous avons pris en compte les différents scénarios de perte de charge pour accélérer le transfert d'un bac à un autre, permettant ainsi un transport plus rapide du brut des bacs vers la station de boosting pour enfin finir dans la station de pompage de départ.

Tout comme les trois compagnies qui ont travaillé en coopération sur ce projet, les trois zones ne peuvent fonctionner l'une sans l'autre. C'est pour cette raison que notre travail et celui de l'entreprise ENGTP sur le manifold ont contribué à la finalisation et le remplacement de la station de départ, qui ne pourra d'ailleurs que bénéficier l'entièreté de l'exploitation du brut dans le site de Haoud El-Hamra.

# **Références bibliographiques**

## Références bibliographiques

---

- [1] la page web official de GTP ([www.engtp.com](http://www.engtp.com)).
- [2] Chérif OUABDESSELAM Le Management d'Entreprise dans les pays du tiers monde de : (Editions Dahlab, Alger, 2009)
- [3] S. AOUANA, R. BENAICHA Projet professionnel de fin de formation Ingénieur spécialisé, Thème « Optimisation de l'ouvrage OK1 par le changement du régime de pompage 2700 au lieu de 2400 et 3300 m<sup>3</sup> /h » Institut Algérien de pétrole (IAP), 2017.
- [4] Rabie thani .Le code réseau de transport par canalisation SPA. Sonatrach.2018.
- [5] [www.dwt-pipetools.com](http://www.dwt-pipetools.com)
- [6] D.Thomas Documentation Tacquet-industries le leader français de l'usinage.2016.
- [7] American Petroleum Institute. Procedures for Welding or Hot Tapping on Equipment in Service. API Recommended Practice 2201, Third and Fourth Editions, October 1985 and September 1995.
- [8] Basic Hot Tapping and Line Stop Process 2020, . ([www.youtube.com/watch?v=tYH15QafoaA](https://www.youtube.com/watch?v=tYH15QafoaA)).
- [9] HAMAMMED.MOHAMMEDYAHIA, MADONICHOUKRI ,PHD « Etude de système de refoulement TFNA\_DZIOUA », Université Aboubakr Belkayid,Tlemcen.
- [10] Manuel de formation Document de TOTAL sur les pompes 2007.
- [11] REY, Robert. POULAIN, Jean. Pompes roto dynamiques. Paris : Techniques de l'Ingénieur, 1996.P :58.
- [12] J.Zinsalo , PHD , Pompe et station de pompage.2007.
- [13] Yvan LEONARD ,Ingénieurs Production Traitement et conditionnement des Gaz Flow assurance, Hassi Messaoud / Centre IAP - 25 - 30 Avril 2015 M. Yvan LEONARD ,Ingénieurs Production Traitement et conditionnement des Gaz Flow assurance, Hassi Messaoud / Centre IAP - 25 - 30 Avril 2015 M.