

N° Ordre/Faculté/UMBB/2016

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGUERRA-BOUMERDES



Faculté des hydrocarbures et de la chimie
Département : Transport et équipement pétroliers

Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme :
MASTER

Présenté par :
Mlle: BOUSSETLA Salsabil
Mlle : YOUNES Naziha

Filière : Hydrocarbures
Option : Transport et distribution des hydrocarbures

Thème

Evaluation approximative de l'état de corrosion
del'OB1 en se basant sur la norme ANSI/ASME B31G
afin d'optimiser les nouveaux régimes de
fonctionnement

Devant le jury :

BENMOUNAH	Ammar	UMBB	Président
BENMOUNAH	Ammar	UMBB	Encadreur
BOUHAFS	Smail	UMBB	Examineur
BOUZID	Rachid	UMBB	Examineur

Année universitaire : **2015/2016**



Remerciement

Nous remercions d'abord et avant tous le bon Dieu qui nous a donné la puissance et le courage pour continuer dans ce chemin et réaliser ce travail.

Nous tenons à remercier vivement notre promoteur Prof AMAR BENMOUNAH qui a accepté de diriger Ce mémoire. Ses remarques, suggestions et ses conseils ont permis de mener à bien les travaux de ce mémoire.

Nous souhaiterons remercier tous ceux qui ont contribué à l'élaboration de ce mémoire en particulier Mr Malek Atrouche notre encadreur durant le stage et Mr Laadjouze Rafik, pour l'accueil chaleureux qui nous a réservé à notre arrivée sur site, et leur aide précieux.

*L'ensemble des enseignants de département transport
Nous tenons ensuite à remercier les membres du jury qui vont examiner et commenter notre mémoire.*

Nous avons aussi une pensée pour l'ensemble de nos ami(e)s de la promotion TH2011, de nos connaissances et de celles et ceux dont le nom ne figure pas sur cette page

Naziha et Selsabil



Dédicaces

*Grâce à Dieu, ce mémoire a été réalisé.
C'est avec une très grande joie que je dédie ce
travail à :*

*Mes très chers parents pour leur amour, soutien,
encouragement durant toutes mes études*

Que dieu les garde pour moi

*A tous ceux qui m'ont encouragé pendant les
moments les plus difficiles*

*A ma très chère sœur Imen et mes frères Lotfi,
Amine et Abedrahim*

*A Mes chères amis Soumia, Nahla, Merieme et
Youcef*

A mon binôme Selsabil et sa famille

A tout le groupe MATH11

Younes Naziha



Dédicaces

*Grâce à Dieu, ce mémoire a été réalisé.
C'est avec une très grande joie que je dédie ce
travail à :*

*-Mes très chers parents qui m'ont donné la vie,
l'espoir, l'amour et m'ont soutenu durant mes
études.*

*Que dieu m'aide à leur rendre un peu de tout
ce qu'ils ont fait pour moi.*

*-A tous ceux qui m'ont encouragé pendant les
moments les plus difficiles.*

*-A mon frère Hamza et mes chères sœurs Ines et
Nihad*

-A Mes très chères copines Sara et Amel

-A mon trésor Ahmed

-A mon binôme Naziha et sa famille

-A tout le groupe MATH11

Boussetla Selsabil



Sommaire

Introduction générale.....	1
CHAPITRE I : Description de la DRGB et l'OB1	
I.1 Introduction.....	3
1.2 Présentation de la direction régionale de Bejaia (DRGB) :	3
1.3 Description de la ligne OB1 :.....	4
I.3.1. Caractéristiques de la ligne OB1 Haoud El Hamra – Béjaia.....	5
I.3.2 Pressions maximales de services design de la ligne	5
I.3.3- Localisation géographique des stations OB1	6
I.3.4- Localisation géographique des Postes de Sectionnement.....	6
I.3.5. Topographie de l'OB1.....	7
I.3.6. Variation de l'épaisseur de L'OB1.....	7
I.4. Débit de la ligne OB1.....	8
I.5. Les stations de pompage et leurs caractéristiques	8
I.5.1. SP1	8
I.5.2. SP1-bis	9
I.5.3. SP2	10
I.5.4. SP3	11
I.7. Description du terminal marin Bejaia.....	12
I.8. Capacité de stockage réelle dans le TMB	15
CHAPITRE II : Détermination du débit maximal réel de la ligne	
<i>Partie I : Les anomalies courantes dans un pipeline</i>	
1. Introduction :	17
2. Statistique sur les causes des anomalies courantes sur un pipeline:	17
3. Encrassement et corrosion des pipelines :.....	17
3.1. Encrassement et depots	18
3.2. Perte de métal	18
3.2.1. Définition	18
3.2.2. Perte de métal des pipelines	18

3.3. Déformations géométriques	19
4.Prévention contre les différentes anomalies créés par le phénomène de corrosion:	19
4.1. Protection passive.....	20
4.1.1. Conception des équipements	20
4.1.2 Les inhibiteurs de corrosion	20
4.1.3. Les revêtements	20
4.2. Protection active	21
4.2.1. Protection cathodique par courant imposé	21
4.2.2 Protection par anode galvanique	21
5.Etat de l'OB1	22
Partie II : Inspection et diagnostic des pipelines	
1. Introduction :	22
2. Inspection en ligne et diagnostic	23
2.1.Action de pré-inspection :	23
2.2.les outils d'inspection en ligne :.....	24
2.2.1 Les outils de configuration	24
2.2.2 Les outils de détection de perte de métal	25
2.3.Interprétation des résultats d'nspection :.....	26
Partie III : Normes de calculs de perte de métal et application sur l'OB1	
1. Introduction :	29
2. La norme ANSI/ASME B31G:	29
2.1.La définition de la PMS :	30
2.2.La définition de la presion réduite Pr :.....	30
2.3.La définition du facteur de réduction de la pression Cpr :	32
3. Application sur l'OB1 :	32
3.1.Pose du problème :	32
3.2.Généralité :	32
3.3.Determination du débit maximal de chaque tronçon :	35
3.3.1.Application sur le 1 ^{er} tronçon SP1-SP1Bis	38
3.3.2.Application sur le 2 ^{ème} tronçon SP1Bis-SP2.....	39
3.3.3.Application sur le 3 ^{ème} tronçon SP2-SP3	40
3.3.4.Application sur le 4 ^{ème} tronçon SP3-Col de Selatna	41
3.3.5.Determination des pressions de refoulement max de chaque station.....	42

3.3.6.Calcul hydraulique pour le débit limiteur de la ligne	43
4. Calcul hydraulique pour les différents régimes de fonctionnement de la ligne OB1:	43
5.Analyse et interpretation des résultats.....	45
6.Evaluation des points les plus dangereux.....	47
7.Evaluation des points les plus dangereux.....	49
CHAPITRE III : Modélisation des paramètres des pompes de l'OB1	
III.1 Introduction	51
III.2 Notion théorique sur la modélisation :	51
III.3 Méthodes de moindres carrées	51
III.4 Modelisation et équipements.....	52
III.4.1 Modelisation des courbes caractéristiques	52
III.5 Traitement des données	55
III.5.1 Modélisation des courbes caractéristiques pour la pompe de la station SP1	55
III.5.2 Modélisation des courbes caractéristiques pour la pompe de la station SP1Bis.....	58
III.5.3 Modélisation des courbes caractéristiques pour la pompe de la station SP2.....	61
III.5.4 Modélisation des courbes caractéristiques pour la pompe de la station SP3.....	64
III.6 Conclusion.....	67
Chapitre IV : Régime de Fonctionnement des stations de pompage	
IV.1 Généralité sur les stations de pompage :	69
IV.2 Généralité sur les pompes :	69
IV.2.1 La pompe centrifuge :	70
IV.3 Régime de fonctionnement des stations de pompage :	70
IV.3.1 Espacement des stations de pompage:	70
IV.3.2 Calcul du régime de fonctionnement des pompes:	71
IV.3.2.1 Choix des pompes:	71
IV.3.2.2 Assemblage des pompes:	71
IV.3.2.3 Nombre des pompe:	71
IV.3.2.4 Calcul des paramètres de fonctionnement des pompes:.....	72
IV.3.3 Moteur d'entraînement :	75
IV.4Calcul du régime de fonctionnement des station de pompage :	75
Chapitre V : Optimisation des régimes de fonctionnement de la ligne	
V .1 Introduction sur les problèmes d'optimisation	80
V.1.1.Définition d'un problème d'optimisation	80

Sommaire

V.1.2 les caractéristiques d'un problème d'optimisation	81
V.2 les problèmes d'optimisation mono-objective	81
V.2.1 Variables de décision :	82
V.2.2 Espace décisionnel et espace objectif	82
V.2.3 Contraintes.....	82
V.3 classification et Algorithmes de résolution des problèmes d'optimisation	82
V.3.1 Les problèmes de programmation linéaires PPL	82
V.3.2 Les problèmes de programmation non linéaires PNL	83
V.4 Le solveur Excel	83
V.5 Application de l'optimisation pour les différentes phases	89
V.5.1 La fonction objective F	90
V.5.2 Les contraintes d'optimisation de la ligne	91
V.5.3 Les résultats d'optimisation pour les trois phases	93
Conclusion générale	97
Bibliographie	
Annexes	

Listes des figures

Figure I.1 Organisation de DRBG.....	3
Figure I.2 Topographie de l'OB1.....	7
Figure I.3 Variation de l'épaisseur de L'OB1.....	7
Figure I.4 Schématisation de la ligne OB1 de HEH-TMB.....	12
Figure II.1 : Causes des ruptures des pipelines (1991-2008).....	17
Figure II.2 : exemple d'un pipeline corrodé.....	19
Figure II.3 : schématisation du principe de la protection cathodique.....	21
Figure II.4 : Outil de configuration	25
Figure II.5 : Outil intelligent de type MFL	26
Figure II.6 : Outil intelligent de type ultrasonique.....	26
Figure II.7 : Résultat sous forme d'histogramme	27
Figure II.8 : Résultat graphique.....	28
Figure II.9 : Résultat sous forme Carte coloré en 3D.....	28
Figure II.10 : Nouvelle pression maximale d'un pipeline corrodé.....	30
Figure II.11 : Géométrie d'un défaut de corrosion dans un pipeline selon la norme B31G.....	31
Figure II.12 : Distribution des défauts le long de la ligne OB1 selon le facteur de réduction de pression Cpr.....	46
Figure III.1 Courbe caractéristique des pompes de la station SP1.....	57
Figure III.2 Courbe caractéristique des pompes de la station SP1-Bis.....	60
Figure III.3 Courbe caractéristique des pompes de la station SP2.....	63
Figure III.4 Courbe caractéristique des pompes de la station SP3.....	66
Figure IV.1 courbe de NPSH disponible–NPSH requis.....	77

Liste des tableaux

Tableau I.1 Caractéristiques de la ligne OB1 Haoud El Hamra – Béjaia	5
Tableau I.2 Pressions maximales de services design de la ligne	5
Tableau I.3 Localisation géographique des stations OB1	6
Tableau I.4 Localisation géographique des Postes de Sectionnement	6
Tableau I.5 Caractéristiques de la station SP1-HEH	9
Tableau I.6 Caractéristiques de la station SP1-bis (Djamaa)	9
Tableau I.7 Caractéristiques de la station SP2-(Biskra).....	10
Tableau I.8 Caractéristiques de la station SP3-(M'Sila).....	11
Tableau I.9 Caractéristiques du terminal marin Bejaia.....	14
Tableau I.10 Caractéristiques des postes de chargement du port pétrolier	15
Tableau I.11 Capacité de stockage réelle dans le TMB.....	15
Tableau II.1 Résultat numérique d'une partie des points de corrosion situant entre les stations SP1-SP1bis	27
Tableau II.2 valeurs de m et β selon le régime d'écoulement.....	35
Tableau II.3 les données sur les tronçons de l'OB1	37



Introduction générale

Introduction générale :

Les pipelines tiennent une place importante dans les industries gazière et pétrolière, et contribuent pleinement à son développement durable en assurant leur fonction de production, de transport et de distribution.

Lors de l'exploitation de ceux-ci des accidents surviennent, les causes de ces accidents reviennent en grande partie, à la corrosion, aux travaux de tiers, aux fissurations, aux défauts de soudage,...etc. alors des éclatements et des fuites apparaissent. Ce qui implique leur maintenance, ainsi que l'évaluation de leur état afin de limiter leur exploitation en maintenant les conditions de sécurité.

Assurer l'évacuation permanent des hydrocarbures en minimisant l'énergie dépensée, est le but principal des entreprises pétrolières chargées de transport. Cela fait l'intervention de l'optimisation dans le domaine comme une tâche principale.

Dans ce cadre, notre travail consiste à faire une évaluation approximative de l'état de l'OB1 en se basant sur la norme ANSI/ASME B31G, dans le but de réaliser l'optimisation des nouveaux régimes d'exploitation prenant comme critère la minimisation de la consommation d'énergie des moteurs d'entraînement.

Afin de bien cerner notre problématique, nous avons structuré notre mémoire en cinq chapitres présentés de la façon suivante :

- Le premier chapitre du mémoire s'attache à la description de l'installation étudiée (oléoduc), à savoir les principaux ouvrages constitués et les capacités réelles de stockage du TMB.
- Le deuxième chapitre consiste à apporter une analyse de l'état de corrosion de l'OB1 par une approche déterministe, afin de déterminer le débit maximal de la ligne en fonction de l'état réel de cet oléoduc.
- Le troisième chapitre est dédié à la modélisation de la ligne en utilisant la méthode des moindres carrés.
- Le quatrième chapitre est destiné au calcul des régimes de fonctionnement des stations de pompes.
- Le cinquième chapitre est basé sur l'optimisation des régimes de fonctionnement de la ligne pour les nouveaux régimes d'exploitation (débit et pression)
- Enfin, la dernière partie porte sur la conclusion générale.

I.1 Introduction

L'Algérie dispose d'un réseau complexe d'oléoducs et de parcs de stockage destinés à acheminer la production du pétrole brut des champs sahariens vers les sites d'exportation et du raffinage situés sur le littoral méditerranéen.

L'Activité Transport par Canalisation (TRC) assure l'acheminement des hydrocarbures (pétrole brut, condensat, GPL et gaz naturel) et dispose d'un réseau de canalisations de près de 19 623 km en 2015 contre 14 915 en 2005, soit une augmentation de 4 708 km. :

- Des gazoducs d'une longueur de 9 677 km, avec des diamètres variant principalement entre 40'' et 48'';
- Des oléoducs d'une longueur de 9 946 km, avec des diamètres variant principalement entre 20'' et 34''.

I.2. Présentation de la direction régionale de Bejaia (DRGB) :

La DRGB (Direction Régional de Bejaia) est située à 2km au sud-ouest de la vile de Bejaia, elle est chargée du transport, du stockage et de la livraison des hydrocarbures.

Les butes de la DRGB sont:

- La gestion et l'exploitation des ouvrages et canalisations de transport des hydrocarbures
- La coordination et le contrôle de l'exécution des programmes de transport
- La maintenance, l'entretien et la protection des ouvrages et des canalisations, ainsi que l'exécution des révisions générales des machines tournantes et équipements afférents
- La conduite des études, la réalisation de la gestion de développements des ouvrages et de canalisation.

Organisation de DRBG :

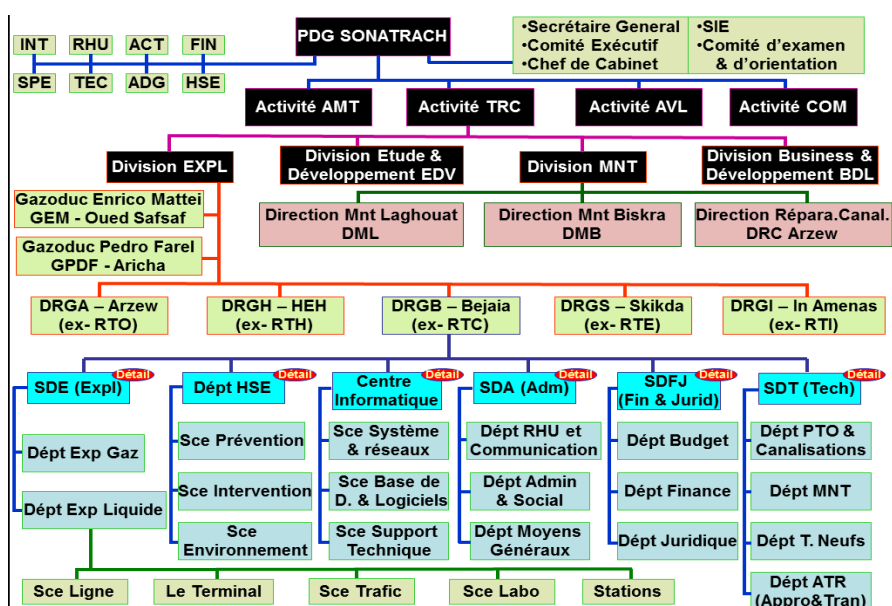


Figure I.1 Organisation de DRBG

I.3. Description de la ligne OB1 :

Ce pipeline, premier oléoduc installé en Algérie et réalisé par la SOPEG fondée en 1957 par la Compagnie Française de Pétrole CFP et la SNREPAL, fut mis en service en 1959 pour acheminer le pétrole brut au terminal marin de Bejaïa d'où sa dénomination d'OB1.

Partant du centre de stockage de Haoud-El-Hamra PK 0 à une altitude de 150 m, et traversant les deux principaux pics (l'un à Metlili au PK 386 dont l'altitude est de 542 m et l'autre à Selatna au PK 533 dont l'altitude est de 1032 m) il atteint enfin le Terminal Marin de Bejaïa TMB après un parcours de 668Km environ. Entre HEH et Selatna l'OB1 est de 24" et il est seulement de 22" pour le reste de son parcours vers le Terminal Marin de Bejaïa. L'OB1 étant de type télescopique, son épaisseur varie de 6.35 mm à 9.52 mm mais aux sorties stations elle est de 12.7 mm, son acier est de nuance X52 et X42.

Au départ l'OB1 était mis en marche avec seulement trois stations de pompage (SP1, SP2 et SP3) pour une capacité de 12,5 MTA (1800 m³/h) puis, juste après sa mise en service en 1959 et pour porter sa capacité à 15 MTA (2200 m³/h), on a décidé de construire à 190 Km en aval de SP1, c'est-à-dire au niveau de Djamâa, la quatrième station qui fut réceptionnée en 1961 et qui porta finalement le nom de SP1bis puisqu'elle était en amont de SP2.

Vers 1969 alors que les besoins en pétrole allaient en grandissant, quatre stations intermédiaires appelées aussi Stations Satellites (SPA, SPB, SPC et SPD) furent mises en ligne pour pouvoir atteindre la capacité de 17,8 MTA (2540 m³/h). Ainsi le transport du brut de l'OB1 est assuré par 4 stations principales (SP1, SP1bis, SP2 et SP3) et 4 stations Satellites (SPA, SPB, SPC et SPD). Toutes ces stations ainsi que le Terminal Marin TMB sont gérés par la Direction Régionale de Bejaïa DRGB à l'exception de SP1 gérée elle par la Direction Régionale de HEH DRGH. En 1974 débuta le transport du Condensat (C5 +) de l'OB1.

Le 20" OG1: Par ailleurs à partir de 1970, sur une longueur de 131 Km et pour pouvoir acheminer le brut vers la raffinerie de Sidi-Arcine Alger TRA (ex-Raffinerie d'El-Harrach) qui était auparavant alimentée à partir de Bejaïa par cabotage, un piquage de 16" sur l'OB1 ainsi qu'une Station de Pompage (SBM) furent réalisés au niveau de Beni-Mansour (PK 573). Cet Oléoduc fut appelé OG1 (1^{er} Oléoduc arrivant à ALGER). Etant l'unique station de pompage sur l'OG1 (rappel: SPD peut aussi débiter sur l'OG1), la Station SBM assure l'approvisionnement en brut de la raffinerie de Sidi-Arcine par un débit d'alimentation stable en le soutirant directement de l'OB1 22" ou, au cas où l'OB1 22" est en colonne de condensat, le soutirage se fait alors à partir des deux bacs installés justement à cet effet à Béni-Mansour. Puis en 2005, sur presque le même parcours, ce pipeline fut totalement remplacé par un 20" d'une longueur de 145 Km.

Chapitre I Description de la DRGB et l'OB1

Actuellement les stations satellites ne fonction plus, leurs dates d'arrêt sont (SPA : 1998 / SPB : 2007 / SPC : 2001 / SPD : 1994) et l'OB1 ne transporte plus du condensat, depuis septembre 2011, après la création de la raffinerie de Skikda alimentée directement de Haoud-El-Hamra.

I.3.1. Caractéristiques de la ligne OB1 Haoud El Hamra – Béjaia :

STC	STC OB1
Ouvrage	24''OB1
Date de mise en exploitation	1959
Diamètres	24''/22'' (Diamètre 22'' du PK 542+069 au TMB)
Longueur	668 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
Produits transportés	Pétrole Brut
PMS design (Bars)	83
PMS actuelle (Bars) SP1	70
Nombre de stations	4 stations + (4 satellites abandonnées)
Postes de sectionnement	09 + 01 installée en 1991 au PK 373.431(fontaine des gazelles)=10
Nombre de machines	27
Puissance en CV	62 480
Capacité désigne	14 MTA
Capacité réelle	12 MTA
Constructeur	SOPEG

I.3.2 Pressions maximales de services design de la ligne :

Tronçon	PMS en Kg/cm ²
SP1 – SP1 bis	83.2
SP1 bis – SP2	84.4
SP2 – SP3	79.65
SP3 – TA	70.95

Tableau I.2 Pressions maximales de services design de la ligne

I .3.3- Localisation géographique des stations OB1 :

Station	Pk/Altitude (m)	Localisation Commune / Wilaya
TD – SP1 HEH	0 / 150,34	OUARGLA
SP 1 bis	189+810 / 83	Djamaa / EL OUED
SP 2	350+830 / 217,1	Ferme Amor Driss- El Outaya / El Outaya / BISKRA
SP 3	495+690 / 450	M'Sila / M'SILA
TA – BEJAIA	668+430 / 2,2	Bejaia / BEJAIA

Tableau I.3 Localisation géographique des stations OB1

I.3.4- Localisation géographique des Postes de Sectionnement :

Poste de sectionnement	Pk/Altitude (m)	Localisation Commune / Wilaya
Poste de sectionnement N°1	64+448/119.9	Square Bresson / El Hadjira/ Ouargla
Poste de sectionnement N°2	134+960/89.5	Touggourt/ ouargla
Poste de sectionnement N°3	265+030/82.82	Stile/ El oued
Poste de sectionnement N°4	313+540/46.960	Oumach/Biskra
Poste de sectionnement N°4 Bis	373+431/294.277	Fontaine des Gazelles/kantara/Biskra
Poste de sectionnement N°5	449+600/419.75	Oued Enfida/Ain Khadra/M'Sila
Poste de sectionnement N°6	563+430/505	M'Zita/ El Mhir/ Borj bou Arreridj
Poste de sectionnement N°7	581+250/356	Beni Mansour/Bouira
Poste de sectionnement N°8	606+780/170	Akbou/Bejaia
Poste de sectionnement N°9	664+670/4.300	Bir Slem/ Bejaia/ bejaia

Tableau I.4 Localisation géographique des Postes de Sectionnement

I.3.5. Topographie de l'OB1 :

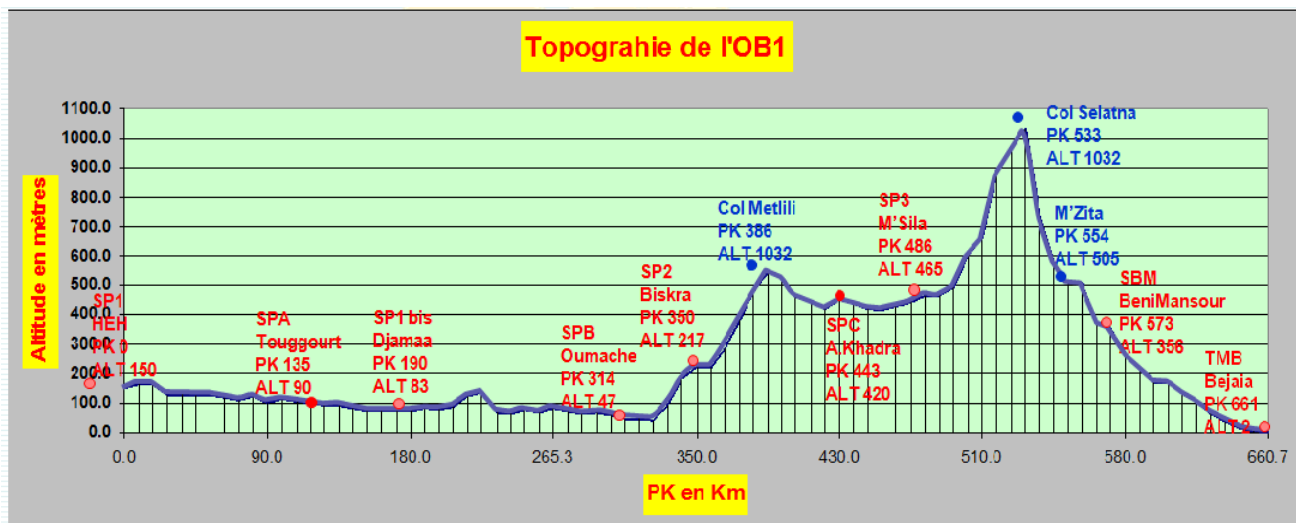


Figure I.2 Topographie de l'OB1

I.3.6. Variation de l'épaisseur de L'OB1:

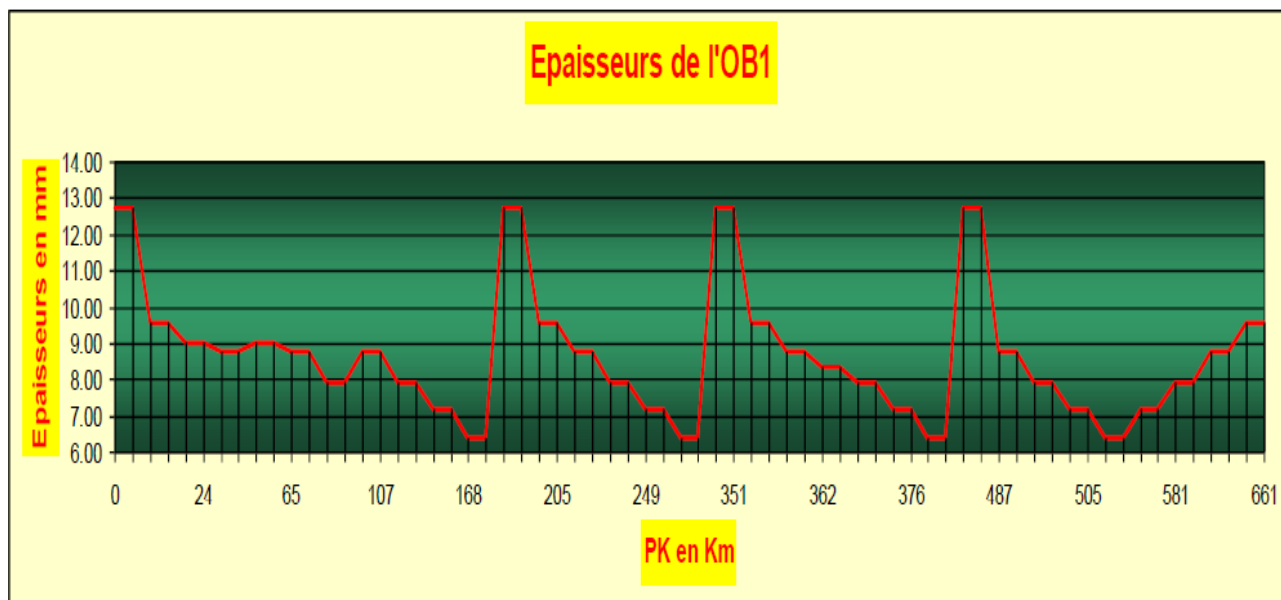


Figure I.3 Variation de l'épaisseur de L'OB1

I.4. Débit de la ligne OB1 :

Depuis sa mise en service en 1959 ; l'oléoduc OB1 a fonctionné selon plusieurs régimes (2200, 1800, 1400, 1100 et 800 m^3/h). Pour éviter tout risque d'éclatement engendré par la dégradation de l'état de l'oléoduc durant toutes ces années de service, l'oléoduc fonctionne récemment selon trois régimes (1800, 1100 et 800 m^3/h) et c'est comme cela qu'il fonctionne actuellement.

Avec un débit de 800 m^3/h ; on fait la mise en exploitation de trois stations de pompes SP1 de PK=0, de SP2 de PK=350.83 et SP3 de PK=495.248 dans ce cas une seule électropompe dans chacune des trois stations est suffisante.

Avec un débit de 1100 m^3/h ; on fait la mise en exploitation de trois stations de pompage SP1, SP2 et SP3 et deux électropompes dans chacune d'elles fonctionnant à un régime moyen.

Avec un débit de 1800 m^3/h on fait la mise en service d'une turbine à gaz dans SP_{Bis} et trois électropompes dans chacune des stations (SP1, SP2, SP3).

Généralement l'oléoduc OB1 fonctionne sur 1800 m^3/h comme débit nominal, par contre le régime de fonctionnement doit être abaissé à 1100 m^3/h ou à 800 m^3/h en cas de saturation au niveau du terminal arrivé ou en cas d'arrêt de pompage.

I.5. Les stations de pompage et leurs caractéristiques :

Les stations de pompage jouent un rôle vital dans le déplacement du pétrole brut, En général, ces stations de pompage contiennent une ou plusieurs unités de pompage, et elles sont stratégiquement situées pour augmenter la pression interne du pipeline et s'écouler dans les limites de sécurité du pipeline préalablement testé. Les stations des pompes déplacent le pétrole brut par pipeline vers la station suivante ou vers son marché de destination finale. Typiquement, les stations de pompage sont situées 70-90 kilomètre en distance ; cependant leur localisation exacte est déterminée par une variété de facteurs, y compris la conception technique, le terrain, la disponibilité de l'alimentation et les besoins de livraison.

I.5.1.SP1 :

La station de départ SP1 se situe à Hassi Messaoud HEH dispose d'un ensemble de circuits et d'installations de fonctions et d'importances différentes assurant un service continu et faible le long de la période du fonctionnement.

Cette station est composé de :

- Quatre électropompes boosters montées en parallèle.
- Cinq électropompes GUINARD de type DVDS montées en série

Situation géographique			SP1
			PK : 0.000
TP : Turbopompe TC : Turbocompresseur EP : Electropompe MP : Motopompe	Moteur	Nombre	5 EP
		Constructeur	CEN
		Type	Asynchrone
		Puissance CV	10 000
	Pompe	Nombre	5 pompes
		Constructeur	GUINARD
		Type	Centrifuge
Groupe électrogène		Nombre	1
		Constructeur	SDMO
		Puissance KVA	250
Consommation			Secours

Tableau I.5 Caractéristiques de la station SP1-HEH

I.5.2.SP1-bis :

La station de pompage SP1-bis est la première station gérée par la direction régionale de Bejaia elle assure le pompage du brut via OB 24" le premier oléoduc mis en service en Algérie. La station de pompage est située dans le village Djamaa au point kilométrique 189,820 km, au nord-ouest de Djamâa, à 20 Km au nord d'El-Merara et à 76 Km au nord-ouest de Touggourt.

Elle se compose essentiellement de :

- Deux turbines à gaz de Marque NuovoPignone de puissance 13410.22 cv (10 MW)
- Deux pompes centrifuges de Marque NuovoPignone de type 10x18 BFD/2 2 étages de caractéristiques de fonctionnement nominale débit $Q=1700-2200$ m³/h, vitesse $N=3970$ tr/min et pression $P=84$ bar.

Situation géographique			SP1 bis
			PK : 189.820
TP : Turbopompe TC : Turbocompresseur EP : Electropompe MP : Motopompe	Turbine	Nombre	2 TP
		Constructeur	NuovoPignone
		Type	Turbine à gaz
		Puissance CV	13410.22 (10 MW)
	Pompe	Nombre	2 pompes
		Constructeur	NuovoPignone
		Type	Centrifuge
Turboalternateur		Nombre	2 TA
		Constructeur	Solar
		Puissance KVA	(1 MW)
Consommation			Secours

Tableau I.6 Caractéristiques de la station SP1-bis (Djamaa)

I.5.3.SP2 :

Elle est située à proximité de la ferme Driss Omar à 18 km au Nord-Ouest de Biskra au point kilométrique PK= 350,765 km.

Elle se compose de :

- 03 groupes électropompes boosters :
 - Pompe de Marque TEXTRON GUINARD de type VLBXO 1150x25 C32 à 3 étages de caractéristiques de fonctionnement de $Q= 1155 \text{ m}^3/\text{h}$, $H=60 \text{ m}$
 - Moteur électrique de marque ASI ROBICON EV 28,6 A 5,5 KV 1500tr/min
- 05 groupes électropompes :
 - Pompes de marque TEXTRON GUINARD de type DVDS 14x14x18 à 1 étage de caractéristiques de fonctionnement $Q=2160 \text{ m}^3/\text{h}$ $P=20 \text{ bars}$.
 - Moteur électrique à fréquences variables de marque ASI ROBICON ET 630 W2 de 313A d'intensité 5,5 KV de tension, une vitesse variante de 836 à 3180tr/min et de puissance 1550 KW.

La station SP2 doit fournir un travail pour vaincre les forces de frottements et la contre pression causée par le col de METLILI qui se trouve à une altitude de 542,5 m, cela afin de véhiculer le fluide hydrocarbure via un tronçon d'une longueur de 145,8 Km jusqu'à SP3 qui se trouve à une altitude de 465 m.

Situation géographique			Station : Nlle SP2
			PK : 350.832
TP : Turbopompe TC : Turbocompresseur EP : Electropompe MP : Motopompe	Moteur	Nombre	5 EP
		Constructeur	ASP ROBICON
		Type	Asynchrone
		Puissance CV	2011.533 (1500KW)
	Pompe	Nombre	5 pompes
		Constructeur	GUINARD
		Type	Centrifuge
Groupe électrogène		Nombre	1 GE
		Constructeur	ROSSI GE
		Puissance CV	630 KVA
Consommation			Secours

Tableau I.7 Caractéristiques de la station SP2-(Biskra)

I.5.4.SP3 :

La station de pompage SP3 représente la pièce maîtresse de la ligne OB1, car elle joue un rôle très important pour le bon fonctionnement de la ligne OB1.

Avec une pression minimale de 42 kg/cm², SP3 doit vaincre le col de SELATNA qui se trouve à une altitude de 1032 m. La station de pompage SP3 est située au PK 495,630 située à proximité de la ville de M'sila.

Elle se compose de :

- 03 groupes électropompes boosters :
 - Pompe de Marque Textron Guinard de type VLBXO 1150x25 C32 à 3 étages de caractéristique de fonctionnement de Q= 1155 m³/h, H=60 m
 - Moteur électrique de marque AsiRobicon EV 28,6 A 5,5 KV 1500tr/min
- 05 groupes électropompes :
 - Pompes de marque Textron Guinard de type DVMX 6x8x11 à 5 étages de caractéristiques de fonctionnement Q=750 750 m³/h, P=70 bar.
 - Moteur électrique à fréquences variables de marque AsiRobicon ET 630 W2 de 313A d'intensité 5,5 KV de tension, une vitesse variante de 836 à 3680tr/min et de puissance 1550 KW.

Situation géographique			Station : Nlle SP3	
			PK : 486.243	
TP : Turbopompe TC : Turbocompresseur EP : Electropompe MP : Motopompe	Moteur	Nombre	5 EP	
		Constructeur	ASP ROBICON	
		Type	Asynchrone	
		Puissance CV	2145.635 (1600KW)	
	Pompe	Nombre	5 pompes	
		Constructeur	GUINARD	
		Type	Centrifuge	
	Groupe électrogène		Nombre	1 GE
Constructeur			ROSSI GE	
Puissance CV			630 KVA	
Consommation			Secours	

Tableau I.8 Caractéristiques de la station SP3-(M'Sila)

I.7. Description du terminal marin Bejaia :

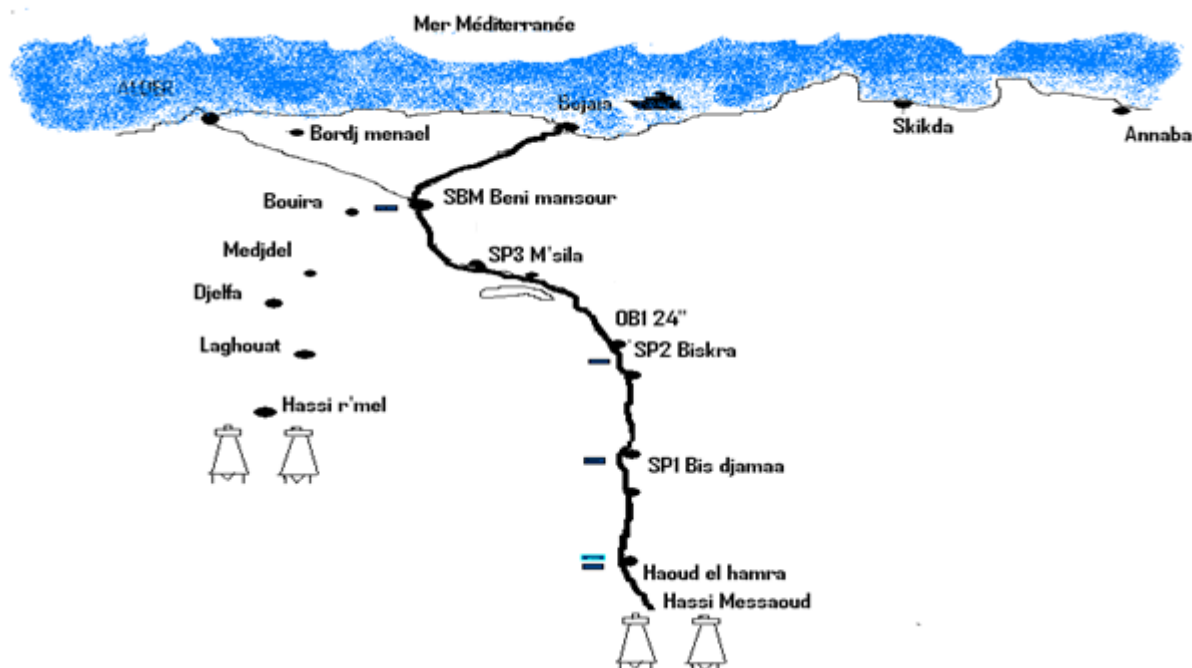


Figure I.4 Schématisation de la ligne OB1 de HEH-TMB

Le terminal marin de Bejaia est situé à l'entrée sud-est de la ville et s'étend sur une superficie de 14 hectares ; coupé en deux parties nord et sud par la route nationale.

Il comprend également un port pétrolier qui se trouve à 5 km au nord-est du parc de stockage.

La mission du terminal consiste principalement à la réception du pétrole brut à travers des collecteurs et leur acheminement vers les bacs de stockage, le chargement des pétroliers ainsi que l'entretien.

Le stockage au terminal prend la plus grande part d'importance.

➤ **Plan de situation :**

- Altitude de 2.2 m
- Point kilométrique de 660.72 m

➤ **Produit :** Pétrole brut

- Température moyenne d'aspiration de 24°C ;
- Température moyenne de refoulement de 24°C;
- Pression moyenne d'aspiration de kgf/cm² ;
- Viscosité cinématique de 2.86cst

Le terminal marin est la dernière unité de la chaîne de transport des hydrocarbures liquides avant l'expédition.

Le terminal marin contient un parc de stockage ; ce dernier a un rôle principal dans la cadence de fonctionnement du terminal marin ; il joue le rôle d'un élément régulateur entre les opérations de réception des produits et l'expédition, il assure un fonctionnement sans perturbation du système (terminal marin), il empêche le risque de rupture de stock et le risque de surstock. Les réservoirs cylindriques verticaux aériens de grandes dimensions sont des éléments essentiels constituant un parc de stockages.

▪ Les problèmes techniques dans un parc de stockage sont :

➤ Le surstock ;
➤ La rupture de stock,
qui sont provoqués sous l'effet de plusieurs facteurs que l'on peut classer en deux parties essentielles :

a) Première partie (terminal départ)

➤ Un arrêt intempestif par pipe-line suite à une avarie de durée prolongée ;
➤ Réduction des débits de pompage de la ligne suite à une panne ou à un stock haut au niveau de terminal marin ;
➤ Problèmes au niveau de la production ou des réseaux de collecte.

b) Deuxième partie (Terminal marin)

➤ L'état de la mer (la houle) ;
➤ Problèmes sur la ligne (panne, fuite) ;
➤ Stock trop bas au niveau du terminal départ ;
➤ Une mauvaise synchronisation entre les différents maillons de la chaîne.

Le surstock au niveau du terminal marin peut nécessiter l'arrêt de la ligne sur une période prolongée, alors que la rupture de stock peut se traduire par la formation des files d'attente des navires programmés.

Le terminal se compose :

1) D'un terminal marin nord :

Il est formé de 12 bacs à toits flottants, d'une capacité de 35000 m³, chacun de diamètre nominal 56 m, d'une hauteur cylindrique totale 14,4 m .ils servent au stockage de produit (brut). Ce service est aussi constitué d'un bac de purge à toit fixe de 2900 m³, pour recevoir les décharges des soupapes de sécurité, il sert également à récupérer les purges des collecteurs et manifolds.

2) D'un terminal marin sud :

Il est formé de 4 bacs de stockages à toits flottants, d'une capacité de 50000 m³, chacun de diamètre nominal 56 m, d'une hauteur cylindrique total 14,65 m.

3) Des manifolds:

Il existe deux manifolds (un au terminal nord et l'autre au sud), c'est un ensemble de : canalisations, vannes et accessoires; constituant le poste d'aiguillage (contrôle) de la station de pompage, et qui comprennent les différents installations annexes.

4) D'une gare racleurs :

Elle reçoit toutes les impuretés et qui vont être évacués dans le bac 4Y1.

5) Des unités de pompage:

Le terminal est composé de 10 électropompes au total.

- Dans le terminal nord on trouve 7 pompes placées en parallèle, dont 4 pompes à grand débit, 2 pompes à débit moyen et une pompe faible débit.
- Dans le terminal sud on trouve 3 pompes placées en parallèle, dont 2 pompes à grand débit et l'autre à faible débit.

Situation géographique			TMB
			PK : 667.135
TP : Turbopompe TC : Turbocompresseur EP : Electropompe MP : Motopompe	Turbine ou Moteur	Nombre	10 EP
		Constructeur	BREGUET ; CEN. BSH ; SW
		Type	Asynchrone
		Puissance CV	6 137
	Pompe ou Compresseur	Nombre	10 pompes
		Constructeur	GUINARD
		Type	Centrifuge
	Turboalternateur ou Groupe électrogène	Nombre	1GE
		Constructeur	PETBOW
		Puissance KVA	165
Consommation			Secours

Tableau I.9 Caractéristiques du terminal marin Bejaia

6) Le port pétrolier:

Le port pétrolier est constitué de :

- Trois postes de chargement
- Deux appontements (débarcadère) A et B
- Deux cuves ouvertes d'une capacité de 12000m³
- D'un réservoir de capacité de 2530m³
- De groupe électropompes pour le réseau incendie
- Une bouée (sea-line) placée à 7km du port pétrolier

Désignation	Poste 1	Poste 2	Poste 3
Longueur max bateau	260 m	260 m	260 m
Tirant d'eau max(m)	11.5	12.5	13
Tonnage max (TM)	40000	70000	85000
Produit exporté	Brut	Brut	Brut

Tableau I.10 Caractéristiques des postes de chargement du port pétrolier

I.8. Capacité de stockage réelle dans le TMB:

La capacité de stockage dans les bacs diminue en fonction de temps, cela revient en grande partie à la détérioration de métal constituant ces réservoirs qui fait la réduction de ses caractéristiques mécaniques. Le terminal marin de Bejaïa autant qu'un ancien parc a perdu une partie de sa résistance et puis sa capacité de design, le dernier résultat enregistré par la direction régionale BEJAIA est résumé dans le tableau suivant :

Régions	Bac	Capacité (m ³)	Capacité Réelle (m ³)	Observations
B	A7	35 000	32 000	
	A8	35 000	32 000	
E	B11	35 000	32 500	
	B12	35 000	32 500	
J	C4	35 000	32 000	
	C9	35 000	32 500	
A	D3	35 000	32 500	
	D10	35 000	32 500	Retiré de l'exploitation pour des travaux
A	E1	35 000	32 500	
	E2	35 000	32 500	
	F5	35 000	32 000	
	F6	35 000	32 500	
R	M20	50 000	46 000	
	N14	50 000	46 000	
T	P21	50 000	46 000	
C	R13	50 000	45 000	Retiré de l'exploitation le 25/02/2016. Suite à l'incendie survenu le 16/02/2016

Tableau I.11 Capacité de stockage réelle dans le TMB

Partie I : Les anomalies courantes dans un pipeline

1. Introduction :

Les systèmes de transport par canalisations constituent des risques pour les vies humaines et l'environnement écologiques, associés à des pertes d'exploitations avec souvent un préjudice qui peut être considérable.

Malgré que les sociétés pipelinières et leurs entrepreneurs ont fait des efforts pour garantir la sécurité des lieux de travail afin de prévenir les accidents mortels et les blessures, le risque d'incidents est constant, en raison de la nature de l'industrie et du nombre de personnes qui y travaillent

2. Statistique sur les causes des anomalies courantes sur un pipeline :

Les causes des défaillances des pipelines sont de diverses natures. Elles peuvent se manifester soit par une rupture, soit par une fuite. La plupart de ces défaillances sont causées par des piqûres de corrosion ou par des fissurations de corrosion sous contrainte, mais il existe également des problèmes liés aux défauts de soudage. Les mouvements de terrain (glissement du sol, tremblement de terre,...) peuvent aussi être la cause de dommage sur les pipelines enterrés. Les exploitants de pipelines étudient ces problèmes depuis longtemps et possèdent une bonne connaissance des méthodes permettant de les gérer.

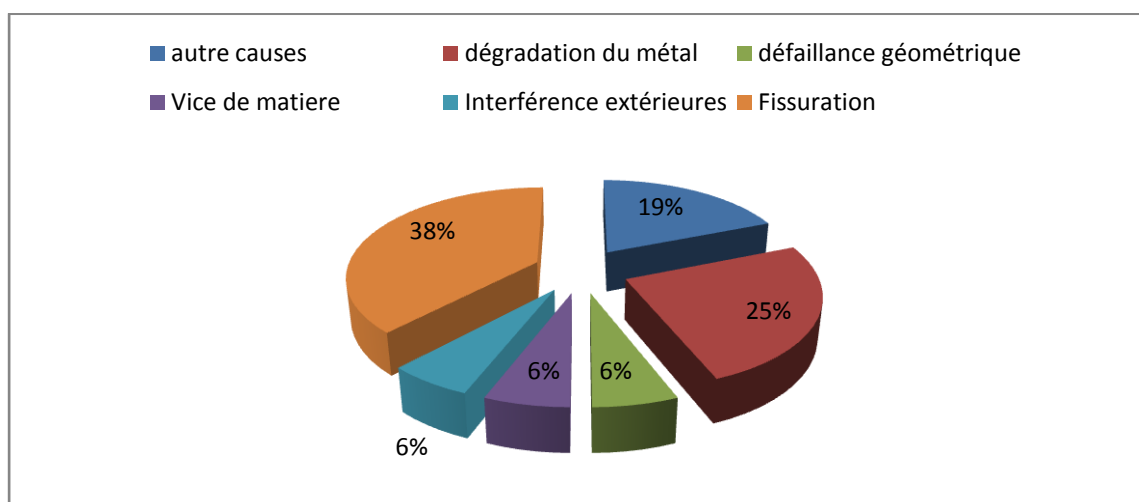


Figure II.1 : Causes des ruptures des pipelines (1991-2008)

3. Encrassement et corrosion des pipelines :

Après quelques années d'exploitation, la conduite subit différents types d'altérations que l'on pourrait classer en trois catégories :

- Encrassement et dépôts
- Perte de métal
- Déformation géométrique

Chapitre II Détermination du débit maximal réel de la ligne

3.1. Encrassement et dépôts

L'encrassement est principalement provoqué par les dépôts de cristaux de paraffine et de particules solides (poussières, et grain de sable) qui collent sur la paroi interne de la conduite. Ces dépôts diminuent la section utile de passage et augmentent la rugosité interne des canalisations. L'importance de ce phénomène dépend des caractéristiques du produit transporté (teneur en paraffine où ces cristaux se caractérisent par une très grande dureté et en asphaltées), et du profil des températures le long de la conduite.

Dans le Cas d'oléoduc, le produit transporté dans ces canalisations (brut et condensat) contient toujours des faibles quantités d'eau. Cette eau est présentée sous forme de gouttelettes très fines qui, sous certain conditions d'écoulement peuvent former, suivant le phénomène de coalescence, des gouttelettes de diamètre plus grand qui vont se poser dans les points bas de la conduite, et former des dépôts de boue en association avec les particules solides. Ces dépôts provoquent d'un part une réduction de la section de passage du produit pétrolier transporté et d'autre part représentent de formidables lits de corrosion.

Encrassement et dépôts provoquent une augmentation des pertes de charge et de ce fait :

- Une réduction de la capacité de transport de la ligne (le débit passant au-dessous de la valeur du débit nominal).
- Une augmentation des dépenses d'énergie au niveau des stations de pompage.
- Une augmentation du coût de transport.

3.2. Perte de métal :

3.2.1. Définition :

Le terme « corrosion » désigne la destruction d'un métal sous l'action du milieu environnant (air, eau, solution aqueuse, sols ...) par un processus de type physico chimique. La norme ISO 8044 définit la corrosion comme suit : "La corrosion est une interaction physico-chimique entre un métal et son environnement entraînant des modifications dans les propriétés du métal et souvent une dégradation fonctionnelle du métal lui-même, de son environnement ou du système technique constitué par les deux facteurs..."

Il existe trois processus de corrosion : la corrosion chimique, la corrosion électrochimique et la corrosion bactérienne. Mais nous nous intéressons uniquement à la corrosion électrochimique qui intervient de façon très majoritaire presque dans tout domaine. Appelée aussi corrosion humide, elle se produit lorsqu'il y a hétérogénéité soit dans le métal ou l'alliage métallique soit dans le milieu. Il y a formation d'une pile avec passage d'un courant.

3.2.2. Perte de métal des pipelines (corrosion) :

Sur un pipeline, les pertes de métal peuvent être trouvées sous forme :

Chapitre II Détermination du débit maximal réel de la ligne

3.2.2.1. Corrosion interne :

Elle est provoquée par l'attaque chimique de la surface interne de la conduite, Ce type de corrosion est favorisé par la présence de sulfure d'hydrogène H₂S et dioxyde de carbone CO₂ dans le gaz et la présence des bactéries sulfato-réductrices BSR dans l'oléoduc.

La protection des pipelines contre ce type de corrosion nécessite l'emploi d'additifs chimiques à fortes concentrations : Inhibiteurs de corrosions et de biocides mélangés au fluide.

3.2.2.2. Corrosion externe :

Provoqués par des phénomènes de type chimique et électrochimique. Favorisé par des défauts de protection passive (Revêtement) et Active (Protection Cathodique).

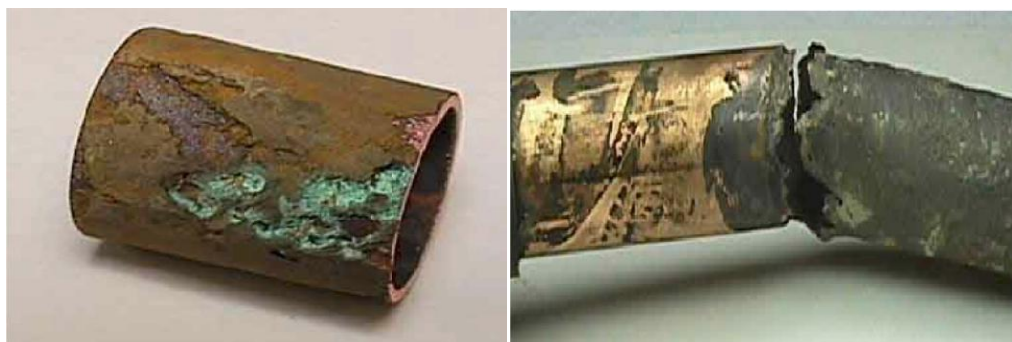


Figure II.2 : exemple d'un pipeline corrodé

3.3. Déformations géométriques :

Provoqués le plus souvent par des incidents mécaniques (travaux de tiers aux alentours de la conduite) ou par l'instabilité du sol. Elles se traduisent par un changement de la géométrie initiale de la conduite, le plus souvent sans réduction d'épaisseur. La détection de ce type de défauts se fait par l'intermédiaire d'outils dit de configuration (Kalliper pig).

4. Prévention contre les différentes anomalies créées par le phénomène de corrosion :

Ils existent principalement deux grands types de protection contre la corrosion qui attaque les surfaces métalliques des canalisations de gaz et du pétrole :

4.1. Protection passive :

4.1.1. Conception des équipements :

Le fait que l'épaisseur d'un appareil doit être compatible avec les diverses considérations mécaniques, on se fixe une règle pour tenir compte de la corrosion. À cet effet, il existe dans les bureaux d'études et engineering, des cahiers de spécifications qui précisent les surépaisseurs de

Chapitre II Détermination du débit maximal réel de la ligne

corrosion pour chaque fluide véhiculé, en fonction du matériau et de la température. D'une façon générale, il faut éviter les hétérogénéités de tout ordre.

4.1.2. Les inhibiteurs de corrosion :

Il s'agit de substances qui, ajoutées en très petite quantité dans le milieu corrosif diminuent son agressivité vis-à-vis du métal. Il est possible de distinguer :

- Inhibiteurs d'adsorption : Il s'agit d'inhibiteurs filmant qui s'adsorbent à la surface pour donner un film protecteur. Ce sont des substances organiques du type monoamines ou polyamines ;
- Poisons contrôlant le dégagement cathodique : Certaines substances tels les ions arsenic, bismuth et antimoine retardent le dégagement d'hydrogène et peuvent, dans certains cas, être utiles pour inhiber la corrosion ;
- Suppresseurs d'oxygène : Ils enlèvent l'oxygène dissous contenu dans les solutions (sulfite de sodium, hydrazine) ;
- Inhibiteurs oxydants : Il s'agit des chromates, des nitrites, des sels ferriques...etc. Ces substances élèvent le potentiel de corrosion dans la zone de passivation. Les molybdénites et les phosphates nécessitent de l'oxygène dissous pour avoir une action efficace

4.1.3. Les revêtements :

4.1.3.1. Revêtements externes

La protection par revêtements extérieurs vise à isoler le plus parfaitement possible, le métal du milieu ambiant pour prévenir le mécanisme de la corrosion. Deux principes permettent d'assurer la protection anticorrosion par revêtement :

Le 1^{er} principe repose sur l'imperméabilité élevée du revêtement. Celui-ci doit être intimement adhérent à la surface métallique et étanche à l'eau et à l'air. En outre, il doit constituer une barrière vis-à-vis des ions, avoir une résistivité et une rigidité électrique suffisantes et conserver toutes ces propriétés dans le temps. Ce système est généralement employé sur les structures enterrées.

Le 2^e principe consiste à créer au niveau du métal une couche protectrice en utilisant soit le pouvoir passivant de certains sels métalliques (chromates, phosphates), soit le caractère anodique relativement à l'acier de certains métaux (zinc, aluminium). En pratique, cela conduit à appliquer sur les structures concernées soit une peinture riche en pigments de sels métalliques (application réalisable sur chantier), soit à effectuer une projection de métal en fusion dite métallisation. L'utilisation de ce procédé est destinée en particulier aux ouvrages aériens.

4.1.3.2 Revêtements intérieurs :

Un revêtement peut être réalisé à l'intérieur des tubes d'une canalisation pour deux raisons :

Limiter les pertes de charges en créant une surface lisse ;

Protéger contre la corrosion (cas des fluides agressifs).

4.2. Protection active :

L'application de la protection cathodique pour les métaux dans les milieux aqueux a pour but de ramener le potentiel du métal utilisé dans la zone d'immunité. Pratiquement deux possibilités sont utilisées :

4.2.1. Protection cathodique par courant imposé :

Utilisant un générateur extérieur réglable et une anode auxiliaire. Reliant les structures à protéger au pôle négatif du générateur en courant positif est connecté à un déversoir anodique constitué d'un métal le moins corrodable possible pour une durée de vie assez importante. A condition que le déversoir anodique et la structure à protéger sont plongés dans le même électrolyte. Le besoin en courant de protection sert à la détermination de la masse et du nombre d'anodes, ainsi qu'au dimensionnement électrique de la source de courant du poste de soutirage (protection par courant imposé). Le courant délivré doit être estimé au mieux, non seulement pour des considérations économiques, mais aussi à cause de certains effets néfastes tel que le décollement des revêtements lorsque le courant est trop important (le courant doit atteindre le seuil de la protection). Figure I4.

4.2.2. Protection par anode galvanique :

La protection cathodique par anodes sacrificielles a pour but de mettre à profit effet du couple galvanique (pile) créée par l'association, dans un même électrolyte, de deux métaux différents : le métal à protéger et un métal moins noble qui constitue l'anode.

Dans ce type de protection, l'anode se consomme par dissolution en portant la surface du métal à protéger au-delà de son potentiel d'immunité .Figure I4.

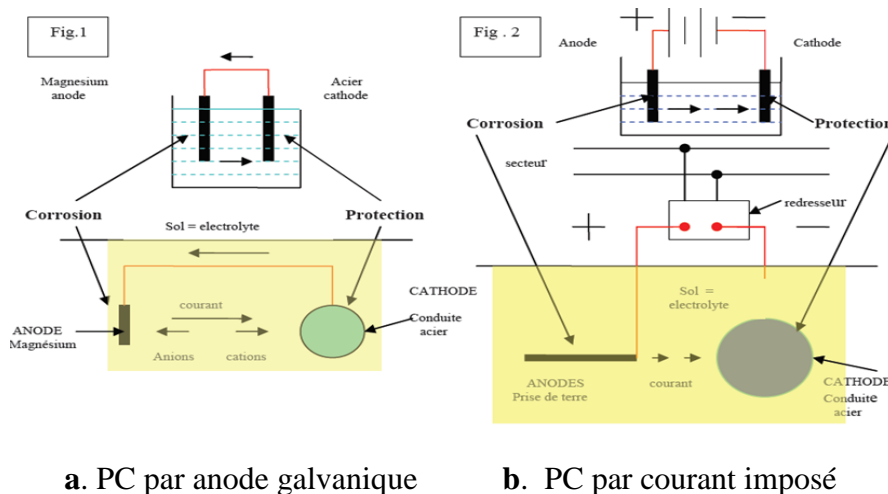


Figure II.3 : schématisation du principe de la protection cathodique

5. État de l'OB1 :

La qualité du produit transporté et sa vitesse ainsi que sa nature jouent un grand rôle sur la vitesse de corrosion, en plus de l'agressivité du milieu. Savoir de quel type et de quelle forme de corrosion s'agit-il sur la canalisation ou le lieu l'évènement, a un grand effet sur le choix des moyens de lutte contre le phénomène de corrosion et l'évaluation des pertes de métal.

L'oléoducOB1, et malgré la fiabilité et l'efficacité des systèmes de protection cathodique et revêtement appliqués dès le début d'exploitation, l'effet de l'agressivité du sol ajouté à la dégradation du revêtement (fatigue et claquage), sur une durée de 57ans a entraîné une corrosion répartie sur toute la longueur de la conduite, ceci a été aperçue et vérifiée par l'apparition et multiplication des fuites aux endroits où l'épaisseur est faible, et parfois là où la pression est importante ; Une inspection, un suivi et une évaluation de tous ces phénomènes par plusieurs méthodes d'analyses et techniques sont nécessaires

PARTIE II : Inspection et diagnostic des pipelines

1. Introduction :

Les pipelines sont des outils essentiels de transport massif de fluides (liquides, liquéfiés ou gazeux) sur de grandes distances comme sur de petites liaisons. Les canalisations des hydrocarbures ont la fâcheuse tendance de s'encrasser en fonction du temps et de ce fait provoquer une augmentation de la rugosité interne et des pertes de charge à cause des problèmes rencontrés dans les pipelines lors en exploitation tels que : milieu agressif, endommagement par des tiers ou par des éléments de terrain, fluide transporté corrosif, défauts de construction ...etc, et se traduisent généralement par :

- Une diminution du débit de transit du pipeline ;
- Une augmentation de la consommation d'énergie ;
- Une aggravation des risques de corrosion.

Il a donc été obligé de développer des outils qui permettent d'inspecter les pipelines de l'intérieur périodiquement au minimum quatre fois par an. Ces outils sont appelés racleurs ou pistons. A l'heure actuelle ils permettent la détection, la mesure, l'enregistrement et la localisation de presque tous les défauts. Ils ont appelés aussi « outil intelligent » ou « Intelligent Pig ».

2. Inspection en ligne et diagnostic

L'inspection en ligne par outil intelligent peut presque fournir toutes les informations requises pour l'évaluation de l'état technique d'un pipeline. Cependant le soin est laissé à l'opérateur de décider des choix à faire pour réhabiliter l'ouvrage et les moyens à mettre en œuvre pour le maintenir en bonnes conditions.

Un grand nombre de pipeline à travers le monde a dépassé la limite d'âge prévu de leur utilisation, ils continuent pourtant à être parfaitement fonctionnels. C'est en moyennant un suivi régulier de leur état technique et une politique de maintenance appropriée. La question fondamentale qui se pose dans ces cas-là est la suivante : réparation ou réhabilitation ? La première étape pour répondre à cette question est un programme détaillé d'inspection pour obtenir les données nécessaires à l'évaluation de l'état de la ligne, Le diagnostic est l'opération consistant à envoyer l'outil en vue d'interpréter les résultats d'inspection ayant pour but principalement de :

- Localiser les zones de corrosion active ;
- Prévoir l'évaluation de la corrosion dans le temps ;
- Évaluer les risques d'éclatement.

2.1.Action de pré-inspection :

Le but de ces travaux est la confirmation de l'accessibilité de la conduite à l'outil intelligent. La planification d'une inspection passe en générale par trois étapes :

- Nettoyage de la conduite par un outil conventionnel
- Envoi de l'outil de configuration « Kalliper pig » ;
- Envoi de l'outil intelligent pour la localisation des pertes de métal et l'évolution de leur importance.

Les opérations de pré-inspection peuvent ne pas être un préalable à l'envoi de l'outil intelligent dans le cas où :

- Le pipeline est nouveau et il a subi tous les tests de calibrage et de nettoyage avant sa mise en service.
- La conduite est considérée comme propre par l'envoi périodique de l'outil conventionnel.

Il est par contre nécessaire de recourir aux opérations de pré- inspection dans le cas où :

- Le pipeline a plus de 10 ans d'âge et n'est pas nettoyé régulièrement ;
- Le pipeline est susceptible de former des dépôts de condensat, des accumulations d'eau, des dépôts de paraffines ;
- Le tronçon de pipeline à inspecter à plus de 60 km de long.

L'OB1 autant qu'un ancien pipeline, et comme il n'a pas subi d'opération de nettoyage périodique, Il fut nécessaire de le faire soumettre à une action de pré- inspection.

Chapitre II Détermination du débit maximal réel de la ligne

2.2. Les outils d'inspection en ligne :

Les outils d'inspection sont nés avec les pipelines. Actuellement les nouveaux outils peuvent parcourir plusieurs centaines de kilomètres, détecter tous les anomalies, traverser les obstacles qui se trouvent lors de l'opération,...etc. Ces outils sont plus évolués concernant:

- La précision de détection ;
- La fiabilité des instruments ;
- La capacité de stockage des informations.

L'inspection en ligne permet d'avoir les informations géométriques concernant des anomalies détectées et dimensionnées : longueur, profondeur, largeur, position par rapport à la circonférence et à la position longitudinale.

Ils sont classés en deux grandes catégories :

2.2.1. Les outils de configuration :

L'outil de configuration a pour le but de détecter tous les déformations géométriques de la conduite (bosses, voile, ovalisation...etc.). Le premier outil de ce genre, mis en service est le « TDW KALLIPER PIG » dont le fonctionnement était basé sur un principe électromécanique simple. D'après le principe de fonctionnement, on peut distinguer trois générations d'outil de configuration :

- La 1ère génération 'principe mécanique' : Une série de doigts mécanique « Fingers » sont rattachés radialement au centre de l'outil. Le mouvement de ces doigts, en présence de défaut géométrique est transmis à un stylo qui imprime le mouvement sur un papier. Le déroulement du papier est assuré par un moteur électrique dont l'alimentation est fournie par la rotation d'un odomètre, ces odomètres pour rôle principal la mesure de la distance parcourue par l'outil. La connaissance de la distance permet la localisation de la position du défaut
- La 2ème génération 'principe électronique' : Le principe de base est le même, c'est l'enregistrement des défauts de forme qui diffère, ici il se fait avec des informations électroniques qui sont traités par la suite avec un micro-ordinateur. L'indication du changement de forme se fait par un contact direct des doigts avec la paroi interne de la canalisation.
- La 3ème génération 'principe électromagnétique' : Les doigts mécaniques sont remplacés avec des capteurs magnétiques, tout changement de forme provoque une variation du champ magnétique qui est enregistré sous forme de signal électrique, ensuite l'enregistrement est traité par un ordinateur. Le champ magnétique est généré par l'intermédiaire d'aimant.

Les avantages de ce principe réside dans :

- Pas de contact direct avec la paroi interne de la conduite ;
- Haute précision où les outils sont capable d'enregistré en moyen 50 signaux par seconde ;
- La distance est mesurée par odomètre et un canal additionnel mesure la vitesse de déplacement

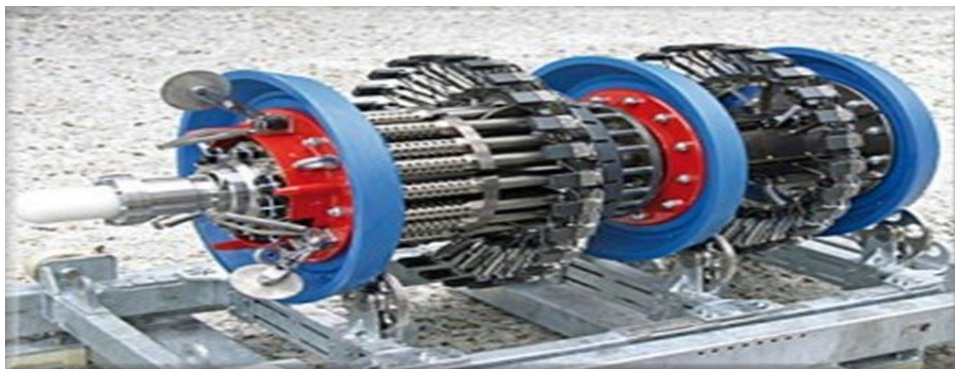


Figure II.4 : Outil de configuration

2.2.2. Les outils de détection de perte de métal :

Les outils intelligents ont pour but la détection de perte de métal et de la fissuration provoquant les pipelines, par conséquent deux techniques sont mises en application pour étudier ces pertes de métal d'une façon plus précise :

a. Technique MFL :

C'est la détection de perte de métal par flux magnétique, cette technologie s'appuie sur de puissants aimants placés dans le racleur. Le flux magnétique longitudinal ainsi généré circule dans la paroi du tube entre les deux pôles de l'aimant. Il est calibré de sorte à saturer celle-ci et qu'une partie de ce flux circule dans le fluide et à l'extérieur du tube. Des capteurs sont placés contre la paroi du tube et baignent dans ce flux. Lorsqu'un manque de métal est présent dans la paroi des tubes, le flux magnétique doit s'échapper un peu plus de la paroi pour pouvoir circuler et les capteurs réagissent à cette augmentation de la fuite de flux magnétique (Magnetic Flux Leakage ou MFL). Réagissant à des évolutions de signaux magnétiques, cette technologie donne un dimensionnement relatif des pertes de métal par rapport à l'épaisseur supposée des tubes.

La puissance du flux magnétique requise est relativement élevée. Les premiers outils MFL ont particulièrement souffert de ces inconvénients surtout pour les grands diamètres. La firme TUBOSCOPE qui a commercialisé le premier outil intelligent de détection de perte de métal, a choisi d'utiliser l'outil électro-aimant tous les autres constructeurs ont opté pour les aimants permanents. British Gaz a ainsi réussi à multiplier par dix la puissance des aimants permanents en développant de nouveaux matériaux magnétiques tels que le NIB (neodymium-iron-bore). Un autre axe ayant favorisé le développement de la technique MFL concerne les progrès réalisés dans la technologie des capteurs

Les capteurs actuels se sont considérablement améliorés au point où la détection des pertes de métal est même possible au niveau des cordons de soudures sur la face intérieure et extérieure de la canalisation. Ils peuvent même être adaptés pour mesurer l'épaisseur absolue de la conduite ; la quantité des données enregistrées s'est considérablement accrue à tel point que British Gaz, dans un document publicitaire et pour donner un ordre de grandeur, affirme que l'équivalent de la Bible était enregistré toutes les six secondes.



Figure II.5 : Outil intelligent de type MFL

b. Technique ultrasonique :

Leurs principes de fonctionnement sont assez simples ;cette technologie utilise les temps de parcours d'une onde ultrasonore (perpendiculaire à la surface des tubes) dans le fluide transporté et le métal des tubes pour évaluer la distance entre le capteur et les faces internes et externes des tubes, un transducteur émet des pulsations ultrasoniques, en rencontrant la surface intérieure, un premier écho se produit lorsque la pulsation atteint la face extérieure de la conduite, mais elle est très sensible à la propreté interne des tubes. La vitesse de propagation de l'onde ultrasonique étant connue, le temps séparant la perception des deux échos donne l'épaisseur exacte de la canalisation cependant cette technique ne peut être utilisée qu'en présence d'un couplant liquide, elle est donc inapplicable en milieu gazeux.

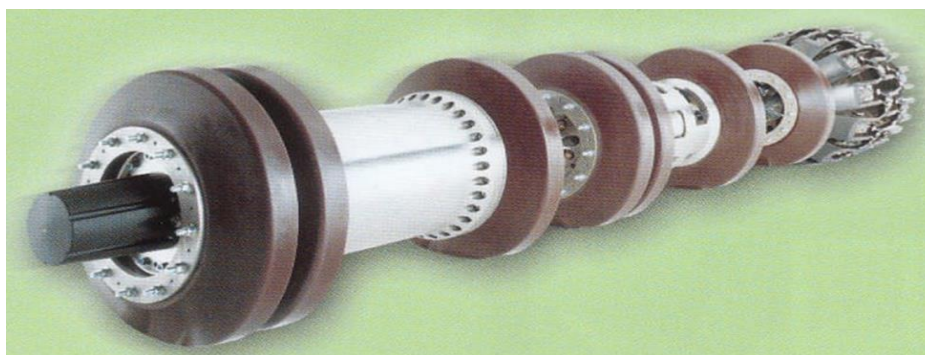


Figure II.6 : Outil intelligent de type ultrasonique

2.3.Interprétation des résultats d'inspection :

Les résultats doivent être présentés sous une forme permettant une interprétation directe par les services de maintenance. Les outils modernes autorisent un double traitement des données

- Un traitement primaire sur le site par un micro-ordinateur et d'un logiciel adéquat ;
- Un deuxième traitement plus fin dans le centre d'informatique du fournisseur de l'outil.

Ces résultats peuvent revêtir suivant quatre formes:

Chapitre II Détermination du débit maximal réel de la ligne

2.3.1. Résultats numérique :

L'inspection en ligne permet d'avoir les informations géométriques concernant des anomalies détectées et dimensionnées : Longueur, profondeur, largeur, position par rapport à la circonférence et à la position longitudinale. Ce sont des tableaux qui donnent ces valeurs : nombre des défauts, la distance enregistrée, la position du défaut, épaisseur et l'évènement des défauts à chaque partie (tronçon) du pipeline. Voir le tableau ci-dessous.

N°	Distance enreg	événement	msl altitude	ép. [mm]	profondeur [%]	prof. moyenne	longueur [mm]	largeur [mm]	pos.
1	19,652	Corrosion	150,547	12,7	10	4	42	52	06:11
2	19,734	Corrosion	150,545	12,7	18	6	79	20	07:23
3	19,734	Aac	150,545	12,7	18	4	93	71	07:04
4	19,739	Corrosion	150,545	12,7	11	3	88	48	07:04
5	20,833	Corrosion	150,529	12,7	13	7	28	18	10:05
6	20,85	Corrosion	150,529	12,7	15	8	27	21	09:47
7	21,906	Corrosion	150,512	12,7	14	8	25	21	08:52
8	22,333	Corrosion	150,504	12,7	15	8	29	26	02:53
9	23,868	Défaut sur soudu	150,476	12,7	23	17	19	29	02:16
10	23,949	Corrosion	150,474	12,7	22	12	33	28	02:32
11	24,022	Corrosion	150,472	12,7	10	7	17	17	08:34
12	24,051	Corrosion	150,472	12,7	18	5	151	48	03:01
13	24,051	Aac	150,472	12,7	18	4	168	92	02:49
14	24,06	Corrosion	150,472	12,7	14	4	92	46	02:49
15	24,078	Corrosion	150,471	12,7	12	6	33	29	05:50
16	24,132	Corrosion	150,47	12,7	27	13	42	58	05:12
17	24,201	Corrosion	150,469	12,7	13	9	18	20	03:16
18	24,212	Corrosion	150,468	12,7	10	5	30	18	06:55
19	24,339	Corrosion	150,466	12,7	14	8	29	18	06:08
20	24,364	Corrosion	150,465	12,7	19	7	66	70	02:14

Tableau II.1: Résultat numérique d'une partie des points de corrosion situant entre les stations SP1-SP1bis

2.3.2. Résultats sous forme d'histogramme :

Ce sont des résultats statiques de distribution de nombre de défaut qui trouvent le long du pipeline, et les pertes de métal par grade de corrosion (profondeur du défaut) sous forme de diagramme en bâton ;

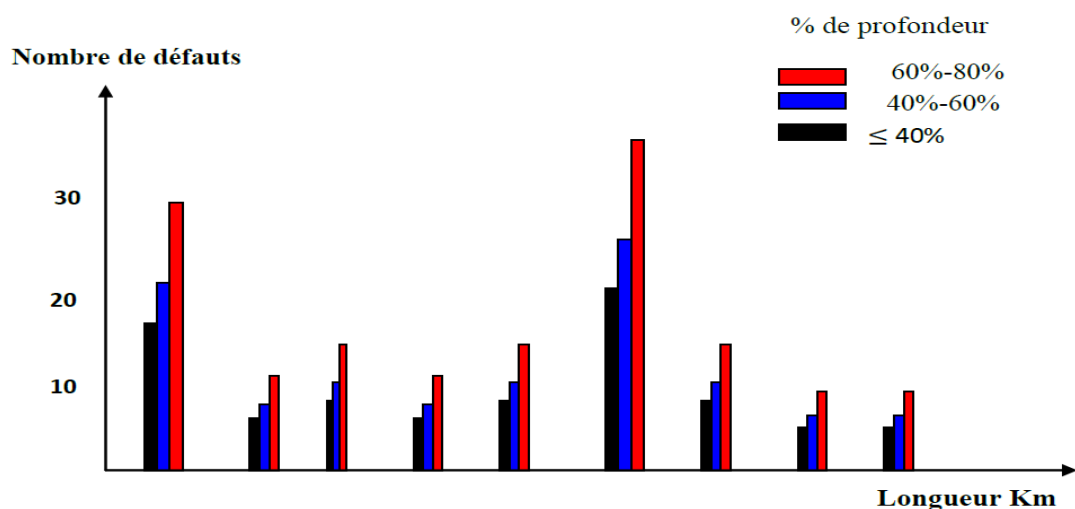


Figure II.7: Résultat sous forme d'histogramme

Chapitre II Détermination du débit maximal réel de la ligne

On distingue trois grades de corrosion :

- ✓ Grade A : perte de métal 40% d'épaisseur ;
- ✓ Grade B : perte de métal entre 40% et 60% d'épaisseur ;
- ✓ Grade C : perte de métal entre 60% et 80% d'épaisseur.

2.3.3. Résultats graphique :

C'est la représentation du profil de la conduite sous forme de section qui sera à indiquer la position de défaut comme c'est présenter ci-dessous :

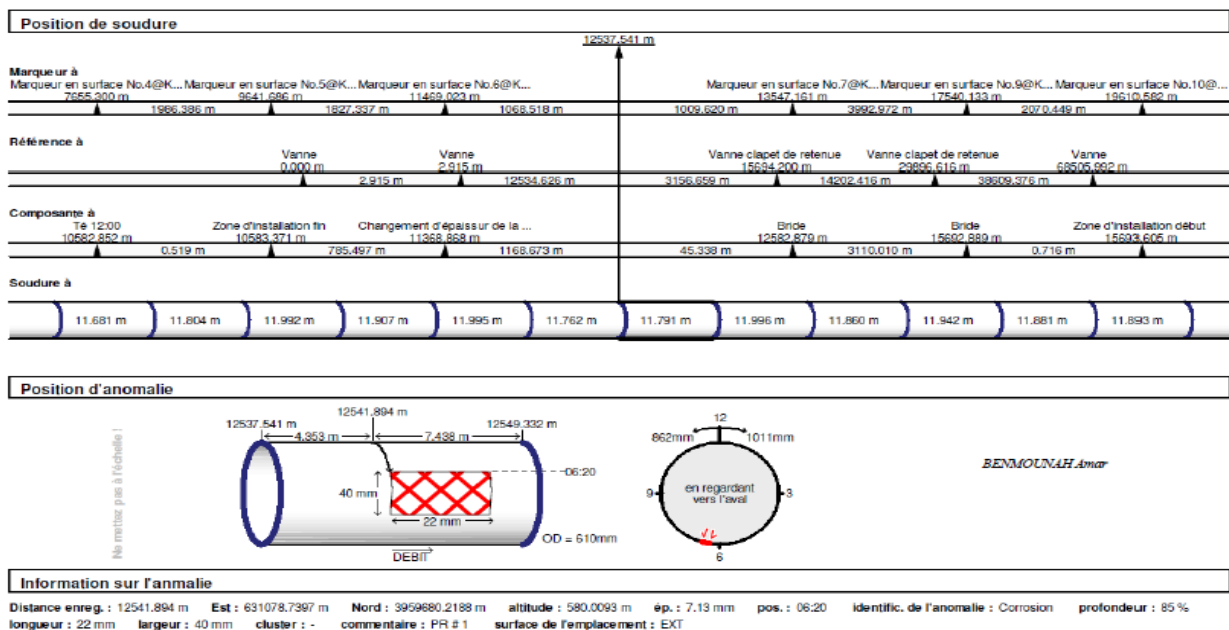


Figure II.8 : Résultat graphique

2.3.4. Cartes colorées :

Elles sont obtenues simplement par un traitement statique élémentaire associée à une représentation en trois dimensions « 3D ».

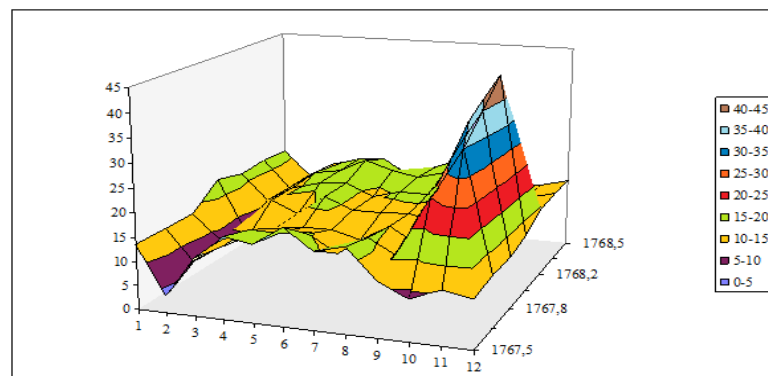


Figure II.9 : Résultat sous forme Carte coloré en 3D

Partie III : Normes de calculs de perte de métal et application sur l'OBI

1. Introduction :

La haute résolution des techniques actuelles d'inspection en ligne : Flux magnétique (MFL) ou ultrason, permet à l'opérateur une évaluation précise de l'intégrité du pipeline. Les équipements basés sur ces techniques peuvent localiser tous les types de défaut le long de la ligne laissant à l'opérateur le soin de décider de la nécessité de procéder à des réparations.

Les inspections périodiques par l'outil intelligent révèlent la présence de nombreux défauts, ces inspections permettent non seulement la localisation des défauts de corrosion mais également leurs dimensions (qui révèlent en suite la nature de la corrosion et la sévérité du danger).

Le degré de nuisance de certains défauts peut évoluer sur la base de méthode analytique relativement simple. Certaines compagnies pétrolières ou gazières ont leur propres codes mais dans une grande proportion, tous les opérateurs utilisent les fameuses normes tels que :

- La norme ANSI/ASME B31G ;
- La norme ANSI/ASME B31G modifiée;
- La norme DNV (RP-F101).

Dans le but d'avoir la pression de refoulement maximale de chaque station, on a adopté la norme ANSI/ASME B31G, pour pouvoir localiser le défaut le plus dangereux dans chaque tronçon et préciser la pression maximale de refoulement sans risque d'éclatement de la canalisation.

2. La Norme ANSI/ASME B31G :

La norme B31G est une méthode de calcul de la PMS d'une canalisation corrodée en vue de sa réhabilitation, elle est développée par le laboratoire batelle sous la supervision du comité de corrosion de l'American Gas Association (AGA).

Le critère B31G est prévu pour être de simple utilisation et tenir compte d'un large facteur de sécurité, il requiert un minimum d'informations sur les canalisations et les défauts de corrosion et contient un certain nombre d'approximations simplificatrices.

Cette norme est largement utilisée depuis une trentaine d'années, elle donne une estimation conservatrice de la résistance restante d'une section de pipe avec une perte de métal basée sur seulement la longueur et la profondeur maximum de la corrosion, le rendant est relativement facile pour l'application dans l'exploitation des pipelines.

Chapitre II Détermination du débit maximal réel de la ligne

Les Caractéristiques :

Connue par sa simplicité et son conservatisme, pour les hypothèses suivantes:

- La contrainte tangentielle de rupture en un point corrodé de la paroi est fixée égale à la contrainte d'écoulement du matériau diminuée des effets:
 - De la résistance du métal perdu.
 - De l'intensification de tension d'en taille; exprimée par le facteur de FOLIAS
- La contrainte d'écoulement est fixée à 1.1 fois de la limite d'élasticité,
- La forme de la corrosion est assimilée à une parabole, sauf pour les défauts très longs elle se confond à un rectangle.
- L'expression du facteur géométrique de FOLIAS M est plus importante, par rapport aux autres critères.

2.1. Définition de la PMS :

La PMS est calculé par la relation suivante :

$$PMS = \frac{2tk_s\sigma_e}{D}$$

Avec :

σ_e : Limite d'élasticité de l'acier utilisé (kgf/cm^2) ;

t: épaisseur de la conduite (mm) ;

Ks: coefficient de sécurité dépendant de la zone traversée ;

2.2. Définition de la pression réduite Pr :

Elle représente la nouvelle pression du pipeline corrodé, elle est toujours inférieure ou égale à la PMS originale $Pr \leq PMS$.

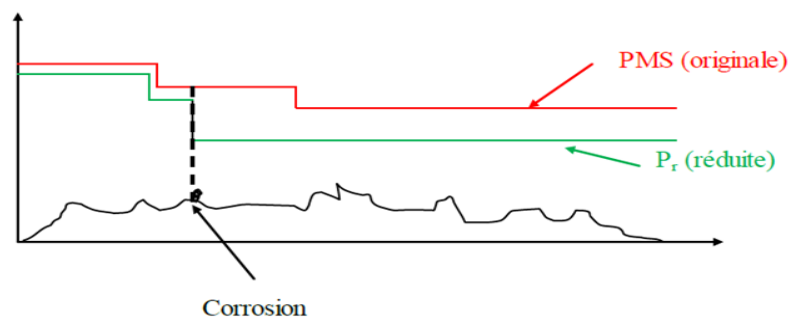


Figure II.10 : Nouvelle pression maximale d'un pipeline corrodé

Chapitre II Détermination du débit maximal réel de la ligne

En conséquence direct d'une réduction de PMS, La pression de refoulement de la station doit dans la plupart des cas être réduite d'où une diminution de la capacité de transport du pipeline, Les dimensions clé d'un défaut de corrosion permettant de définir la nouvelle PMS sont :

d: profondeur maximale du point de corrosion ;

L : Longueur axiale du point de corrosion ;

t: épaisseur de la paroi.

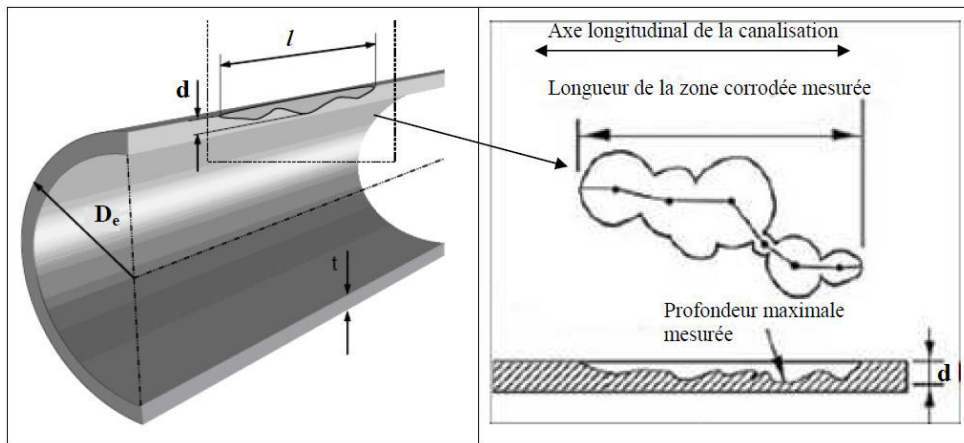
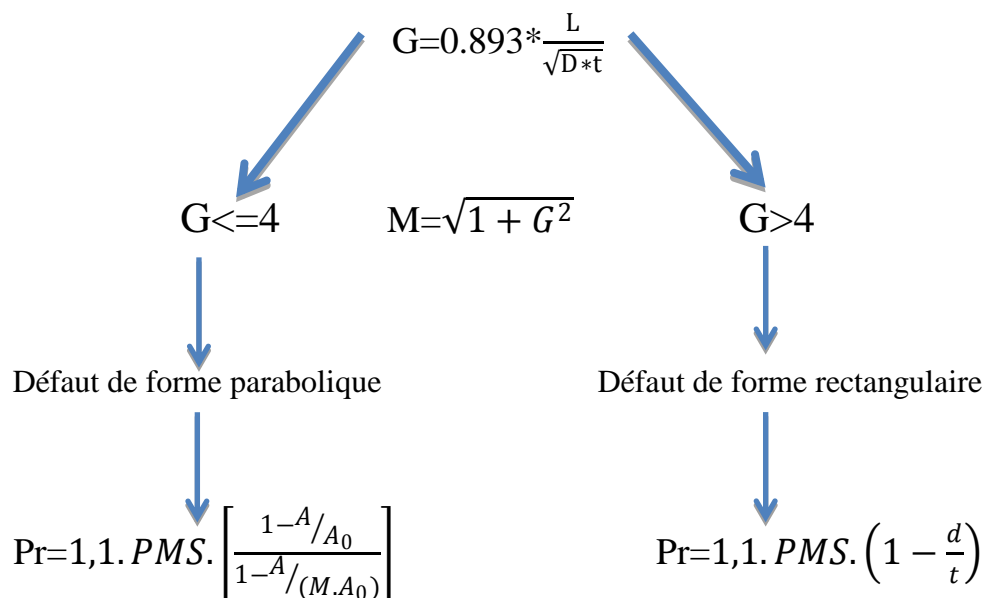


Figure II.11 : Géométrie d'un défaut de corrosion dans un pipeline selon la norme B31G

Pour définir la valeur de la pression réduite, on suit l'organigramme suivant :



Avec :

A : Aire du défaut ;

Ao: Aire totale ;

M : facteur de Folias.

Chapitre II Détermination du débit maximal réel de la ligne

D'un point de vue pratique, la valeur de la pression réduite ne peut pas être supérieure à la PMS si c'est le cas lors des calculs (ce qui peut arriver pour des points de corrosion peu profonds), on pose $P_{\text{réd}} = PMS$ et on la note $P'_{\text{réd}}$, le cas peut également se poser lorsque les longueurs de corrosion sont faibles.

2.3. Définition du facteur de réduction de la pression C_{pr} :

Ce facteur est utilisé pour classer rapidement les points de corrosion par ordre de gravité. plus ce rapport est faible plus la gravité du défaut est importante.

Il est calculé par la relation suivante :

$$C_{pr} = \frac{P'_{\text{réd}}}{PMS}$$

3. Application sur l'OB1 (SP1- SP1bis- SP2- SP3 -Col de SELATNA) :

3.1. pose du problème :

Ce pipeline 'OB1' qui est en exploitation depuis 1959, sous les différentes contraintes tels que la charge appliquée, les facteurs de dégradation de métal et les autres obstacles qu'on a déjà vu, est resté fonctionnel jusqu'à nos jours, et après la dernière inspection en ligne de cet oléoduc et les réparations accompagnants. Une question se pose : quel est le débit maximal et la pression de refoulement maximale autorisés dans ce pipeline ?

Pour répondre à cette question nous avons procédé à une approche déterministe pour l'évaluation de l'état de l'oléoduc, et pour pouvoir estimer par la suite le débit maximal qui peut être supporté par la conduite et la pression de refoulement maximale de chaque station.

3.2. Généralité :

3.2.1. Diamètre de la conduite :

Le diamètre de la conduite dépend du débit désiré pour un débit donné ; Un diamètre optimal c'est celui pour lequel le prix de revient total est minimal, On détermine le diamètre de la conduite par la formule suivante :

$$Q = W.S = \frac{W.\pi.D^2}{4}$$

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot w}}$$

Le diamètre obtenu est comparé par la suite avec les diamètres normalisés et on choisit le diamètre le plus proche :

$$D_{\text{int}} = D_{\text{ext}} - 2\delta_{\text{éq}}$$

3.2.2. Épaisseur équivalente de la conduite :

Elle est donnée par la formule suivante :

$$\delta_{\text{éq}} = \frac{\sum_{i=1}^n \delta_i \cdot l_i}{\sum_{i=1}^n l_i}$$

Avec δ_i : épaisseur du tronçon i en (mm).

l_i : longueur du tronçon i en (m).

n : nombre de tronçon.

3.2.3. Épaisseur de la paroi de la conduite :

Pour déterminer l'épaisseur de la paroi du tube on utilise la formule suivante qui ne tient pas compte des efforts axiaux créés par la pression du produit et par la différence de température entre le produit et la conduite d'une part et entre la conduite et le milieu ambiant d'autre part ainsi que des efforts dus à la flexion dans les coudes :

$$\delta = PMS \cdot \frac{D_{\text{ext}}}{2 \cdot [\sigma]}$$

PMS : pression maximum de service (Kgf/cm²) ;

D_{ext} : diamètre extérieur de la conduite (mm) ;

$[\sigma]$: contrainte admissible (Kgf/cm²).

Chapitre II Détermination du débit maximal réel de la ligne

3.2.4. Le nombre de Reynolds :

On détermine le régime d'écoulement du fluide dans la conduite par la valeur de nombre de Reynolds :

$$W = \frac{Q}{S} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2}$$

$$Re = \frac{W \cdot D}{\nu} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D \cdot \nu}$$

W : vitesse moyenne d'écoulement de brute (m/s)

S : section transversale de la conduite (m²)

ν : viscosité cinématique du brute (m²/s)

D : diamètre intérieure de la conduite(m)

3.2.5. Les pertes de charge par frottement :

Les pertes de charge par frottement dans la conduite sont déterminées par la formule de Darcy-Weishbach :

$$h_f = \frac{\lambda \cdot L \cdot W^2}{2 \cdot D \cdot g}$$

Ou par la formule généralisée de Leybensohn :

$$h_f = \frac{\beta \cdot Q^{2-m} \cdot L \cdot \nu^m}{D^{5-m}}$$

λ : Coefficient de résistance hydraulique.

L : longueur de la conduite

β et m sont des coefficients dépendant du régime d'écoulement

$$\beta = \frac{8 \cdot A}{4^m \cdot g \cdot \pi^{2-m}}$$

Chapitre II Détermination du débit maximal réel de la ligne

Régime d'écoulement		m	A	β
Laminaire		1	64	4,15
Turbulent	Zone tube lisse	0,25	0,3164	0,0246
	Zone frottement mixte	0,123	$10^{0,127 \cdot \log \varepsilon - 0,627}$	0,0802 .A
	Zone quadratique	0	λ	0,0827 λ

Tableau II.2 : valeurs de m et β selon le régime d'écoulement

A partir de la formule de Darcy- Weishbach on peut écrire :

$$h_f = \frac{8 \cdot \lambda \cdot Q^2}{\pi^2 \cdot D^5 \cdot g} \cdot L$$

3.2.6. La charge de refoulement total (H_{ref}) :

$$H_{ref} = (1,01 \div 1,02)h_f + \Delta Z + H_{fin}$$

H_{fin}: la hauteur finale à l'arrivée ;

ΔZ : la différence des hauteurs ;

h_f : les pertes de charges dues aux frottements ;

$[0.01 \div 0.02]h_f$: Les pertes de charge singulière.

3.3.Détermination du débit maximal de chaque tronçon :

Le principe de travail est de tirer le débit maximal dans chaque point corrodé de chaque tronçon, en appliquant les formules suivantes entre chaque station et la station qui suit :

Le bilan de charge entre le défaut et le point d'arrivée :

$$H' = H_{asp}^{i+1} + (Z_{i+1} - Z') + h_f$$

$$H' = H_{asp}^{i+1} + \Delta Z + \frac{0,084 \cdot \lambda \cdot Q^2}{D_{int}^5} \cdot L,$$

Chapitre II Détermination du débit maximal réel de la ligne

$$Q_{max} = \sqrt{\left[\frac{H' - \Delta Z - H_{asp}^{i+1}}{\frac{0,084 \cdot \lambda}{D_{int}^5} * L'} \right]}$$

Admettant le régime 'tube lisse':

$$2320 < Re < Re_{crI}$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}$$

$$Re = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D \cdot \nu}$$

Soit :

$$Q_{max} = \left[\frac{H' - \Delta Z - H_{asp}^{i+1}}{\frac{0,0187 \cdot (\nu \cdot \pi)^{0,25}}{D_{int}^{4,75}} * L'} \right]^{1/1,75}$$

Avec :

H' : Elle égale au '0.98 H'_{red} ' (Pr déterminée par la norme B31G) en (m) ;

H_{asp}^{i+1} : La pression d'aspiration de la station i+1 en (m)

Z' : La dénivellation ou l'altitude au point corrodé en (m) ;

Z_{i+1} : La dénivellation ou l'altitude au point d'arrivée en (m) ;

ν : La viscosité cinématique en m^2/s

Q_{max} : Débit maximale autorisé dans chaque défaut en m^3/s ;

L' : La distance entre le défaut et la fin du tronçon.

Après avoir tiré le débit minimal, qui représente le débit max de chaque tronçon on détermine P_{ref} de chaque station tel que :

Le bilan de charge entre la station i et le défaut :

$$H_{ref} = H' + \Delta Z + h'_f$$

Chapitre II Détermination du débit maximal réel de la ligne

$$H_{ref} = H' + (Z' - Z_i) + \frac{0,084 \cdot \lambda \cdot Q_{max}^2}{D_{int}^5} [L - L']$$

Avec :

H_{ref} : La pression de refoulement de la station i qui correspond au débit max exprimé en m ;

H' : Elle égale au $0,98H'_{red} (= P'_{red}/(\rho * g))$ en (m) ;

Z' : La dénivellation ou l'altitude au point corrodé en (m) ;

Z_i : La dénivellation ou l'altitude au point de départ en (m) ;

Q_{max} : Le débit maximal du tronçon ;

λ : Coefficient de résistance hydraulique ;

L : La longueur du tronçon entre la station (i, i+1) ;

L' : La distance entre le défaut et la fin du tronçon.

Voilà Les données résumées dans le tableau suivant :

		SP1-SP1 bis	SP1 bis- SP2	Sp1-Sp2	SP2-SP3	SP3-COL SLA
La longueur du tronçon	L (m)	189830	160659	350489	135754	46974
l'épaisseur moyenne	δ (m)	0,00793	0,00727	0,00752	0,00682	0,00697
Altitude	ΔZ	-67,34	134,1	66,76	248,1	566,8
la rugosité absolue	e (m)	0,00002	0,00002	0,00002	0,00002	0,00002
la viscosité	v (m ² /s)	0,000003	0,000003	0,000003	0,000003	0,000003
le diamètre extérieur	D_{ext} (m)	0,6096	0,6096	0,6096	0,6096	0,6096
la densité	ρ (kg/m ³)	803	803	803	803	803
vitesse de rotation	n (tr/mn)	2950	3000	3780	2950	3560
Rendement	η	0,89	0,82	0,8	0,86	0,84
le diamètre intérieur	D_{ext} (m)	0,59374	0,59506	0,59456	0,59596	0,59566
La rugosité relative	ξ	6,737E-05	6,722E-05	6,7277E-05	6,7119E-05	6,7152E-05
Pression d'aspiration	P_{asp} (bar)	12,4	5,6	5,6	5,4	1

Tableau II.3 : les données sur les tronçons de l'OB1

3.3.1. Application sur le premier tronçon SP1-SP1bis :

Le tableau ci-dessous exprime quelques valeurs obtenues pour les défauts les plus dangereux enregistrés :

N°	Distance [m]	événement	altitude [m]	ép. [mm]	Prof [mm]	Long[mm]	Position	PMS [bar]	G	M	P _{red} [bar]	P'=0.98*P' _{red}	ΔZ [m]	H'=0.98*H' _{red}	Q[m ³ /s]	C _{pr}
156	44,85	Corrosion	150,188	12,7	6,604	442	05 :05	111	4,4858	4,5960	58,61	57,43	-67,188	729,1190	0,4769	0,52
246	220,428	Corrosion	147,533	9,52	1,7136	23	05 :49	83,20	0,2696	1,0357	91,10	81,54	-64,533	1035,1367	0,5955	0,98
260	4708,857	Corrosion	129,856	9,52	1,3328	37	07 :01	83,20	0,4337	1,0900	90,76	81,54	-46,856	1035,1367	0,5972	0,98
247	515,552	Corrosion	151,883	9,52	0,952	16	04 :51	83,20	0,1875	1,0174	91,42	81,54	-68,883	1035,1367	0,5976	0,98
261	5011,788	Corrosion	130,811	9,52	1,6184	105	04 :53	83,20	1,2308	1,5858	87,40	81,54	-47,811	1035,1367	0,5981	0,98
257	4068,225	Corrosion	135,632	9,52	0,952	22	06 :07	83,20	0,2578	1,0327	91,32	81,54	-52,632	1035,1367	0,5982	0,98
254	3582,072	Corrosion	139,028	9,52	1,428	126	03 :30	83,20	1,4770	1,7836	87,27	81,54	-56,028	1035,1367	0,5985	0,98
250	3204,556	Corrosion	141,818	9,52	1,3328	69	05 :13	83,20	0,8088	1,2861	89,48	81,54	-58,818	1035,1367	0,5989	0,98
251	3204,556	Aac	141,818	9,52	1,6184	70	05 :02	83,20	0,8205	1,2935	88,95	81,54	-58,818	1035,1367	0,5989	0,98
252	3204,559	Corrosion	141,818	9,52	1,6184	67	05 :02	83,20	0,7853	1,2715	89,09	81,54	-58,818	1035,1367	0,5989	0,98
253	3280,523	Corrosion	141,774	9,52	1,428	13	06 :25	83,20	0,1523	1,0115	91,41	81,54	-58,774	1035,1367	0,5990	0,98
263	5275,23	Corrosion	137,017	9,52	1,2376	14	05 :44	83,20	0,1641	1,0133	91,41	81,54	-54,017	1035,1367	0,6009	0,98
248	851,188	Corrosion	161,18	9,52	0,952	38	07 :53	83,20	0,4454	1,0947	90,96	81,54	-78,18	1035,1367	0,6016	0,98
264	5382,598	Corrosion	140,206	9,52	1,0472	49	08 :18	83,20	0,5743	1,1532	90,57	81,54	-57,206	1035,1367	0,6023	0,98
249	2405,836	Corrosion	156,396	9,52	1,2376	21	03 :49	83,20	0,2461	1,0298	91,28	81,54	-73,396	1035,1367	0,6027	0,98
275	7522,334	Corrosion	152,043	9,52	1,5232	16	04 :51	83,20	0,1875	1,0174	91,34	81,54	-69,043	1035,1367	0,6107	0,98
276	7673,863	Corrosion	152,003	9,52	1,0472	18	06 :27	83,20	0,2110	1,0220	91,37	81,54	-69,003	1035,1367	0,6110	0,98
265	6033,869	Corrosion	170,319	9,52	1,904	19	07 :44	83,20	0,2227	1,0245	91,19	81,54	-87,319	1035,1367	0,6145	0,98

On peut tirer donc le débit limiteur du tronçon : $Q_{max} = 1717 \text{ m}^3/\text{h}$

Aac : amas d'anomalie de corrosion

3.3.2. Application sur le 2^{ème} tronçon SP1bis-SP2 :

Le tableau ci-dessous représente les débits max d'une partie des défauts les plus dangereux enregistrés :

N°	Distance [m]	événement	altitude [m]	ep[mm]	Prof [mm]	long [mm]	Position	PMS [bar]	G	M	P _{red} [bar]	P'= 0.98*P' _{red}	ΔZ [m]	H'= 0.98*H' _{red}	Q [m ³ /s]	C _{pr}
977	60497,366	Aac	72,69	7,13	4,991	95	05 :51	62,32	1,2868	1,6297	51,23	50,20	144,41	637,3240	0,5436	0,82
1157	60510,434	Aac	73,548	7,13	6,0605	66	06 :18	62,32	0,8940	1,3413	51,43	50,40	143,552	639,8595	0,5461	0,83
954	60496,145	Aac	72,604	7,13	5,4188	73	05 :22	62,32	0,9888	1,4063	52,86	51,81	144,496	657,6479	0,5583	0,85
1072	60508,47	Aac	73,43	7,13	5,704	66	06 :18	62,32	0,8940	1,3413	53,10	52,04	143,67	660,6524	0,5611	0,85
1004	60507,185	Aac	73,349	7,13	4,4206	99	05 :41	62,32	1,3410	1,6728	53,41	52,35	143,751	664,4972	0,5638	0,86
936	60495,792	Aac	72,579	7,13	5,2762	73	06 :16	62,32	0,9888	1,4063	53,50	52,43	144,521	665,5582	0,5640	0,86
8002	88898,392	Aac	69,473	6,35	5,3975	72	02 :39	55,50	1,0334	1,4380	43,66	42,79	147,627	543,1464	0,5656	0,79
1049	60508,131	Aac	73,408	7,13	5,2762	71	05 :28	62,32	0,9617	1,3874	53,90	52,82	143,692	670,4974	0,5681	0,86
1093	60508,792	Aac	73,45	7,13	3,7076	128	05 :41	62,32	1,7338	2,0015	54,17	53,08	143,65	673,8748	0,5706	0,87
11321	91616,535	Aac	67,601	6,35	5,3975	74	12 :22	55,50	1,0621	1,4588	43,26	42,39	149,499	538,1646	0,5711	0,78
8007	88898,488	Aac	69,471	6,35	5,3975	69	02 :39	55,50	0,9904	1,4074	44,29	43,40	147,629	550,9426	0,5733	0,80
1135	60509,75	Aac	73,509	7,13	6,0605	54	05 :00	62,32	0,7314	1,2390	54,74	53,65	143,591	681,0294	0,5757	0,88
1036	60507,944	Aac	73,397	7,13	3,4937	131	05 :30	62,32	1,7744	2,0368	54,97	53,87	143,703	683,8983	0,5776	0,88
6011	88765,442	Aac	71,348	6,35	4,064	120	03 :03	55,50	1,7224	1,9916	44,54	43,65	145,752	554,1661	0,5777	0,80
13736	97624,375	Amas	67,679	6,35	5,334	85	08 :17	55,50	1,2200	1,5775	41,65	40,81	149,421	518,1071	0,5795	0,75
8100	88900,498	Aac	69,432	6,35	4,3815	98	03 :06	55,50	1,4066	1,7258	44,95	44,05	147,668	559,1692	0,5814	0,81
8546	88910,289	Aac	69,273	6,35	3,429	178	07 :47	55,50	2,5548	2,7436	44,97	44,07	147,827	559,4939	0,5816	0,81
14472	99604,828	Aac	63,503	6,35	4,826	109	03 :58	55,50	1,5645	1,8568	41,42	40,59	153,597	515,2987	0,5822	0,75

On peut tirer donc le débit limiteur du tronçon : $Q_{max} = 1957 \text{ m}^3/h$

3.3.3. Application sur le 3^{ème} tronçon SP2-SP3 :

Le tableau ci-dessous représente les débits max d'une partie des défauts les plus dangereux enregistrés :

N°	Distance [m]	événement	altitude [m]	ép. [mm]	Prof [mm]	long [mm]	Position	PMS [bar]	G	M	P _{red} [bar]	P' ₌ 0.98*P' _{red}	ΔZ [m]	H' ₌ 0.98*H' _{red}	Q[m ³ /s]	C _{pr}
7171	68742,066	Aac	417,869	6,35	5,3975	196	06 :40	43,5	2,8132	2,9856	25,59	25,08	47,331	318,3847	0,4221	0,59
12369	73137,18	Aac	414,739	6,35	5,3975	174	09 :59	43,5	2,4974	2,6902	26,27	25,74	50,461	326,7922	0,4432	0,60
12461	73142,526	Aac	414,727	6,35	5,3975	155	01 :07	43,5	2,2247	2,4391	27,01	26,47	50,473	336,0217	0,4544	0,62
34167	125480,353	Aac	413,83	6,35	4,445	590	04 :55	43,5	8,4683	8,5271	14,36	14,07	51,37	178,5849	0,4589	0,33
11510	73091,114	Aac	414,826	6,35	4,7625	175	11 :56	43,5	2,5118	2,7035	29,35	28,77	50,374	365,1794	0,4882	0,67
12170	73132,909	Aac	414,714	6,35	5,3975	114	08 :58	43,5	1,6362	1,9176	29,43	28,84	50,486	366,1571	0,4894	0,68
12509	73145,171	Aac	414,716	6,35	4,826	136	12 :31	43,5	1,9520	2,1932	30,70	30,08	50,484	381,8955	0,5070	0,71
11371	73083,226	Aac	414,844	6,35	2,2225	365	11 :50	43,5	5,2388	5,3334	31,10	30,48	50,356	386,9339	0,5124	0,72
6652	68472,307	Aac	418,521	6,35	3,8735	198	06 :24	43,5	2,8419	3,0127	32,82	32,16	46,679	408,3177	0,5203	0,75
4491	41810,397	Aac	509,67	6,35	5,3975	71	04 :53	43,5	1,0191	1,4278	34,38	33,69	-44,47	427,7119	0,5260	0,79
6671	68473,234	Aac	418,498	6,35	5,3975	70	04 :46	43,5	1,0047	1,4175	34,54	33,85	46,702	429,7487	0,5417	0,79
3470	37887,015	Aac	447,792	6,35	2,6035	78	05 :15	43,5	1,1195	1,5011	42,51	41,66	17,408	528,8730	0,5429	0,98
3989	39360,958	Aac	450,281	6,35	2,54	91	04 :56	43,5	1,3061	1,6450	41,88	41,04	14,919	520,9999	0,5434	0,96
18527	99247,084	Aac	413,754	6,35	3,048	321	07 :18	43,5	4,6073	4,7146	24,88	24,38	51,446	309,5471	0,5458	0,57
13736	74326,619	Aac	412,526	6,35	4,2545	133	07 :55	43,5	1,9089	2,1550	33,40	32,73	52,674	415,5127	0,5460	0,77
3789	38602,402	Aac	448,387	6,35	2,3495	86	06 :05	43,5	1,2344	1,5886	42,67	41,82	16,813	530,8777	0,5468	0,98
3982	39360,423	Aac	450,279	6,35	3,302	60	06 :19	43,5	0,8612	1,3197	42,40	41,55	14,921	527,4786	0,5480	0,97
3444	37878,163	Aac	447,9	6,35	1,778	104	06 :23	43,5	1,4927	1,7967	43,43	42,56	17,3	540,2967	0,5509	0,99

Voilà le débit limiteur du tronçon : $Q_{max} = 1520 \text{ m}^3/h$

3.3.4 Application sur le 4^{ème} tronçon SP3-Col de SELATNA :

Le tableau ci-dessous représente les débits max d'une partie des défauts les plus dangereux enregistrés :

N°	Distance [m]	Evénement	Altitude [m]	ép. [mm]	Prof [mm]	long [mm]	position	PMS [bar]	G	M	P _{red} [bar]	P'=0.98*P' _{red}	ΔZ [m]	H'=0.98*H' _{red}	Q [m ³ /s]	C _{pr}
1469	12541,25	Aac	537,132	7,13	5,2762	100	06 :03	62,32	1,3545	1,6837	49,12	48,14	494,868	611,1579	0,4507	0,78
1679	12550,36	Aac	537,25	7,13	4,4206	151	06 :18	62,32	2,0453	2,2767	49,14	48,15	494,75	611,2828	0,4513	0,79
1800	12552,14	Aac	537,247	7,13	4,6345	103	04 :48	62,32	1,3952	1,7165	51,96	50,92	494,753	646,4419	0,5332	0,83
1290	12535,68	Aac	537,029	7,13	6,0605	59	05 :04	62,32	0,7992	1,2801	53,30	52,23	494,971	663,0629	0,5681	0,86
2184	12559,88	Aac	537,243	7,13	6,0605	59	05 :54	62,32	0,7992	1,2801	53,30	52,23	494,757	663,0629	0,5688	0,86
4165	12714,07	Corrosion	540,698	7,13	5,4188	72	08 :46	62,32	0,9753	1,3968	53,07	52,00	491,302	660,1741	0,5715	0,85
4166	12714,07	Aac	540,698	7,13	5,4188	72	08 :46	62,32	0,9753	1,3968	53,07	52,00	491,302	660,1741	0,5715	0,85
1255	12534,55	Aac	537,009	7,13	4,3493	98	05 :27	62,32	1,3274	1,6619	53,85	52,77	494,991	669,9130	0,5823	0,86
1752	12551,56	Aac	537,248	7,13	4,4206	94	05 :57	62,32	1,2732	1,6190	54,00	52,92	494,752	671,8220	0,5868	0,87
2360	12564,01	Aac	537,278	7,13	4,4206	92	06 :56	62,32	1,2462	1,5978	54,25	53,16	494,722	674,8944	0,5932	0,87
2893	12586,1	Aac	537,45	7,13	3,7789	121	05 :24	62,32	1,6390	1,9199	54,33	53,24	494,55	675,8506	0,5957	0,87
2243	12561,02	Aac	537,248	7,13	4,4206	88	04 :57	62,32	1,1920	1,5559	54,76	53,67	494,752	681,2951	0,6060	0,88
1343	12536,81	Aac	537,049	7,13	3,2798	151	05 :42	62,32	2,0453	2,2767	54,93	53,83	494,951	683,3096	0,6094	0,88
1766	12551,71	Aac	537,248	7,13	2,6381	290	05 :03	62,32	3,9281	4,0534	54,99	53,89	494,752	684,0649	0,6114	0,88
2374	12564,33	Aac	537,282	7,13	4,3493	86	06 :51	62,32	1,1649	1,5352	55,33	54,22	494,718	688,3170	0,6200	0,89
490	11857,04	Aac	533,334	7,13	5,3475	59	05 :54	62,32	0,7992	1,2801	56,24	55,12	498,666	699,6904	0,6271	0,90
2836	12585,1	Aac	537,451	7,13	3,8502	101	05 :08	62,32	1,3681	1,6946	55,71	54,59	494,549	693,0118	0,6297	0,89
2926	12586,68	Aac	537,449	7,13	3,4937	113	06 :28	62,32	1,5306	1,8283	56,20	55,07	494,551	699,1265	0,6414	0,90

Voilà le débit limiteur du tronçon : $Q_{max} = 1622m^3/h$

3.3.5. Détermination des pressions de refoulement max de chaque station :

Exemple de calcul : Le tronçon SP2-SP3 qui correspond à un débit de $1520 \text{ m}^3/\text{h}$.

$$H_{ref} = H' + (Z' - Z_i) + \frac{0,084 \cdot \lambda \cdot Q^2}{D_{int}^5} [L - L']$$

$$Re = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot \vartheta \cdot D} = 300\,724,852$$

$$Re_{cr1} = \frac{59,5}{\varepsilon^{8/7}} = 3\,498\,133,82$$

$$2320 < Re < Re_{cr1}$$

Le régime est tube lisse

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0.25}} = 0,01351121$$

$$H_{ref} = 704,023 \text{ m}$$

$$P_{ref} = 55,45 \text{ bars}$$

Les résultats sont résumés dans le tableau suivant pour les quatre Tronçons :

Station de pompage	$Q_{max}(\text{m}^3/\text{s})$	$Q_{max}(\text{m}^3/\text{h})$	Pref (bar)
SP1 –SP1Bis	0,4769	1717	57,44
SP1 Bis-SP2	0,5436	1957	69,57
SP2-SP3	0,4221	1520	55,45
SP3-Col de Selatna	0,4507	1622	56,80

La valeur minimale de Q_{max} sera le débit limiteur de la ligne $1520 \text{ m}^3/\text{h}$.

3.3.6 Calcul hydraulique pour le débit limiteur de la ligne 1520 m³/h .

	Q [m ³ /h]	Q [m ³ /s]	Re1	Re2	Re	λ	Hfrot [m]	Hfrot+ ΔZ [m]	Pasp [bar]	Hasp [m]	Href [m]	Pref [bar]
SP1-SP1bis	1520	0,4222	3483269,22	4588460,25	301963,095	0,01349733	519,9873	452,6473	12,3	156,1422	608,7896	47,95
SP1bis-SP2	1520	0,4222	3492120,9	4595478,81	301293,261	0,01350483	435,4635	569,5635	5,6	71,0891	640,6527	50,46
SP2-SP3	1520	0,4222	3498157,74	4607463,9	300838,257	0,01350993	365,3269	613,4269	5,4	68,5502	681,9772	53,72
SP3-COLSeltna	1520	0,4222	3496145,31	4604895,43	300989,772	0,01350823	126,7142	693,5142	1	12,6944	706,2087	55,63

4. Calcul hydraulique pour les différents régimes de fonctionnement de la ligne OB1 :

1ère phase 800m³/h

	Q [m ³ /h]	Q [m ³ /s]	Re1	Re2	Re	λ	Hfrot [m]	Hfrot+ ΔZ [m]	Pasp[bar]	Hasp [m]	Href [m]	Pref [bar]
SP1-SP2	800	0,2222	3488767,66	57325748,1	158708,756	0,01585208	310,1961	376,9561	5,6	71,08917	448,0453	35,29
SP2-SP3	800	0,2222	3498157,74	57472374	158335,925	0,0158614	118,8127	366,9127	5,4	68,5502	435,4629	34,30
SP3-COLSeltna	800	0,2222	3496145,31	57440951,8	158415,67	0,01585941	41,2103	608,0103	1	12,6944	620,7048	48,89

2ème phase 1100m³/h

	Q [m ³ /h]	Q [m ³ /s]	Re1	Re2	Re	λ	Hfrot [m]	Hfrot+ΔZ [m]	Pasp [bar]	Hasp [m]	Href [m]	Pref [bar]
SP1-SP2	1100	0,3055	3488767,66	4595478,81	218224,539	0,01463897	541,5844	608,3444	5,6	71,0891	679,4336	53,52
SP2-SP3	1100	0,3055	3498157,74	4607463,9	217711,897	0,01464758	207,4400	455,5400	5,4	68,5502	524,0903	41,28
SP3-COLSeltna	1100	0,3055	3496145,31	4604895,43	217821,546	0,01464574	71,9509	638,7509	1	12,6944	651,4454	51,31

3ème phase 1800m³/h

	Q [m ³ /h]	Q [m ³ /s]	Re1	Re2	Re	λ	Hfrot [m]	Hfrot+ΔZ [m]	Pasp [bar]	Hasp [m]	Href [m]	Pref [bar]
SP1-SP1bis	1800	0,5	3483269,22	4588460,25	357587,875	0,0129387	699,0260	631,6860	12,4	157,411	789,097	62,16
SP1bis-SP2	1800	0,5	3492120,9	4595478,81	356794,651	0,01294589	585,3996	719,4996	5,6	71,0891	790,5888	62,27
SP2-SP3	1800	0,5	3498157,74	4607463,9	356255,831	0,01295078	491,1140	739,2140	5,4	68,5502	807,7643	63,63
SP3-COLSeltna	1800	0,5	3496145,31	4604895,43	356435,257	0,01294915	170,3436	737,1436	1	12,6944	749,8381	59,06

5. Analyse et interprétation des résultats :

- a. L'envoi d'outil intelligent d'inspection a permis de détecter toutes les anomalies existantes, principalement les points de corrosion intérieurs et extérieurs le long de pipeline ; le nombre des défauts totale enregistrés était supérieur à 81000 défauts; avec une concentration de $C = 153,4 \frac{def}{km}$, une concentration varie d'un tronçon à un autre tel qu'il montre le tableau ci-dessous :

Tronçon	SP1-SP1bis	SPBIS-SP2	SP2-SP3	SP3-Col de Sel
La longueur [km]	183,830	160,659	135,754	46,974
Concentration[$\frac{def}{km}$]	67,12	128,04	286,14	205,15

SP1-SP1BIS

- Les points de corrosion enregistrés par l'outil intelligent étaient 12 743 défauts.
- La perte de métal totale de tous les défauts enregistrés (corrosion et amas d'anomalie de corrosion) est égale à 15437,6 mm.
- La perte de métal moyenne correspondante est égale à 17,1 % de l'épaisseur.

SP1 bis - SP2

- Les points de corrosion enregistrés par l'outil intelligent étaient 20 572 défauts.
- La perte de métal totale de tous les défauts enregistrés (corrosion et amas d'anomalie de corrosion) est égale à 23860,4 mm.
- La perte de métal moyenne correspondante est égale à 18.03 % de l'épaisseur.

SP2-SP3

- Les points de corrosion enregistrés par l'outil intelligent étaient 38 846 défauts.
- La perte de métal totale de tous les défauts enregistrés (corrosion et amas d'anomalie de corrosion) est égale à 52610,3 mm.
- La perte de métal moyenne correspondante est égale à 20,45 % de l'épaisseur.

SP3-Col de Selatna

- Les points de corrosion enregistrés par l'outil intelligent étaient 9637 défauts.
- La perte de métal totale de tous les défauts enregistrés (corrosion et amas d'anomalie de corrosion) est égale à 10236,1 mm.
- La perte de métal moyenne correspondante est égale à 15,46 % de l'épaisseur.

- b. La majorité des défauts dangereux notés sont situés sur la surface latérale inférieure de la conduite cela est traduit par l'accumulation énorme de la corrosion dans cette partie ; le mode de cette corrosion peut être :
- Une corrosion interne provoquée le plus souvent par des attaques chimiques de la surface interne de la conduite. Ce type de corrosion est favorisé par la présence de bactéries sulfato-réductrices.
 - Une corrosion externe provoquée le plus souvent par des phénomènes de type électrochimique et chimique, dans ce cas-là ; la cause peut être l'agressivité du sol (sol de faible résistivité électrique ce qui favorise le passage rapide de courant).
- c. En admettant la norme B31G, on a défini la PMS original, la nouvelle PMS du pipeline corrodé ($P_{\text{réd}}$) et le facteur de réduction de pression :

	SP1-SP1 bis	SP1 bis-SP2	SP2-SP3	SP3-col de selatna
Localisation des défauts les plus dangereux	Les premiers 8 KM	entre 60 et 100 Km à partir de la SP1-Bis	entre 37 et 126 Km à partir de la SP2	entre 12 et 13 Km à partir de la SP3
La gravité des défauts selon le C_{pr}	Faible sauf pour le 1 ^{er} défaut	Faible	Importante dans certains points	moyenne

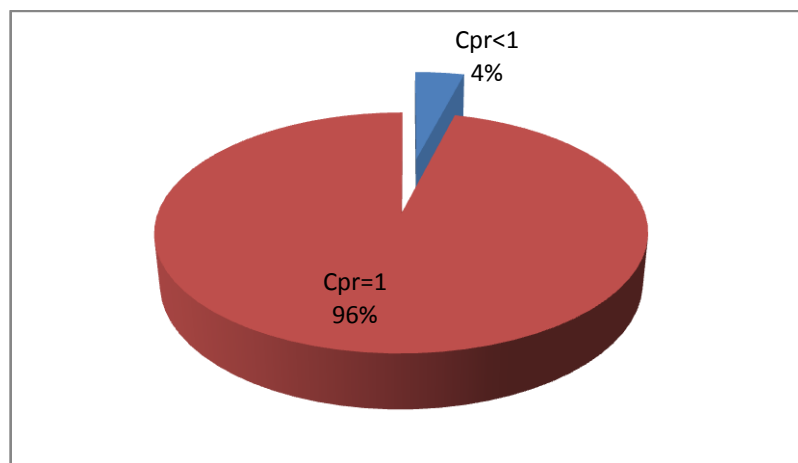


Figure II.12 : Distribution des défauts le long de la ligne OB1 selon le facteur de réduction de pression C_{pr}

Les résultats obtenues sont des valeurs approximatives, cela se traduit par :

- On n'a pas pris en considération les variations de la viscosité en fonction de la température le long de la ligne. Cette dernière influe directement sur les pertes de charge par frottement.

– On a considéré que les pertes de charges singulières égales à 0.02 des pertes de charge par frottement donc ces pertes peuvent être plus ou moins importantes selon le profil de la ligne. Les résultats montrent selon ces anomalies enregistrées que l'OB1 peut fonctionner normalement sous un régime de 800 et de 1100 m^3/h , mais il y a un risque s'il fonctionne sous un régime de 1800 m^3/h , le risque est lié d'une façon proportionnelle au pourcentage de conservatisme de la norme B31G.

6. Évaluation des points les plus dangereux :

La dégradation continue des pipelines oblige les opérateurs de procéder à une réparation ou à une réhabilitation immédiate pour que les oléoducs continuent à fonctionner normalement. Pour cela on calcule les pressions d'opération en chaque point et on fait la comparaison.

Calcul de la pente hydraulique i :

$$i = \frac{P_{ref}^i - P_{asp}^i}{L_i}$$

Avec:

Pref: SP1 = 70 bars, SP1-bis = 76 bars, SP2 = 71bars, SP3= 71bars.

Pasp : SP1-bis = 12,4 bars, SP2 = 5,6 bars, SP3 = 5,4 bars, col de Sel = 1 bar.

Longueurs : $L_1 = 189\ 830$ m, $L_2=160\ 659$, $L_3=135754$, $L_4= 46974$.

Calcul de la pression d'opération dans le pipeline au niveau de chaque point de corrosion :

$$P_{op}^i = P_{ref}^i - i L_i'$$

L_i' : La distance entre le point de départ de la station et le défaut.

Chapitre II Détermination du débit maximal réel de la ligne

Les résultats sont représentés dans le tableau suivant :

	SP1-SP1 bis		SP1 bis-SP2		SP2-SP3		SP3-col de Selatna	
i	0,000303429		0,0004381951		0,0004832270		0,001490186	
Défauts	Longueur L'(m)	P _{op} (bars)	Longueur L'(m)	P _{op} (bars)	Longueur L'(m)	P _{op} (bars)	Longueur L'(m)	P _{op} (bars)
1	44,85	69,99	60497,366	49,49	68742,066	37,78	12541,25	52,31
2	220,428	69,93	60510,434	49,48	73137,18	35,65	12550,36	52,30
3	4708,857	68,57	60496,145	49,49	73142,526	35,65	12552,14	52,29
4	515,552	69,84	60508,47	49,48	125480,353	10,36	12535,68	52,32
5	5011,788	68,48	60507,185	49,48	73091,114	35,68	12559,88	52,28
6	4068,225	68,77	60495,792	49,49	73132,909	35,66	12714,07	52,05
7	3582,072	68,91	88898,392	37,04	73145,171	35,65	12714,07	52,05
8	3204,556	69,03	60508,131	49,48	73083,226	35,68	12534,55	52,32
9	3204,556	69,03	60508,792	49,48	68472,307	37,91	12551,56	52,30
10	3204,559	69,03	91616,535	35,85	41810,397	50,79	12564,01	52,28
11	3280,523	69,00	88898,488	37,04	68473,234	37,91	12586,1	52,24
12	5275,23	68,40	60509,75	49,48	37887,015	52,69	12561,02	52,28
13	851,188	69,74	60507,944	49,48	39360,958	51,97	12536,81	52,32
14	5382,598	68,37	88765,442	37,10	99247,084	23,04	12551,71	52,30
15	2405,836	69,27	97624,375	33,22	74326,619	35,08	12564,33	52,28
16	7522,334	67,72	88900,498	37,04	38602,402	52,34	11857,04	53,33
17	7673,863	67,67	88910,289	37,03	39360,423	51,97	12585,1	52,31
18	6033,869	68,17	99604,828	32,35	37878,163	52,69	12586,68	52,30

SP1-SP1BIS

Pour le 1^{er} défaut la P_{op} est supérieure à la pression réduite et inférieure à la PMS donc il est nécessaire de procéder à une atténuation du débit et prévision de réparation.

Pour le reste des défauts la P_{op} est inférieure à la pression réduite et à la PMS, pas de risque d'éclatement.

SP1 BIS - SP2

Pour tous les défauts représentés on remarque que la P_{op} est inférieure à la pression réduite et à la PMS, pas risque d'éclatement.

SP2-SP3

Pour 4^{ème} et 14^{ème} défaut la P_{op} est inférieure à la pression réduite et à la PMS, pas de risque d'éclatement (les défauts ne sont pas dangereux).

Pour les défauts : 1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 9, 11, 15 la P_{op} est supérieure à la pression réduite et inférieure à la PMS donc il est nécessaire de procéder à une atténuation du débit et prévision de réparation.

Pour les défauts 10,12, 13, 14, 16, 17, 18 la P_{op} est supérieure à la pression réduite et à la PMS donc il est nécessaire de procéder à une réparation immédiate.

SP3-Col de Selatna

Pour les défauts : 1, 2, 3 la P_{op} est supérieure à la pression réduite et inférieure à la PMS donc il est nécessaire de procéder à une atténuation du débit et prévision de réparation.

Pour le reste des défauts la P_{op} est inférieure à la pression réduite et de la PMS, pas de risque d'éclatement.

6. Conclusion

Les calculs qu'on a fait sont fondés sur la base des théorèmes de la norme B31G, ce qui les rend purement déterministes, cette norme qui est connue par son conservatisme dans la plupart des cas, a laissé certainement une marge de sécurité, alors on peut conclure à la fin que l'OB1 peut fonctionner en toute sécurité sous un débit de **1520 m³/h** , mais ça n'empêche pas que cet oléoduc peut admettre un débit légèrement supérieure de ce dernier.

III.1.Introduction :

Tous les domaines de l'engineering emploient les modèles mathématiques, un modèle mathématique est un système constitué d'un ensemble de relations mathématique dans le but de représenter ou de produire les caractéristiques et le fonctionnement de ce système.

Dans ce chapitre, on cherche à trouver un modèle mathématique qui permet de donner le comportement des pompes.

III.2. Notion théorique sur la modélisation :

La modélisation est une description du comportement d'un système de productions données sous forme d'équation mathématique afin de leur appliquer les outils mathématiques appropriés, la modélisation occupe une place très importante puisque la mise en point du modèle mathématique mise directement à la compréhension et l'amélioration des processus de production.

III.3. Méthodes de moindres carrées (ajustement parabolique) :

Cette méthode consiste à trouver la régression optimale donnant le minimum d'erreurs entre la valeur donnée par la régression et la valeur expérimentale, cela dit, une estimation du comportement de la variable est donnée par une fonction F la détermination des coefficients se fait comme suit : soit S la somme des erreurs de chaque estimation par la fonction F par rapport à celle expérimentale

$$S = \sum_{i=1}^n ((f(x_i) - y_i)^2)$$

Les coefficients de la régression estimée seraient la solution du système d'équations obtenues après l'égalisation à zéro de toutes les dérivées partielles de la fonction S ; il a annoncé que les variables de la fonction S sont les coefficients de la régression donnée par la fonction F.

$$\frac{\partial S}{\partial a_i} = 0 \text{ pour } i = 0,1,2 \dots m$$

Où m est l'ordre du polynôme de régression.

Donc :

$$S = \sum_{i=1}^n (y_{\text{mod } i} - y_{\text{exp } i})^2$$

Où : $S = \sum_{i=1}^n (ax_i^2 + bx_i + c - y_{\text{exp } i})^2$ Soit minimal

Ce qui nous mène à résoudre le système :

$$\begin{cases} \frac{\partial s}{\partial a} = 0 \\ \frac{\partial s}{\partial b} = 0 \\ \frac{\partial s}{\partial c} = 0 \end{cases}$$

Donc :

$$c + b \sum_{i=1}^n x_i + a \sum_{i=1}^n x_i^2 = \sum_{i=1}^n y_i$$

$$c \sum_{i=1}^n x_i + b \sum_{i=1}^n x_i^2 + a \sum_{i=1}^n x_i^3 = \sum_{i=1}^n x_i y_i$$

$$c \sum_{i=1}^n x_i^2 + b \sum_{i=1}^n x_i^3 + a \sum_{i=1}^n x_i^4 = \sum_{i=1}^n x_i^2 y_i$$

III.4 Modélisation et équipements :

III.4.1 Modélisation des courbes caractéristiques :

Dans le cas général, plusieurs expériences sont effectuées sur un banc d'essai faisant assimiler à chaque débit passant par la pompe la hauteur manométrique que cette dernière lui associé, tandis que pour notre cas on dispose d'une courbe $H = f(Q)$ qu'on veut modéliser mathématiquement par la méthode des moindres carrés, pour cela on prend **cinq points** de façon à couvrir la totalité de la courbe donnée.

Chapitre III Modélisation des paramètres des pompes de l'OB1

Etant donné que la courbe prend une forme parabolique, on cherche une corrélation polynomiale de 2^{ème} degré de la forme :

$$Y = aX^2 + BX + c$$

C'est-à-dire que la courbe caractéristique de la pompe sera donnée par la relation :

$$H^{mod} = aQ^2 + bQ + c$$

En appliquant la méthode de moindre carré on retrouve les coefficients a, b et c comme ce qui suit :

$$S = \sum_{i=1}^5 (a * Q_i^2 + b * Q_i + c - H_i^{exp})^2$$

$$\frac{\partial S}{\partial a} = \frac{\partial S}{\partial b} = \frac{\partial S}{\partial c} = 0$$

$$\frac{\partial S}{\partial a} = 2 \sum_{i=1}^5 Q_i^2 * (a * Q_i^2 + b * Q_i + c - H_i^{exp}) = 0$$

Alors on obtient :

$$\sum_{i=1}^5 (a * Q_i^4 + b * Q_i^3 + c * Q_i^2) = \sum_{i=1}^5 H_i^{exp} * Q_i^2$$

Et de la même façon pour les dérivées partielles par rapport à b et c

$$\frac{\partial S}{\partial b} = 2 \sum_{i=1}^5 Q_i * (a * Q_i^2 + b * Q_i + c - H_i^{exp}) = 0$$

$$\sum_{i=1}^5 (a * Q_i^3 + b * Q_i^2 + c * Q_i) = \sum_{i=1}^5 H_i^{exp} * Q_i$$

$$\frac{\partial S}{\partial c} = 2 \sum_{i=1}^5 (a * Q_i^2 + b * Q_i + c - H_i^{exp}) = 0$$

$$\sum_{i=1}^5 (a * Q_i^2 + b * Q_i + c) = \sum_{i=1}^5 H_i^{exp}$$

Chapitre III Modélisation des paramètres des pompes de l'OB1

L'écriture matricielle du système d'équations :

$$\frac{\partial S}{\partial i} = 0 \text{ pour } i = a, b, c$$

Est la suivante :

$$\begin{pmatrix} \sum Q_i^4 & \sum Q_i^3 & \sum Q_i^2 \\ \sum Q_i^3 & \sum Q_i^2 & \sum Q_i \\ \sum Q_i^2 & \sum Q_i & 5 \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} a \\ b \\ c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \sum Q_i^2 * H_i^{exp} \\ \sum Q_i * H_i^{exp} \\ \sum H_i^{exp} \end{pmatrix}$$

De la même façon on modélise les courbes des rendements des pompes du faite qu'elles aussi prennent une forme parabolique, et tire la matrice correspondante :

$$\begin{pmatrix} \sum Q_i^4 & \sum Q_i^3 & \sum Q_i^2 \\ \sum Q_i^3 & \sum Q_i^2 & \sum Q_i \\ \sum Q_i^2 & \sum Q_i & 5 \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} a \\ b \\ c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \sum Q_i^2 * \eta_i^{exp} \\ \sum Q_i * \eta_i^{exp} \\ \sum \eta_i^{exp} \end{pmatrix}$$

La résolution du système se fait par MATLAB qui assure de donner les valeurs les plus exactes possible de a, b et c.

III.5 Traitement des données :

III.5.1. Modélisation des courbes caractéristiques pour la pompe de la station SP1

Modèle $H=f(Q)$

	Q (m ³ /h)	H (m)	X ²	X ³	X ⁴	x*y	y*x ²
	X	Y	X ²	X ³	X ⁴	x*y	y*x ²
	800	284	640000	512000000	4,096E+11	227200	181760000
	1100	282	1210000	1331000000	1,4641E+12	310200	341220000
	1400	276	1960000	2744000000	3,8416E+12	386400	540960000
	1800	265	3240000	5832000000	1,04976E+13	477000	858600000
	2200	245	4840000	10648000000	2,34256E+13	539000	1185800000
Σ	7300	1352	11890000	21067000000	3,96385E+13	1939800	3108340000

$$\begin{pmatrix} 3,96385E+13 & 21067000000 & 11890000 \\ 21067000000 & 11890000 & 7300 \\ 11890000 & 7300 & 5 \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} a \\ b \\ c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 3108340000 \\ 1939800 \\ 1352 \end{pmatrix}$$

A l'aide du **MATLAB** on fait la résolution du système matricielle et on aura les valeurs de a b et c tel que :

[a= -0.0000195509281 b=0.0311420624207 c= 271.4246958097729]

Donc : $H_p = (-1,95*10^{-5}) Q^2 + (3,11*10^{-2}) Q + 271,42$

Chapitre III Modélisation des paramètres des pompes de l'OB1

Modèle $\eta = f(Q)$

	Q (m ³ /h)	η (%)					
	X	Y	X ²	X ³	X ⁴	x*y	y*x ²
	800	0,65	640000	512000000	4,096E+11	520	416000
	1100	0,75	1210000	1331000000	1,4641E+12	825	907500
	1400	0,825	1960000	2744000000	3,8416E+12	1155	1617000
	1800	0,885	3240000	5832000000	1,04976E+13	1593	2867400
	2200	0,87	4840000	10648000000	2,34256E+13	1914	4210800
Σ	7300	3,98	11890000	21067000000	3,96385E+13	6007	10018700

$$\begin{pmatrix} 3,96385E+13 & 21067000000 & 11890000 \\ 21067000000 & 11890000 & 7300 \\ 11890000 & 7300 & 5 \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} a \\ b \\ c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 10018700 \\ 6007 \\ 3.98 \end{pmatrix}$$

De la même façon on tire les valeurs de a b et c :

[a=-0.000000175351073 b=0.000686957499898 c=0.210026902781814]

Donc: $\eta = (-1,75*10^{-7}) Q^2 + (6,86*10^{-4}) Q + 0,210$

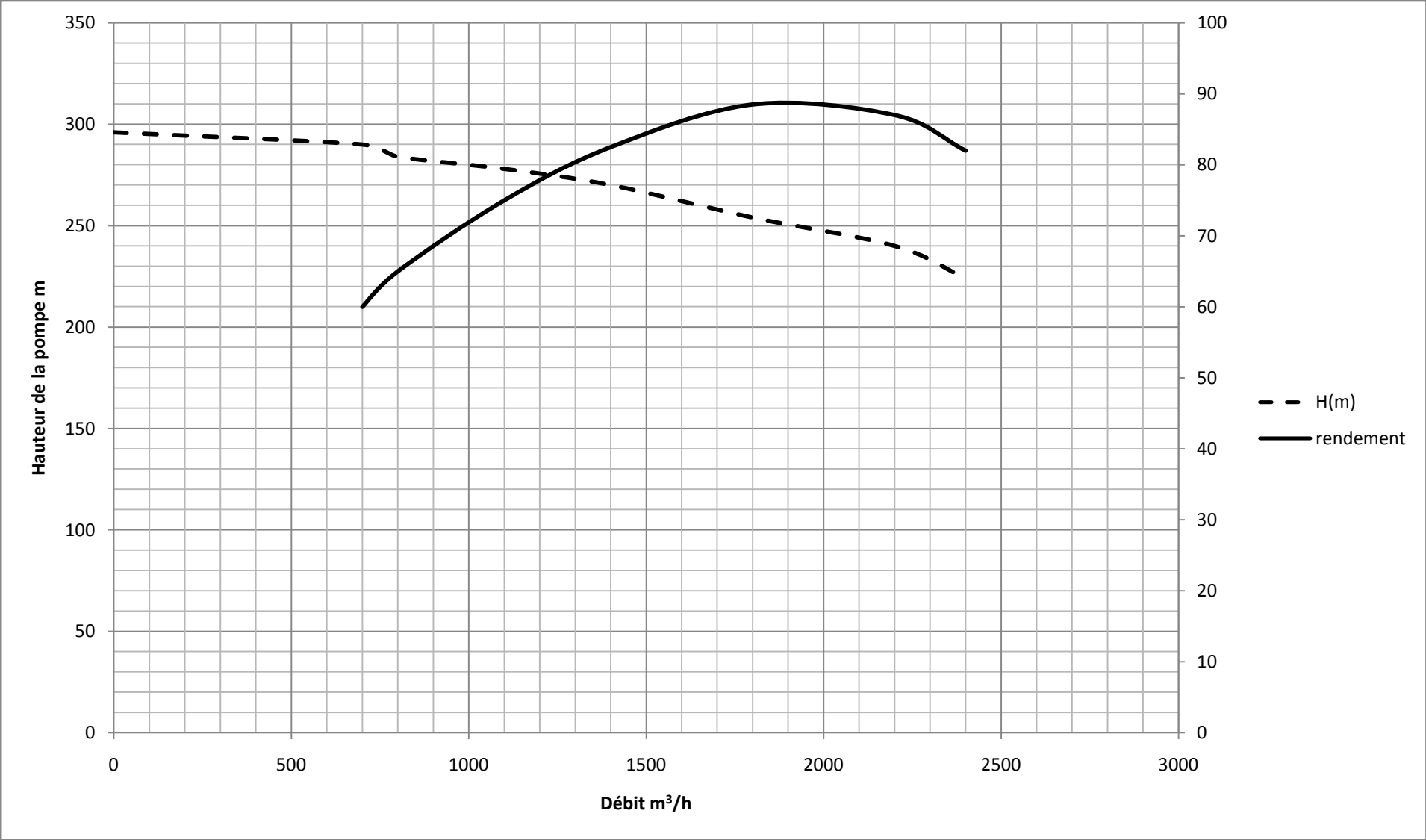


Figure III.1 Courbe caractéristique des pompes de la station SP1

Chapitre III Modélisation des paramètres des pompes de l'OB1

III.5.2. Modélisation des courbes caractéristiques pour la pompe de la station SP1bis :

Modèle $H = f(Q)$

Q (m3/h)	H(m)	X ²	X ³	X ⁴	x*y	y*x ²
X	Y					
800	1160	640000	512000000	4,096E+11	928000	742400000
1100	1145	1210000	1331000000	1,4641E+12	1259500	1385450000
1400	1130	1960000	2744000000	3,8416E+12	1582000	2214800000
1800	1104	3240000	5832000000	1,04976E+13	1987200	3576960000
2200	1010	4840000	10648000000	2,34256E+13	2222000	4888400000
Σ	7300	11890000	21067000000	3,96385E+13	7978700	12808010000

$$\begin{pmatrix} 3,96385E + 13 & 21067000000 & 11890000 \\ 21067000000 & 11890000 & 7300 \\ 11890000 & 7300 & 5 \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} a \\ b \\ c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 12808010000 \\ 7978700 \\ 5549 \end{pmatrix}$$

[a= -0.000086424007 b=0.160377960486 c=1081.164465672991]

Donc : $H_p = (-8,64*10^{-5}) Q^2 + (1,60*10^{-1}) Q + 1081,164$

Chapitre III Modélisation des paramètres des pompes de l'OB1

Modèle $\eta = f(Q)$

	Q (m3/h)	η (%)	X^2	X^3	X^4	$x*y$	$y*x^2$
	X	Y					
	800	0,59	640000	512000000	4,096E+11	472	377600
	1100	0,7	1210000	1331000000	1,4641E+12	770	847000
	1400	0,76	1960000	2744000000	3,8416E+12	1064	1489600
	1800	0,8	3240000	5832000000	1,04976E+13	1440	2592000
	2200	0,83	4840000	10648000000	2,34256E+13	1826	4017200
Σ	7300	3,68	11890000	21067000000	3,96385E+13	5572	9323400

$$\begin{pmatrix} 3,96385E + 13 & 21067000000 & 11890000 \\ 21067000000 & 11890000 & 7300 \\ 11890000 & 7300 & 5 \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} a \\ b \\ c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 9323400 \\ 5572 \\ 3.68 \end{pmatrix}$$

[a=-0.000000131392557 b=0.000557103121037 c=0.235080944334826]

Donc : $\eta = (-1,31*10^{-7}) Q^2 + (5,57*10^{-4}) Q + 0,235$

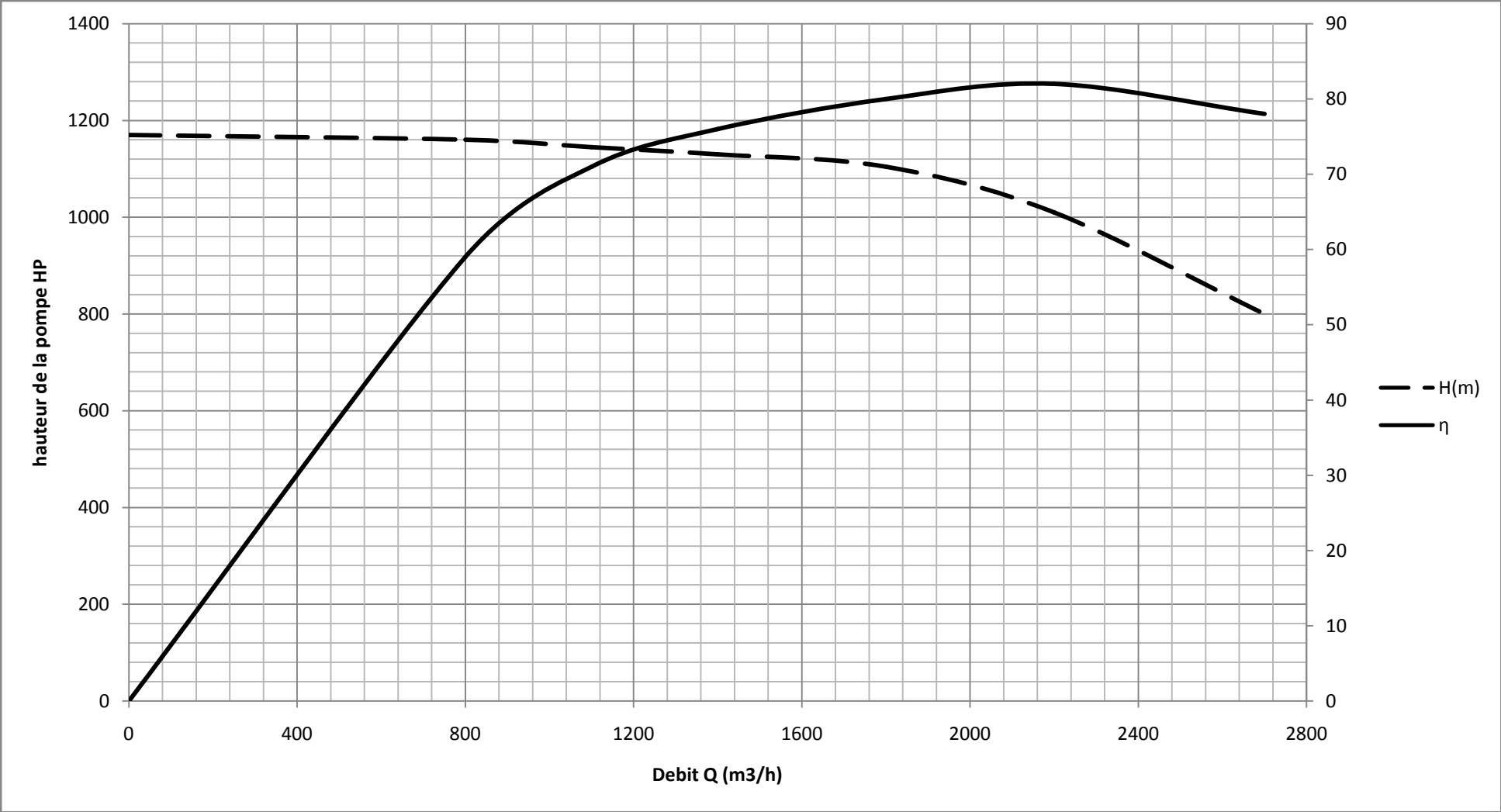


Figure III.2 Courbe caractéristique des pompes de la station SP1-Bis

III.5.3. Modélisation des courbes caractéristiques pour la pompe de la station SP2 :

Modèle $H = f(Q)$

Q (m3/h)	H(m)	X ²	X ³	X ⁴	x*y	y*x ²
X	Y					
800	300	640000	512000000	4,096E+11	240000	192000000
1100	295	1210000	1331000000	1,4641E+12	324500	356950000
1400	285	1960000	2744000000	3,8416E+12	399000	558600000
1800	268	3240000	5832000000	1,04976E+13	482400	868320000
2200	248	4840000	10648000000	2,34256E+13	545600	1200320000
Σ	7300	11890000	21067000000	3,96385E+13	1991500	3176190000

$$\begin{pmatrix} 3,96385E + 13 & 21067000000 & 11890000 \\ 21067000000 & 11890000 & 7300 \\ 11890000 & 7300 & 5 \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} a \\ b \\ c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 3176190000 \\ 1991500 \\ 1396 \end{pmatrix}$$

[a=-0.0000149181432 b=0.0070215159324 c=304.4239312044003]

Donc : $H_p = (-1,49*10^{-5}) Q^2 + (7,02*10^{-3}) Q + 304,423$

Chapitre III Modélisation des paramètres des pompes de l'OB1

Modèle $\eta = f(Q)$

Q (m3/h)	η (%)	X^2	X^3	X^4	$x*y$	$y*x^2$	
X	Y						
800	0,61	640000	512000000	4,096E+11	488	390400	
1100	0,59	1210000	1331000000	1,4641E+12	649	713900	
1400	0,8	1960000	2744000000	3,8416E+12	1120	1568000	
1800	0,85	3240000	5832000000	1,04976E+13	1530	2754000	
2200	0,86	4840000	10648000000	2,34256E+13	1892	4162400	
Σ	7300	3,71	11890000	21067000000	3,96385E+13	5679	9588700

$$\begin{pmatrix} 3,96385E + 13 & 21067000000 & 11890000 \\ 21067000000 & 11890000 & 7300 \\ 11890000 & 7300 & 5 \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} a \\ b \\ c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 9588700 \\ 5679 \\ 3.71 \end{pmatrix}$$

[a= -0.000000113149010 b=0.000553499406880 c=0.202959211606874]

Donc: $\eta = (-1,13*10^{-7}) Q^2 + (5,53*10^{-4}) Q + 0,202$

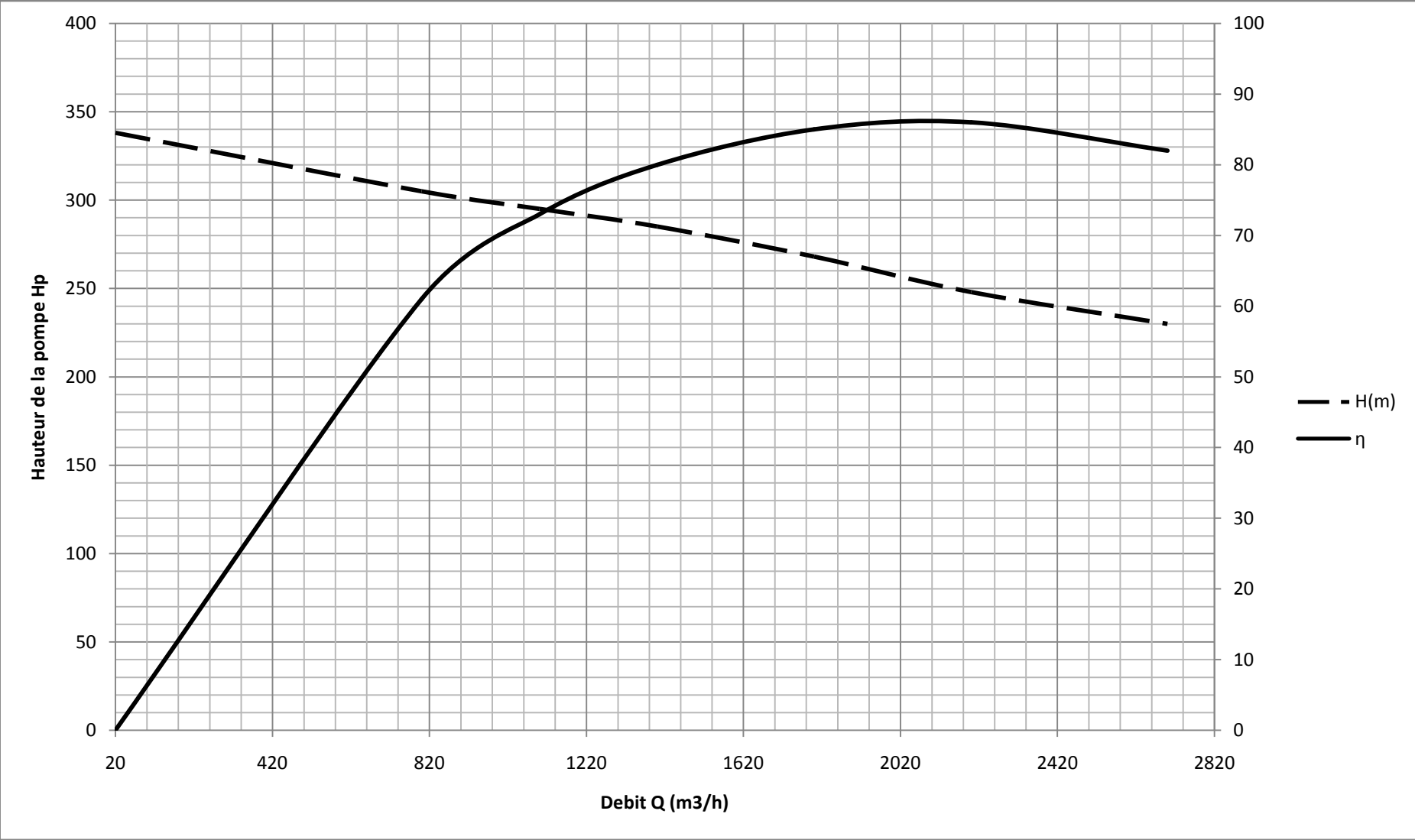


Figure III.3 Courbe caractéristique des pompes de la station SP2

III.5.4. Modélisation des courbes caractéristiques pour la pompe de la station SP3 :

Modèle $H = f(Q)$

	Q (m ³ /h)	H (m)	X ²	X ³	X ⁴	x*y	y*x ²
	X	Y					
	100	850	10000	1000000	100000000	85000	8500000
	200	845	40000	8000000	1600000000	169000	33800000
	400	800	160000	64000000	2,56E+10	320000	128000000
	500	750	250000	125000000	6,25E+10	375000	187500000
	600	660	360000	216000000	1,296E+11	396000	237600000
Σ	1800	3905	820000	414000000	2,194E+11	1345000	595400000

$$\begin{pmatrix} 2,194E + 11 & 414000000 & 820000 \\ 414000000 & 820000 & 1800 \\ 820000 & 1800 & 5 \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} a \\ b \\ c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 595400000 \\ 1345000 \\ 3905 \end{pmatrix}$$

[a=-0.0010560064935 b=0.3758928571428 c=818.8636363636405]

Donc : $H_p = (-1,05*10^{-3}) Q^2 + (0.375) Q + 818.863$

Chapitre III Modélisation des paramètres des pompes de l'OB1

Modèle $\eta = f(Q)$

Q (m ³ /h)	η (%)	X^2	X^3	X^4	$x*y$	$y*x^2$	
X	Y						
100	0,3	10000	1000000	100000000	30	3000	
200	0,52	40000	8000000	1600000000	104	20800	
400	0,74	160000	64000000	2,56E+10	296	118400	
500	0,79	250000	125000000	6,25E+10	395	197500	
600	0,8	360000	216000000	1,296E+11	480	288000	
Σ	1800	3,15	820000	414000000	2,194E+11	1305	627700

$$\begin{pmatrix} 2,194E+11 & 414000000 & 820000 \\ 414000000 & 820000 & 1800 \\ 820000 & 1800 & 5 \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} a \\ b \\ c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 627700 \\ 1303 \\ 3,15 \end{pmatrix}$$

[a=-0.000001964285714 b= 0.002339285714286 c=0.110000000000013]

Donc: $\eta = (-1,96*10^{-6}) Q^2 + (2,33*10^{-3}) Q + 0,110$

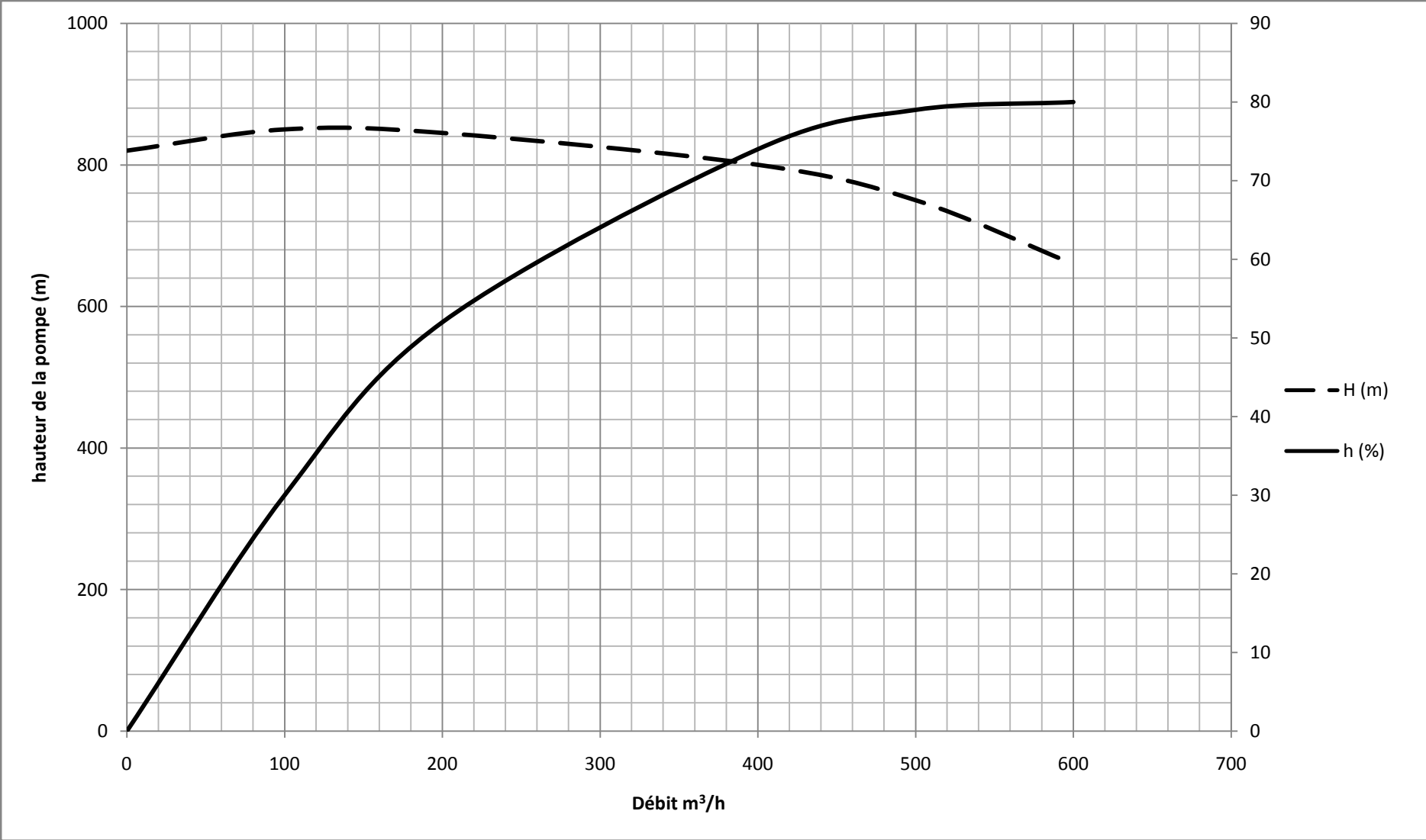


Figure III.4 Courbe caractéristique des pompes de la station SP3

III.6 Conclusion :

Suite à notre étude, on a consacré ce chapitre à la modélisation des équipements de la ligne OB1, pour cela on a opté pour l'utilisation de la méthode des moindres carrées qui consiste à retrouver la régression optimale en minimisant l'erreur entre la valeur optimale et celle donnée par l'expérience.

Dans ce chapitre, on a modélisé les courbes caractéristiques des pompes de chaque station appartenant à la ligne OB1, à savoir :

- Les courbes : $H = F(Q)$
- Les courbes : $\eta = F(Q)$

Le but de la modélisation est d'avoir une description du comportement des électropompes et turbopompes durant leurs fonctionnements.

IV.1 Généralité sur les stations de pompage :

Les stations de pompage sont installées sur des oléoducs pour fournir la pression requise pour transporter les hydrocarbures d'un endroit à un autre. En raison des limitations des pressions de canalisation, les stations multiples de pompage peuvent être nécessaires pour transporter un volume donné par canalisation. Les endroits et les pressions auxquels ces stations de pompage fonctionnent sont déterminés par des pressions permises de la conduite, la puissance disponible et les facteurs environnementaux et géotechniques. En générale on utilise des pompes centrifuges pour leur assez faible investissement et leur rendement élevé.

IV.2 Généralité sur les pompes :

Les pompes sont des appareils permettant un transfert d'énergie entre le fluide et un dispositif mécanique convenable. Suivant les conditions d'utilisation, ces machines communiquent au fluide soit principalement de l'énergie potentielle par accroissement de la pression en aval, soit principalement de l'énergie cinétique par la mise en mouvement du fluide.

L'énergie requise pour faire fonctionner ces machines dépend donc des nombreux facteurs rencontrés dans l'étude des écoulements :

- Les propriétés du fluide : masse volumique, viscosité, compressibilité.
- Les caractéristiques de l'installation : longueur, diamètre, rugosité, singularités ...
- Les caractéristiques de l'écoulement : vitesse, débit, hauteur d'élévation, pression ...

On distingue deux grandes catégories de pompes :

- Les pompes volumétriques :

On appelle pompe volumétrique, une pompe à l'intérieur de laquelle une transformation d'énergie mécanique en énergie de pression s'effectue au cours du processus de refoulement périodique du fluide sous l'action d'un piston, vis, engrenage ou palettes.

- Les turbopompes :

On appelle turbopompe toute machine dans laquelle une ou plusieurs roues munies d'aube ou d'ailettes tournant autour d'un axe échange de l'énergie avec un fluide. La rotation de la roue permet aux aubes de transformer l'énergie mécanique reçue en énergie cinétique et de pression communiquée aux particules du fluide au moyen de la force centrifuge.

Chapitre IV Régime de fonctionnement des stations de pompage

IV.2.1 La pompe centrifuge :

Une pompe centrifuge est une machine tournante destinée à communiquer au liquide pompé une énergie suffisante pour provoquer son déplacement dans un réseau hydraulique comportant en général une hauteur géométrique d'élévation de niveau (Z), une augmentation de pression (p) et toujours des pertes de charges.

Une pompe centrifuge est constituée principalement par une roue à ailettes ou aubes (rotor) qui tourne à l'intérieur d'un carter étanche appelé corps de pompe.

Pour améliorer le rendement de la pompe, on peut intercaler entre le rotor et la volute une roue fixe appelée diffuseur qui est munie d'aubes de courbure convenable.

Le calcul des pompes centrifuges s'effectue par *l'analyse dimensionnelle* et par le *théorème d'Euler*.

IV.3 Régime de fonctionnement des stations de pompage :

IV.3.1 Espacement des stations de pompage :

Avant de procéder aux calculs du régime de fonctionnement des stations de pompage il faut connaître l'emplacement de ces stations sur le tracé.

$$H_b + n.H_{st} = H_f + H_{loc} + \Delta Z + H_{final}$$

$$H_{st} = H_{ref} - H_{asp}$$

Où : H_b : Charges des pompes booster (30-50) m

n : Nombre de station de pompage

H_{st} : La charge créée par chaque station

H_f : Les pertes de charge répartie

H_{loc} : Les pertes de charge locale

ΔZ : La différence des hauteurs ou cote géodésique

H_{final} : la charge à la fin du pipeline

IV.3.2 calcul du régime de fonctionnement des pompes :

IV.3.2.1 Choix des pompes :

Dans les parcs de réservoirs et stations de pompage on utilise différentes pompes. Les pompes les plus utilisées sont les pompes centrifuges pour le pompage des produits visqueux, surtout dans les parcs de stockage on utilise beaucoup plus les pompe à piston et les pompes a roues dentées.

Les pompes centrifuges peuvent être exploitées de 80% à 120% de leur débit nominal.

IV.3.2.2 Assemblage des pompes :

Dans le domaine des pipelines on a deux types d'assemblage :

- **Assemblage en série :**

Il est utilisé en cas de pompe à grande débit et faible charge, il consiste à sommer les charges pour chaque débit. Les pompes peuvent être identiques ou distinctes.

- **Assemblage en parallèle :**

Il est utilisé en cas de pompe à faible débit et grande charge, il consiste à sommer les débits pour la même charge. Les pompes peuvent être identiques ou distinctes.

IV.3.2.3 Nombre de pompe :

Chaque station de pompage est équipée d'un nombre de pompe qui sont couplées soit en série, soit en parallèle

- Cas d'assemblage en série des pompes identiques :

$$K = \frac{H_{st}}{H_p}$$

- Cas d'assemblage en parallèle des pompes identiques :

$$K = \frac{Q}{Q_p}$$

Chapitre IV Régime de fonctionnement des stations de pompage

Avec :

K : nombre des pompes en service.

H_{st} : Hauteur engendrée par la station (m).

H_p : Hauteur fournie par la pompe (m).

Q : Débit de la ligne.

Q_p : débit passant par la pompe (m)

.

IV.3.2.4 Calcul des paramètres de fonctionnement des pompes :

a) Charge d'une pompe :

On exprime la forme générale de la caractéristique de la pompe centrifuge par la formule :

$$H_p = aQ^2 + bQ + c$$

b) variation de nombre de tours de la pompe :

Le degré de variation de la vitesse de rotation du moteur d'entraînement, peut être trouvé à l'aide des formules connues de similitude.

$$\frac{H_{p1}}{H_{p2}} = \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^2 \quad \frac{Q_1}{Q_2} = \frac{n_1}{n_2}$$

Où :

H_{p1}, H_{p2} : Charge de la pompe avant et après la réduction.

Q_1, Q_2 : Débit de la pompe avant et après la réduction.

n_1, n_2 : Vitesse de rotation avant et après la réduction.

Utilisant les relations ci-dessus on peut déterminer le degré de réduction pour les valeurs données de Q_1 et H_{p1} :

$$n_p = n_{nom} \sqrt{\frac{H_{p1} - aQ_1^2 - bQ_1}{c}}$$

Chapitre IV Régime de fonctionnement des stations de pompage

c) Rendement :

Le rendement η d'une pompe est calculé par la formule suivante :

$$\eta = \eta_{\max} \left[1 - \left(1 - \frac{Q_p}{Q_{\text{nom}}} \cdot \frac{n_{\text{nom}}}{n_p} \right)^2 \right]$$

Où :

η_{\max} : Rendement maximale de la pompe qui correspond au débit nominal.

Q_{nom} : Débit nominal (2100 m³/h).

d) Puissance absorbée par la pompe :

La puissance absorbée par une pompe correspond à la charge H_p et au débit Q_p , est égale à :

$$P_{\text{ab}} = \frac{\rho \cdot g \cdot H_p \cdot Q_p}{\eta} 10^{-3} \quad (\text{KW})$$

Où :

ρ : La masse volumique du produit débité (kg/m³)

g : Accélération de pesanteur (9.81 m/s²)

H_p : La hauteur fournie par la pompe (m)

Q_p : Le débit passant par la pompe (m³/s)

η : Rendement de la pompe

e) Limitation de la hauteur manométrique d'aspiration – NPSH – Cavitation

La cavitation est la vaporisation du liquide contenu dans la pompe quand il est soumis à une pression inférieure à la tension de vapeur correspondant à sa température.

Ce phénomène se produit à l'orifice d'aspiration de la pompe, des bulles apparaissent dans les zones où la pression est la plus faible (entrée des aubes de roue des pompes centrifuges), elles sont transportées dans les zones de pression plus fortes où se produit la décondensation. Des impulsions se produisent alors à des fréquences élevées et créent des surpressions locales très élevées (jusqu'à des centaines de bars).

Pour éviter ce problème de la cavitation, il faut que la pression à l'entrée de la pompe soit supérieure à la tension de vapeur, d'une marge excédentaire suffisante pour s'assurer qu'en aucun cas, on aura la cavitation.

Chapitre IV Régime de fonctionnement des stations de pompage

Cette marge excédentaire s'appelle le NPSH soit « **Net Positive Suction Head** » ou encore en français « **Hauteur Pratique Nette A L'aspiration** » cette valeur s'exprime par :

$$NPSH = \frac{P}{\rho g} - \frac{P_v}{\rho g}$$

Où P est la pression d'entrée de la pompe et P_v est la tension de vapeur du liquide.

Alors, on distingue deux types de NPSH qui sont :

a- NPSH requis : C'est la valeur du NPSH déterminée par le constructeur pour les conditions de débits et vitesses données. Il dépend uniquement de la construction interne de la pompe. Le NPSH requis est donc l'intervalle défini par $(P_1 - P_v)/\rho g$ qui constitue l'intervalle de la sécurité qui évite l'apparition de la cavitation.

b- NPSH disponible : C'est la valeur dont dispose la pompe de par les conditions d'installation. Il dépend donc des conditions d'installation et d'exploitation qui sont : la nature du liquide, la pression, la température, la hauteur géométrique, le diamètre et forme des conduites. Il est indépendant de la construction de la pompe.

Pour qu'une pompe fonctionne normalement (sans cavitation), il faut que :

$$NPSH_{\text{disponible}} > NPSH_{\text{requis}}$$

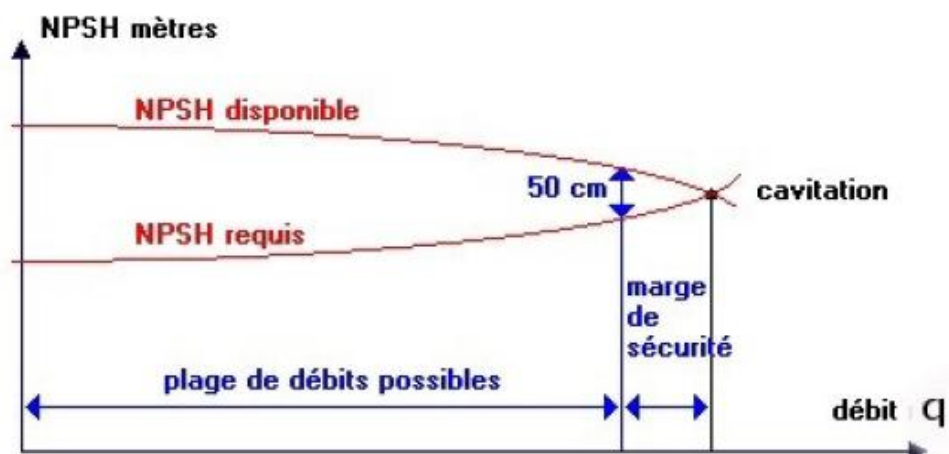


Figure IV.1 courbe de NPSH disponible–NPSH requis

Chapitre IV Régime de fonctionnement des stations de pompage

IV.3.3 Moteur d'entraînement :

Le type du moteur d'entraînement dépend de la source d'énergie disponible sur site. Cette source peut être de l'énergie électrique, un carburant pétrolier ou un gaz. Donc les moteurs d'entraînement peuvent être : des moteurs électriques, des moteurs Diesel ou des turbines à gaz.

IV.3.3.1 Moteur électrique :

Dans le domaine des pipelines, les moteurs électriques sont de type asynchrones triphasés à une paire de pôle 3000 tr/min. Ce type de moteur développe une grande puissance avec un rendement excellent (90% - 96%) son inconvénient c'est sa vitesse de rotation fixe. Pour faire varier la vitesse de rotation on a le recours à : -variateur de fréquence

-Embrayage hydraulique

IV.3.3.2 Moteur Diesel :

Ils peuvent fonctionner sur une gamme étendue de carburant (gasoil, fuel oil, brut...) ; leur vitesse de rotation est variable mais pour les grandes puissances (5MW et plus) ; il devient encombrant et constitue une source de vibration.

IV.3.3.3 Turbine à gaz :

Ce sont des moteurs qui peuvent développer de grandes puissances mais le rendement est faible (30%-38%).

IV.4 Calcul des régimes de fonctionnement des stations de pompage :

Exemple de calcul

1^{ère} phase Q= 800 m³/h : SP1

- Calcule H_{st} :

$$H_{st} = H_{ref} - H_{asp\ p} = K.H_p$$

$$H_{asp\ p} = P_{asp\ p} \cdot 10^5 / \rho g = (9,4 \cdot 10^5) / (803,9,81) = 119,3283 \text{ m}$$

Chapitre IV Régime de fonctionnement des stations de pompage

Le nombre de pompes mise en marche dans la station est $K=1$

$$\text{Donc: } H_{st} = H_p = H_{ref} - H_{asp,p} = 448,0453 - 119,3283 = 328,7171 \text{ m}$$

- **Calcul la vitesse de rotation:**

$$n_p = n_{nom} \sqrt{\frac{H_{p1} - aQ_1^2 - bQ_1}{c}}$$

$$n_p = 3780 \sqrt{\frac{328,7171 - (-1,955 \cdot 10^{-5} \cdot 800^2) - (3,114 \cdot 10^{-2} \cdot 800)}{271,4246}}$$

$$n_p = 4080,63 \text{ tr/min}$$

- **Calcul du rendement :**

$$\eta = \eta_{max} \left[1 - \left(1 - \frac{Q_p}{Q_{nom}} \cdot \frac{n_{nom}}{n_p} \right)^2 \right]$$

$$\eta = 0.8 \left[1 - \left(1 - \frac{800}{2100} \cdot \frac{3780}{4081} \right)^2 \right]$$

$$\eta = 46,5 \%$$

- **Calcul la puissance consommée par la pompe :**

$$P_{ab} = \frac{\rho \cdot g \cdot H_p \cdot Q_p}{\eta} \cdot 10^{-3}$$

$$P_{ab} = \frac{803 \cdot 9.81 \cdot 328,7171 \cdot 800}{0,465 \cdot 3600} 10^{-3}$$

$$P_{ab} = 1237,50 \text{ KW}$$

Les résultats sont résumés dans les tableaux suivants :

Chapitre IV Régime de fonctionnement des stations de pompage

1^{ère} phase 800 m³/h

	Q (m ³ /h)	Href(p) (m)	Pasp (bar)	Hasp (p)	Hstation (m)	k	Hp (m)	Nnom (tr/min)	Np (tr/min)	ηnom	H	Puissance (KW)	Puissance station (KW)
SP1	800	448,04	9,4	119,32	328,71	1	328,71	3780	4080,63	0,8	0,4650	1237,50	1237,50
SP2	800	435,46	5,6	71,08	364,37	1	364,37	2950	3159,55	0,86	0,5030	1268,14	1268,14
SP3	800	620,70	5,4	68,55	552,15	1	552,15	3560	3788,35	0,84	0,4937	1957,53	1957,53

La somme des puissances des stations :

$$\sum W_{station} = 1237,50 + 1268,14 + 1957,53 = 4463,17 \text{ KW}$$

2^{ème} phase 1100 m³/h

	Q (m ³ /h)	Href(p) (m)	Pasp (bar)	Hasp (p)	Hstation (m)	K	Hp (m)	Nnom (tr/min)	Np (tr/min)	ηnom	H	Puissance (KW)	Puissance station (KW)
SP1	1100	679,43	9,4	119,32	560,10	2	280,05	3780	3766,24	0,8	0,6200	1087,15	2174,30
SP2	1100	524,09	5,6	71,08	453,00	2	226,50	2950	2395,43	0,86	0,7517	725,30	1450,61
SP3	1100	651,44	5,4	68,55	582,89	2	582,89	3560	3281,12	0,84	0,6834	1026,39	2052,78

La somme des puissances des stations :

$$\sum W_{station} = 2174,30 + 1450,61 + 2052,78 = 5677,68 \text{ KW}$$

Chapitre IV Régime de fonctionnement des stations de pompage

3^{ème} phase 1800 m³/h

	Q (m ³ /h)	Href(p) (m)	Pasp (bar)	Hasp (p)	Hstation (m)	K	Hp (m)	Nnom (tr/min)	Np (tr/min)	ηnom	η	Puissance (KW)	Puissance station (KW)
SP1	1800	787,82	7	88,86	698,96	3	232,99	2950	2775,58	0,89	0,8829	1039,33	3117,99
Sp1-Bis	1800	790,58	12,4	157,41	633,17	1	633,17	3000	2280,05	0,82	0,8066	3091,84	3091,84
SP2	1800	807,76	5,6	71,09	736,67	3	245,56	2950	2297,10	0,86	0,8513	1136,17	3408,51
SP3	1800	749,83	5,4	68,55	681,29	3	681,29	3560	3596,87	0,84	0,6045	1479,55	4438,64

$$\sum W_{station} = 3117,99 + 3091,84 + 3408,51 + 4438,64 = 14056,97 \text{ KW}$$

La nouvelle phase 1520 m³/h

	Q (m ³ /h)	Href(p) (m)	Pasp (bar)	Hasp (m)	Hstation (m)	K	Hp (m)	Nnom (tr/min)	Np (tr/min)	ηnom	η	Puissance (KW)	Puissance Station (KW)
SP1	1520	608,78	7	88,86	519,92	3	173,31	2950	2342,49	0,89	0,8830	652,78	1958,36
Sp1-Bis	1520	640,65	12,4	157,41	483,24	1	483,24	3000	1911,95	0,82	0,8049	1996,87	1996,87
SP2	1520	681,97	5,6	71,09	610,89	3	203,63	2950	2128,55	0,86	0,8510	787,54	2362,62
SP3	1520	706,20	5,4	68,55	637,66	3	637,66	3560	3334,23	0,84	0,5017	1409,14	4227,43

$$\sum W_{station} = 1958,36 + 1996,87 + 2362,62 + 4227,43 = 10545,27 \text{ KW}$$

V.1. Introduction sur les problèmes d'optimisation

L'optimisation est une branche des mathématiques et de l'informatique en tant que disciplines, cherchant à modéliser, à analyser à résoudre analytiquement ou numériquement les problèmes qui consistent à déterminer quelles sont, la ou les solutions satisfaisant un objectif quantitatif tout en respectant d'éventuelles contraintes.

L'optimisation joue un rôle important en recherche opérationnelle dans les mathématiques appliquées, en analyse et en analyse numérique, en statistique pour l'estimation du maximum de vraisemblance d'une distribution pour la recherche de stratégies dans le cadre de la théorie des jeux, ou encore en théorie du contrôle et de la commande.

Maintenant, tous les systèmes susceptibles d'être décrit par un modèle mathématique sont optimisés, la qualité des résultats et des prédictions dépend de la pertinence du modèle, de l'efficacité de l'algorithme et des moyens pour le traitement numérique.

L'optimisation est connue depuis l'antiquité, pendant longtemps elle ne pouvait être utilisée que pour résoudre des problèmes simples, depuis une quarantaine d'année seulement en relation avec le progrès prodigieux de l'informatique, l'optimisation a connu un développement fulgurant.

V.1.1. Définition d'un problème d'optimisation :

Un problème d'optimisation est défini par :

- un espace de recherche (de décision) : ensemble de solutions ou de configurations constitué des différentes valeurs prises par les variables de décision.
- une ou plusieurs fonction(s) dite objectif(s), à optimiser (minimiser ou maximiser).
- un ensemble de contraintes à respecter.

Dans la plupart des problèmes, l'espace d'état (décision) est fini ou dénombrable. Les variables du problème peuvent être de nature diverse (réelle, entier, booléenne, etc.) et exprimer des données qualitatives ou quantitatives, La fonction objectif représente le but à atteindre pour le décideur. L'ensemble de contrainte définit des conditions sur l'espace d'état que les variables doivent satisfaire. Ces contraintes sont souvent des contraintes d'inégalité ou d'égalité et permettent en général de limiter l'espace de recherche (solutions réalisables). La résolution optimale du problème consiste à trouver le point ou un ensemble de points de l'espace de recherche qui satisfait au mieux la fonction objectif. Le résultat est appelé valeur optimale ou optimum. Néanmoins en raison de la taille des problèmes réels, la résolution optimale s'est souvent montrée impossible dans un temps

raisonnable. Cette impossibilité technique impose la résolution approchée du problème, qui consiste à trouver une solution de bonne qualité (la plus proche possible de l'optimum).

V.1.2. les caractéristiques d'un problème d'optimisation :

Un problème d'optimisation est caractérisé par :

- le domaine des variables de décision : soit Continu et on parle alors de problème continu, soit discret et on parle donc de problème combinatoire.
- la nature de la fonction objectif à optimiser : soit linéaire et on parle alors de problème linéaire, soit non linéaire et on parle donc de problème non linéaire ;
- le nombre de fonctions objectifs à optimiser : soit une fonction scalaire et on parle alors de problème mono-objectif, soit une fonction vectorielle et on parle donc de problème multi objectif ;
- la présence ou non des contraintes : on parle de problème sans contrainte ou avec contrainte
- sa taille : problème de petite ou de grande taille ;
- l'environnement : problème dynamique (la fonction objectif change dans le temps).

On peut voir de façon intuitive, un problème d'optimisation comme un problème de recherche, qui consiste à explorer un espace contenant l'ensemble de toutes les solutions potentielles réalisables, dans le but de trouver la solution optimale, sinon la plus proche possible de l'optimum, permettant de minimiser ou maximiser une fonction dite objectif :

- maximiser les performances,
- minimiser les pertes,
- Identifier une panne à moindre coût,
- maximiser le rendement du capital tout en minimisant le risque associé,
- enfin, l'ingénieur n'a pas seulement besoin de concevoir, mais il doit le faire de manière optimale.

V.2. les problèmes d'optimisation mono-objective :

Lorsqu'un seul objectif (critère) est donné, le problème d'optimisation est mono-objectif, dans ce cas la solution optimale est clairement défini est celle qui a le coût optimal (minimal, maximal), De manière formelle, à chaque instance d'un tel problème est associé un ensemble Ω des solutions potentielles respectant certaines contraintes et une fonction d'objectif $f: \Omega \rightarrow \Psi$ qui associe à chaque solution admissible $s \in \Omega$ une valeur $f(s)$. Résoudre l'instance (Ω, f) du problème

Chapitre V Optimisation des régimes de fonctionnement de la ligne

d'optimisation consiste à trouver la solution optimale $s^* \in \Omega$ qui optimise (minimise ou maximise) la valeur de la fonction objectif f , Pour le cas de la minimisation : le but est de trouver $s^* \in \Omega$ tel que $f(s^*) \leq f(s)$ pour tout élément $s \in \Omega$, Un problème de maximisation peut être défini de manière similaire.

V.2.1 Variables de décision :

Les variables de décision sont des quantités numériques pour les quelles des valeurs sont à choisir. Cet ensemble de n variables est appelé vecteur de décision : (x_1, x_2, \dots, x_n) . Les différentes valeurs possibles prises par les variables de décision x_i constituent l'ensemble des solutions potentielles.

V.2.2. Espace décisionnel et espace objectif :

Deux espaces Euclidiens sont considérés en optimisation :

- L'espace décisionnel, de dimension n , n étant le nombre de variables de décision. Cet espace
- est constitué par l'ensemble des valeurs pouvant être prise par le vecteur de décision.

L'espace objectif : l'ensemble de définition de la fonction objectif, généralement défini dans \mathcal{R} , la valeur dans l'espace objectif d'une solution est appelée coût, ou fitness.

V.2.3. Contraintes :

Dans la plupart des problèmes d'optimisation, des restrictions sont imposées par les caractéristiques du problème. Ces restrictions doivent être satisfaites afin de considérer une solution acceptable, Cet ensemble de restrictions, appelées **contraintes**, décrit les dépendances entre les variables de décision et les paramètres du problème. On formule usuellement ces contraintes \mathbf{c}_j par un ensemble d'inégalités, ou d'égalités de la forme : $\mathbf{c}_j (x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) \geq 0$.

V.3. classification et Algorithmes de résolution des problèmes d'optimisation :

Les problèmes d'optimisation peuvent être classés en deux catégories :

V.3.1. Les problèmes de programmation linéaires PPL :

Les problèmes de programmation linéaires peuvent être résolus par l'intermédiaire de l'algorithme de :

Chapitre V Optimisation des régimes de fonctionnement de la ligne

- Simplexe ;
- Point intérieur ;
- Algorithmes pour les problèmes de grande de taille :
 - Méthodes de décomposition de Benders ou la «génération de lignes» ;
 - Méthodes de décomposition de Dantzig-Wolfe ou la «génération de colonnes».

V.3.2. Les problèmes de programmation non linéaires PNL :

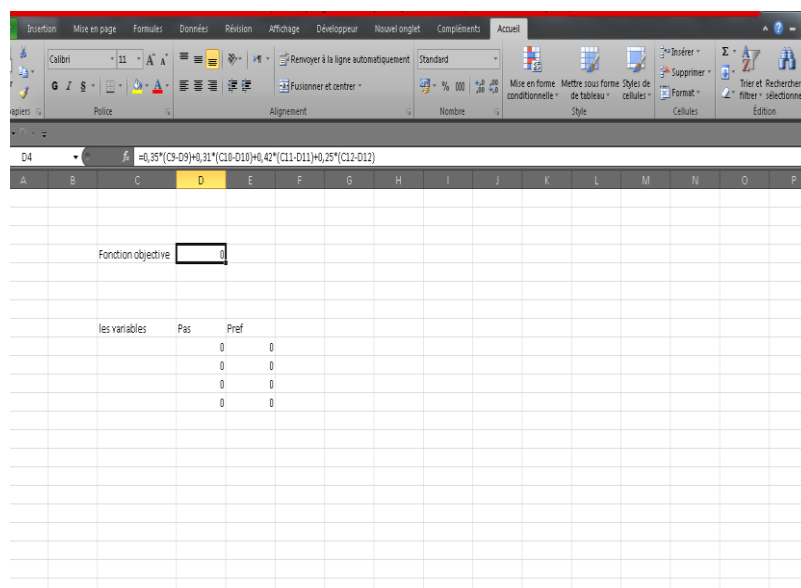
Les problèmes de programmation non linéaires peuvent être résolus par l'intermédiaire de plusieurs algorithmes tel que :

- Newton,
- Quasi-Newton,
- Le gradient conjugué,
- La recherche linéaire,
- Les régions de confiance,
- La méthode de Nelder-Mead,
-

V.4. Le solveur Excel :

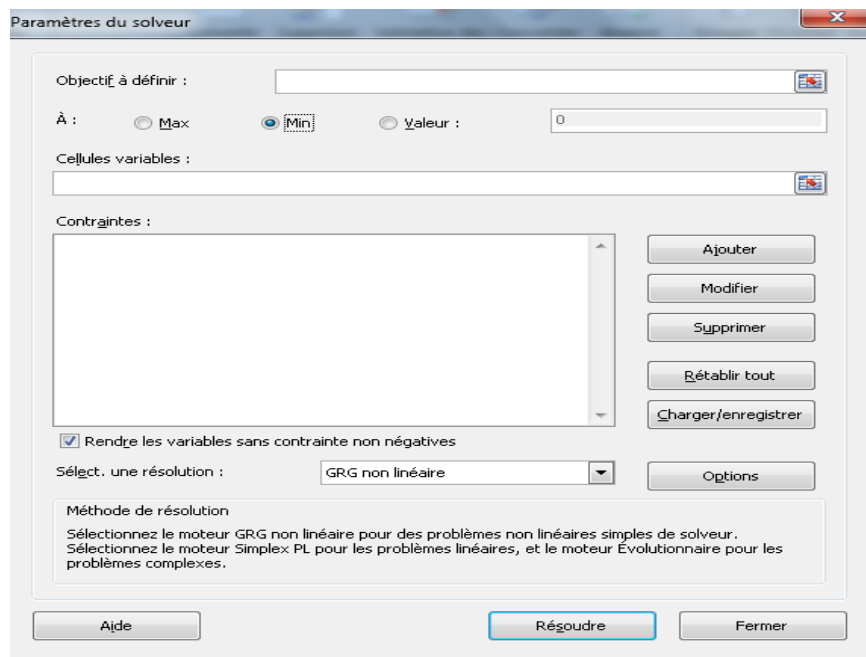
L'optimisation à l'aide de solveur Excel est pratiquement simple il suffit de suivre les étapes suivantes :

- On ouvre le Microsoft Excel et on définit la fonction objective en fonction des variables et les variables avec des valeurs initiales 0 par exemple :

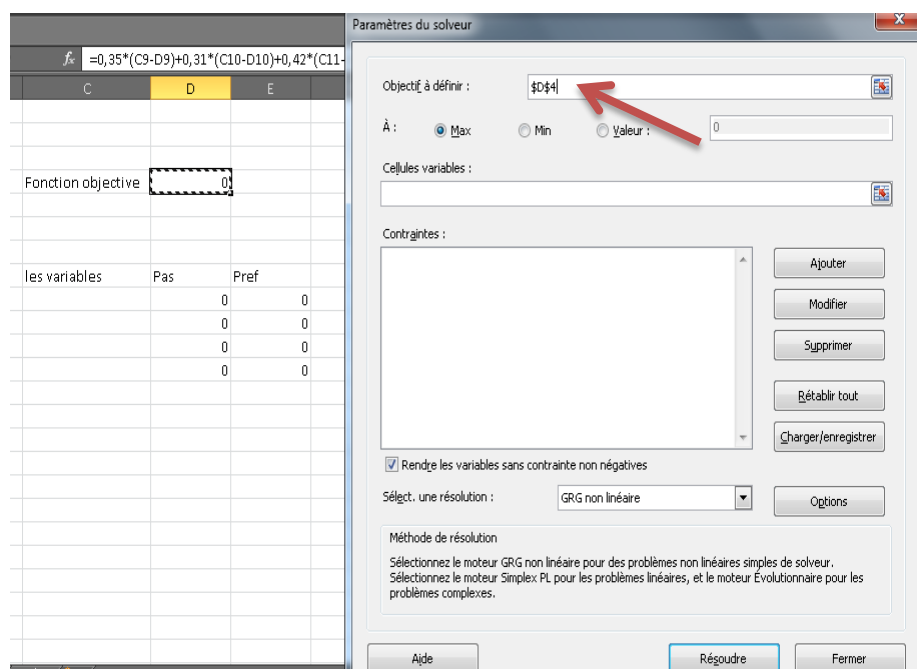


Chapitre V Optimisation des régimes de fonctionnement de la ligne

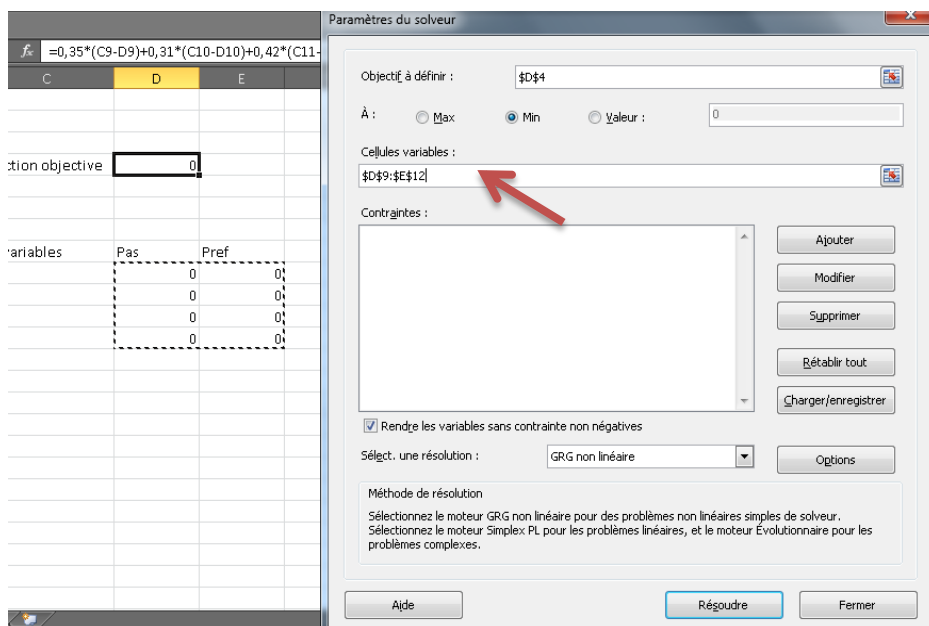
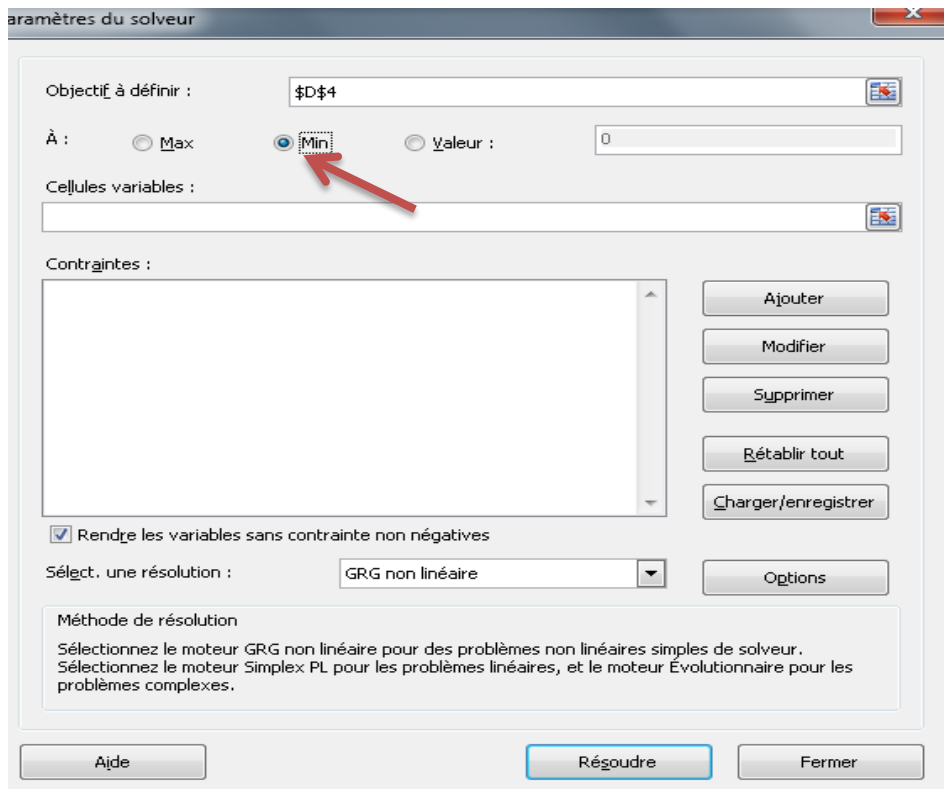
- On sélectionne le solveur dans le menu outils, une fenêtre nous est ouverte, à l'intérieur de laquelle nous inscrivons les informations décrivant le problème à résoudre :



- Cellule objectif à définir : la fonction d'objective se trouve dans la cellule correspondante ;
- à : nous voulons que la fonction contenue soit minimisée ou maximisée ou égale à une valeur ;
- Cellules variables : on sélectionne les cellules qui contiendront les variables.

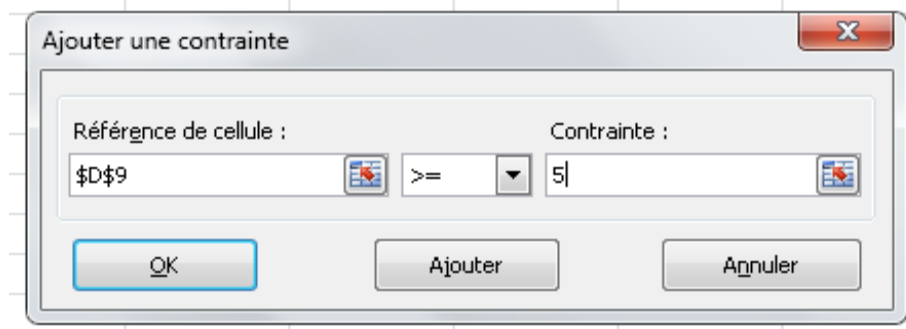


Chapitre V Optimisation des régimes de fonctionnement de la ligne

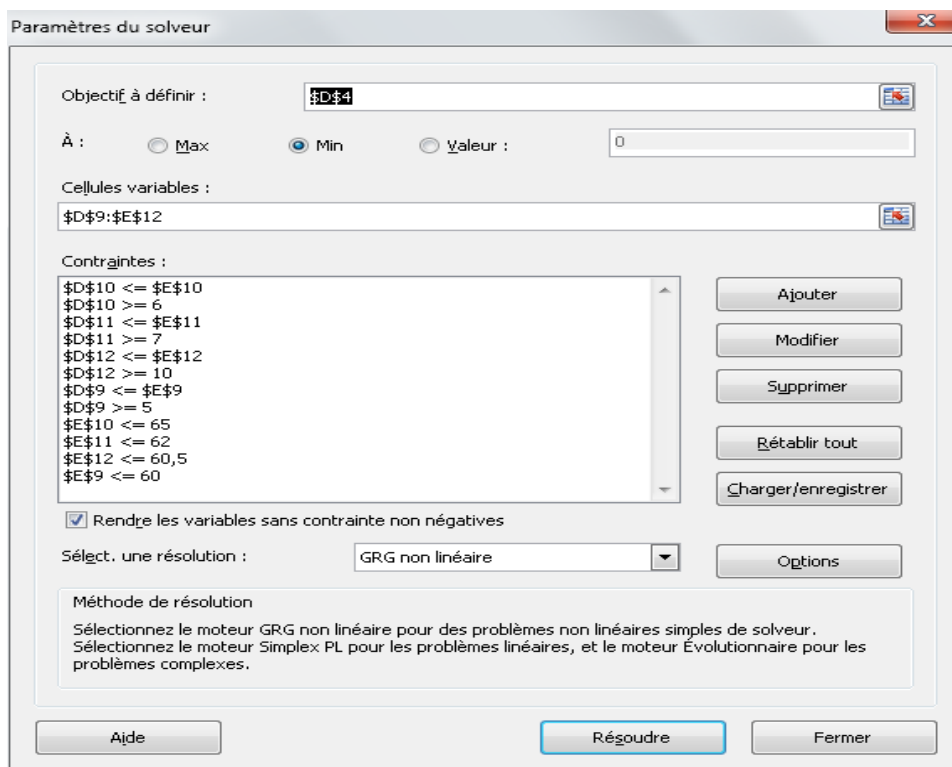
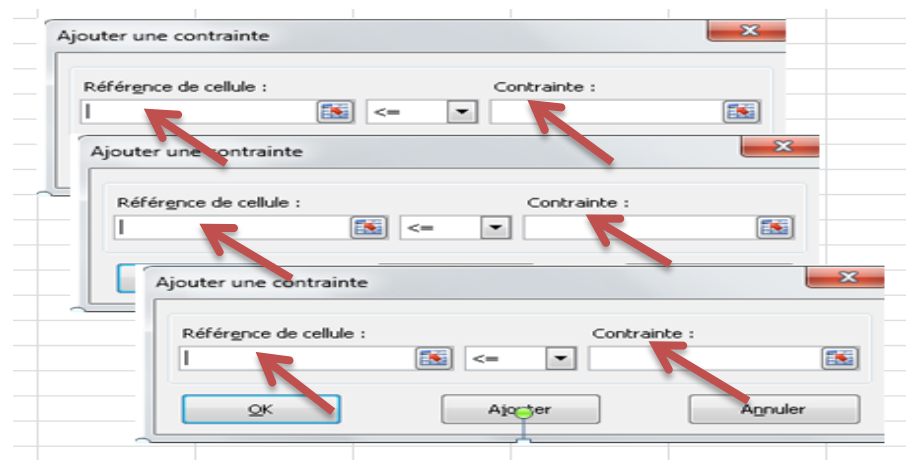


- on ajoute par la suite toutes les contraintes existantes en cliquant sur 'Ajouter', une fenêtre apparaît :

Chapitre V Optimisation des régimes de fonctionnement de la ligne

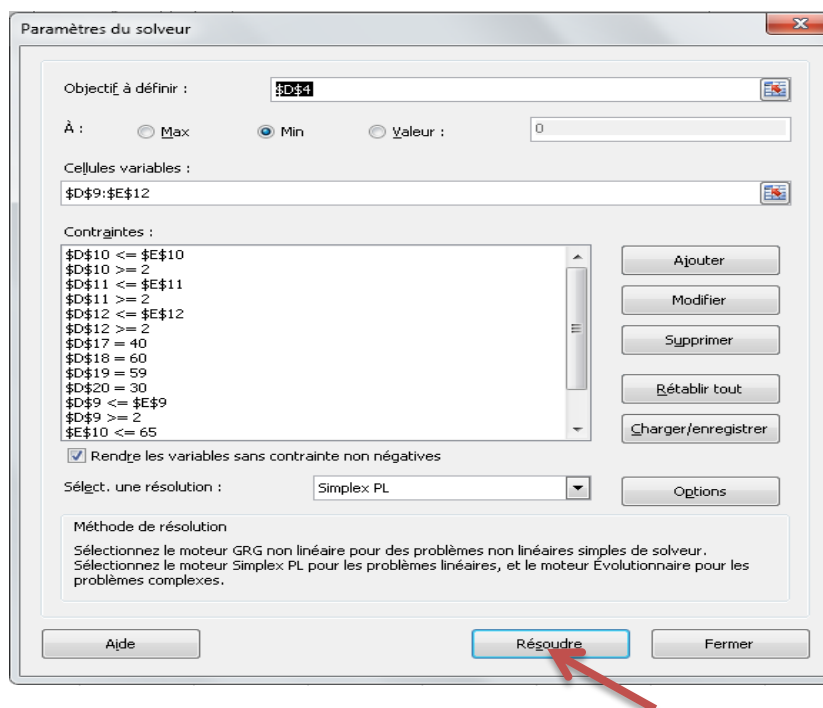
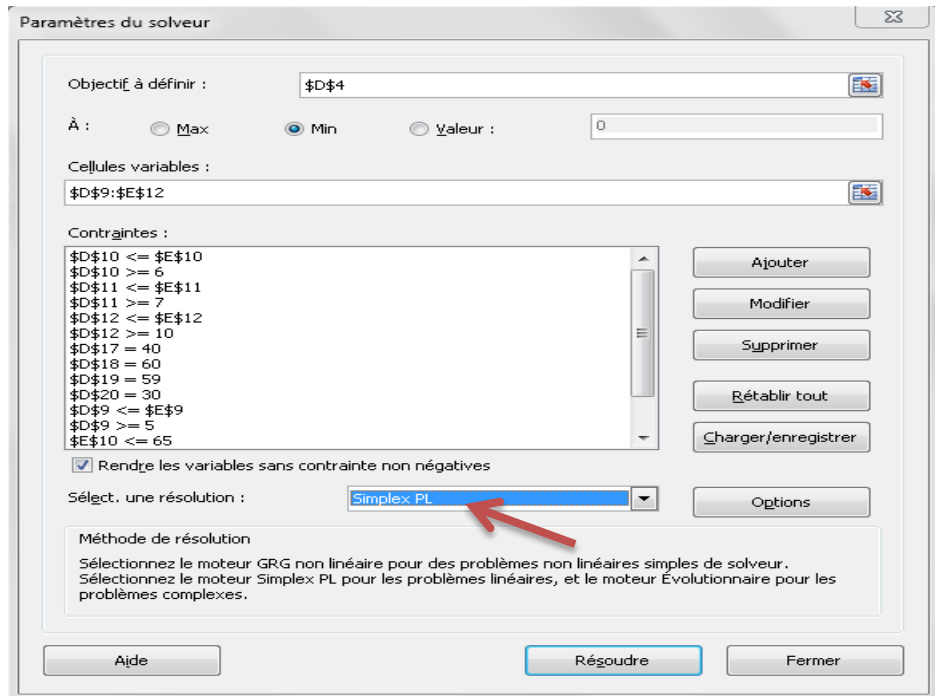


- on clique sur Ajouter et la même fenêtre apparaît ; on ajoute chaque fois une contrainte jusqu'au satisfaire toutes les contraintes.



Chapitre V Optimisation des régimes de fonctionnement de la ligne

- On choisit par la suite le mode de résolution du problème selon le problème de programmation linéaire ou non linéaire ; par le simplex si le problème est linéaire, par GRG non linéaire si le problème est non-linéaire



Chapitre V Optimisation des régimes de fonctionnement de la ligne

- On clique sur Résoudre et on aura la solution :

Le Solveur a trouvé une solution satisfaisant toutes les contraintes et les conditions d'optimisation.

Conserver la solution du solveur
 Rétablir les valeurs d'origine

Retourner dans la boîte de dialogue Paramètres
 Rapports de plan

OK Annuler Enregistrer le scénario...

Le Solveur a trouvé une solution satisfaisant toutes les contraintes et les conditions d'optimisation.
Lorsque le moteur GRG est utilisé, le Solveur a trouvé au moins une solution optimale locale. Lorsque Simplex PL est utilisé, cela signifie que le Solveur a trouvé une solution optimale globale.

Fonction objective	
	64,88

les variables	Pas	Pref
	2	42
	2	62
	2	61
	2	32

les contraintes	Pref -Pasp
	40
	60
	59
	30

- Message d'erreur : Il est possible que le Solveur envoie le message suivant :

Le Solveur ne peut pas trouver de solution réalisable.

Conserver la solution du solveur
 Rétablir les valeurs d'origine

Retourner dans la boîte de dialogue Paramètres
 Rapports de plan

OK Annuler Enregistrer le scénario...

Le Solveur ne peut pas trouver de solution réalisable.
Le Solveur ne peut pas trouver de solution intermédiaire dans laquelle toutes les contraintes sont satisfaites.

Cela signifie que le solveur ne peut pas trouver une solution intermédiaire dans laquelle toutes les contraintes sont satisfaites.

V.5. Application de l'optimisation pour les différentes phases :

L'oléoduc OB1 fonctionne actuellement avec trois débits différents ; 800, 1100 et 1800 m^3/h , passant par trois stations de pompage principales, chaque débit détermine des pressions de refoulement et des pressions d'aspiration bien précises pour chaque station.

Une station de pompage est caractérisée par un débit, un rendement de la station, une pression d'aspiration et une pression de refoulement, ces termes sont liés par la fonction de la puissance N_i , elle est définie comme la puissance développée par chaque station de pompage.

$$N_i = \frac{\rho \cdot g \cdot H_{st}^i}{\eta_i} \cdot Q$$

Notant bien que :

$H_{st}^i = k \cdot H_p$ Si les pompes sont en série ;

$H_{st}^i = H_p$ Si les pompes sont en parallèle.

$$H_{st}^i = H_{ref}^i - H_{asp}^i = 0,084 \cdot \frac{\lambda_j \cdot Q^2 \cdot L_i}{D_{int}^5} + \Delta Z_i$$

$$N_i = \frac{P_{ref}^{st} - P_{asp}^{st}}{\eta_i} \cdot Q$$

Tel que :

Q : Débit volumique de la ligne (constant) ;

ρ : Densité du produit considéré (constante) ;

η_i : Rendement de la station i ;

H_{st}^i : La charge développée par la station i ;

P_{ref}^{st} : La pression de refoulement de la station i ;

P_{asp}^{st} : La pression d'aspiration de la station i ;

K : nombre de pompe ;

D_{int} : Diamètre intérieur moyen du tronçon i ;

L_i : Longueur du tronçon i ;

Chapitre V Optimisation des régimes de fonctionnement de la ligne

λ_j : Coefficient de perte de charge pour le débit dans le tronçon i ;

ΔZ_i : Dénivelé du tronçon i.

Dans ce chapitre on cherche à faire l'optimisation des régimes de fonctionnement donc on s'intéresse à minimiser l'énergie ou la puissance développée par les moteurs de chaque station de pompage en maintenant le débit fixe, et en faisant varier les pressions d'aspiration et celles de refoulement.

V.5.1. La fonction objective F :

On définit au début la fonction objective qui se résume dans la puissance totale développée par les stations de de pompage en marche. Mettant 'n' le nombre de station de pompage en marche ; la puissance totale s'écrit :

$$F = N_{tot} = \sum_{i=1}^n N_i$$

$$F = \sum_{i=1}^n \frac{\rho \cdot g \cdot H_{st}^i}{\eta_i} \cdot Q = \rho \cdot g \sum_{i=1}^n \frac{1}{\eta_i} (0,084 \cdot \frac{\lambda_j \cdot Q^2 \cdot L_i}{D_{int}^5} + \Delta Z_i) \cdot Q$$

$$F = \rho \cdot g \cdot Q \sum_{i=1}^n \frac{1}{\eta_i} (0,084 \cdot \frac{\lambda_j \cdot Q^2 \cdot L_i}{D_{int}^5} + \Delta Z_i)$$

On définit donc la fonction objective :

$$F = \rho \cdot g \cdot Q \sum_{i=1}^n \frac{1}{\eta_i} (0,084 \cdot \frac{\lambda_j \cdot Q^2 \cdot L_i}{D_{int}^5} + \Delta Z_i) \rightarrow \text{Minimiser}$$

Ou bien :

$$F = \sum_{i=1}^n \frac{(P_{refi} - P_{aspi})}{\eta_i} * Q \rightarrow \text{Minimiser}$$

Les paramètres de la pression sont limités par des conditions bien déterminées s'appellent les contraintes.

V.5.2. Les contraintes d'optimisation de la ligne

Les contraintes doivent tenir compte des paramètres d'exploitations suivants :

- Les pertes de charges : $P_{ref}^i - P_{asp}^{i+1} = \rho * g * H_{fr}^i + \rho * g * \Delta Z_i$
- Les pressions de refoulement max : $P_{ref}^i \leq P_{refmax}^i$
- Les pressions d'aspiration min (risque de cavitation) : $P_{asp}^i \geq P_{aspmin}^i$
- Logique : $P_{ref}^i \geq P_{asp}^i$

L'oléoduc OB1 se compose de 4 stations de pompage ; alors les contraintes s'écrivent comme suites :

a. Les pertes de charges :

$$P_{ref}^{sp1} - P_{asp}^{spbis} = \rho * g * H_{fr}^1 + \rho * g * \Delta Z1$$

$$P_{ref}^{spbis} - P_{asp}^{sp2} = \rho * g * H_{fr}^2 + \rho * g * \Delta Z2$$

$$P_{ref}^{sp2} - P_{asp}^{sp3} = \rho * g * H_{fr}^3 + \rho * g * \Delta Z3$$

$$P_{ref}^{sp3} - P_{fin}^{cs} = \rho * g * H_{fr}^4 + \rho * g * \Delta Z4$$

b. Les pressions de refoulement max :

$$P_{ref}^{sp1} \leq P_{refmax}^{sp1}$$

$$P_{ref}^{spbis} \leq P_{refmax}^{spbis}$$

$$P_{ref}^{sp2} \leq P_{refmax}^{sp2}$$

$$P_{ref}^{sp3} \leq P_{refmax}^{sp3}$$

c. Protection contre la cavitation :

$$P_{asp}^{sp1} \geq P_{asp \min}^{sp1}$$

$$P_{asp}^{spbis} \geq P_{asp \min}^{spbis}$$

$$P_{asp}^{sp2} \geq P_{asp \min}^{sp2}$$

$$P_{asp}^{sp3} \geq P_{asp \min}^{sp3}$$

d. Logiques :

$$P_{ref}^{sp1} \geq P_{asp}^{sp1}$$

$$P_{ref}^{spbis} \geq P_{asp}^{spbis}$$

$$P_{ref}^{sp2} \geq P_{asp}^{sp2}$$

$$P_{ref}^{sp3} \geq P_{asp}^{sp3}$$

Notant que :

$$H_{fr}^i \cong 0.084 \frac{\lambda_i * Q^2 * L_i}{D_{int}^5}$$

$$\Delta z = z^{i+1} - z^i$$

V.5.3. Les résultats de l'optimisation pour les trois phases :

Minimisation de la puissance pour la première phase (Q=800m³/h) :

Avant l'optimisation

	SP1	SP2	SP3
Pref max [bar]	57,44	55,45	56,6
Pasp min [bar]	-	0,5	0,5
Href [m]	447,98	435,42	620,63
Pref [bar]	35,29	34,30	48,89
Pasp [bar]	9,4	5,6	5,4
Hfr + ΔZ [m]	376,89	366,87	607,94
η %	46,5	50,3	49,37
Puissance [kw]	1237,5	1268,14	1957,53
Somme des puissances : 4463,17 kW			

Après l'optimisation

	SP1	SP2	SP3
Href [m]	383,30	703,9	620,70
Pref [bar]	30,19	55,45	48,9
Pasp [bar]	9,4	0,5	26,54
Hfr + ΔZ [m]	376,89	366,87	607,94
Puissance [kw]	992,76	2425,22	1004,95
Somme des puissances : 4422,95 kW			

Le gain :

Le gain de l'énergie est calculé comme suit :

$$\text{Gain} = \frac{P_{\text{avant opt}} - P_{\text{après opt}}}{P_{\text{avant opt}}} \cdot 100 \% = 0,8 \%$$

Chapitre V Optimisation des régimes de fonctionnement de la ligne

Minimisation de la puissance pour la deuxième phase (Q=1100 m³/h) :

Avant l'optimisation

	SP1	SP2	SP3
Pref max [bar]	57,44	55,45	56,6
Pasp min [bar]	-	0,5	0,5
Href [m]	679,40	524,02	651,35
Pref [bar]	53,52	41,28	51,31
Pasp [bar]	9,4	5,6	5,4
Hfr + ΔZ [m]	608,34	455,54	638,75
η %	62	75,17	68,34
Puissance [kW]	2174,30	1450,61	2052,78
Somme des puissances : 5677 kW			

Après l'optimisation

	SP1	SP2	SP3
Href [m]	614,69	703,90	651,44
Pref [bar]	48,42	55,45	51,31
Pasp [bar]	9,4	5,6	5,4
Hfr + ΔZ [m]	608,34	455,54	638,75
Puissance [kw]	1923,12	2233,64	1419,66
Somme des puissances : 5576,43 kW			

Le gain :

Le gain de l'énergie est calculé comme suit :

$$Gain = \frac{P_{avant\ opt} - P_{après\ opt}}{P_{avant\ opt}} \cdot 100 \% = 1,8 \%$$

Chapitre V Optimisation des régimes de fonctionnement de la ligne

Minimisation de la puissance pour La nouvelle phase (Q=1520m³/h) :

Avant l'optimisation

	SP1	SP1bis	SP2	SP3
Pref max [bar]	57,44	69,57	55,45	56,6
Pasp min [bar]	-	7,5	0,5	0,5
Href [m]	608,70	640,56	681,94	706,19
Pref [bar]	47,95	50,46	53,72	55,63
Pasp [bar]	9,4	12,4	5,6	5,4
Hfr + ΔZ [m]	452,64	569,56	613,42	693,51
η %	88,3	80,49	85,1	50,17
Puissance [kW]	1958,36	1996,87	2362,62	4227,43
Somme des puissances : 10 545,27 kW				

Après l'optimisation

	SP1	SPbis	SP2	SP3
Href [m]	729,17	575,91	703,90	706,20
Pref [bar]	57,44	45,36	55,45	55,63
Pasp [bar]	9,4	21,78	0,5	7,12
Hfr + ΔZ [m]	452,64	569,56	613,42	693,51
Puissance [kw]	2297,11	1237,13	2726,33	4081,96
Somme des puissances : 10 342,54 kW				

Le gain :

Le gain de l'énergie est calculé comme suit :

$$Gain = \frac{P_{avant\ opt} - P_{après\ opt}}{P_{avant\ opt}} \cdot 100 \% = 1,92 \%$$

Conclusion générale

Conclusion générale :

L'optimisation est l'une des branches les plus importantes et son application devient indispensable dans toutes les domaines, les algorithmes d'optimisation se différencient selon le mode des problèmes de programmation afin de réaliser un but unique « donner toujours la meilleure solution possible ». La consommation énergétique des stations de pompage dans la ligne de transport des hydrocarbures représente une énorme dépense économique, par conséquent l'optimisation fait son apparition dans le secteur pour garantir un transport permanent des produits pétroliers avec le moindre coût possible. Qui dit énergie dit argent.

Dans le cadre de notre travail on a réalisé une étude générale sur l'état de l'OB1 sur la base de la norme ANSI/ASME B31G. Cela a permis d'un part d'avoir un nouveau régime d'exploitation qui limite les régimes de fonctionnement de l'oléoduc et d'autre part d'identifier une nouvelle pression maximale de service autorisée dans chaque tronçon.

Par la suite on a se dirigé vers la modélisation dans le but d'avoir les paramètres des pompes dans chaque station de pompage, Ces paramètres nous ont conduit dans le chapitre suivant à déterminer les rendements des pompes de chaque station et leurs consommations énergétique.

Dans le but d'optimiser on a adopté les nouvelles PMS trouvées dans le deuxième chapitre, utilisant les valeurs des rendements des pompes obtenues dans le quatrième chapitre, on a pu réaliser l'optimisation des différents régimes de fonctionnement limités par le nouveau régime d'exploitation sous le critère de la minimisation de l'énergie consommée par les moteurs d'entraînement.

En satisfaisant toutes les contraintes existantes. Les résultats d'optimisation a permis d'avoir une configuration optimale pour chaque régime de fonctionnement, parlant des nouvelles pressions d'aspiration et de refoulement dans chaque station de pompage.

Les Références :

[1] : Documents et données fournies par TRC Bejaia.

[2] : Documents de professeur BENMOUNAH AMAR :

- Aperçu sur la construction des pipelines
- Séminaire TRC 2007 Perfectionnement chefs de quart-Dispatchers (Station de pompage et de compresseur)
- Réhabilitation des pipelines « diagnostic et évaluation des capacités résiduelles des pipelines » cas de la ligne OB1/ 24"

[3] : Mehdi Samir « Optimisation multi-objectives » mémoire de Magister l'université Mentouri de Contantine.

[4] : les cours du transport des hydrocarbures de Mr. BOUHAFS

[5] : les cours de réhabilitation et inspection des pipelines de Dr. K.YOUNSI.

[6] : les cours de pompe et compresseur de Mr. HACHEMI.

[7] : J.Bénard et al. L'oxydation des métaux, Gauthier-Villars, 1962.

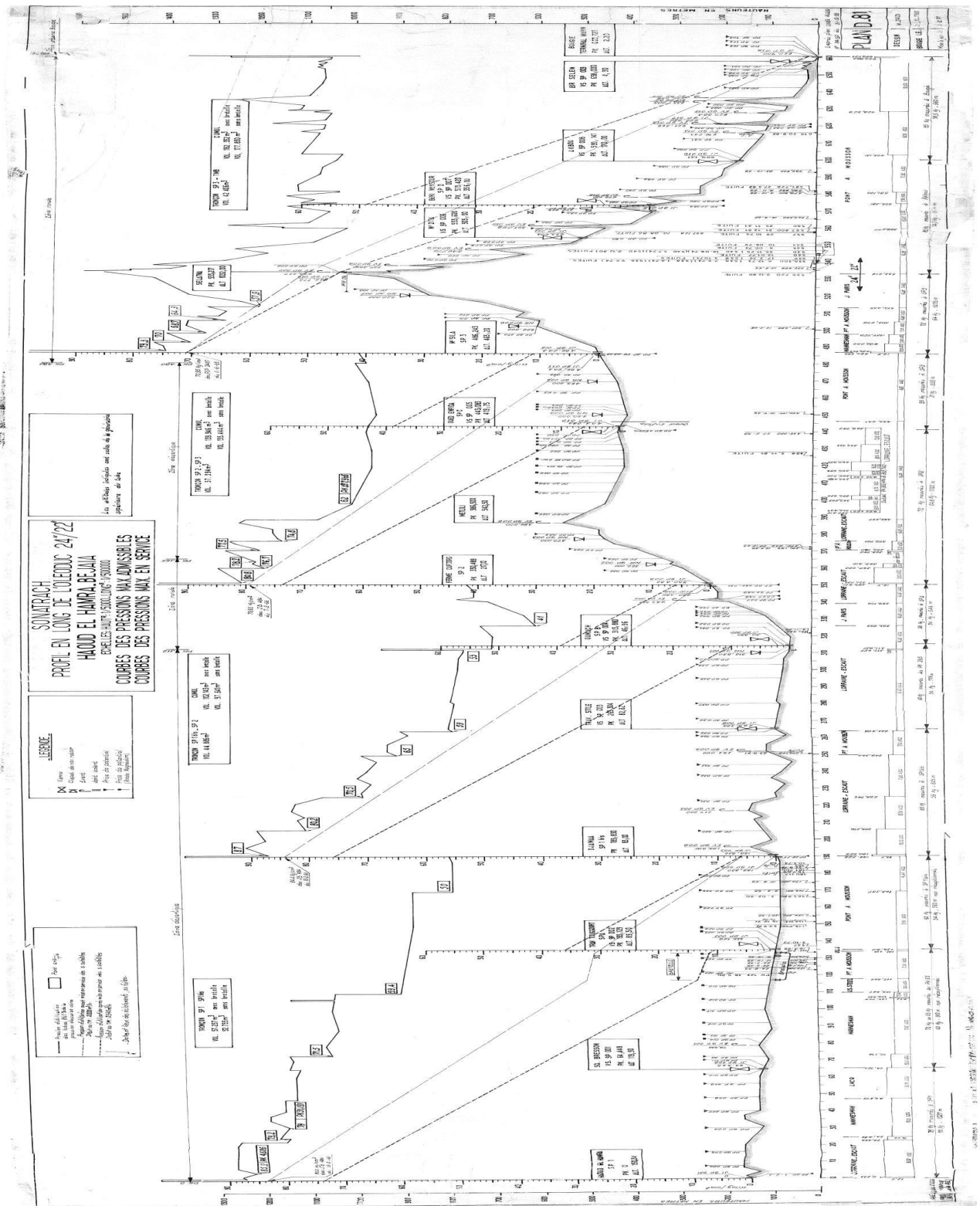
[8] : Sahraoui Yacine « Optimisation des méthodes d'inspection des pipes » thèse de doctorat 2014 l'université Badji Mokhtar de Annaba.

[9]: Site: fr.wikipedia.org.

[10]: Cours de Richard Mathieu; site: genie.industriel.iaa.free.fr

[11]: Guide technique « systèmes de pompage : les économies d'énergie électrique dans les systèmes de pompage » 1993 Hydro-Québec.

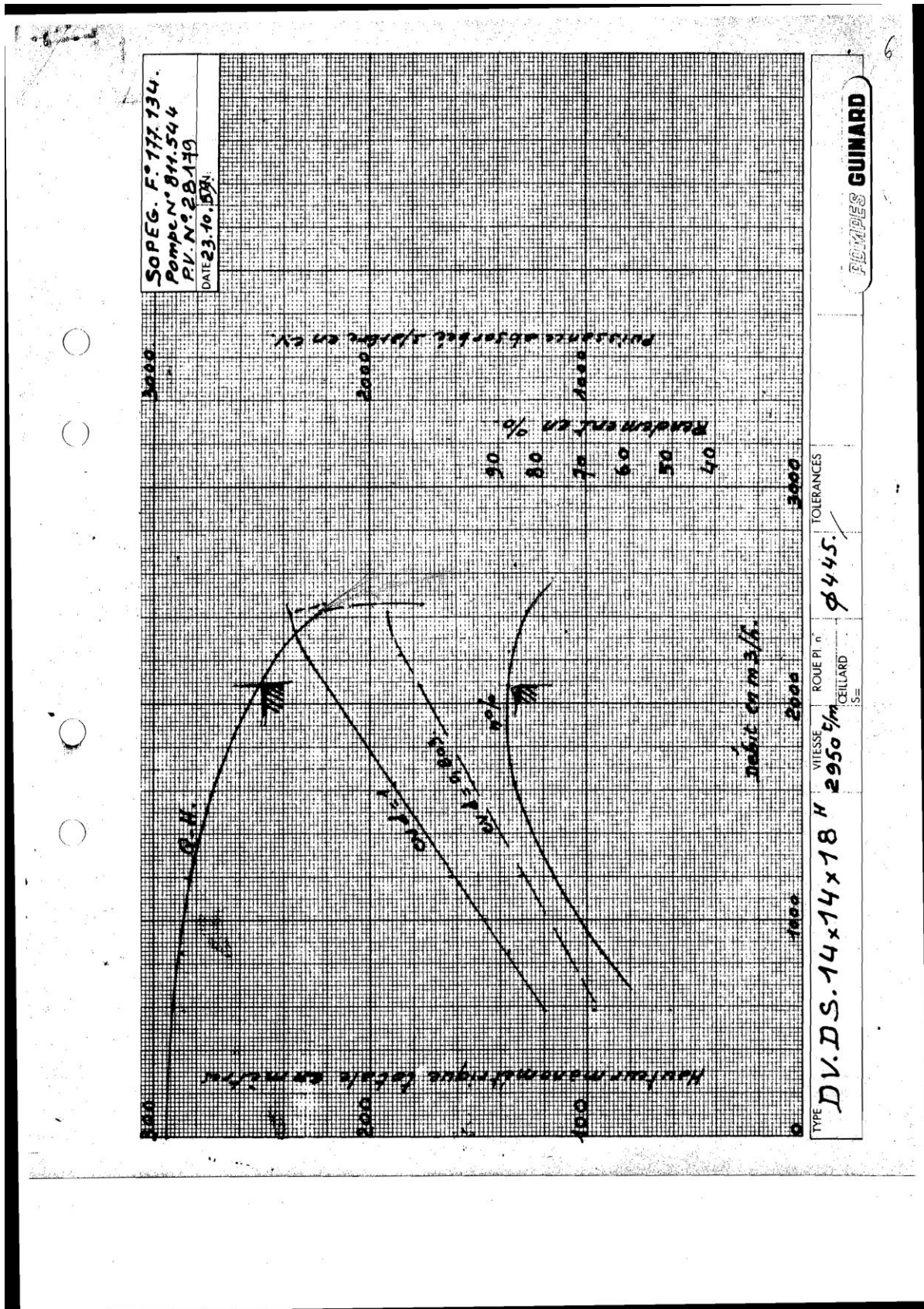
Profil en long OB1 24"&22" HEH BEJAIA.



Les différents régimes d'écoulement des fluides

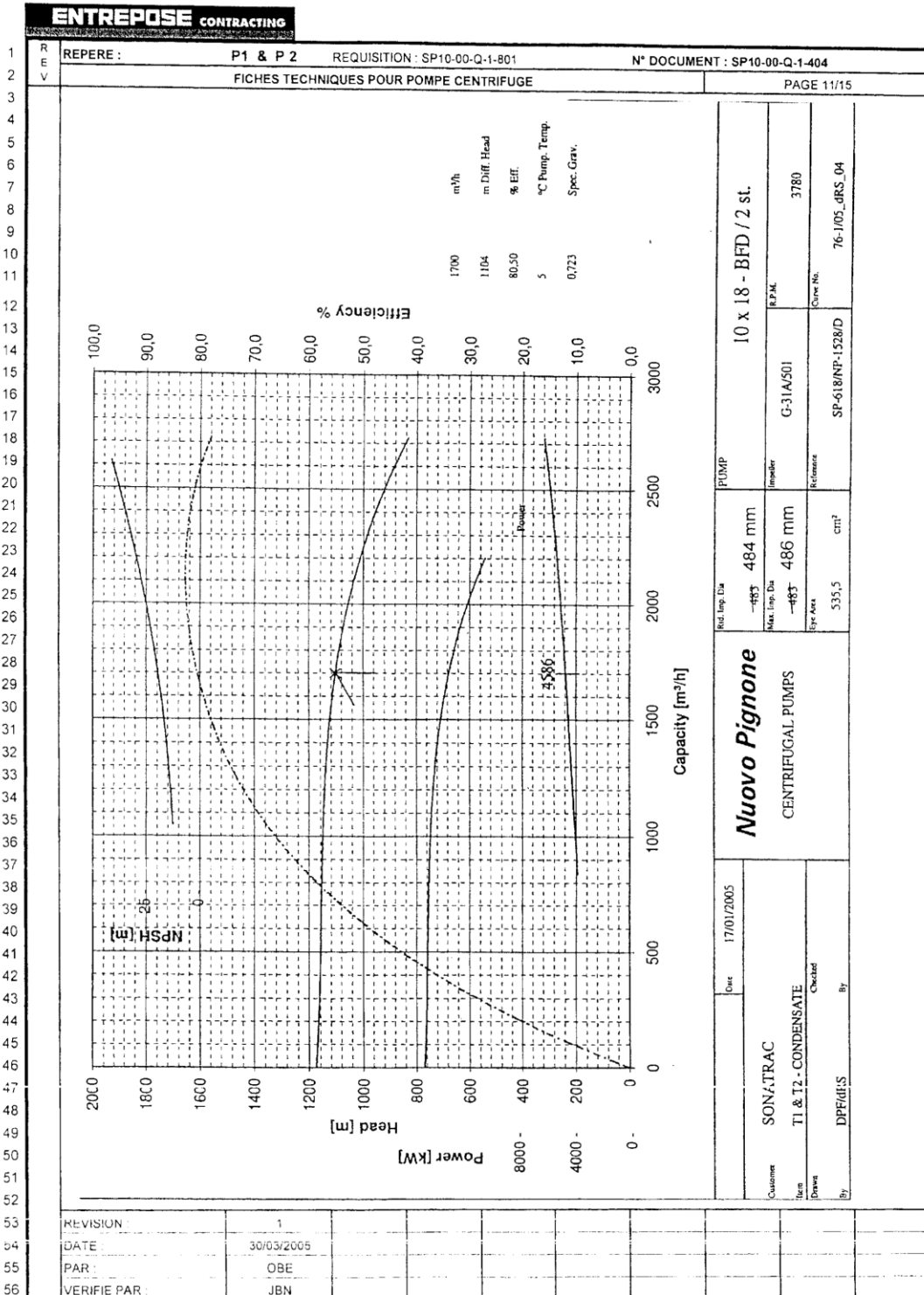
Régime d'écoulement	Reynolds	Coefficient de perte de charge λ
Régime d'écoulement laminaire	$R_e < 2320$	$\lambda = \frac{64}{R_e}$
Régime turbulent		
a) Tube lisse pour les nombres des Reynolds	$2320 \leq R_e \leq R_{e1}$	$\lambda = 0,3164 \cdot R_e^{-0,25}$
b) Zone de frottement mixte	$R_{e1} \leq R_e \leq R_{e2}$	$\lambda = 0,11 \left(\frac{68}{R_e} + \frac{2e}{D} \right)^{0,25}$
c) Zone quadratique	$R_e \geq R_{e2}$	$\lambda = \frac{1}{[1,74 - 2 \cdot \log \varepsilon]^2}$
$\varepsilon = \frac{2 \cdot e}{D}$	$R_{e1} = \frac{59,5}{\varepsilon^7}$	$R_{e2} = \frac{665 - 765 \cdot \log \varepsilon}{\varepsilon}$
Où		
ω - La vitesse moyenne d'écoulement (m/s) ; D : diamètre intérieur (m) ν - viscosité cinématique (m ² /s), e : la rugosité absolue ε : la rugosité relative		

Courbe caractéristique des pompes de la SP1



Courbe caractéristique des pompes de la SP1-Bis

SP1 Bis



Courbe caractéristique des pompes de la SP2

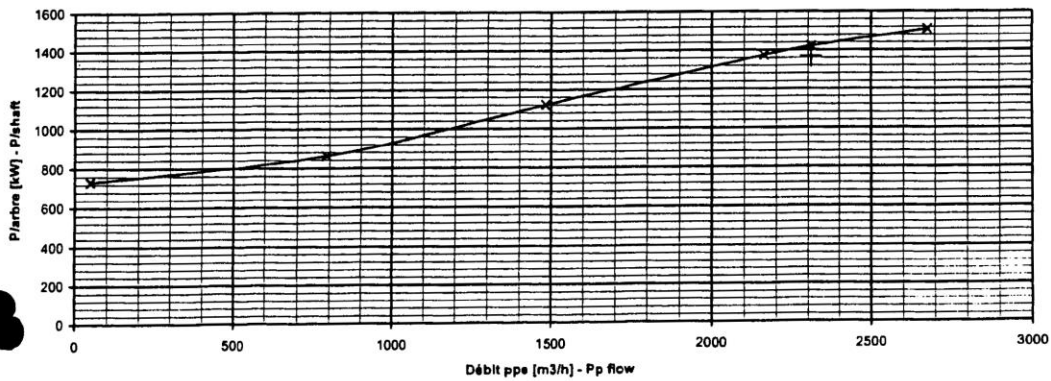
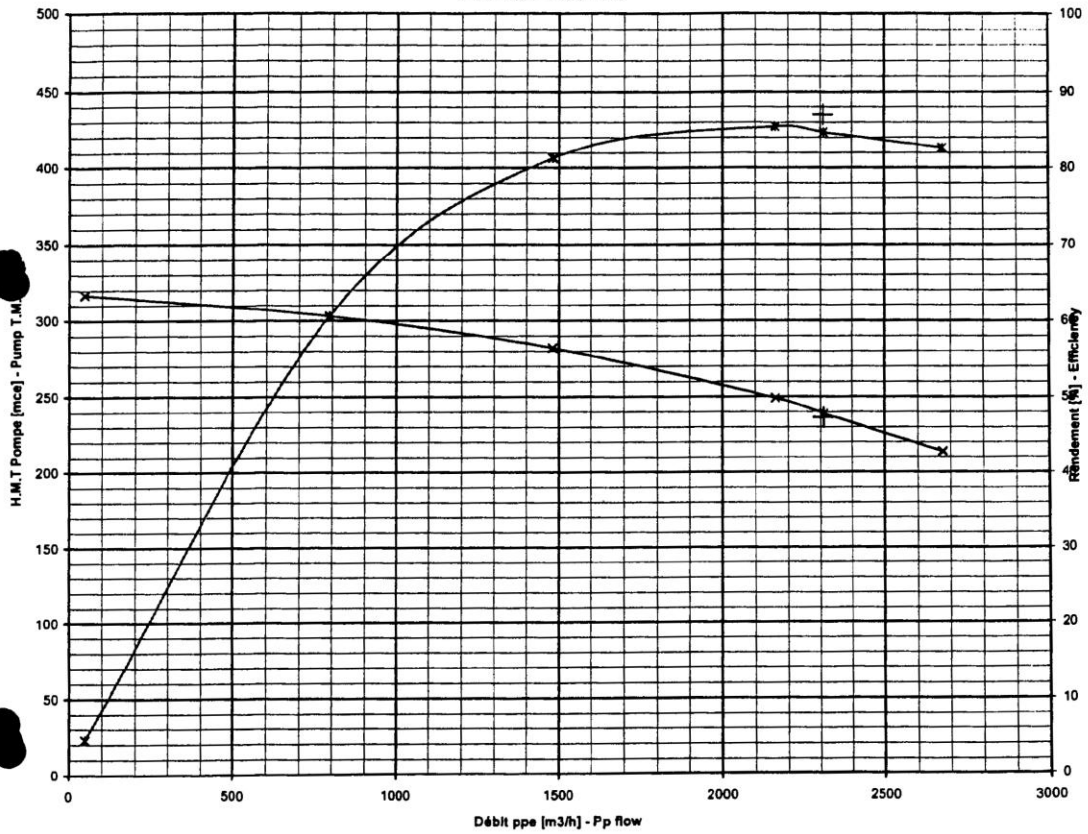
Ppe principale SP2

PROCES VERBAL D'ESSAI
TEST REPORT



Essai : 1696	N° Projet P-000245	N° Cde : 1600078	Page : 3 13
<i>Test</i>	<i>N° Projet</i>	<i>Factory N°</i>	<i>Page</i>
Pompe Type : DVDS 14.14.18 / 1ét.	Repère : P.201 A	Retouche N° :	
<i>Pump Type</i>	<i>Item</i>	<i>Modification N°</i>	

Essai QH - QH Test



Courbe caractéristique des pompes de la SP3

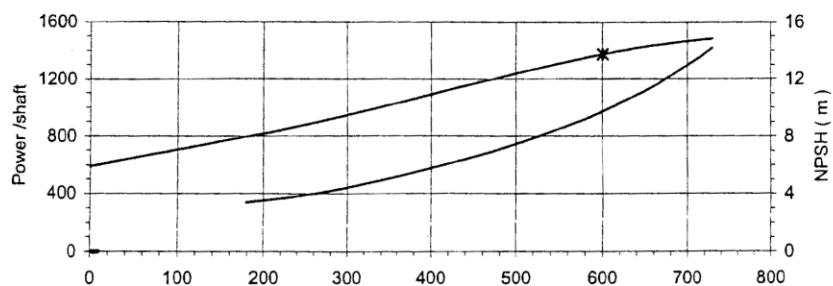
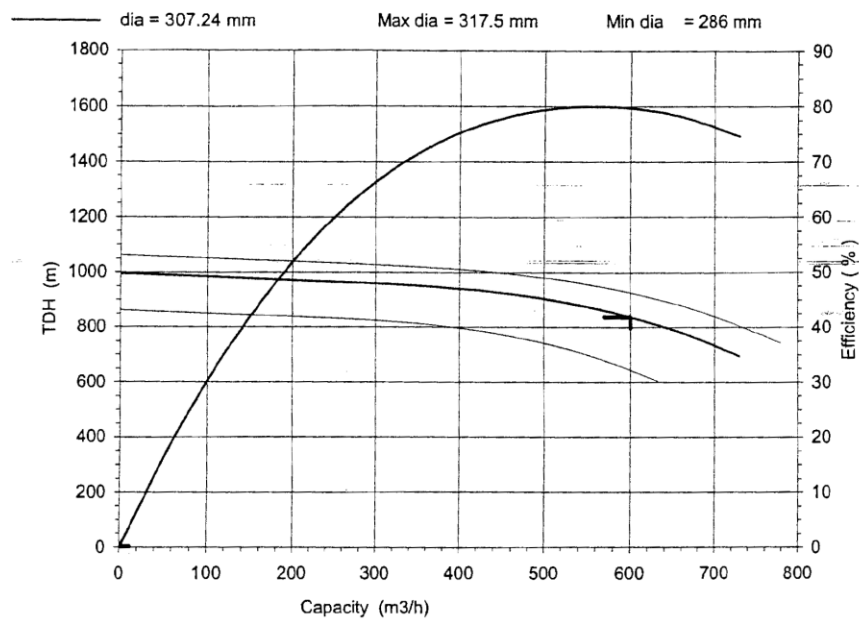
SP3 (11) Ppe principale.

Curve n° P301-a ema 11-24-05



DVMX 6x8x11 E - 5 St

Capacity	= 600	m ³ /h	Speed	= 3560	rpm	Visco	= 3	Cst
TDH	= 838	m	NPSH	= 9.72	m	d	= 0.8	
Eff %	= 79.7		Power (*)	= 1375.00	kw			



Impeller DS : M100273-24256/7	Eye 125 x 2 / 142 cm ²	base 466797
Volute F100439/115322	clearance API	616639 / 3

GG / TNC 05-39a

France Ancey David Brown Guinard Pumps S.A.S 39, Avenue du Pont de Tasset BP 435 - 74020 Ancey cedex
 Tel : +33 (0) 4 50 05 56 00 Fax : +33 (0) 4 50 05 58 80