

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou

Faculté du Génie de la Construction

Département de Génie Mécanique



MÉMOIRE

DE FIN D'ÉTUDES

EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME DE
MASTER PROFESSIONNEL EN ENERGETIQUE

OPTION : Froid Chauffage et Climatisation

Thème

VERIFICATION DE LA PRESSION DE REFOULEMENT DE LA
POMPE D'INJECTION DE CHAMP D'AMASSAK PAR UN CALCUL
DE DIMENSIONNEMENT

Dirigé par :

Mr.: MOHELLBI. H

Proposé par:

Mr.: Boulahya .M

Etudié par :

Mr.: HADID Belkacem

PROMOTION: 2013/2014

Remerciements :

*T*ous mes remerciements au bon dieu, qui m'a donné cette chance de faire un pas vers le chemin de savoir.

*J*e tiens à remercier mes parents qu'ils ont veillé sur mes études depuis mon enfance, et qu'ils sont toujours à mes côtés, je remercie aussi tous mes amis qui m'ont soutenus pour faire ce travail.

*M*es remerciements adressés aussi à mon enseignant promoteur monsieur Mohellbi Hakim qui m'a aidé à suivre un plan de travail qui traduit bien mon projet de fin d'études, ainsi à monsieur Boulahya Mohamed mon Co-encadreur au sein de l'entreprise

*J*e remercie bien encore tous les personnels des deux organismes universitaire (UMMTO) et industriel (SONATRACH) qui ont contribué à la réalisation de ce modeste travail.

Sommaire

Chap. I Présentation de site industriel et de projet

Présentation de site.....	01
I.1.1 Historique de la région	01
I.1.2 Présentation de l'organigramme hiérarchique	03
I.1.3 Division exploitation	04
I.1.4Autres utilitaires	04
I.1.4.a En énergie électrique	04
I.1.4.b En air instrument et en air de service	04
I.2.1 Définition de projet	05
I.2.2 Le site industriel.....	05
I.2.4 Données relatives aux puits injecteurs	06
I.2.5 Le débit d'eau à injecter	07

Chap. II Généralités sur les pompes et les écoulements des fluides

Introduction.....	09
II.1Les catégories principales des pompes	09
II.2 Le choix de type de la pompe.....	10
II.3 Les courbes caractéristiques d'une pompe centrifuge	10
II.4 Caractéristique de la pompe centrifuge.....	11
II.5 Courbe caractéristique du réseau	12
II.6 Le point de fonctionnement de la pompe	13
II.7 NPSH d'une pompe	13
II.8 Les écoulements	14
II.8.1 cinématique des fluides	14

Sommaire

II.8.2 Ecoulement laminaire et écoulement turbulent	14
II.8.3 Equation de continuité.....	15
II.9 Dynamique des fluides ; Equation générale du mouvement	15
II.9.1 Equation générale de Navier-Stokes.....	15
II.9.2Théoreme de Bernoulli.....	15
II.10 Rappels des lois fondamentales des pertes de charge	15
II.10.1 Pertes de charges linéaires.....	15
II.10.2 Coefficient de perte de charge λ	16
II.10.3 Diagramme universel de Colebrook et Nikurads.....	17
II.10.4 pertes de charge singulières	18
II.10.5 Ligne de charge (ligne d'énergie) et ligne piézométrique.....	19
II.11 Conclusion.....	20

Chap. III Intérêt de l'injection d'eau

Introduction.....	21
III.1.1 Définition d'un gisement de pétrole	21
III.1.2 Le gisement de TFT.....	21
III.2 Les puits dans la production pétrolière	22
III.2.1 Les puits producteurs	22
III.2.2 Les puits injecteurs	23
III.2.3 Le fonctionnement dans un puits producteur	24
III.3 L'injection d'eau dans le gisement.....	24
III.3.1 Objectif de l'injection d'eau dans un gisement	24
III.3.2 Les différents types d'injection	25

Sommaire

III.3.2.1 L'injection groupée.....	26
III.3.2.2 L'injection dispersée.....	26
III.4 Facteurs influant sur l'injection.....	27
III.4.1 Géologie du réservoir.....	27
III.4.2 La profondeur	27
III.4.3 Caractéristiques petro-physiques.....	28
III.4.4 Caractéristiques des fluides.....	28
III.4.5 Propriétés des roches de réservoir	28
III.5 L'eau d'injection	29
III.5.1 Le réservoir d'eau.....	29
III.5.2 Propriétés de l'eau d'injection.....	29
III.7 La station de traitement des eaux centre de TAM.....	30
III.8 Conclusion	31

Chap. IV calculs et dimensionnements

Introduction.....	32
IV.1 Dimensionnement des conduites	32
IV.1.1 Le débit d'eau à injecter	32
IV.1.2 La vitesse du fluide.....	33
IV.2 Calculs des diamètres des conduites	33
IV.2.1 Les diamètres optimaux.....	33
IV.2.1. a Diamètre de la dorsale	34
IV.2.1.b Diamètres optimal pour le réseau de desserte.....	34
IV.2.2 Calcul d'épaisseur de conduite pour chaque tronçon.....	35

Sommaire

IV.2.2.1 Le choix du matériau	35
IV.2.2.2 Calcul de l'épaisseur de la dorsale	36
IV.2.2.3 Calcul de l'épaisseur de la desserte	36
IV.3 Calcul de pertes de charges.....	37
IV.3.1 Les pertes linéaires	37
IV.3.1.1 Le coefficient de pertes de charge λ	38
IV.3.2 Les pertes singulières.....	43
IV.3.2.1 Les pertes locales dans le manifold	44
IV.3.2.2 Les pertes de charge dans les vannes.....	44
IV.4 Détermination de la pression de refoulement de la pompe d'injection.....	45
IV.5 Calcul de pressions réelles en têtes de puits	46
IV.6 Fiche technique de la pompe.....	47
IV.7 conclusion	48
Schéma synoptique de la station d'injection d'eau	49

Liste de figures

Figure I.01	Position géographique de la région de TFT.....	02
Figure I.02	Organigramme de la direction régionale de TFT.....	03
Figure I.03	Configuration des puits dans le champ d'Amassak	08
Figure II.04	Courbes caractéristiques d'une pompe	11
Figure II.05	Courbe d'une pompe.....	12
Figure II.06	Courbe d'un réseau	12
Figure II.07	Détermination de point de fonctionnement d'une pompe.....	13
Figure II.08	Diagramme universel de Colebrook et Nikurads	18
Figure II.09	Ecoulement sous pression dans une conduite inclinée	19
Figure III.10	Ecoulement de fluide dans les puits producteurs	22
Figure III.11	Les puits injecteurs	23
Figure III.12	Historique de l'injection d'eau dans le champ d'Amassak.....	24
Figure III.13	Configurations d'injection d'eau.....	27
Figure IV.14	Schéma de la station d'injection d'eau Tam.....	33
Figure IV.15	La charge totale entre deux points.....	37
Figure IV.16	Schéma de manifold	40
Figure IV.17	Schéma de l'installation d'injection d'eau.....	49

Tableaux

Tableau II.1 Caractéristiques des puits injecteur d'eau dans le champ d'Amassak	07
Tableau IV.2 Diamètres optimaux de la dorsale pour les différentes vitesses d'écoulement..	34
Tableau IV.3 Diamètres optimaux pour la dessertes pour les différentes vitesses d'écoulement.....	34
Tableau IV.4 Caractéristiques du matériau des conduites	35
Tableau IV.5 Les dimensions des conduites	37
Tableau IV.6 Les valeurs de coefficient λ d'écoulement dans l'installation	40
Tableau IV.7 Distance entre deux tronçons consécutifs	42
Tableau IV.8 Les altitudes des puits	42
Tableau IV.9 Les pertes de charges linéaires pour toute l'installation	43
Tableau IV.10 La pression réelle pour chaque puits injecteur	47
Tableau IV.11 Fiche technique de la pompe principale	47

Nomenclature

symbole	Désignation	dimension	unité
X, Y	Transverse universelle Mercator UTM		
Z	hauteur	L	m
P_T	Pression en tête de puits	$M.L^{-4}$	bar
V	Vitesse moyenne d'écoulement	$L.T^{-1}$	$m.s^{-1}$
s	Surface	L^2	m^2
ρ	Masse volumique	$M.L^{-3}$	$Kg.m^3$
Q	Débit volumique	$L^3.T^{-1}$	$l.s^{-1}$
P	Pression par unité de poids	L	m
T	température	θ	K
g	Accélération de la pesanteur	$L.T^{-2}$	$m.s^{-1}$
H	Charge totale par unité de poids	L	m
ΔH	Perte de charge	L	m
L	longueur	L	m
D	Diamètre	L	m
λ	Coefficient de perte de charge linéaire	-	-
D_h	Diamètre hydraulique	L	m
P_m	Périmètre mouillé	L	m
S	section	L^2	m^2
ε	Rugosité	L	m
Re	Nombre de Reynolds	-	-
μ	Viscosité dynamique du fluide	$M.L^{-1}.T^{-1}$	$Kg.m^{-1}.s^{-1}$
ν	Viscosité cinématique du fluide	$L^2.s^{-1}$	$m^2.s^{-1}$
k	Coefficient de perte de charge locale	-	-
N	Nombre de puits	-	-
P_f	Pression de fond de gisement		bar
Q_p	Débit reçu par chaque puits	$L^3.T^{-1}$	$l.s^{-1}$
l	longueur	L	m
δ	Epaisseur	L	mm
P_{ms}	Pression max de service	$M.L^{-4}$	bars
σ	Contrainte maximale de matériau	$M.L^{-6}$	$Kgf.mm^2$
σ_e	Limite d'élasticité de l'acier	$M.L^{-6}$	$Kg.mm^2$
σ_r	Résistance à la rupture	$M.L^{-6}$	$Kg.mm^2$
E	Epaisseur de la corrosion	L	mm
K_e	Coefficient tenant compte de lieu géographique	-	-
P_s	Pression de service	$M.L^{-4}$	bars
V_r	Vitesse réelle d'écoulement	$L.T^{-1}$	$m.s^{-1}$
ΔP	Perte de charge par unité de longueur	L	m
"	Unité de longueur anglo-saxonne	pouce	pouce

Nomenclature

symbole	Désignation	dimension	unité
D_{int}	Diamètre intérieur	L	m
D_{ext}	Diamètre extérieur	L	m
α	Valeur moyenne de l'accélération de Coriolis	$L.T^{-2}$	$m.s^{-2}$
β	Coefficient de Boussineq		
κ	Rapport de sections	-	-
ξ	Coefficient de perte de charge singulière	-	-
P_r	Pression de refoulement de la pompe	$M.L^{-4}$	bar
P_M	Pression réelle au manifold		
ϑ	Coefficient dépendant du régime d'écoulement	$T^2.L^{-1}$	$s^2.m^{-1}$
m	Coefficient dépendant d'écoulement	-	-
T_v	Tension de vapeur d'eau	$M.L^{-2}$	kPa

Introduction générale

Le projet de maintien de pression par injection d'eau, dans le champ d'Amassak, rentre dans la conservation de l'énergie naturelle du gisement.

Cette méthode de récupération des hydrocarbures, dite système de récupération secondaire dans la production pétrolière, semble la plus répandue et ça grâce à son coût de revient relativement faible par rapport aux autres méthodes de récupération, ainsi sa très bonne efficacité au balayage d'huile.

Elle nécessite une installation de surface qui assure une pression ainsi qu'un débit déterminé à l'injection dans les puits injecteurs d'eau, en maintenant la pression de la couche constante en tenant compte de l'équilibre de la balance injection-production.

Cette installation comportera une station de pompage et un réseau de tuyauterie jusqu'aux têtes des puits injecteurs.

Il m'a été demandé de faire un calcul de dimensionnement de la tuyauterie réseau de desserte et le réseau de dorsale, avec le calcul de pertes de charge linéaire et les pertes de charge singulières.

Ces paramètres, une fois calculés nous permettent de définir la pression de refoulement nécessaire à la pompe d'injection pour qu'elle puisse véhiculer le débit nécessaire aux têtes des puits injecteurs.

Mon travail est divisé en quatre chapitres dont les deux premiers portent des généralités sur les pompes ainsi que sur les écoulements et deux parties essentielles, la première partie nous renseigne sur l'intérêt de l'injection d'eau dans un gisement de pétrole et les paramètres à prendre en compte pour qu'une installation d'injection d'eau soit faite, comme on a parlé sur les différents puits dans la production pétrolière.

Tandis que la deuxième partie, est la partie dimensionnements des conduites et calcul de différentes pertes de charges pour arriver à définir la pression de refoulement de notre pompe et la comparer à la pression de refoulement de la pompe existante et de conclure de dimensionnement de cette dernière.

. En fin, on termine avec une conclusion générale sur le travail.

PRESENTATION DU SITE [10]

I.1.1 Historique de la région : [10]

La direction régionale de TIN FOUYE TABANCORT (TFT) fait partie de la division de production de la société nationale de transport et de commercialisation des hydrocarbures (SONATRACH). Elle est chargée de la production du pétrole et du gaz dans les différents gisements qui existent dans la région.

La région de TFT est située au Nord/Ouest d'Illizi, à 1300 km au sud/est de la capitale, à 500 km au sud-est de Hassi-Messaoud, et à 300 km au Nord d'Ain-Aminas. (Fig.I.1)

Les premières découvertes dans la région datent des débuts des années soixante, le premier gisement découvert est celui de TFY en 1961, puis se succédèrent ceux de Hassi-Mazoula sud et Nord en 1963, de TFY Nord et Djoua en 1966, de TFT ordovicien en 1968 et enfin ceux de Tamendjelt et Amassak en 1970.

- Le gisement de TFY est situé au Sud de TFT, l'exploitation se fait par la technique du gaz Lift.
- Le gisement d'Amassak est situé à 25 km au Nord Ouest du gisement de TFT, l'exploitation se fait par l'utilisation des deux techniques MP et le gaz Lift.
- Le gisement de Djaoua se trouve au sud-est de TFT, l'exploitation se fait par des groupes électriques immergés.
- Le gisement de Tamendjelt est situé à environ 6 km au Nord-Ouest de TFT, l'exploitation est par gaz Lift.
- Le gisement de Hassi-Mazoula Nord, sud et Hassi-Mazoula B produite par pompage électrique.

Le réservoir de TFT ordovicien produit la plus grande partie de production de la région de TFT, son exploitation à commencer en novembre 1968.

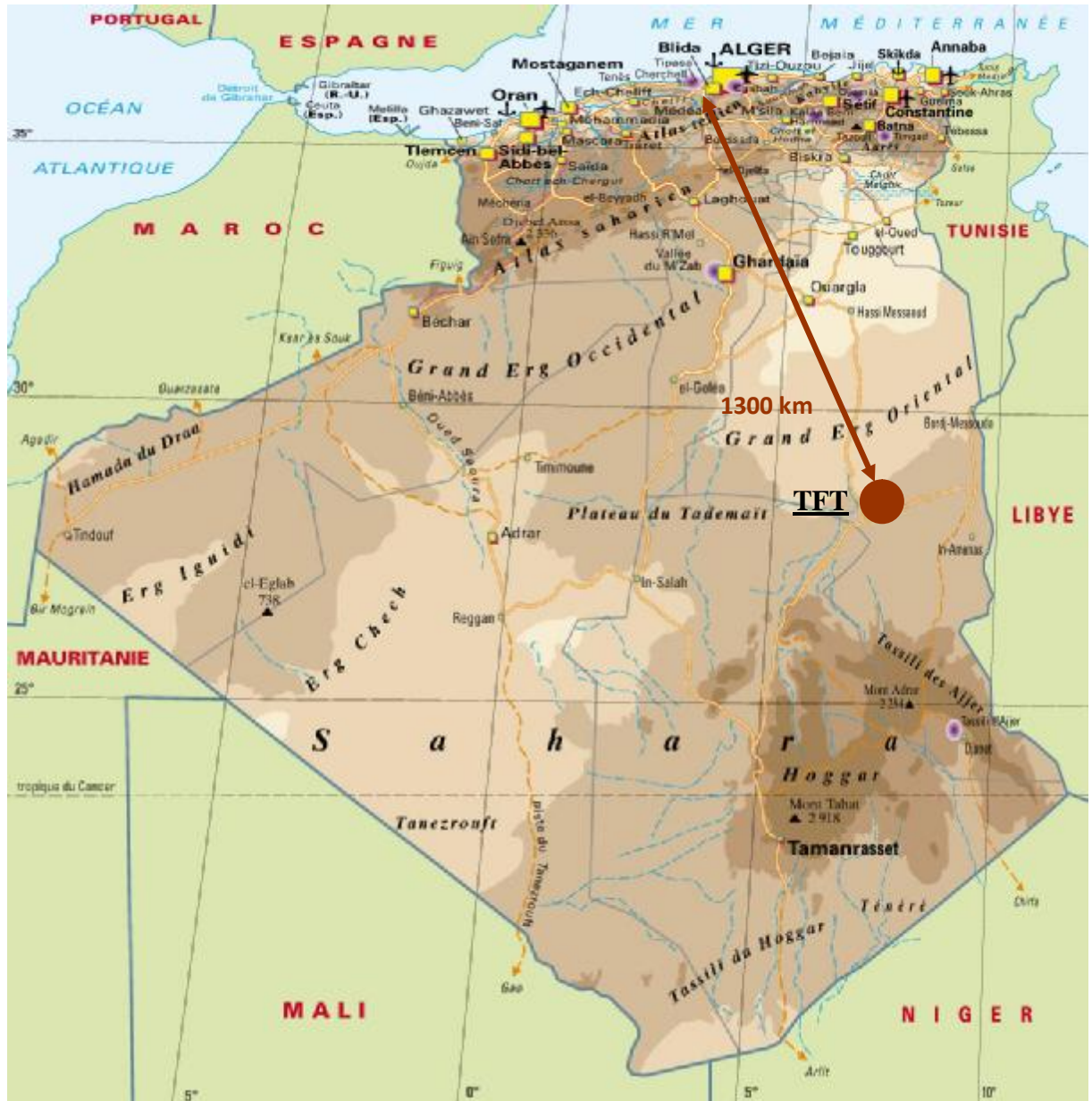
Jusqu'en 1975, les puits forés sont au nombre de 52, dont 49 producteurs. La surface embrassée par les forages ne présentait que 40% de la surface de TFT, la production d'huile en 1974 a atteint 1 634 000 tonnes.

En raison de la diminution de la pression de gisement qui conduit à l'épuisement de l'énergie du réservoir, le projet de maintien de pression est introduit en 1980.

Les résultats ont commencé à se manifester à partir de 1984 où il a été produit 2 751 651 tonnes, 4 976 886 tonnes en 1991, 4 410 176 tonnes en 1994 et 3 504 200 tonnes en 1998.

Dans le but d'augmenter le taux de récupération à plus de 25% et de récupérer les gaz torchés, un autre projet est entré en service en 1987 avec la construction de l'usine de traitement de gaz. Actuellement 213 puits d'huile sont forés dans le réservoir ordovicien du gisement de gaz de TFT avec 52 puits producteurs d'huile dans le champ d'Amassak, dont 25 ouverts et les autres fermés.

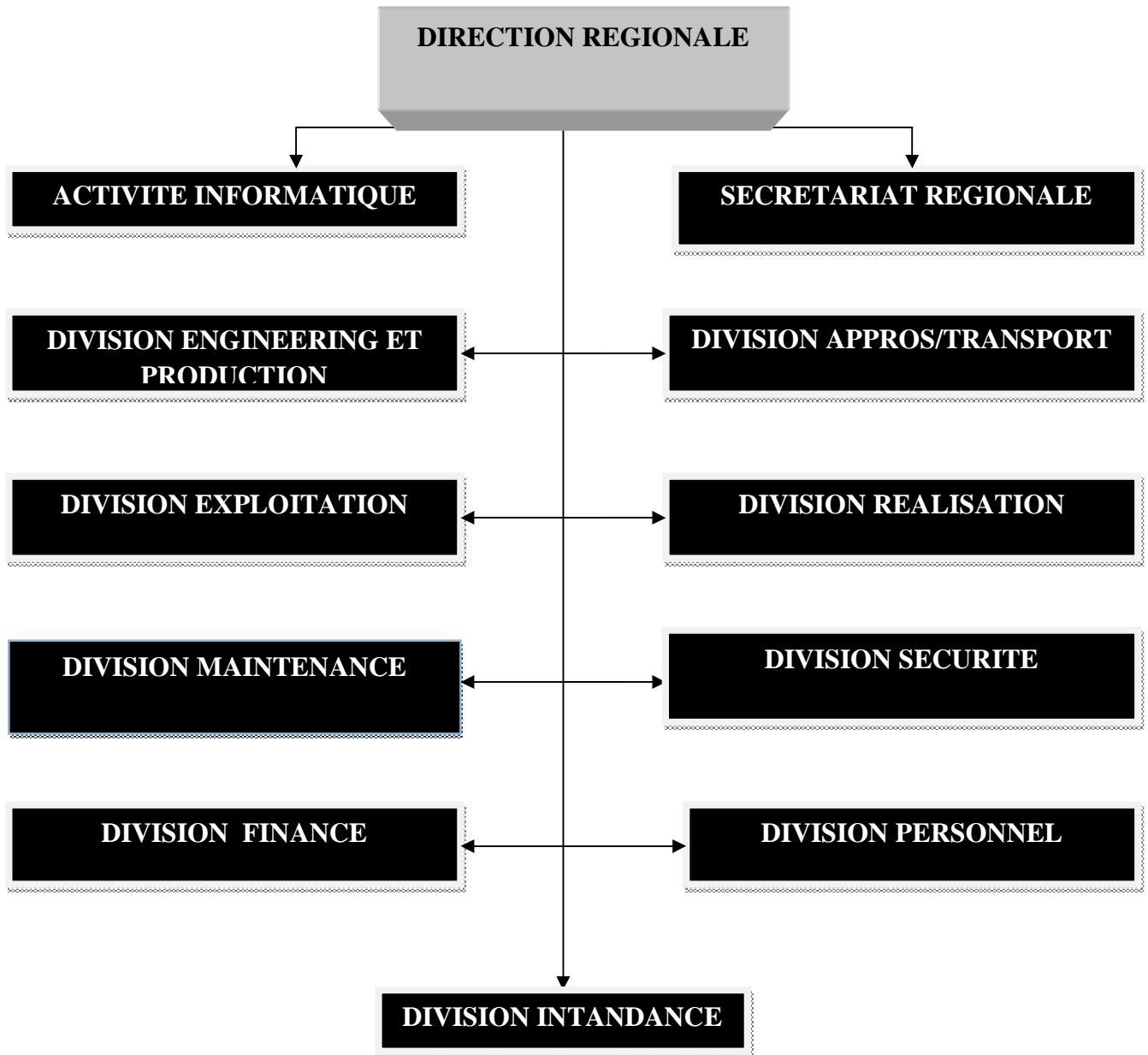
Plusieurs techniques de récupération d'huile ont été utilisées dans la région de TFT : récupération primaire (puits éruptifs), et récupération secondaire (gaz Lift, maintien de pression par injection d'eau).



FigureI. 01 : Position géographique du champ TFT

I.1.2 Présentation de l'organigramme hiérarchique [10]

La division production de TFT est composée de 11 départements liés à la production, sécurité et administration, ces différents services se résument dans l'organigramme suivant :



FigI.02 : Organigramme de la direction régionale TFT

Les différentes divisions composant la direction régionale sont :

- Division Engineering et Production.
- Division Exploitation.
- Division Maintenance.
- Division Sécurité.
- Division Réalisation.
- Division Intendance.
- Division Personnel.
- Division Finance.
- Division Approvisionnement et Transport.

I.1.3 Division Exploitation :

Cette division a comme rôle l'inspection et l'intervention aux différents équipements de surfaces des différents puits producteurs de pétrole et les puits injecteurs d'eau. Elle comporte deux services :

- Le service maintien de pression

A pour rôle la vérification périodique de la pression ainsi le débit d'eau injecté dans chaque puits injecteur d'eau, par des opérateurs qui assurent le bon fonctionnement de toutes les installations liées à l'injection d'eau dans la station de Tamendjelt et la régulation aux têtes de puits.

- Le service huile

Ce service chargé de superviser la récupération du brut produit par les puits producteurs vers les bacs de stockages primaires qui se trouvent dans la région de TFT avant qu'il s'achemine vers HAOUD AL HAMRA. Et aussi la récupération au niveau des bourbiers.

Il faut signaler que ces divisions de la direction de production s'interdépendent l'une à l'autre

I.1.4 Autres utilitaires :

I.1.4.a En énergie électrique :

La station est équipée d'une génératrice de secours de 500kV.A à moteur diesel en cas de coupure du réseau extérieur. Ce groupe électrogène alimente automatiquement l'installation nécessaire pour continuer la production du gaz lift dans ce cas, l'installation de compression du gaz PB et une unité de Compression de gaz MP sont arrêtées.

I.1.4.b En air comprimé instrument et en air comprimé de service :

La station comporte un système de production et de distribution de l'air comprimé pour assurer l'alimentation en air instrument et en air de service.

Le système est constitué de deux compresseurs d'air (K-511 A/B) entraînés par un moteur électrique et un réservoir d'air d'instrument (D-551) ainsi qu'un sécheur air (V-551) d'un type auto-régénération,

l'un des compresseurs est toujours en marche tandis que l'autre servant de réserve ; les installations sont conçues pour une capacité de 250Nm/h à la sortie du sécheur.

I.2. Présentation de projet

I.2.1 Définition de projet

Il s'agit d'un calcul de dimensionnement de conduites d'eau de l'injection pour l'installation de champ d'Amassak dans le gisement de TFT. Ces calculs de dimensionnement servent à définir la pression de refoulement de la pompe d'injection, qui sera comparée à la pression de refoulement de la pompe existante de l'installation actuelle.

L'objectif de ce travail, est de voir si on pourra apporter une pression de refoulement amoindrie par rapport à la pression de refoulement de la pompe existante.

Certaines données restent celles qui sont prises pour le projet existant telles que :

- Ø Le tracé de projet
- Ø Les données relatives aux puits injecteurs d'eau
- Ø Les distances entre deux puits consécutifs
- Ø Le débit total d'eau à injecter

Cependant les paramètres de calcul liés aux conduites ne seront pas forcément les mêmes

Notre projet comportera une conduite principale acheminant l'eau d'injection de la station de traitement et de pompage du centre dit Tamendjelt, vers le manifold à partir de là, trois conduites prévues pour véhiculer l'eau vers les têtes de puits injecteurs d'eau.

On aura besoin de robinetterie (deux types de vannes) pour l'isolation de tronçons et celles de commandes.

Pour cela, on aura besoin de différents paramètres liés aux :

- Ø Site industriel. (la topographie de lieu ainsi les coordonnées géographiques)
- Ø Gisement d'Amassak. (données des puits injecteurs ainsi que les pressions)
- Ø Normes d'ingénierie. (normes de fabrication)

I.2.2 Le site industriel [8]

C'est délibérément que l'on prend le site d'installation de l'injection d'eau du champ d'AMASSAK sur le lieu actuel dit centre TAMANDJELT distant d'environ 49,4 km du puits injecteur le plus éloigné dans le champ AMASSAK du fait que ce centre est bien positionné facilement accessible et qu'il comporte aussi d'autres installations ;des bacs de stockage d'eau d'injection aspirée à partir des puits producteurs d'eau et un centre de séparation de gaz lift.

Le centre de TAM a comme coordonnées(UTM) géographiques des valeurs suivantes :

X= 367500

Y= 31744300

Z= 341m

Les conduites acheminant l'eau d'injection ne seront pas enterrées

Autrement dit ce sont des conduites de surface ; et rectilignes du fait que il n'existe pas d'obstacles, la topographie du lieu qui étant plane donc il s'agit d'un tracé direct surfacique qui minimise les pertes de charge singulières. Il y a également un avantage lié au climat de la zone qui est un climat chaud et sec, donc pas de problème de gel de l'eau transportée ; tout cela impacte positivement sur la durée d'exécution de notre projet en plus du coût de l'installation qui sera amoindri.

I.2.3 Le débit d'injection journalier [8]

Le débit d'eau qui doit être injecté dans le champ d'AMASSAK est estimé à $3500\text{m}^3/\text{Jr}$ soit $4,05 \cdot 10^2 \text{m}^3/\text{s}$.

Le nombre de puits injecteurs du champ est 08 puits ; dont 05 en service et les trois puits restant sont des puits fermés. Cette fermeture est cause d'arrêt de production de certains puits producteurs de pétrole qui suit l'injection abusée d'eau.

I.2.4 Données relatives aux puits injecteurs [8]

Le département gisement dans la direction production, nous renseigne sur l'état de puits injecteurs il a mis à notre disposition les paramètres nécessaires pour le calcul et le dimensionnement ces données sont résumées dans le tableau suivant.

Puits	AMA35	AMA502	AMA505	AMA506	AMA507	AMA504
Profondeur (m)	2027	2113	2016	2100	2060	2050
P_T (bar)	173,2	173,3	174,5	170,7	168,9	178,9
Q_P (m ³ /s)	$8,1 \cdot 10^{-3}$	$8,1 \cdot 10^{-3}$	$8,1 \cdot 10^{-3}$	$8,1 \cdot 10^{-3}$	$8,1 \cdot 10^{-3}$	$8,1 \cdot 10^{-3}$
P_F (bar)	389,8	389,8	389,8	389,8	389,8	389,8
Distance l (Km)	36,3	37,8	49,4	44	35	53,5

Tableau I.1 caractéristiques des puits injecteurs d'eau champ AMASSAK [8]

Pour notre projet, on adapte la norme API pour les conduites, la robinetterie ainsi que pour la pompe d'injection cette norme est définie par l'institut américain de pétrole (American Petroleum Institute).

La figure suivante qui donne la configuration des puits injecteurs d'eau et les puits producteurs d'huile ainsi que leurs coordonnées et la pression de gisement dans les différents points de champ d'Amassak.

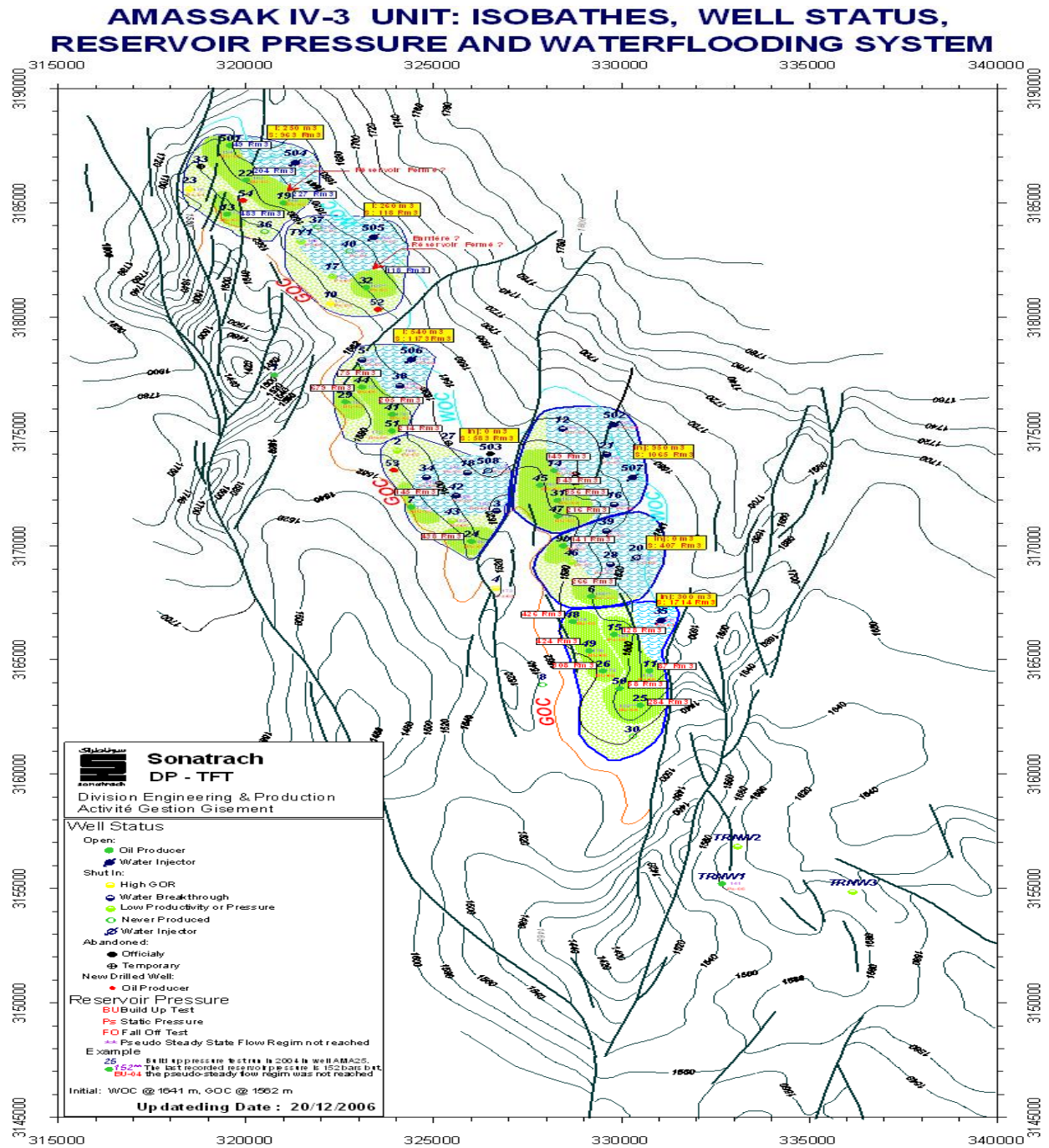


Figure I. 03 : configuration des puits champ AMASSAK document SONATRACH [8]

Introduction

Une pompe, c'est un appareil mécanique servant à véhiculer un liquide d'un point A à un point B ; elle permet aussi de prendre un liquide d'une pression 1 et de le porter à une pression 2 avec ($P_1 < P_2$).

Pour véhiculer un liquide d'un endroit de basse pression à un autre de pression élevée, la pompe doit fournir une pression qu'on appelle hauteur manométrique totale, cette pression est la transformation de l'énergie mécanique fournie par le moteur, en énergie potentielle ; cela dépend toujours des conditions d'aspiration et de refoulement.

II.1 Les catégories principales des pompes [6]

L'énergie requise pour faire fonctionner une pompe, dépend de nombreux facteurs rencontrés dans l'étude des écoulements et ceux se résument :

- Ø Les propriétés des fluides (masse volumique, viscosité dynamique, compressibilité).
- Ø Les caractéristiques de l'installation (diamètre, rugosités, singularités).
- Ø Les caractéristiques de l'écoulement (vitesse, débit, hauteur d'élévation et pression).

Pour ceux la on distingue deux grandes catégories de pompes

IV.1-A les pompes volumétriques

L'écoulement dans une pompe volumétrique résulte une variation d'une capacité ou volume occupé par le liquide.

IV.1-B les turbopompes

Leur principe, consiste le déplacement de liquide de point d'aspiration vers celui de refoulement par la force centrifuge communiquée par le rotor ces pompes peuvent être classées comme suit :

- Ø Les pompes centrifuges sont les plus répandues
- Ø Les pompes axiales
- Ø Les pompe hélico-centrifuges

Pour les projets de l'industrie pétrolière, les pompes centrifuges s'avèrent les plus répandues et cela pour beaucoup d'avantages qu'elles présentent on cite :

Les forts débits de refoulements à des fortes pressions (hauteurs importantes)

Le rendement énergétique qui est acceptable

L'accouplement à tous types de moteurs disponibles qu'il soit électrique (à synchronisme généralement), moteur à combustion interne, turbine à vapeur ou turbine à gaz.

L'encombrement qui est généralement réduit.

II.2 Le choix de la pompe [4]

La pompe centrifuge doit fournir l'énergie nécessaire pour assurer le débit demandé dans le réseau en gardant nos besoins en hauteur statique et en hauteur dynamique c'est-à-dire la pompe doit assurer la pression nécessaire entre les deux points de départ et d'arrivée, et de compenser les pertes de charges.

II.3 Les courbes caractéristiques d'une pompe centrifuge

Les courbes principales qui caractérisent une pompe centrifuge et qui expriment ses performances sont de nombre de quatre courbes, ces représentations graphiques rapportent des données relatives à la hauteur manométrique totale de la pompe, à la puissance absorbée par la pompe, à son rendement et au débit à élever en fonction de la capacité de la pompe.

Le rôle de ses courbes est de définir exactement le point de fonctionnement de la pompe.

II.3.1 La courbe hauteur-débit

C'est une représentation graphique qui exprime les variations de différentes hauteurs d'élévation en fonction du débit $H_p = f(Q)$.

II.3.2 La courbe puissance-débit

Elle représente les variations de la puissance absorbée en fonction du débit refoulé, son allure est parabolique dont sa courbure est vers le bas $H_c = f(Q)$.

II.3.3 La courbe rendement-débit.

Elle définit les variations du rendement de la pompe en fonction de débit $\eta = f(Q)$.

Ces courbes sont représentées dans la figure ci-dessous.

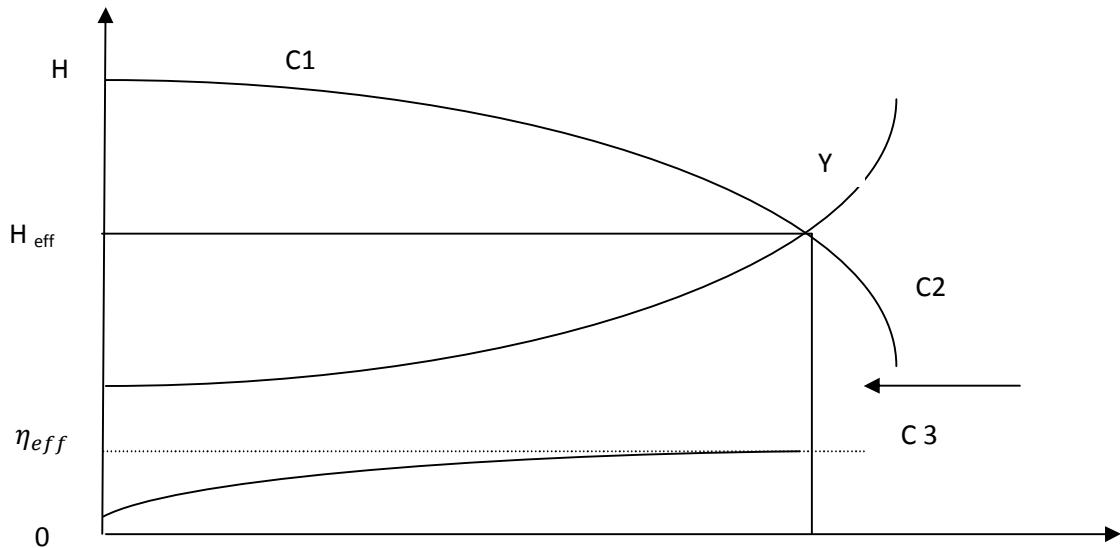


Figure II. 04 :les courbes caractéristiques d'une pompe

II.4 Caractéristique de la pompe centrifuge. [4]

Comme on l'a mentionné au paravant, la pompe doit fournir une énergie au liquide sous forme de hauteur manométrique totale de la pompe qu'on note HMT.

Cette grandeur HMT, représente la hauteur de liquide qui pourra être obtenue dans la tuyauterie de refoulement de la pompe par rapport au niveau de liquide à l'aspiration.

La hauteur HMT est fonction de débit, cette relation est donnée par la courbe du constructeur

$HMT = f(Q)$ cela veut dire que pour un débit donné la pompe doit fournir à son refoulement la pression nécessaire pour surmonter le liquide à un point donné soit HMT_1 comme montre la figure suivante :

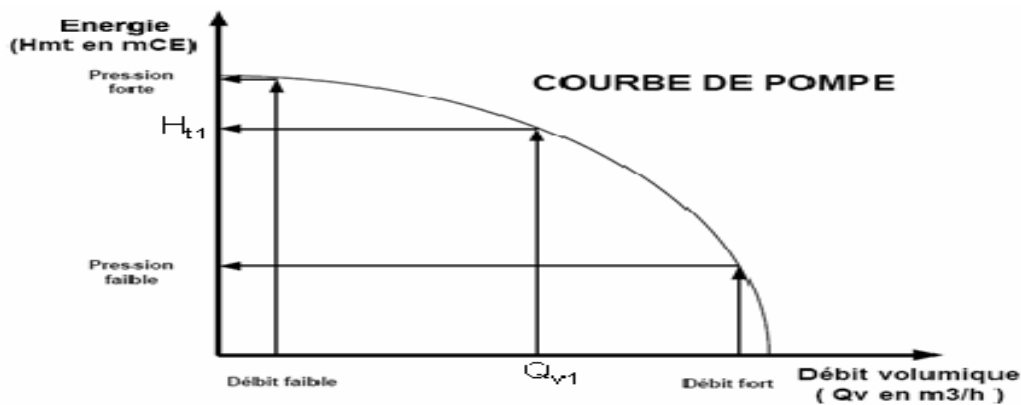


Figure II. 05 : courbe caractéristique d'une pompe

S'on considère la pression P_r la pression de refoulement de la pompe pour un débit donné, et la pression P_a la pression d'aspiration pour le même débit HMT est s'exprime en mètre colonne de liquide (mcl) comme suit : $HMT = \frac{P_r - P_a}{\rho g}$ (II.1)

II.5 Courbe caractéristique du réseau. [4]

La charge d'un liquide dans une conduite, correspond à son énergie en ce point.

La perte de charge par frottement entre deux points dans une conduite qu'on note par ΔH_f soit H la hauteur qui permet de vaincre la force engendrée par la différence de niveau du liquide,

$H = H_g + \Delta H_f$ cette relation peut être traduite dans la pratique par :

$$\vartheta \cdot \frac{Q^{2m} v^m}{D^{5-m}} \cdot L + \Delta Z \quad \text{[4]} \quad \text{(II.2)}, \text{ on prend } a = \vartheta \cdot L \cdot \frac{v}{D^4} + \Delta Z \text{ et } m=1 \text{ si le régime est turbulent.}$$

Pour avoir $\Delta H = a \cdot Q_v^2$

La relation empirique (II.2) permet de trouver la courbe de réseau qui est fonction du débit refoulé par la pompe et la perte de charge linéaire dans cette conduite.

Les pertes de charges dans le réseau sont en fonction de carré de débit $\Delta H = f(Q^2)$.

Comme le montre la figure suivante

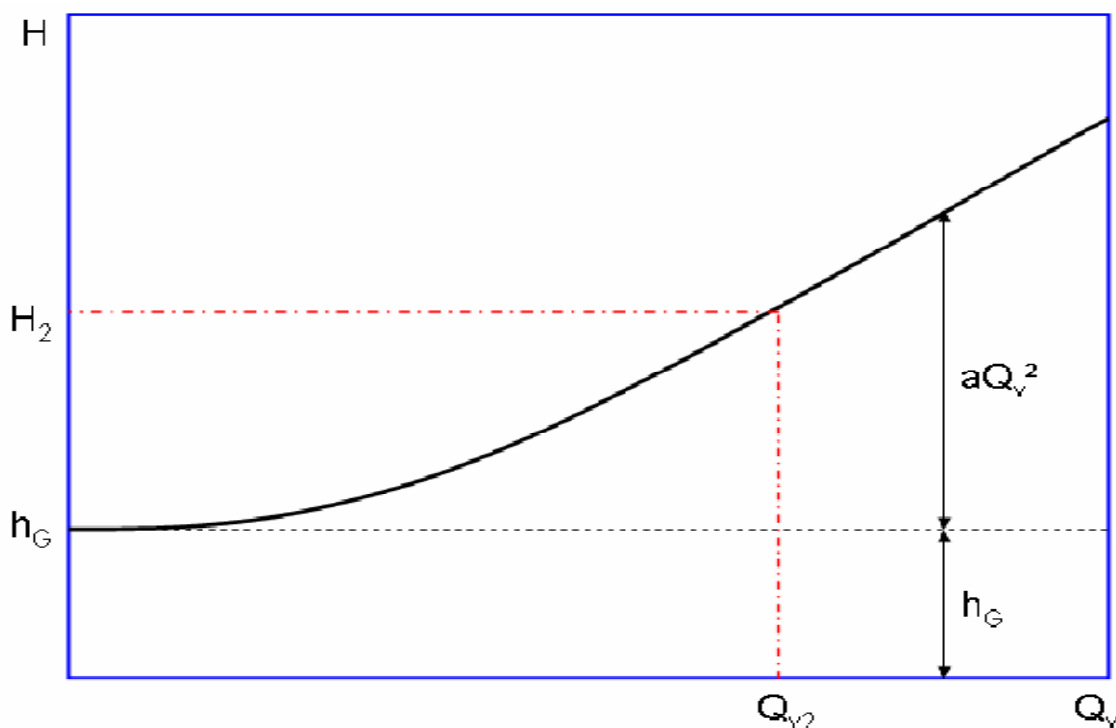


Figure II.06 : courbe de réseau

II.6 Le point de fonctionnement de la pompe [8]

On définit le point de fonctionnement de la pompe par la méthode graphique, cette méthode consiste à tracer sur le même graphe les deux courbes courbe de la pompe fournie par le constructeur, et la courbe de réseau, le point d'intersection F des deux courbes donne la hauteur fournie par la pompe HMT et le débit Q que l'on peut évacuer.

Comme l'indique la figure suivante.

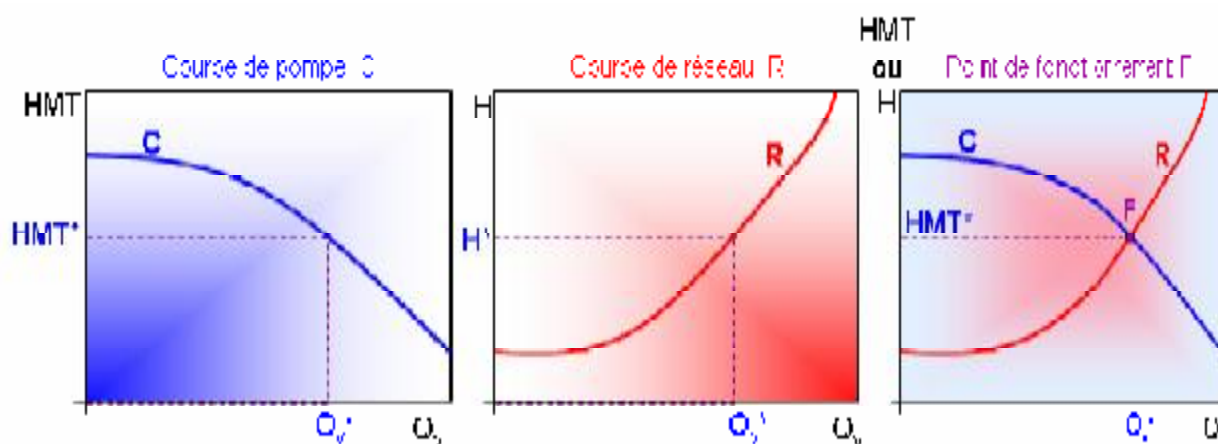


Figure II.07 : détermination de point de fonctionnement de la

II.7 NPSH d'une pompe.[4]

On définit le NPSH par Net Positive Suction Head (charge nette absolue à l'aspiration)

Ceci dit que le liquide qui aborde l'impulseur de la pompe centrifuge, doit être animé par une vitesse spécifique suffisante pour pénétrer la roue, et sa pression à l'entrée de pompe doit être supérieure à la tension de vapeur T_v pour une température donnée.

Ces conditions de bon fonctionnement permettent d'éviter le phénomène de cavitation

On peut écrire :

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

$NPSH_{\text{requis}}$ c'est une donnée du constructeur

La relation suivante donne $NPSH_{disponible}$ s'écrit

$$NPSH_{disponible} = \frac{P_a}{\rho \cdot g} - \left(H_g - \frac{T_v}{\rho \cdot g} \right) \quad (II.3)$$

II.8 Les écoulements

Un écoulement est le mouvement de fluide, contrairement aux solides les éléments d'un fluide peuvent se déplacer à des vitesses différentes.

On s'intéresse à la dynamique des fluides incompressibles qui est régie par des équations de conservation de masse et conservation de l'énergie

II.8.1 cinématique des fluides.

On caractérise l'écoulement de liquide par trois principaux types

- Ø Ecoulement en surface libre le cas d'un canal
- Ø Ecoulement en milieux poreux le cas d'écoulement dans les nappes aquifères
- Ø Ecoulement en charges c'est le cas d'écoulement dans les conduites.

En plus de ces types d'écoulement cités précédemment, il peut être aussi caractérisé par son régime c'est-à-dire stationnaire ou permanent quand le mouvement des particules ne dépend pas du temps en chaque point de l'écoulement ; instationnaire ou variable dans le cas contraire

II.8.2 Ecoulement laminaire et écoulement turbulent

Deux régimes d'écoulement des fluides peuvent se produire :

- a) Régime laminaire, ou chaque particule décrit une trajectoire bien définie et animée d'une vitesse uniquement dans sens de l'écoulement.
- b) Régime turbulent, en plus de la vitesse de la particule dans le sens d'écoulement, un mouvement d'agitation est observé avec des composantes transversales à l'écoulement

La turbulence est provoquée par la viscosité, le nombre de Reynolds, la rugosité et les paramètres caractéristiques.

Approximativement :

On classe les régimes d'écoulement par les valeurs de nombre Reynolds comme suit

Pour	$Re \leq 2000$	régime laminaire
Pour	$2000 \leq Re \leq 3000$	régime transitoire
Pour	$Re \geq 3000$	régime turbulent

II.8.3 Equation de continuité :

L'équation de continuité traduit la conservation de la masse, la variation de la masse de fluide contenue dans un volume limité par S surface durant un temps dt égale au flux de la masse du fluide à travers la surface S durant le même temps c'est-à-dire que la variation de la masse égale à la différence entre les masses qui y accèdent et celles qui sortent durant le temps dt.

Dans le cas d'un liquide en écoulement dans un tube de section S_1 d'entrée et S_2 de sortie

Normales aux vitesses d'entrée et de sortie V_1, V_2

Pour $\rho = \text{constant}$

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

II.9 Dynamique des fluides ; Equation générale du mouvement [6]

II.9.1 Equation générale de Navier-Stokes :

Dans l'hypothèse où les forces extérieures dérivent du potentiel de gravité l'équation de Navier-Stokes s'écrit, dans le cas de liquides incompressibles parfaits :

$$\overrightarrow{\text{grad}} \left(z + \frac{P}{\rho g} \right) = \frac{-1}{g} \cdot \frac{d\vec{V}}{dt} \quad (\text{II.5})$$

II.9.2 Théoreme de Bernoulli [6]

Hypothèses : Conservation de l'énergie sur une ligne de courant pour :

- Fluide parfait incompressible.
- Écoulement dans le champ de la pesanteur le long de la ligne de courant.
- Écoulement permanent établi.
- Écoulement unidimensionnel par tranches.

Dans les conditions l'équation de Navier-Stokes (II.5) se réduit à :

$$z + \frac{P}{\rho g} + \frac{V^2}{2g} = \text{constante} \quad (\text{II.6})$$

II.10 Rappels des lois fondamentales des pertes de charge : [2]

II.10.1 Pertes de charge linéaires

Expressions générales

Les pertes de charges linéaires dans les écoulements en charges, dans une conduite circulaire rectilignes, sont régies par l'équation :

$$\Delta H = \lambda \frac{LV^2}{2gD} \quad (\text{II.7})$$

Où ΔH représente la perte de charge totale exprimée en mètre de fluide.

La perte de charge linéaire s'écrit :

$$\Delta H_1 = \frac{\Delta H}{L} = aQ^2 \quad (\text{II.8}) \quad [1]$$

Avec :

$$a = \lambda \frac{1}{D} \cdot \frac{1}{2gS^2} \quad (\text{II.9}) \quad [1]$$

ΔH : perte de charge ou perte d'énergie, mesurée en hauteur de liquide par unité de poids écoulé.

λ : le coefficient de perte de charge ou facteur de résistance, est sans dimension, il est fonction de nombre de Reynolds Re et de la rugosité relative ε/D où ε est la rugosité absolue de la conduite

On définit le diamètre hydraulique d'une conduite par :

$$D_h = \frac{4S}{Pm} \quad (\text{II.10})$$

Le nombre de Reynolds : ce nombre adimensionnel permet de définir le régime d'écoulement laminaire ou turbulent il est fonction de :

- La viscosité de fluide
- La vitesse d'écoulement
- Et le diamètre hydraulique

On écrit :

$$Re = \frac{\rho VD}{\mu} = \frac{VD}{\nu} \quad (\text{II.11})$$

II.10.2 Coefficient de perte de charge λ : [2]

a)- Cas de régime laminaire

Dans le cas où le régime est laminaire λ est indépendant de la rugosité relative ε/D .

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (\text{II.12}) \quad [1]$$

Dans un diagramme logarithmique l'expression est représentée par une droite appelée droite de Poiseuille, on remplace (II.18) en (II.13) on obtient la formule de poiseuille, valable pour un fluide quelconque en régime laminaire s'écoulant dans un tuyau circulaire.

$$\Delta H_1 = 32 \frac{\nu V}{g D^2} = 4,15 \frac{\nu Q}{D^4} \quad (\text{II.13}) \quad [1]$$

b)- Régime turbulent en tuyau lisse :

Un tuyau dit lisse lorsque sa rugosité relative $\approx 0 \quad \varepsilon/D \rightarrow 0$

Il existe diverses formules qui traduisent les valeurs de λ :

Equation de Karman-Prandtl : valable pour $Re > 10^5 \frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 2 \log_{10} Re \sqrt{\lambda} - 0,8$ (II.14)[1]

Equation de Nikurads : valable pour $Re > 10^5$

$$\lambda = 0,221 Re^{0,237} + 0,0032 \quad (\text{II.15}) \quad [1]$$

Equation de Blasius valable pour : $4000 < Re < 10^8$

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} \quad (\text{II.16})[1]$$

c)- Régime turbulent en tuyau rugueux :

La formule de Karman-Prandtl :

Fondée à partir des rugosités artificielles, cette rugosité est réalisée dans un laboratoire, ce sont des grains de sables de tailles bien déterminées qu'ils sont collés dans les parois d'une conduite de diamètre approprié pour la soumettre aux essais est cette formule donnée par :

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 2 \log_{10} \left(\frac{D}{2\varepsilon} \right) - 1,74 \quad (\text{II.17}) \quad [1]$$

Formule de Colebrook et White :

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -\log_{10} \left(\frac{\varepsilon}{3,7D} + \frac{2,51}{Re \cdot \lambda^{0,5}} \right) \quad (\text{II.18}) \quad [1]$$

II.10.3 Diagramme universel de Colebrook et Nikurads :

Ce diagramme représente les différentes valeurs de coefficient de pertes de charge λ en fonction de nombre de Reynolds pour les différentes rugosités des conduites, autrement dit c'est une interprétation graphique des lois de calcul de coefficient de pertes de charge λ , en tenant compte du régime d'écoulement laminaire ou turbulent.

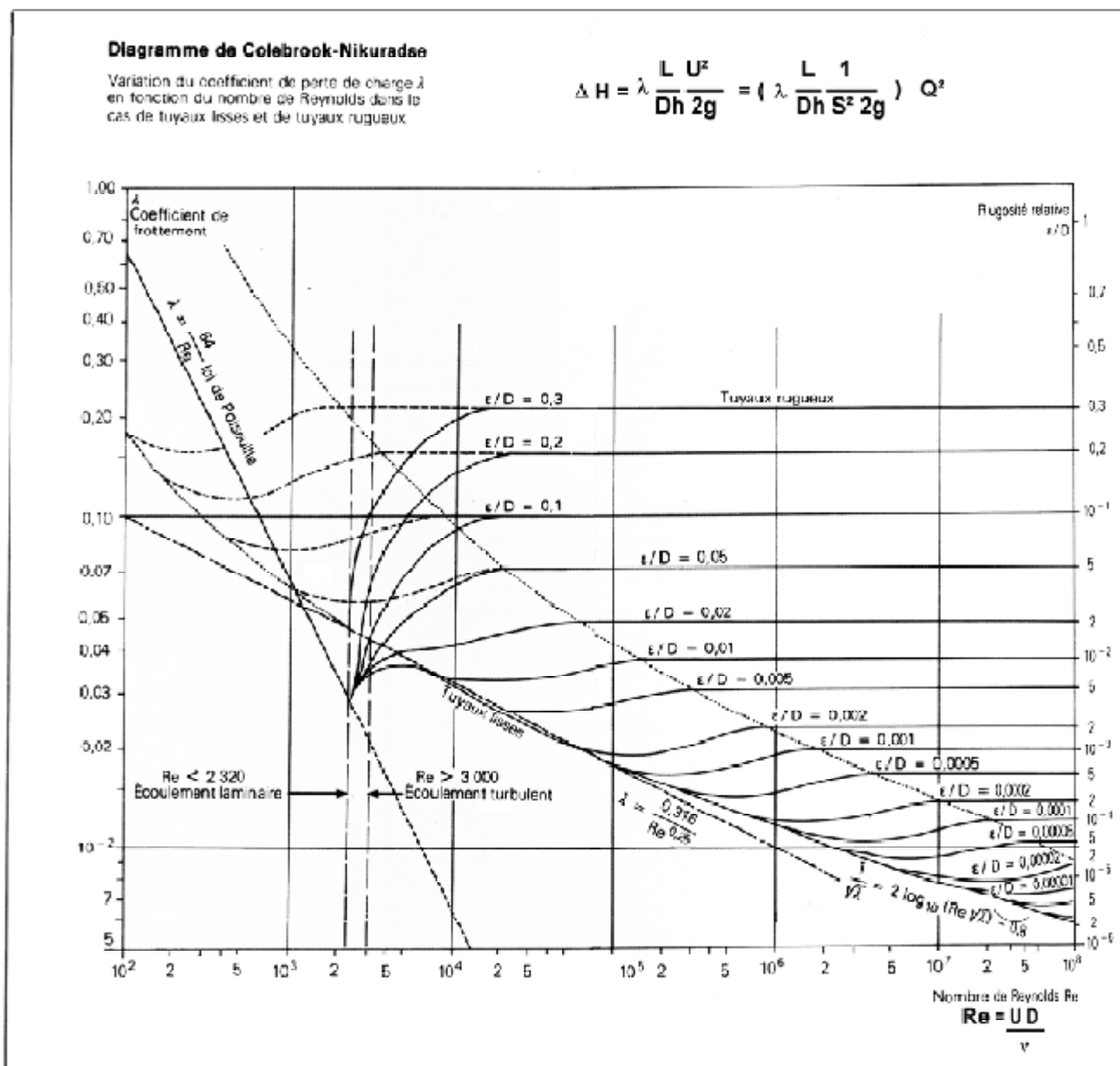


Figure II.08 : diagramme universel de Colebrook et Nikurads

II.10.4 pertes de charge singulières : [2]

La perte de charge singulière, localisée dans une section de la conduite, elle est provoquée par :

- Ø Un changement de section dans la conduite
- Ø Un changement de direction
- Ø Un branchement ou raccordement
- Ø Un dispositif de mesure et de contrôle de débit

Comme pour les pertes de charges linéaires, les pertes de charge singulières se traduisent par la relation :

$$\Delta H = K \frac{V^2}{2g} \quad \text{où} \quad \Delta H = bKQ^2 \quad (\text{II.19})[1]$$

Tel que $b = \frac{1}{2S \cdot g}$ [1]

K : est fonction des caractéristiques géométriques et de nombre de Reynolds.

II.10.5 Ligne de charge (ligne d'énergie) et ligne piézométrique : [6]

Soit une ligne de courant en régime permanent. En chaque point de cette ligne à une cote z au dessus d'un point de repère, les différentes particules qui occupent successivement ce point sont portées à une pression P et sont animées d'une vitesse \vec{V} .

En chaque point de la ligne de courant, on définit les charges ou les énergies suivantes :

Charge statique ou piézométrique : $E_p = z + \frac{P}{\rho g}$ (II.20)

Charge dynamique ou cinétique : $E_c = \frac{V^2}{2g}$ (II.21)

Charge totale : $E = z + \frac{P}{\rho g} + \frac{V^2}{2g}$ (II.22)

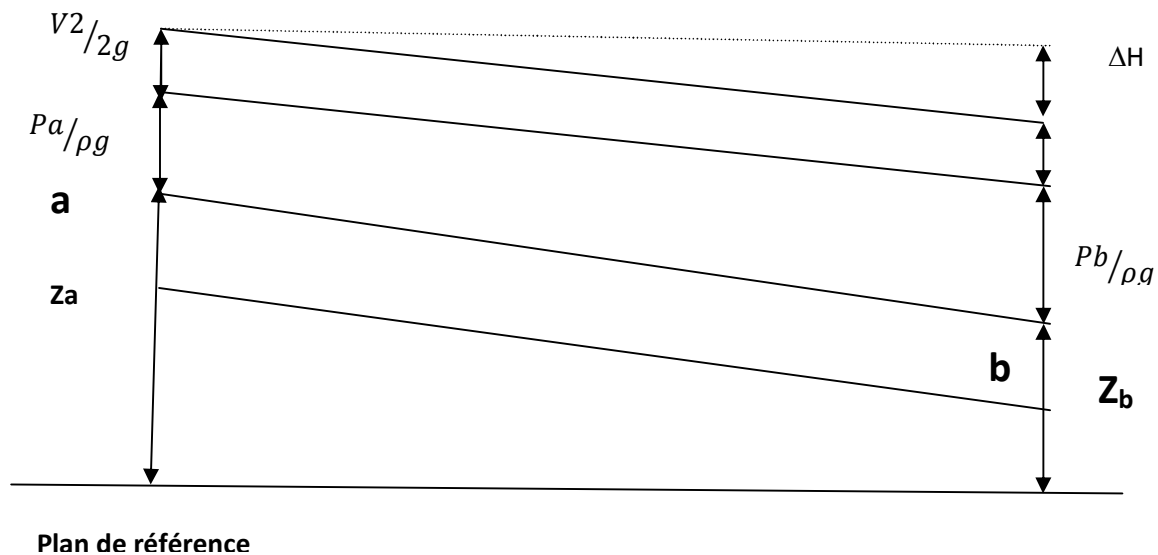


Figure II.09 : écoulement sous pression dans une conduite inclinée

La figure présente la charge de liquide au point donné (a) correspond à son énergie en ce point qui est présentée sous les trois formes. E_p , E_c et E_t

Si une de ces énergie est absente le cas de point (b) ou il n ya pas l'énergie cinétique E_c

Il y compensation de cette énergie par l'énergie potentielle E_p . $E_p (b) > E_p (a)$

C'est le principe de conservation de l'énergie.

II.11 Conclusion

Ce chapitre permet de nous introduire aux calculs de projet, mais avant de commencer la partie calcul, on va essayer de donner l'intérêt de projet dans l'industrie pétrolière ainsi que les paramètres à prendre en compte avant sa mise œuvre.

Introduction :

L'injection de l'eau est une méthode de récupération des hydrocarbures, elle contribue à la récupération élevée de ces derniers, comme elle maintient la pression de gisement, cette méthode est la plus répandue dans les récupérations secondaires de pétrole, sa mise en œuvre nécessite des études relatives au gisement.

III.1.1 Définition d'un gisement de pétrole :[4]

Un gisement de pétrole est un volume de roches poreuses, les pores de ces roches contiennent des fluides appelés hydrocarbures fossiles.

Le gisement à huile généralement est situé entre deux couches de fluides l'eau de dessous et le gaz de dessus.

Les hydrocarbures fossiles sont les constituants de pétrole et de gaz issus de la décomposition des matières organiques accumulées il ya environ 500 millions d'années.

III.1.2 Le gisement de TFT[9]

Le gisement de TFT se trouve essentiellement dans deux structures géologiques ordovicienne et dévonienne, ces deux couches sont à des profondeurs différentes avec des proportions d'effluent différentes.

Le gisement est composé de quatre champs à savoir :

- Champ de Tin Fouyé
- Champ d'Amassak
- Champ de Djoua
- Champ de Mazola

Le champ ordovicien d'Amassak reste le plus important dans la région de TFT en qualité de production d'huile avec une proportion de GOR (gas oil ratio) élevée par rapport à celle de gaz cap.

III.2 Les puits dans la production pétrolière [4]

Le puits sert à mettre en liaison le fond à la surface, il permet essentiellement de mettre l'effluent le mélange (eau et hydrocarbure) du gisement aux installations de surface dans lesquelles il sera traité pour répondre aux aspects commerciaux.

Cependant, un puits peut avoir une autre utilité comme exemple l'injection d'eau ou l'injection de gaz.

III.2.1 Les puits producteurs :

Un puits producteur d'huile est un puits à travers lequel l'effluent provenant du gisement passe, sous la différence de pression créée entre le gisement et le trou de forage l'eau injectée ou le gaz injecté balaie l'huile contenue dans le gisement vers ce trou de forage.

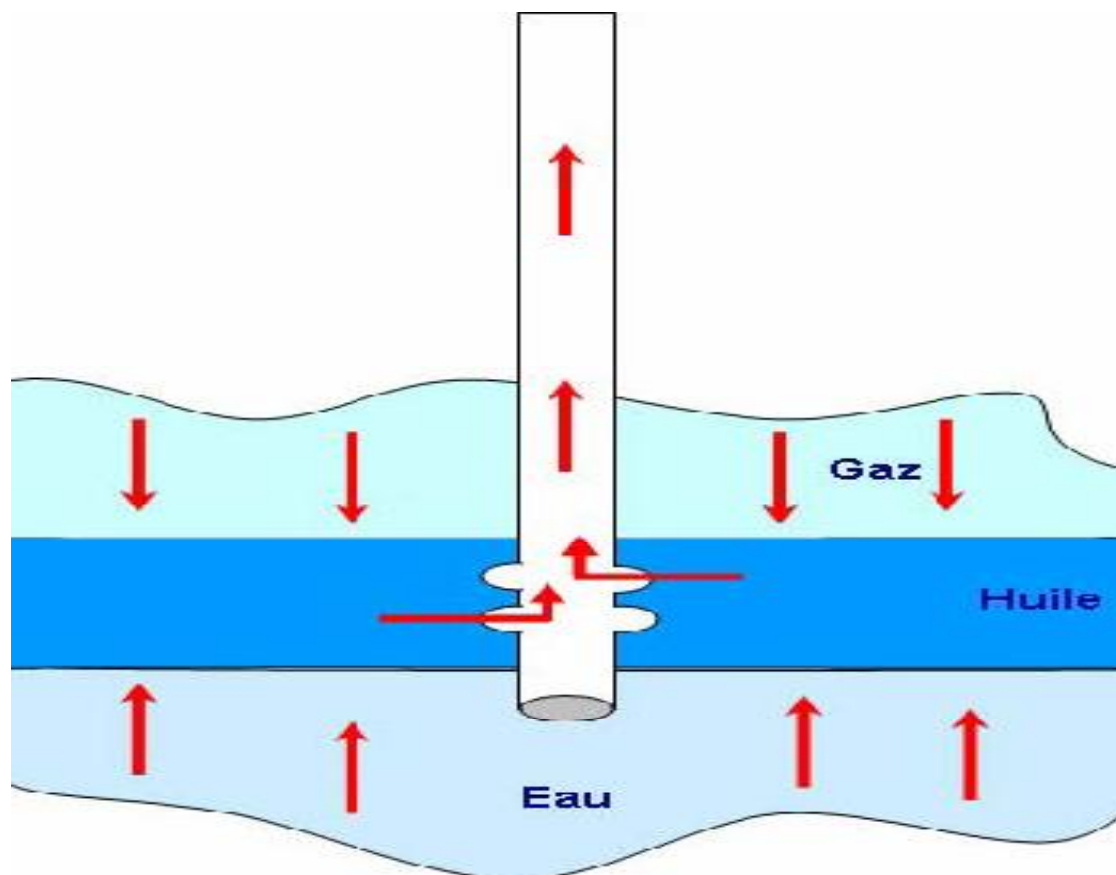


Figure III. 10: l'écoulement de fluide dans le puits producteur

Comme on peut trouver des puits éruptifs producteurs dans un gisement sans faire appel au système de récupération secondaire c'est-à-dire lorsqu' il y a une grande différence de pression entre le fond de réservoir et le trou de forage le fluide se monte dans le tubing de puits.

III.2.2 Les puits injecteurs :

Un puits injecteur est un puits dans lequel on injecte un fluide au lieu d'en produire.

L'objectif de ces puits est de maintenir la pression dans le gisement, et de permettre le bon balayage d'huile du gisement.

Il existe deux types d'injection l'injection par le gaz et l'injection par l'eau, les deux ont pratiquement le même principe de fonctionnement sauf différence de configuration au fond de puits.

L'injection par le gaz se fait par la partie supérieure du gisement tandis que l'injection par l'eau se fait par la partie inférieure du gisement ; cette différence est due à la densité des deux fluide qui est grande.

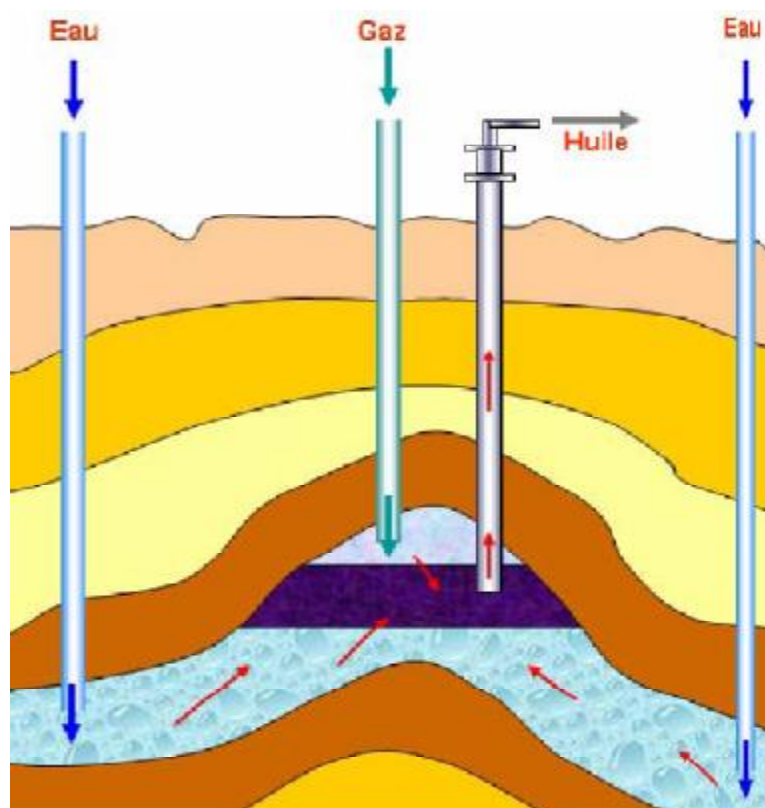


Figure III. 11 : les puits injecteurs

III.2.3 Le fonctionnement dans un puits producteur [4]

Dans un gisement de pétrole, l'huile se trouve entre une couche d'eau et une autre couche de gaz, les pressions qu'exercent ces deux fluides sur l'épaisseur d'huile la pousse à sortir du trou de forage.

La pression de fond de puits dépend essentiellement :

- ü Pression hydrostatique dans le puits
- ü Pertes de charges dans le tubing
- ü Pression en tête de puits

Avec la variation de la pression dans le puits la composition de l'effluent change, c'est-à-dire la proportion de gaz dans l'effluent est fonction de la pression de gisement si celle là est grande il y a une grande proportion de gaz qui se dissout dans l'effluent.

Le double effet de l'injection d'eau et le maintien de pression ont une influence sur le fonctionnement des puits injecteurs, le débit d'eau d'injection est dépendant de la différence de pression de fond et la pression en tête de puits commandée par une vanne duse.

Lors de l'augmentation de la pression en tête de puits le débit injecté est significativement faible l'objectif est de maintenir la pression au fond de gisement ou bien on parle du maintien de pression de la roche.

Pour un bon balayage d'huile, d'importantes quantités doivent être injectées dans le gisement et l'écart pression entre le fond et la surface doit être maintenue

III.3L'injection d'eau dans un gisement [5]

III.3.1 Objectif de l'injection d'eau dans un gisement

Le procédé d'injection d'eau a deux principaux objectifs : le balayage de l'huile pour augmenter la récupération et maintenir la pression pour soutenir la production. Dans les réservoirs épuisés c'est le premier objectif qui est visé alors que dans les réservoirs relativement jeune c'est plutôt le second que l'on recherche.

La récupération secondaire par l'injection d'eau reste le plus ancien procédé employé aux USA , soit 80% de la production totale depuis ce procédé adapté depuis 1970.

Elle permet d'augmenter la récupération d'huile par une amélioration du coefficient de balayage ou de déplacement. comme le montre la figure pour le champ d'AMASSAK

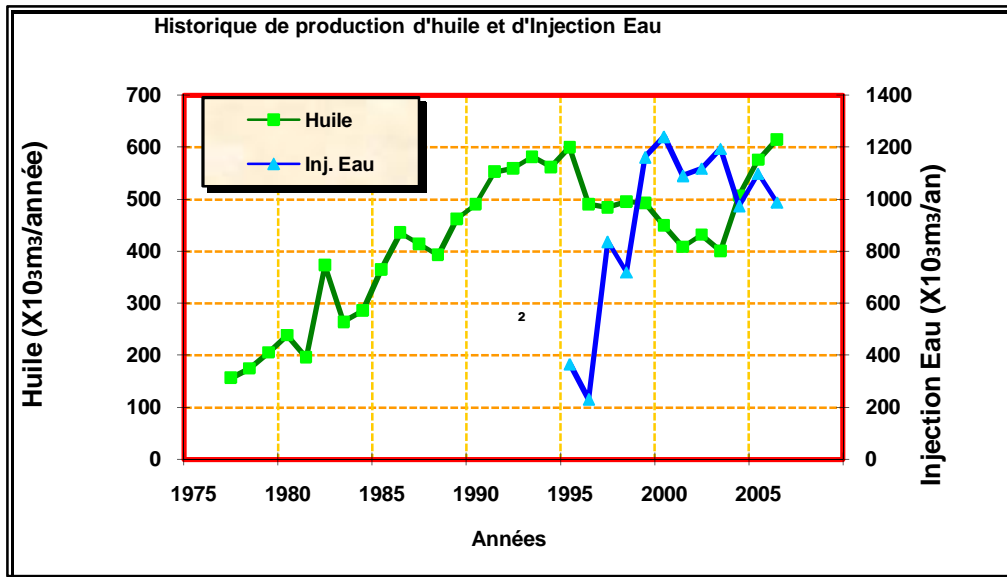


Figure III. 12 : historique d'injection de l'eau dans le champ AMA

Mais, en dehors de cet objectif de récupération secondaire, l'injection d'eau peut être employé pour :

1) Maintenir la pression du gisement si l'expansion de l'aquifère ne fournit pas suffisamment d'énergie. Il ne s'agit pas de récupération secondaire à proprement parler mais de maintien de pression.

2) Eliminer éventuellement l'eau salée contenue dans la production si sa décharge en surface pose des problèmes particuliers.

III.3.2 Les différents types d'injection :

La disposition relative des puits d'injection et de production dépend de l'aspect géologique du réservoir, de son type (contenu fluide) et de l'importance du volume de la roche imprégnée qu'il faut balayer.

On distingue deux schémas de localisation d'injection, qui peuvent éventuellement être utilisées conjointement sur certains réservoirs.

- L'injection groupée ou les puits sont groupés localement.

- L'injection dispersée ou les puits d'injection et de production sont intercalées.

III.3.2.1 Injection groupée :

Dans un réservoir Avec une certaine pente, on cherchera à disposer les puits d'injection de façon telle que la pesanteur rend le déplacement assez régulier que possible .Dans les cas notamment ou un gisement présente un gas-cap et un aquifère, il est intéressant d'injecter soit du gaz dans le gas-cap, soit de l'eau dans l'aquifère au voisinage de l'interface huile-eau, injection d'eau périphérique. Dans le cas d'une injection d'eau, les puits producteurs situés en aval-pendage seront souvent reconvertis en injecteur lorsque l'eau aura envahi la zone correspondante.

III.3.2.2 Injection dispersée :

Ce type d'injection correspond au réservoir à faible pendage et étend, de plus si la perméabilité est médiocre, d'autre part, en offshore, une injection périphérique peut amener des à une distances importantes entre puits.

Pour obtenir un balayage uniforme, les puits producteur et injecteurs sont alors répartis suivants un schéma assez régulier : il s'agit d'injection dispersée ou répartie `dans la zone à huile.

Différentes configurations sont employées : les puits sont implantés en ligne directe, ou décalés avec en particulier des schémas à 5 puits (Five spot) ,7 puits (seven spot) ou 9puits (nine spot).

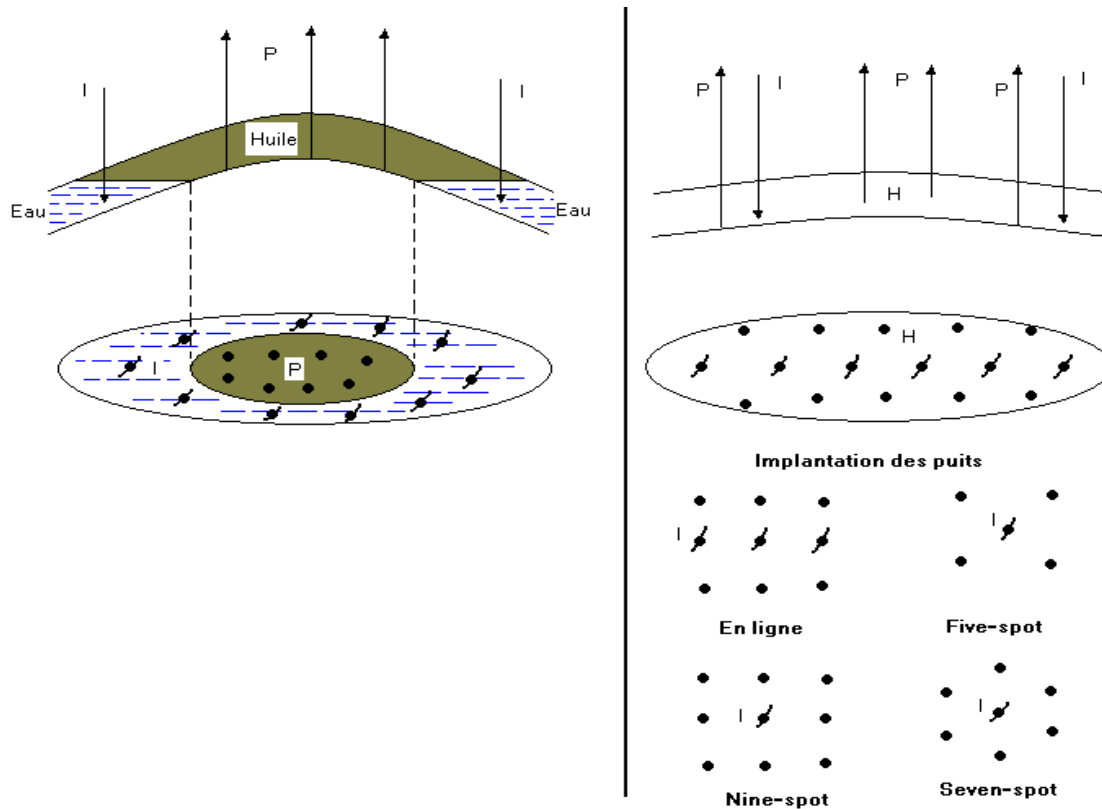


Figure III. 13: les configurations d'injection d'eau

III.4 Facteurs influant sur l'injection :[9]

Les divers types de récupération secondaire font apparaître que tous ces procédés de drainage de l'huile se présentent sous l'aspect d'un balayage de réservoir entre puits injecteur et producteur. Il s'agit toujours d'un écoulement de fluide et de ce fait, il existe un certain nombre de caractéristiques de la roche magasin dont l'influence sur la récupération est importante, de même que la nature des fluides en place et fluide injectés.

III.4.1. Géologie du réservoir :

Comme le drainage résulte d'écoulement entre les puits, l'une des conditions de réussite à ce qu'aucune barrière imperméable ne s'oppose a cette circulation.

L'homogénéité ou l'hétérogénéité du réservoir, la stratigraphie et la fissuration jouent un rôle trop important sur le front d'eau et ses chemins préférés.

III.4.2 La profondeur :

w Sur le plan technique : Si la profondeur est faible, on est limité en ce qui concerne les pressions à mètre en œuvre, et le débit d'injection par puits est donc, aussi limité.

w Sur le plan économique : Un gisement profond a une pression initiale importante et dispose donc d'une énergie interne plus grande, le gain à espérer d'une récupération secondaire en est réduit ,par ailleurs dans ce cas le coût des forages des puits injecteur est plus élevé.

III.4.3 Caractéristiques petro-physiques :

w Porosité : Plus la porosité est grande, plus la saturation en huile est possible ce qui est un avantage pour la récupération primaire et secondaire.

w Perméabilité : Pour la récupération secondaire comme pour la récupération primaire forte perméabilité est un facteur favorable .Toute fois il existe une limite supérieure de perméabilité au-delà de la quelle la récupération secondaire devienne non rentable.

La distribution de la perméabilité dans le gisement dépend de l'homogénéité de réservoir.

w La pression capillaire : Les phénomènes capillaires ont une influence qui est en fonction du rythme d'exploitation.il ont parfois un rôle utile dans la régularisation de l'avancée du front séparant deux fluides immiscibles en milieu poreux hétérogène.

III.4.4 Caractéristiques des fluides :

Les principaux paramètres qui influent sur le déplacement sont :

Les viscosités, les perméabilités, ainsi que le rapport de mobilité, par exemple si les viscosités sont très élevées la vitesse du déplacement sera très faible et la récupération sera moindre.

III.4.5 Propriétés des roches réservoirs :

Une bonne connaissance de la roche et les interactions entre ses fluides est d'importance majeure à la compréhension de performance du balayage avec l'eau (waterflooding). Deux ou plusieurs phases sont considérées comme non miscible à une température et une pression spécifiques, s'il se forme une interface visible après que les phases ont été mélangées avec suffisamment du temps pour obtenir l'équilibre.

L'eau et l'huile sont immiscibles sous presque toutes conditions du réservoir et de surface parce que les solubilités mutuelles de l'huile dans l'eau et de l'eau dans l'huile sont petites.

III.5 L'eau d'injection [8]

L'eau est le fluide d'injection, vu qu'on obtient un coefficient de récupération plus élevé à celui d'injection de gaz.

Le taux de récupération élevé par l'injection d'eau est essentiellement du au rapport de mobilité M , quand ce rapport ($M < 1$) le cas de l'eau, on aura un déplacement stable de front d'eau, et le phénomène de la percée prématurée est évité, par conséquent le balayage d'huile s'effectue uniformément et une petite quantité restera non balayée derrière le front cette quantité qu'on appelle l'huile résiduelle.

D'un point de vue économique, un projet d'injection d'eau nécessite des coûts supplémentaires lors de son extraction et son traitement alors que, les frais engagés pour le gaz sont amoindris mais les quantités balayées par l'eau sont très élevées par rapport aux autres procédés de récupérations secondaires.

III.5.1 le réservoir d'eau [8]

Le réservoir choisi doit contenir la quantité d'eau suffisante pour assurer l'injection et la compensation de fluide (huile) dans le gisement puisque c'est un projet de maintien de pression dans le gisement, on doit tenir compte de coût d'exploitation.

D'ailleurs dans la région de TFT beaucoup de réservoirs candidats mais avec de différentes quantités d'eau.

On prend le réservoir de TAOURATENE avec une capacité de $13,9.10^9 m^3$

III.5.2 Propriétés de l'eau d'injection [5]

L'eau d'injection doit présenter de bonnes propriétés chimiques et biologiques afin d'éviter les problèmes de corrosion et de dépôts insolubles.

L'eau disponible dans le réservoir de TAOURATENE en sel et en matière en suspension tandis qu'elle contient des teneurs importantes en ions de sulfates SO_4^- et une flore bactérienne anaérobie et aérobie.

Le mélange de cette eau d'injection et l'eau de gisement ordovicien qui contient des ions de Ba^{++} , Sr^{++} , Ca^{++} peut engendrer de problèmes tels que :

ü Formations de précipités de sels insolubles $Ba SO_4$, $Sr SO_4$, $Ca SO_4$

- ü La corrosion bactérienne des équipements qui engendre des percements et de bouchage des filtres.

Le sel insoluble BaSO_4 reste le dépôt le plus dangereux.

Pour cela, une étude de compatibilité des eaux d'injection et celle de gisement doit être prise en compte pour éviter les phénomènes qu'on vient de citer.

III.6 La station de traitement des eaux centre de TAMANDJELT [5]

La station de l'injection de l'eau est principalement constituée de trois parties suivantes :

ü Unité de séparation gaz/eau :

La séparation de mélange gaz/eau des effluents provenant d'un gaz lift est assurée par un séparateur de type horizontal fonctionnant avec un taux de rétention de deux minutes qui permet de traiter $5000\text{m}^3/\text{jr}$ d'eau et $100\ 000\text{Sm}^3/\text{jr}$ de gaz.

La pression maximale de service du séparateur est de 8 bars effective.

Cette nouvelle unité de séparation s'intègre à un ensemble de batteries de séparation existantes installées au centre de TAM.

ü Station d'injection d'eau haute pression :

L'installation d'injection d'eau haute pression permet de traiter, filtrer, et refouler un débit de $3500\text{m}^3/\text{jr}$ d'eau à une pression de 220bars effective maximum.

L'alimentation en eau de la station provient des deux bacs de stockages existants.

A l'entrée de la station deux pompes boosters sont installées (P02 A et B). Elles servent à compenser les pertes de charges du réseau de tuyauteries et de l'unité de filtration et permettent de disposer d'une pression suffisante à l'aspiration de la pompe principale d'injection.

L'une des deux pompes est toujours en service. Elle est affectée à l'alimentation de la pompe d'injection l'autre pompe en réserve, est utilisée pour l'alimentation de lavage des filtres la pression d'alimentation de l'eau de lavage est réglée par une vanne autorégulatrice.

En amont de ces deux pompe on injecte de polyélectolyte celle-là facilite la floculation des matières en suspension dans l'eau, avant la filtration de celle-ci.

L'eau traverse ensuite un poste de filtration constitué de deux filtres bicouches (S01 A et B) installés en parallèle, permettant l'élimination des particules supérieures à 3µm.

En aval du poste de filtration, l'eau filtrée reçoit les différents produits additifs (Bactéricide, inhibiteur de corrosion) justifiées par des analyses au laboratoire de compatibilité.

Puis, la mise en pression de l'eau filtrée est assurée par la pompe d'injection haute pression.

Une vanne de régulation située au refoulement de la pompe haute pression permet de régler et de limiter le débit d'eau et la pression de l'eau en sortie de la station.

Ü Manifold de distribution et têtes de puits d'injection :

A la sortie de la station d'injection, l'eau haute pression est alors dirigée par l'intermédiaire d'une dorsale principale de diamètre de 10'' soit 25,2mm vers un manifold de distribution situé sur le champ de AMASSAK distant de 33,4 km de la station d'injection. Ensuite un réseau de dessertes alimente les puits injecteurs d'eau.

Ces puits, actuellement au nombre de huit^{5/ 8} qu'ils sont en marches, ils sont équipés en surface de matériels nécessaires pour une bonne exploitation (vanne duse, manomètre, soupape, et enregistreur de débit). Ces équipements ne dotent d'aucun automatisme lié à la salle de contrôle du centre TAM contrairement aux deux premières parties suscitées elles sont commandées par une salle de contrôle.

III.7 Conclusion :

On a pu donner des informations sur le gisement d'Amassak, ainsi que des détails sur la station d'injection d'eau, pour mettre la liaison entre les deux endroit un calcul de dimensionnement conduites est nécessaire pour définir la pression de refoulement que devra fournir la pompe de la station d'injection pour assurer la liaison en eau d'injection.

Introduction

L'objectif du travail est de dimensionner la station d'injection d'eau du champ AMASSAK (pompe, conduites), qui permet l'injection du débit nécessaire à la pression désirée dans les puits injecteurs d'eau.

Pour cela beaucoup de facteurs et paramètres sont à prendre en considération, compte tenu des aspects : économiques, techniques et d'accessibilité puisque toute étude d'un projet est fondamentalement basée sur le coût de l'installation et d'exploitation, le temps des opérations ainsi que l'encombrement des équipements. En plus de la consommation cumulée de l'énergie d'entraînement puisqu'il s'agit d'une installation qui consomme de l'énergie pour fournir une puissance, quelle devra être le minimal possible.

IV.1 Dimensionnement des conduites. [3]

Pour calculer les conduites nous avons besoin des données à nos calculs, ces données sont pratiquement recensées par le département gisement qui les a mises à notre disposition, elles sont présentées dans le premier chapitre.

IV.1.1 Le débit d'eau d'injection dans chaque puits.[5]

$$Qp = \frac{Qt}{N} \quad (IV.1)$$

Il faut signaler que le débit réel injecté dans chaque puits, n'est pas forcément la moyenne du débit total ; car les têtes des puits injecteurs sont dotées des équipements régulateurs de débits et de pressions vannes duses (vannes régulatrices).

C'est par hypothèse qu'on a pris le débit de chaque puits comme étant la moyenne arithmétique du débit total.

IV.1.2 La vitesse du fluide[2]

La vitesse d'écoulement de l'eau dans les différentes conduites sera comprise entre 0,5 et 1,5 m/s. $0,5 < V < 1,5$. En tenant compte du fait que le fluide est Newtonien.

Cet intervalle de vitesse est adapté pour ce genre de fluide Newtonien car une vitesse inférieure à 0,5m/s favorise la formation des dépôts sur les parois des conduites ce qui engendre la réduction des diamètres intérieures comme elle favorise la formations des pellicules d'air dans les conduites, pour des vitesses supérieures à 1,5m/s le phénomène de

coup de bélier est possible ce qui peut détruire le réseau en provoquant le flambage dans les pipes que des ruptures des conduites au niveau des singularités.

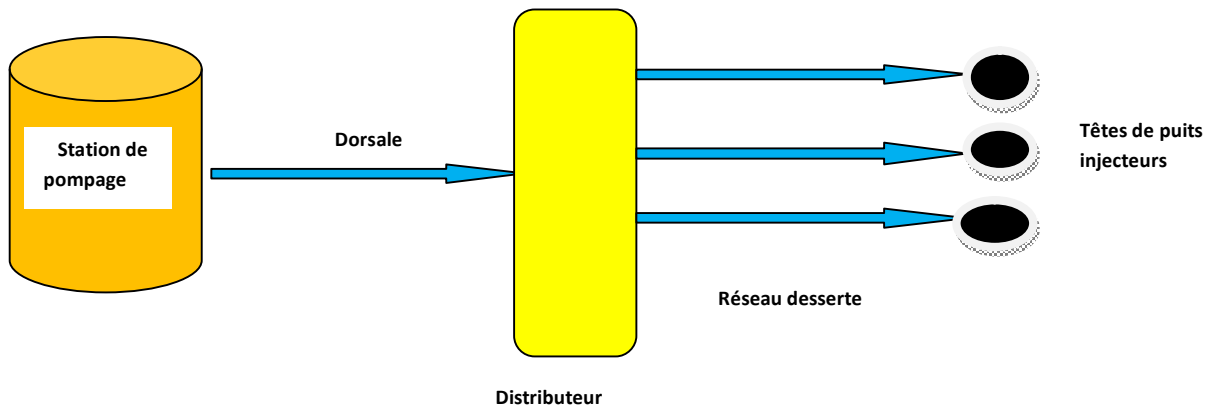


Figure IV.14 : schéma de l'installation d'injection d'eau

Les paramètres cités le débit et la vitesse permettent le calcul des diamètres des conduites pour les différents tronçons de l'installation.

IV.2 Calculs des diamètres des conduites. [3]

IV.2.1 Diamètres optimaux des conduites : [3]

IV.2.1.a Diamètre de la dorsale

On définit la dorsale, par la conduite principale acheminant l'eau à partir de la station de pompage vers le distributeur manifold.

Le débit d'eau circulant dans une conduite est donné par la relation suivante :

$$Q = V \cdot S = V \cdot \frac{\pi D^2}{4} \Rightarrow D = \sqrt{\frac{4Q}{\pi V}} \quad (\text{IV.2})$$

On calcule les diamètres D_1 , D_2 correspondants aux vitesses V_1 et V_2 respectivement les résultats sont consignés dans le tableau suivant :

Qt= 4,05.10 ⁻² m ³ /s			
Vitesse	Diamètre	Diamètre	Diamètre normalisé
m/s	mm	Pouces "	Pouces "
0,5	227	8,97	10
1,5	185	7,31	8

Tableau IV.2 diamètres optimaux de la dorsale pour les différentes vitesses d'écoulement

IV.2.1.b le diamètre optimal pour le réseau de desserte

La desserte, est définie par les conduites d'eau du distributeur vers les puits injecteurs d'eau, pour le calcul de ces diamètres on procède de la même façon que pour la dorsale.

Sachant que le distributeur a quatre sorties donc une desserte composée de quatre conduites . Avec l'hypothèse Q_d de débit uniformément réparti sur ce réseau

On aura pour les deux vitesses V₁ et V₂ :

Q _p = 8,1.10 ⁻³ m ³ /s			
Vitesse	Diamètre	Diamètre	Diamètre normalisé
m/s	mm	Pouces "	Pouces "
0,5	142	5,64	6
1,5	82	3,25	4

Tableau IV.3 : diamètres optimaux pour la desserte pour les différentes vitesses d'écoulement

IV.2.2 Calcul de l'épaisseur des conduites dans chaque tronçon [3]

Pour calculer l'épaisseur de la conduite δ on utilise la formule empirique suivante :

$$\sigma = \frac{Pms.Dext}{2.\delta} \quad (IV.3)$$

D'où :

$$\delta = \frac{Pms.Dext}{2.\sigma} \quad (IV.4)$$

IV.2.2.1 le choix du matériau[8]

Le matériau utilisé pour tous les tronçons de notre installation est l'acier allié du type : **5LX52**. Sa désignation donnée par la norme API (American Petroleum Institute).

Le choix de ce type d'acier est basé fondamentalement sur le fait qu'il admet :

- Une limite élastique maximale.
- Une bonne ténacité.
- Une bonne soudabilité ainsi qu'une bonne résistance à la corrosion.
- Le coût de revient réduit.

Le tableau ci- après donne toutes les caractéristiques de l'acier

ACIER DE TYPE : 5LX52					
Caractéristique	σ_e kgf/mm ²	σ_r kgf/mm ²	E (mm)	Ke (-)	$\sigma = \sigma_e \cdot Ke$
Unité	37	47	4	0,6	22,2

Tableau IV.4 : caractéristique de l'acier des conduites

On doit aussi calculer la pression maximale de service P_{ms} donnée comme suit :

$$P_{ms} = P_s \cdot 1,5 \quad (\text{IV.4})$$

$$\text{Avec } P_s \approx 180 \text{ bars} \Rightarrow P_{ms} = 180 \cdot 1,5 = 270 \text{ bars}$$

IV.2.2.1 Calcul d'épaisseur de la dorsale [3]

Comme on l'a fixé le diamètre optimal ou économique est de 10" soit 254 mm (voir tableau IV.2) pour la conduite acheminant l'eau de la station de pompage vers le distributeur à partir de l'équation (IV.3)

On trouve $\delta = 5,54 \text{ mm}$ avec $\delta_{normalisée} = 6,35 \text{ mm}$.

Ces données nous donnent le diamètre intérieur réel de la dorsale :

$$D_{int} = D_{ext} - 2 \cdot \delta_{nor}. \quad (\text{IV.5})$$

$$D_{int} = 241,3 \text{ mm}.$$

IV.2.2.2 Calcul de l'épaisseur de la desserte[3]

Comme on a trouvé dans les calculs précédents, les diamètres normalisés pour le réseau desserte sont le 4" et le 6"

Donc : l'équation (III.2) nous donne

$$\delta = 4,61\text{mm} \Rightarrow \delta_{nor.} = 6,02\text{mm} \text{ Pour le diamètre normalisé } D = 4''.$$

$$\delta = 4,92\text{mm} \Rightarrow \delta_{nor.} = 7,11\text{mm} \text{ Pour le diamètre normalisé } D = 6''.$$

Les diamètres intérieurs correspondant aux diamètres

4" et 6" en tenant compte des épaisseurs normalisées sont respectivement 89,56mm et 138,18 mm.

Les résultats obtenus sont donnés dans le tableau suivant :

Diamètre (")	Diamètre ext. Normalisé mm	épaisseur δ calculée mm	épaisseur $\delta_{nor.}$ mm	Diamètre int. mm	Vitesse réelle V_r m/s
4	101,6	4,61	6,02	89,56	1,29
6	152,4	4,92	7,11	138,18	1,08
10	254	5,54	6,35	241,3	0,89

Tableau IV.5: Les dimensions des conduites.

IV.3 Calcul de pertes de charge[1]

Il existe deux types de pertes de charge dans un réseau de distribution d'un fluide.

Ces deux types se résument en pertes de charge par frottements ou les pertes dites pertes de charge régulières ou pertes linéaires et le deuxième type, les pertes de charges locales (pertes singulières).

.IV.3.1 Les pertes de charge linéaires [1]

Considérons un tronçon de pipe-line où P_1 représente la pression de refoulement de la pompe de la station et P_2 la pression en tête de puits, $\Delta Z = Z_2 - Z_1$ où : ΔZ est la hauteur totale d'élévation du liquide. Comme l'indique la figure suivante.

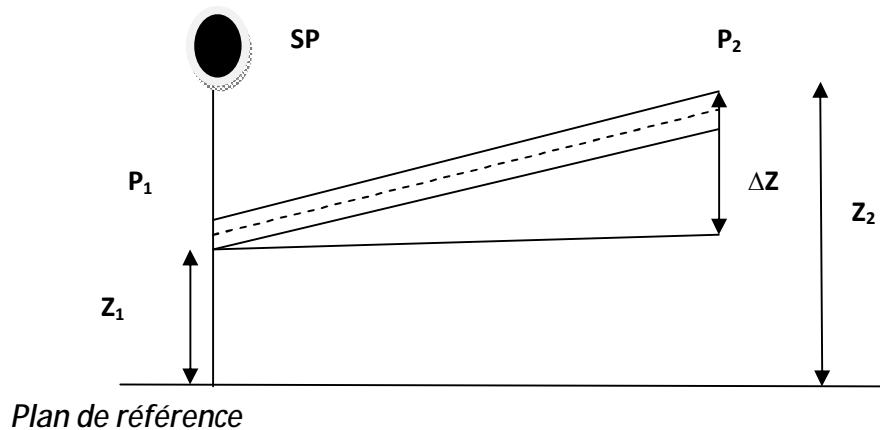


Figure IV. 15: la charge totale entre deux points

L'écoulement du liquide est permanent dans la conduite, il est régi par l'équation suivante :

$$\frac{dP}{\rho} + \lambda \cdot \frac{V^2}{2D} \cdot dL + \frac{dV^2}{2} + g \cdot dZ = 0 \text{ (IV.6)}$$

$\frac{V^2}{2D} \cdot dL$: C'est la variation de l'énergie cinétique le long du tronçon.

On divise les termes de l'équation (III.6) par g on aura :

$$\frac{dP}{\rho g} + \lambda \frac{V^2}{2gD} \cdot dL + \frac{dV^2}{2g} + dZ = 0 \text{ (IV.7)}$$

On a d'autre part :

$$D = \text{constante} \Rightarrow \frac{dV^2}{2g} = 0$$

Finalement :

$$\frac{\Delta P}{\rho \cdot g} = \frac{\lambda \cdot L \cdot V^2}{2g \cdot D} + \Delta Z \text{ (IV.8)}$$

IV.3.1.1 Le coefficient de pertes de charges linéaires λ

Le coefficient de pertes de charge λ dépend fondamentalement du régime d'écoulement turbulent ou laminaire, ces régimes sont régis par le nombre de Reynolds Re comme on l'a cité précédemment, et par le rapport ϵ/D qui est la rugosité relative.

La rugosité relative elle-même nous définit le domaine du régime d'écoulement lisse ou rugueux.

Il est nécessaire aussi d'avoir des données sur le fluide véhiculé soient :

- ✓ Fluide véhiculé c'est de l'eau.
- ✓ Température : 50°C.
- ✓ Viscosité dynamique : $\mu = 5462 \cdot 10^{-7} \text{ kg/m.s.} = 0,5462 \cdot 10^{-3} \text{ Pa.s}$
- ✓ $\rho_{eau} \approx 994 \text{ Kg/m}^3$

La rugosité absolue des conduites ϵ ou la hauteur moyenne des aspérités est à : 0,045mm

Cette donnée est fournie par le constructeur de la conduite puisqu'on travaille avec des données normalisées (norme américaine API). Elle reste valable pour tous les diamètres de l'installation.

Calcul du nombre de Reynolds Re pour la dorsale de l'équation (I.17) pour les valeurs données dans le tableau (IV.5) aussi pour les caractéristiques du fluide :

$$Re = 3,90 \cdot 10^5$$

On remarque que $Re \gg \gg 2300$ donc le régime d'écoulement est un régime turbulent.

$$\text{Pour } \epsilon = \epsilon/D = 0,045/241, = 1,86 \cdot 10^{-4}$$

A partir de ces valeurs, et à l'aide du diagramme de Moody on constate que le régime d'écoulement est turbulent lisse, et le nombre de Reynolds $> 10^5$ pour cela la formule de Nikuradse est la formule adéquate pour calculer la valeur de λ .

$$\lambda = \frac{0,221}{Re^{0,237}} + 0,0032 \quad (\text{IV.9})$$

On trouve : $\lambda = 0,013$

Cette valeur de λ , est le coefficient de pertes de charges linéaire pour la dorsale de diamètre normalisé de 254 mm pour le nombre de Reynolds $Re = 3.9 \cdot 10^5$ calculé à partir de la relation (IV.9)

C'est la même procédure de calcul de λ pour le réseau de desserte allant du manifold vers les puits injecteurs. En utilisant la relation (IV.9)

Les résultats de calculs de λ sont récapitulés dans le tableau suivant :

Tronçon	D (")	De (mm)	δ Mm	Di (mm)	Q (m ³ /s)	V m/s)	Re (10 ⁵)	ϵ (10 ⁻⁴)	λ
TAM-MAN	10	254	6,35	241,3	0,0405	0.89	3.90	1,86	0,0130
MAN-AMA507	6	152,4	7,11	138,18	0,016	1,08	2,71	3,25	0.014
AMA507-AMA502	4	101,6	6,05	89,56	0,0081	1,29	2,08	5,02	0,015
MAN-AMA20	4	101,6	6,05	89,56	0,0081	1,29	2,08	5,02	0,015
MAN-AMA503	6	152,4	7,11	138,18	0,016	1,08	2,71	3,25	0,014
AMA503-AMA506	6	152,4	7,11	138,18	0,016	1,08	2,71	3,25	0,014
AMA506-AMA505	4	101,6	6,05	89,56	0,0081	1,29	2,08	5,02	0,015

Tableau IV.6 les valeurs de coefficient λ pour l'écoulement dans l'installation.

On considère le manifold de distribution comme un équipement nécessaire du point de vue économique entre la station de pompage et les puits injecteurs, car on ne peut pas prévoir une pompe à multi canaux de refoulement servant chaque puits ; et pour réduire le coût de l'installation.

Il faut rappeler que le rôle primordial de manifold, est de répartir le débit total Q_t sur le nombre de puits, il est caractérisé par une entrée venant de la station de pompage TAM à 10" de diamètre, et quatre sorties dont deux à 6" et les deux autres à 4", on a seulement trois qui

sont en service et la quatrième est une sortie de sécurité prévue s'il y a forage d'autres puits injecteurs d'eau ; leur alimentation sera prise à partir de cette sortie.

Son implantation est presque équidistante des puits qui l'entourent.

La figure ci-après nous donne le schéma du manifold.

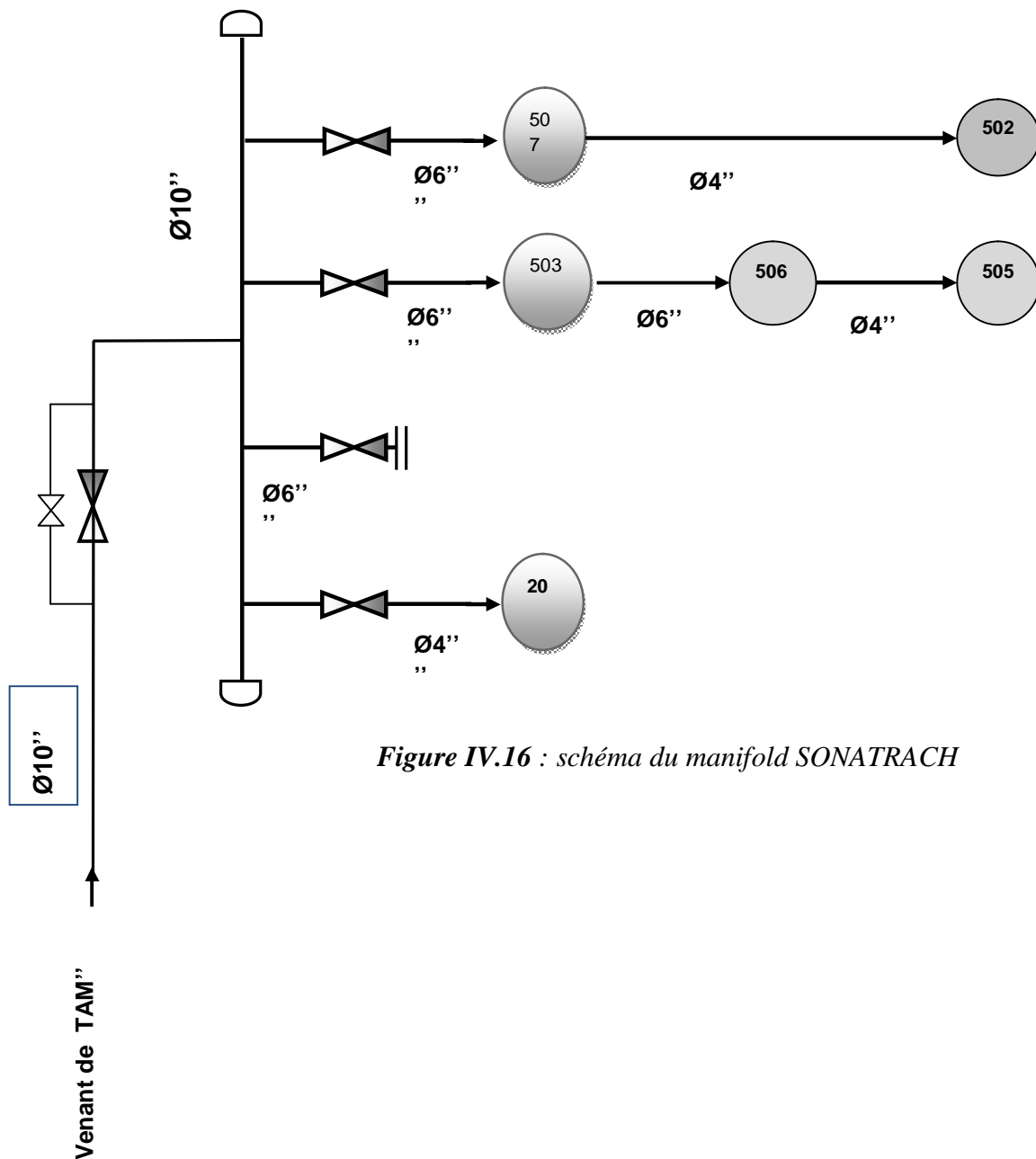


Figure IV.16 : schéma du manifold SONATRACH

On donne les distances ainsi que la différence d'altitude entre tous les points de repères de notre installation comme le montrent les tableaux suivants.

Tronçon	Longueur
TAM-MAN	32,1
MAN-AMA507	2,9
MAN-AMA20	1,2
AMA20-AMA35	3,0
MAN-AMA503	6,3
AMA503-AMA506	5,6
AMA506-AMA505	5,4

Tableau IV.7 : distances entre deux tronçons consécutifs

Lieu	Altitude (m)	Ecart d'altitude (m)	Ecart d'altitude (bar)
TAM	341,0	-	-
MAN	402,1	61	-6,1
AMA507	385,4	-16,63	1,66
AMA502	388,2	2,78	-0,278
AMA503	371,4	-30,07	3
AMA506	374,2	2,89	-0,28
AMA505	339,79	-34,5	3,45
AMA20	390,55	-11,55	1,155
AMA35	407,2	16,5	-1,65

Tableau IV.8 altitude des puits

L'écart d'altitude est calculé entre deux points consécutifs, à savoir entre deux puits injecteurs disposés en série ou bien entre le manifold et le puits injecteur. Il peut être calculé en écart de pression ΔP (bar) ou bien par différence de hauteur ΔZ (m) avec la relation :

A partir des données des tableaux (IV.6), (IV.7) ainsi que les valeurs de λ , le calcul de pertes de charge linéaire pour l'installation nous donne :

Tronçon	ΔP (bar/km)	L (km)	ΔP_t (bar)
TAM-MAN	0,213	32,1	6,85
MAN-AMA507	0,58	2,9	1,76
AMA507-AMA502	1,4	2,8	3,92
MAN-AMA35	1,4	4,2	5,88
MAN-AMA503	0,58	6,3	3,65
AMA503-AMA506	0,58	5,6	3,24
AMA506-AMA505	1,4	5,4	7,56

Tableau IV.9 : Les pertes de charges linéaire pour toute l'installation

Les pertes de charges ΔP_t obtenues dans le tableau sont calculées par le produit de distance entre deux points consécutifs et la perte de charge par l'unité de longueur en additionnant l'écart d'altitude entre ces deux points

IV.3.2 Les pertes de charge locales (singulières) [2] [3]

Comme on les a défini précédemment chap. I les pertes locales dépendent principalement du tracé de notre conduite, elles sont minimales lorsque le tracé ne subit pas des changements de direction, et lorsque la conduite ne contient pas des changements de sections.

C'est le cas pour notre installation, ou ces pertes locales sont minimales du fait que le tracé dépend de notre choix qu'on prend rectiligne, comme on l'a cité ; on n'envisage pas de changement de sections à part les vannes et les robinets de commande et d'isolation de tronçons et les brides reliant deux tuyaux et au manifold. Pratiquement, les pertes de charge singulières dans les brides ce sont prise à 1% des pertes linéaires.

D'ailleurs, pour ce genre de projet ces pertes locales sont majorées à 2% de pertes linéaires.

IV.3.2.1 Les pertes de charge dans le manifold. [2]

Le manifold est un collecteur de distribution de débit total Q_i , il est à une pression constante

Il est caractérisé par une entrée de 10" et 4 sorties dont 2 à 4" et les 2 autres à 6" comme l'indique la figure 08.

Les valeurs des coefficients ξ seront données suivant la nature de la singularité

Soit, pour l'entrée de 10", le calcul de ξ en considérant la singularité comme un élargissement brusque, on prend en considération le nombre de Reynolds $>10^5$

$$\xi = \kappa^2 + \alpha - 2\eta \cdot \beta \text{ Relation de Idel'cik} \quad (\text{IV.11}) \quad [1]$$

$$\Rightarrow \quad \xi = 0,05 \Rightarrow \Delta H_1 \approx 0 \quad \alpha = 1,15 \text{ et } \beta = 1,05$$

Pour les sorties du manifold vers les têtes de puits injecteurs on va considérer les singularités comme étant des rétrécissements brusques, dans ce cas les valeurs de ξ seront données suivant la table de Karev (1954). Qui est fonction du rapport $\frac{S_1}{S_2}$

$$\text{Pour } D=6" \Rightarrow \xi = 0,35$$

$$D=4" \Rightarrow \xi = 0,4$$

$$\Delta H = \sum_1^n \Delta H_n \quad \Rightarrow \quad \Delta H_m = 0,1 \text{ m} \quad (\text{IV.12})$$

IV.3.2.2 Les pertes de charge dans les vannes [1]

On adapte pour ce genre de projet, deux types de vannes :

- Robinets vannes à passage direct.
- Robinets à soupapes.

Ces deux types sont utilisés en tenant compte des conditions d'utilisation qui sont la pression, la nature du fluide, en favorisant :

- ü Le minimum de pertes de charge.
- ü La bonne étanchéité.
- ü Le bon réglage de débit pour les robinets à soupapes.

Les vannes à soupapes sont de nombre de 02, une pour chaque puits injecteur, et une vanne qui se trouve juste après la conduite de refoulement de la pompe.

Pour le calcul de pertes de charge dans ce type de vanne, on utilise la table donnant la valeur de k en fonction du diamètre de la conduite. [1]page n° 484 abaque 80

En tenant compte de la relation (IV.12)

$$\Delta H_{vs} = 2,62 \text{ m}$$

C'est de la même manière pour les vannes à passage direct, elles sont de nombre 04

On trouve $\Delta H_{vpd} = 0,45 \text{ m}$.

Pour les brides on prend 1% des pertes de charge linéaire soit

$$\Delta H_b = 3,2 \text{ m}$$

Finalemment :

Les pertes singulières dans la conduite $\Delta H_s = \Delta H_b + \Delta H_{vpd} + \Delta H_{vs}$

$$\Rightarrow \Delta H_s = 3,2 + 0,1 + 2,62 = 6,8 \text{ m}$$

Cette valeur de ΔH_s est approximativement la même qu'on prend pour le calcul des réseaux des conduites. Cela veut dire, en pratique ΔH singulière = 2% des pertes linéaires c'est un calcul vérifié, puisque la valeur des pertes de charge linéaires est égale à 35,8 bar.

IV.4 Détermination de la pression de refoulement de la pompe d'injection.

Après avoir calculé les différentes types de pertes de charge, et connaissant la position géographique de chaque élément de la station d'injection ainsi leurs hauteurs.

La pression de refoulement de la pompe d'injection P_r doit être égale à :

$$P_r = P_T + [\sum \Delta H_f + \sum \Delta H_s + \Delta Z] \frac{1}{10} \quad (\text{IV.13})$$

Pour les pertes de charges $\sum \Delta H = \sum \Delta H_f + \sum \Delta H_s = 1,02 \sum \Delta H_f$

$$\Delta Z = Z_{\text{puits}} - Z_{\text{pompe}}$$

$$P_r = 178 + [1,02(70,56 + 32,4 + 36,5 + 58,8 + 39,2 + 17,6 + 68,5 + 11,15 + 57,6 + 32,2) + (226,5 - 341)] \frac{1}{10}$$

$$\Rightarrow P_r = 210 \text{ bar.}$$

Cette valeur de 210 bars est exactement la pression de refoulement de la pompe de la station d'injection d'eau dans le champ d'Amassak.

IV.5 Calcul de pressions réelles en têtes de puits.

Connaissant la pression de refoulement de la pompe de l'installation, on peut calculer les pressions de manifold ainsi celles de têtes de puits en fonction de la perte de charge pour chaque tronçon.

III.6.1 la pression au manifold

$$P_M = P_r - [1,02H_f - (Z_p - Z_M)] \frac{1}{10} \quad \text{(IV.14)}$$

$$\Rightarrow P_M = 197 \text{ bars.}$$

C'est de la même manière pour le calcul de pressions de têtes de puits avec :

$$P_T = P_M - [H_f + \Delta Z] \frac{1}{10} \quad \text{(IV.15)}$$

Le tableau suivant donne la pression réelle pour chaque puits injecteur en service.

PUITS	ΔP (bar)	ΔZ (m)	P_T
AMA35	5,88	16,5	191,6
AMA 507	1,76	-16,63	193,5
AMA 502	5,68	2,78	189,35
AMA 506	6,89	2,89	190,4
AMA 505	14,45	-34,6	179,4

Tableau IV.10 la pression réelle pour chaque puits injecteur

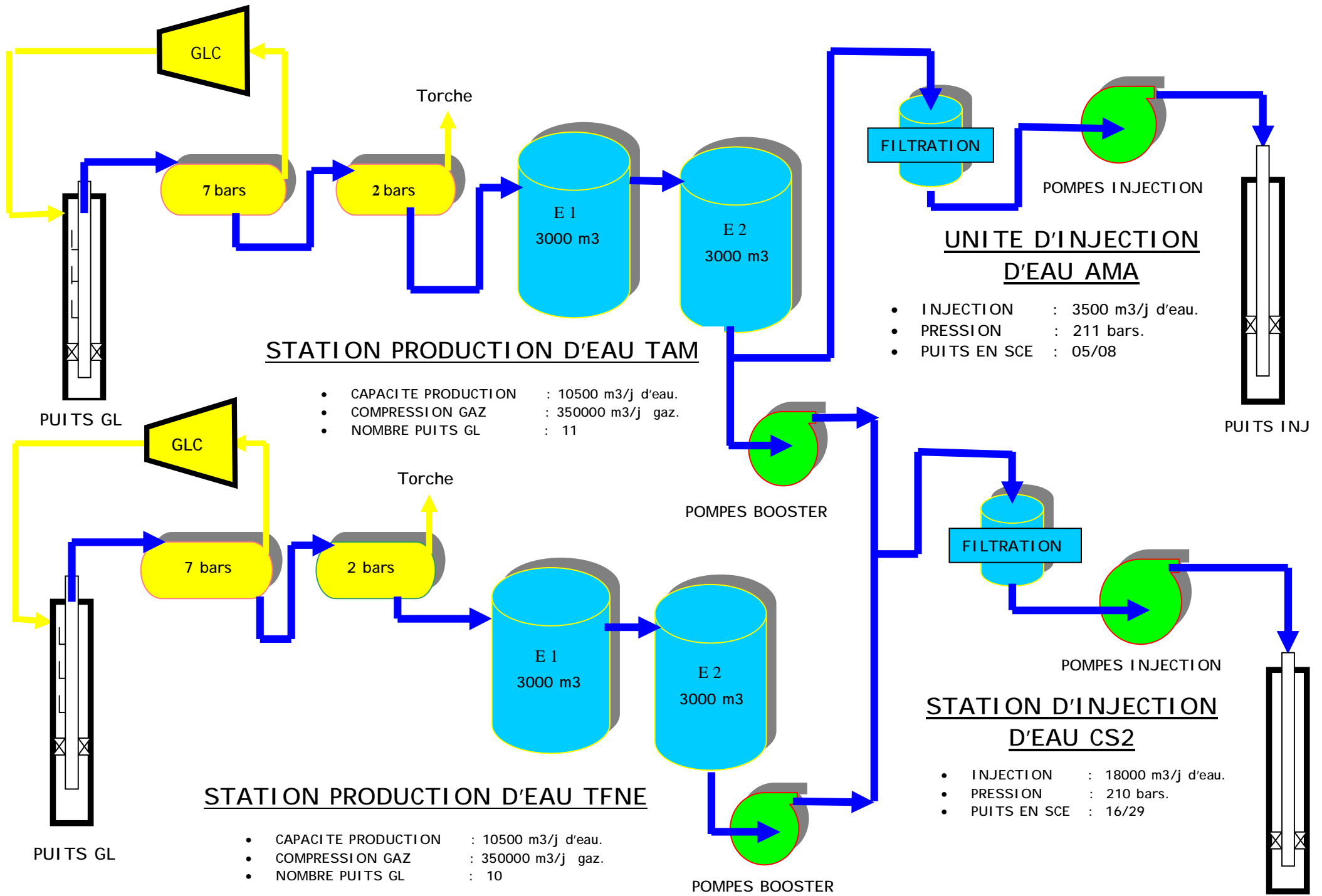
IV.6 Fiche technique de la pompe. [8]

Caractéristique	Nomination
Constructeur	WEIR
Débit de refoulement	145,83 m ³ /h
Pression d'aspiration	8,7 bars
Pression de refoulement	211 bars
Rendement η	59 %
Puissance	2000 kW
NPSH requis	17 m
Type de pompe	Centrifuge à 5 étages
Entrainement	Moteur électrique asynchrone triphasé
Vitesse de rotation	5880 tr/min
Longueur	2,05 m
Poids	2320 kg
Nombre d'étages	05
Norme de fabrication	API 610

*Tableau IV.11: fiche technique de la pompe principale***IV.7 Conclusion :**

Dans ce chapitre, on a pu trouver la pression de refoulement pour notre pompe, qui coïncide avec la pression de refoulement de la pompe existante avec une petite marge d'erreur.

Ce résultat permet de dire que la pompe d'injection d'eau dans le champ d'Amassak est bien dimensionnée.



Conclusion générale

Après avoir élaboré les calculs pour l'installation de surface, de champ d'Amassak, on a trouvé que la pression de refoulement de la pompe de notre étude pour les mêmes paramètres de fonctionnement (le débit d'eau refoulé, les pressions en têtes de puits injecteurs et les distances entre les différents tronçons de l'installation) est exactement la même pression de refoulement de la pompe existante,

Autrement dit, ce calcul de la pression de refoulement qu'on a faite nous permet de dire que la pompe existante est bien dimensionnée.

Quant à cette méthode de récupération des hydrocarbures l'injection d'eau reste la plus fiable, sauf qu'elle représente certains inconvénients parfois majeurs, car l'injection d'eau est généralement non uniforme autour de gisement ce qui provoque le déplacement non uniforme de front d'eau au fond du gisement, ce dernier favorise la fracturation de la roche poreuse.

Le problème de non compatibilité des eaux, celle d'injection et celle de gisement forme des dépôts insolubles au niveau de l'interface tubing et trou de forage qui provoque la fermeture de puits injecteurs et la destruction des équipements de puits.

A travers ce mémoire de fin d'études, je me permets d'appréhender un projet concret dans son ensemble depuis l'analyse de problème et le recueil de données jusqu'aux calculs et la résolution et les recommandations.

Liste de références bibliographiques

- [1] Hydraulique générale auteur Armando Lancastré édition Eyrolles cinquième tirage 2008.
- [2] Hydraulique urbaine tome II auteur Dupont. A éditions Eyrolles 1979
- [3] Etude et exploitation des pipelines, oléoducs tome I INHC 1979
- [4] Etude et exploitation des hydrocarbures documents TOTAL 2008
- [5] Projet de maintien de pression par injection d'eau gisement TFT Ordo. Mémoire de fin d'études présenté par Tezkratt Aomar année 1991/1992. INHC Boumerdes.
- [6] Dimensionnement de l'adduction et de la distribution en eau potable d'Ighil Imoula mémoire de fin d'études rédigé par Rahim Mourad et Outouati Kamal année 2010/ 2011 UMMTO.
- [7] Manuel opératoire de la station de traitement et d'injection d'eau TAMANDJELT document SONATRACH 1994.
- [8] Manuel de données de projet de maintien de pression champ d'AMASSAK document SONATRACH 1994/1995.
- [9] Analyse des paramètres petro physiques à partir des diagraphies du réservoir dovinien gisement TFT mémoire de fin d'études présenté par Zahi Abdelhamid promotion 2012 université de Kasdi Merbah Ouargla.
- [10] Réseau intranet de la direction régionale de TFT in Amenas SONATRACH