

**RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE**  
**MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE**

## **UNIVERSITÉ IBN-KHALDOUN DE TIARET**

**FACULTÉ DES SCIENCES APPLIQUEES**

**DÉPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE**

# **MEMOIRE DE FIN D'ETUDES**

**Pour l'obtention du diplôme de Master**

**Domaine : Sciences & Technologie**

**Filière : Génie Mécanique**

**Spécialité : Energétique**

## **THÈME**

**Optimisation du réseau de collecte du Champ Bir Berkine**  
**" Domaine pétrolier "**

**Préparé par :**

**NACERI Mohamed Khellil**

**LATRECHE Adnane**

**Devant le jury :**

<b>Mr SASSI Ahmed</b>	M. de conférences	<b>Université de Tiaret</b>	<b>Président</b>
<b>Mr ABOUCHIGHIBA Hicham</b>	M. de conférences	<b>Université de Tiaret</b>	<b>Examineur</b>
<b>Mr ANANE Sahraoui</b>	Ingénieur des travaux	<b>RTO de Tiaret</b>	<b>Invité</b>
<b>Mr AZIZI Ghali</b>	Ingénieur des travaux	<b>RTO de Tiaret</b>	<b>Invité</b>
<b>Mr KARAS Abdelkader</b>	M. de conférences	<b>Université de Tiaret</b>	<b>Encadreur</b>

**PROMOTION 2016/2017**

# *Dédicace*

*Je dédie ce mémoire :*

- ✚ A ceux qui savent concrétiser leurs idées et savent réussir.*
- ✚ A ceux qui ne portent que du bien pour les autres.*

*Je le dédie particulièrement à mes chers parents, qui m'ont beaucoup aidé et soutenu tout au long de ma scolarité et mes études universitaires, je leur dit ici toute ma gratitude, Sans oublier mon cher oncle Mr Kadi Mhamed pour son assistance.*

- ✚ A tous les enseignants de Génie Mécanique qui ont su m'inculquer le savoir, la logique et la notion scientifique.*
- ✚ Aux étudiants de ma promotion (2016-2017).*
- ✚ A mes amis proches.*

NACERI Mohamed Khellil

# *Dédicace*

*J'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail :  
A ceux qui m'ont encouragé et soutenu moralement et  
matériellement pendant les moments plus difficiles  
Durant ma vie.*

*✚ A mes très chers parents qui m'ont donné la possibilité  
d'arriver là où je suis.*

*✚ A mes très chers amis : Mayno, Samir, Hichem et  
Youness*

*Je n'oublie pas Monsieur le directeur OULED DIAF Saïd.*

*Et enfin a tous mes connaissances.*

# Remerciements

*Nous ne pouvons terminer la présentation de ce mémoire, sans remercier chaleureusement tous ceux qui ont contribué directement ou indirectement à la réalisation de ce projet, notamment :*

- ✚ Mr KARAS Abdelkader, maître de conférence, notre encadreur,*
- ✚ Mr HARKAT Bouaddi, chef du service de la maintenance, notre maître de stage à Bir Berkine,*
- ✚ Mr OUELAD DIAF Saïd, directeur de la coordination des champs extérieurs de Bir Berkine, qui nous a permis de suivre ce stage avec un bon thème.*

# Sommaire

---

Dédicaces	
Remerciement	
Sommaire	
Liste des tableaux	
Liste des figures	
Nomenclature	
Introduction.....	1

## Chapitre I : Présentation de la société

I Présentation de la société SONATRACH.....	2
I.1 Définition.....	2
I.2 Activités.....	2
I.2.1 Activité Transport par Canalisations (TRC) .....	2
I.2.2 Activité Liquéfaction, Raffinage et Pétrochimie (LRP) .....	3
I.2.3 Activité Commercialisation (COM) .....	5
I.2.4 Activité Exploration-Production (E&P).....	6
I.3 Organigramme.....	6
I.3.1 Directions Corporate (DCP) .....	7
I.3.2 Directions Centrales.....	7
I.4 Principales filiales de Sonatrach.....	8
I.5 Missions.....	8
I.6 CPF - BBK de Bir Berkine.....	9
I.6.1 Situation du CPF de BBK.....	9

## Sommaire

---

I.6.2 Organisation du CPF BBK.....	10
I.6.3 Les opération du centre de traitement.....	11
I.6.4 Relations avec les autres services.....	11

## Chapitre II : Pétrole, Puits et Réseau de collecte

II Pétrole, Puits et Réseau de collecte.....	12
II.1 Les origines du pétrole.....	12
II.1.1 Généralités sur les pétroles bruts.....	13
II.1.2 Pétrole de l’Afrique du Nord.....	14
II.1.3 Les émulsions et les mousses.....	15
II.2 Gisement.....	15
II.3 Généralités sur les puits.....	15
II.3.1 Puits.....	15
II.3.2 Types de puits.....	16
II.3.3 Types d’écoulement dans les puits.....	19
II.4 Généralité sur le réseau de collecte.....	20
II.4.1 Plan du réseau de collecte.....	20
II.4.2 Les accessoires des réseaux de collecte.....	22

## Chapitre III : Ecoulement diphasique et Optimisation

<b>III Ecoulement diphasique et Optimisation.....</b>	<b>23</b>
<b>III.1 Entrée.....</b>	<b>23</b>
<b>III.2 Les écoulements dans le réseau de collecte.....</b>	<b>23</b>
<b>III.2.1 Différentes configuration des écoulements diphasiques.....</b>	<b>23</b>
<b>III.3 L'équation générale de l'énergie.....</b>	<b>26</b>
<b>III.3.1 Les variables de l'écoulement.....</b>	<b>29</b>
<b>III.4 Modification de L'équation de Gradient de Pression.....</b>	<b>31</b>
<b>III.4.1 Changement de la composante.....</b>	<b>31</b>
<b>III.4.2 Changement de composante de frottement.....</b>	<b>31</b>
<b>III.4.3 La composante d'accélération.....</b>	<b>32</b>
<b>III.5 Optimisation.....</b>	<b>32</b>
<b>III.5.1 Critère d'optimisation sur le système de production de l'huile.....</b>	<b>33</b>
<b>III.5.2 Modèle d'optimisation.....</b>	<b>33</b>
<b>III.5.3 Problème de maximisation.....</b>	<b>33</b>
<b>III.5.4 Système de contraintes.....</b>	<b>34</b>
<b>III.5.5 Identification des variables de décision.....</b>	<b>34</b>

### Chapitre IV : Etude et calcul technique

<b>IV Etude et calcul technique.....</b>	<b>35</b>
<b>IV.1 Principe.....</b>	<b>35</b>
<b>IV.2 Problématique.....</b>	<b>36</b>
<b>IV.3 Description du réseau de collecte BBK.....</b>	<b>37</b>
<b>IV.3.1 Le réseau de collecte nord.....</b>	<b>37</b>
<b>IV.3.2 Le réseau de collecte sud.....</b>	<b>37</b>
<b>IV.3.3 Le champ de BBK- Localisation des puits, longueurs et diamètres.....</b>	<b>38</b>
<b>IV.3.4 Le champ de BBKN- Localisation des puits, longueurs et diamètres.....</b>	<b>38</b>
<b>IV.4 Les liaisons des pipes.....</b>	<b>39</b>
<b>IV.4.1 Liaison par jonction.....</b>	<b>39</b>
<b>IV.4.2 Liaison individuelle.....</b>	<b>40</b>
<b>IV.4.3 Les altitudes des puits.....</b>	<b>41</b>
<b>IV.4.4 Les manifolds BBK sud et nord.....</b>	<b>43</b>
<b>IV.5 Procédure de simulation.....</b>	<b>44</b>
<b>IV.5.1 Outil de simulation.....</b>	<b>44</b>
<b>IV.5.2 Type du modèle.....</b>	<b>44</b>
<b>IV.5.3 Propriétés du fluide.....</b>	<b>44</b>
<b>IV.6 Analyses et calculs.....</b>	<b>45</b>
<b>IV.6.1 Critère d'étude.....</b>	<b>45</b>
<b>IV.7 Résultats.....</b>	<b>48</b>
<b>IV.7.1 Le pôle sud.....</b>	<b>48</b>
<b>IV.7.2 Le pôle nord.....</b>	<b>49</b>

## Sommaire

---

IV.7.3 Les manifolds.....	49
IV.8 Application de la simulation.....	50
IV.8.1 Le pôle sud.....	50
IV.8.2 Le pôle nord.....	51
IV.8.3 Résultats finales.....	54
IV.8.4 La représentation graphique du résultat finale.....	55

## Conclusion générale

Conclusion.....	56
Recommandation.....	56

## Liste des tableaux :

### Chapitre 2

Tableau II.1:	Valeurs de la contrainte et le taux de cisaillement.....	14
---------------	--	----

### Chapitre 4

Tableau IV.1:	Localisation des puits de BBK.....	38
Tableau IV.2:	Localisation des puits de BBKN.....	38
Tableau IV.3:	Altitudes des puits du pole sud.....	41
Tableau IV.4:	Altitudes des puits du pole nord.....	42
Tableau IV.6:	Propriétés PVT du fluide concerné.....	44
Tableau IV.7:	Différentes pressions et température des puits producteurs.....	46
Tableau IV.8:	Débits d'huile et les GOR des puits producteurs.....	47
Tableau IV.9:	Vitesses et chutes de pression du pôle sud.....	48
Tableau IV.10:	Vitesses et chutes de pression du pôle nord.....	49
Tableau IV.11:	Vitesses et chutes de pression des manifolds.....	49
Tableau IV.12:	Vitesses et chutes de pression des manifolds.....	52
Tableau IV.13:	Débit actuel et optimisé des chaque puits.....	54

## Liste des figures:

### Chapitre I

Figure I.1: Réseau de transport par canalisations.....	3
Figure I.2: Organigramme de la société SONATRACH.....	7
Figure I.3: Filiales de SONATRACH.....	8
Figure I.4: Situation géographique du bassin Bir Berkine.....	9
Figure I.5: système d'exploitation et production de Bir Berkine.....	10

### Chapitre II

Figure II.1: Evolution expérimentale de la contrainte de cisaillement.....	14
Figure II.2: composition d'un puits.....	16
Figure II.3: Les différents domaines d'un puits.....	16
Figure II.4: Ecoulement du fluide d'un réservoir.....	17
Figure II.5: Réservoir et trou de forage.....	17
Figure II.6: Pressions dans le réservoir.....	17
Figure II.7: Puits d'injection.....	18
Figure II.8: schéma typique de fonctionnement d'un puits injecteur.....	19
Figure II.9: les différentes pressions d'un puits.....	20
Figure II.4.1: Liaison individuelle.....	21
Figure II.4.2: Liaison par collecteur.....	21

### Chapitre III

Figure III.1: configurations d'écoulements gaz-liquide en conduite horizontale.....	23
Figure III.2 : La vitesse du liquide en fonction de la vitesse du gaz.....	25

### Chapitre IV

Figure IV.1: Principe de la séparation.....	35
Figure IV.2: Situation de la séparation dans un traitement d'huile.....	36
Figure IV.3: Schéma du réseau d'huile BBK "Nord et Sud".....	37
Figure IV.4: Schéma du manifold BBK.....	43
Figure IV.5: Schéma du manifold BBKN.....	43
Figure IV.4: Interface du logiciel Pipe Flow.....	47
Figure IV.5: Représentation graphique des débits de chaque puits du pôle nord.....	50
Figure IV.6: Représentation graphique des débits de chaque puits du pôle sud.....	51
Figure IV.7: Représentation graphique des débits de chaque puits des manifolds.....	52
Figure IV.8: Représentation graphique du débit actuel et optimisé de chaque puits.....	55

# Nomenclature

**API :** Est une échelle permettant d'exprimer la densité du pétrole brut, en degrés API

(° API), calculée à partir de la densité, par la formule suivante :

$$\text{Densité API} = (141,5 / (\text{densité à } 60 \text{ °F})) - 131,5.$$

**BBK :** appellation du champs de Bir Berkine ou des puits de Bir Berkine.

**CPF :** " Processing and facility center " Centre de traitement d'huile.

**Duse :** est une vanne pour le réglage des débits sortants de la tête d'un puits vers la pipe.

**Flowline :** Le tuyau qui produit du fluide se déplace d'un puits à un collecteur, d'un équipement de traitement ou d'un stockage.

**GOR :** Rapport gaz/liquide [ m<sup>3</sup>/ m<sup>3</sup> ]

**Manifold :** "Dispositif qui réunit ce qui dispersé", c'est un collecteur de pipes arrivants des puits.

**Trunkline :** Pipelines interurbains, distincts des lignes de champ, de ramassage ou de dérivation. (Définition similaire pour les lignes de systèmes téléphoniques).

**Tubing :** Tuyau de petit diamètre qui se heurte à un puits pour servir de conduit pour le passage du pétrole et du gaz vers la surface. Ou Lignes d'injection hydraulique ou chimique de petit diamètre, généralement sous une largeur de 2 pouces; À ne pas confondre avec la tuyauterie. (Voir aussi les tubes enroulés.) Des tubes sont installés à l'intérieur du boîtier dans un puits.

**PVT :** Transducteur de volume de pression ou données de pression, de volume et de température ou étude généralement liées à un test de formation d'un réservoir ou d'un puits

**U'** : Energie initiale du fluide [ Joule ]

**P** : Pression du fluide [ Bar ]

**V** : Volume du fluide [ m<sup>3</sup> ]

**m** : Masse du fluide [ kg ]

**v** : Vitesse du fluide [ m/s ]

**q'** : Energie calorifique ajustée au fluide. [ Joule ]

**W'** : Travail subi par le fluide de l'entourage. [ Joule ]

**g** : Gravité [ m/s<sup>2</sup>]

**Z** : Altitude [ m ]

**h** : Enthalpie [ Joule ]

**s** : Entropie [ Joule/ Kelvin ]

**T** : Température [ °C ]

**L** : Longueur (direction) [ m]

**f** : Facteur de friction

**d** : Diamètre [ Pouce]

**H<sub>L</sub>** : Holdup liquid

**H<sub>G</sub>** : Le gaz Holdup

**q<sub>L</sub>** : Débit de liquide [ m<sup>3</sup> ]

**q<sub>g</sub>** : Débit de gaz [ m<sup>3</sup> ]

**N<sub>Re</sub>** : Nombre de Reynolds

**V<sub>s</sub>** : Vitesse superficielle [ m/s ]

**V<sub>m</sub>** : Vitesse du mélange [ m/s ]

**dP** : Gradient de pression dans le sens d'écoulement [ Bar/m ]  
**dL**

$Q_i$  : Débit de chaque puits [ m<sup>3</sup>/s]

$P_s$  : pression de séparation ou de service. [ Bar]

### **Symboles grecs**

$\theta$  : Angle [ ° ]

$\rho$  : Masse volumique [ kg/m<sup>3</sup> ]

$\Delta$  : Différence

$\lambda_l$  : Holdup liquid de non glissement

$\lambda_g$  : Holdup gaz de non glissement

$\rho_m$  : Masse volumique du mélange [ kg/m<sup>3</sup> ]

$\rho_l$  : Masse volumique du liquide [ kg/m<sup>3</sup> ]

$\rho_g$  : Masse volumique du gaz [ kg/m<sup>3</sup> ]

$\mu_n$  : Viscosité du mélange [ Cp ]

$\mu_L$  : Viscosité du liquide [ Cp ]



# Introduction générale

---

A l'issue de notre deuxième année de master en Energétique à l'université IBN KHALDOUN de Tiaret, mon condisciple et moi, avons suivi un stage pratique de six semaines, au niveau de la société nationale SONATRACH à Bir Berkine.

Ce stage a été l'opportunité pour nous de découvrir un nouvel aspect de l'industrie des hydrocarbures, notamment l'exploitation du pétrole brut et son transfert vers la zone de production via un réseau de conduites ramifiées.

Durant ce stage pratique, nous avons pris connaissance des divers problèmes qui surgissent sur le terrain. Parmi ces problèmes nous avons sélectionné, comme projet de fin d'études, celui qui se pose au niveau du réseau ramifié à savoir *l'optimisation du réseau de collecte*.

Dans ce mémoire, nous avons traité les chapitres suivants:

Le premier traite de la SONATRACH, sa structure, ses attributions et ses activités industrielles et commerciales.

Le second traite des gisements de pétrole et des divers puits connectés aux réseaux de collecte.

Le troisième traite des écoulements horizontaux et de l'optimisation.

Le quatrième et dernier chapitre traite quant à lui de notre sujet qui le réseau de collecte (simulation, calculs techniques...).

A l'issue de cette formation, nous avons eu la satisfaction d'arriver à des résultats concordant avec les estimations de l'ingénieur qui nous encadrait.

## I Présentation de la société SONATRACH

### I.1 Définition:

SONATRACH (« Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures) est une entreprise publique algérienne créée le 31 décembre 1963, un acteur majeur de l'industrie pétrolière.

C'est un acteur majeur au service de la satisfaction de la demande domestique en énergie. Première compagnie d'hydrocarbures en Afrique, SONATRACH est aussi un important fournisseur d'énergie dans le monde.

### I.2 Activité:

#### I.2.1 Activité Transport par Canalisations (TRC) :



Photographie I.1

L'Activité Transport par Canalisations est un maillon important de la chaîne des hydrocarbures et ce, d'un point de vue historique, stratégique et opérationnel.

L'histoire de SONATRACH a débuté avec cette activité lorsqu'elle s'est lancée dès 1966 dans la construction du premier oléoduc algérien, l'OZ1, d'une longueur de 805 KM, reliant Haoud El Hamra à Arzew.

Depuis, notre réseau de transport par canalisations n'a eu de cesse de se densifier et de se complexifier en fonction du développement des activités de l'Amont et de l'Aval pétrolier et gazier de SONATRACH, en national et en international.

La longueur de notre réseau de transport des hydrocarbures dépasse aujourd'hui les 19 000 Km et le nombre de pipelines est passé de un (01) à trente-sept (37).

Trois gazoducs transcontinentaux nous relient à l'Europe à travers les pays du Maghreb

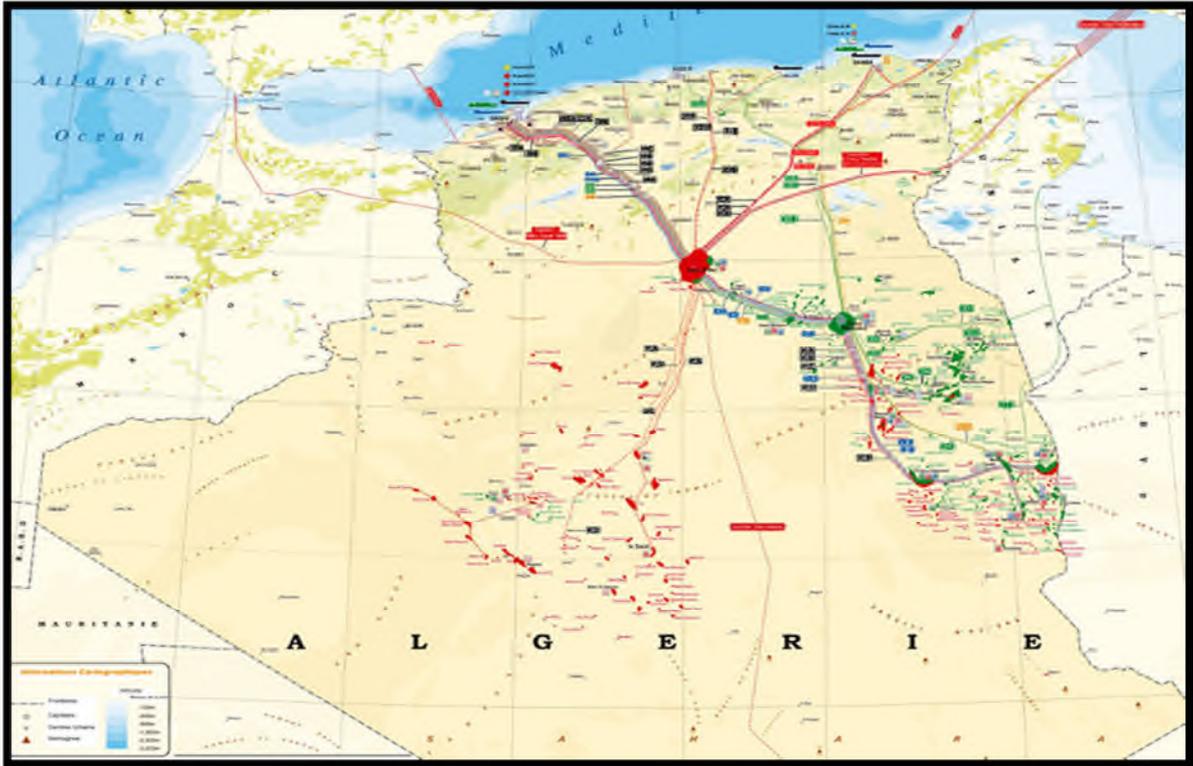


Figure I.1: Réseau de transport par canalisations

## I.2.2 Activité Liquéfaction, Raffinage et Pétrochimie (LRP) :



Photographie I.2

Dans la Liquéfaction, le Raffinage, la Pétrochimie, maillons essentiels de la transformation et de la valorisation des hydrocarbures, SONATRACH s'est dotée de plus d'une vingtaine de complexes et d'unités industrielles depuis 1964, date de mise en production par

l'Algérie du premier complexe de liquéfaction de gaz naturel au monde ,dénommé GL4Z (ex CAMEL).

Depuis cette date, SONATRACH s'est hissée au rang de leader de l'industrie du GNL, a développé ses gisements gaziers et conforté son rôle de pionnière dans l'industrie internationale du gaz, notamment dans la production et la commercialisation du GNL

En 2015, la production totale de GNL s'élève à 26,8 millions de m<sup>3</sup>. Cette production s'appuie sur quatre (04) complexes de GNL, dont :

- Un (01) méga train à Skikda, le GL1K d'une capacité de 10 millions de m<sup>3</sup> de GNL par an.
- Un (01) méga train à Arzew (GL3Z), d'une capacité de 10,5 millions m<sup>3</sup> de GNL par an.

En matière de raffinage, une production de 29,3 millions de tonnes en 2015 a été générée par cinq (05) raffineries de brut et une (01) raffinerie de condensat :

- ✓ La raffinerie d'Alger, avec une capacité de traitement de pétrole brut de 2,7 millions de tonnes par an.
- ✓ - La raffinerie de Skikda, avec une capacité de traitement de pétrole brut de 16,5 millions de tonnes par an.
- ✓ - La raffinerie d'Arzew, avec une capacité de traitement de pétrole brut de 3,75 millions de tonnes par an.
- ✓ - La raffinerie de Hassi Messaoud avec une capacité de traitement de pétrole brut de 1,1 millions de tonnes par an.
- ✓ - La raffinerie d'Adrar, avec une capacité de traitement de pétrole brut de 600000 tonnes par an.
- ✓ - La raffinerie de condensat de Skikda, avec une capacité de traitement de cinq (05) millions de tonnes par an

## I.2.3 Activité Commercialisation (COM) :



Photographie I.3

L'Activité Commercialisation est en charge de l'élaboration et de la mise en œuvre de la stratégie de SONATRACH en matière de commercialisation des hydrocarbures sur les marchés national et international.

L'Activité Commercialisation couvre les domaines suivants :

- La commercialisation sur le marché national du gaz naturel, des GPL, des produits pétroliers et dérivés, des produits pétrochimiques et les gaz industriels ;
  - La commercialisation sur le marché international du gaz naturel, du GNL, des GPL, du pétrole brut, des produits raffinés et dérivés, et du condensat ;
  - Le transport maritime des hydrocarbures.
- Ses principales missions consistent à :
- Veiller à la régularité de l'approvisionnement du marché national en hydrocarbures, y compris par le recours aux importations.
  - Maximiser la valorisation des hydrocarbures destinés à l'exploitation sur le marché.

## I.2.4 Activité Exploration-Production (E&P) :



Photographie I.4

Nous nous donnons pour objectifs prioritaires, à travers l'Activité E&P, l'augmentation du niveau de la production et des réserves pour répondre à la demande nationale en hydrocarbures, pérenniser et développer nos marchés à l'international.

Face à une demande domestique et mondiale en énergie sans cesse croissantes, La production de pétrole et de gaz est tenue de suivre le rythme.

Néanmoins, l'exploitation de ces ressources devra prendre en compte de nouveaux paramètres et de nouveaux défis aux plans techniques, économiques, sociétaux et environnementaux.

A titre d'exemple, Le gaz naturel qui est un produit énergétique propre. Certaines réserves importantes de ce gaz, devront être atteintes à des profondeurs plus importantes en utilisant des technologies de plus en plus sophistiquées.

En 2015, la mise en œuvre par SONATRACH de sa stratégie d'optimisation de l'exploration et de la production, a permis une augmentation des volumes d'hydrocarbures pour satisfaire la demande nationale et l'export. Cette production est évaluée à 3 millions de TEP pour ce qui concerne le marché domestique.

### I.3 Organigramme:

Il relève du Président Directeur Général qui est chargé d'apporter l'appui nécessaire dans la coordination de management du groupe. Cette direction est assistée d'un comité exécutif et d'un comité d'examen et d'orientation chargé de l'étude des dossiers et la formulation de recommandations au comité exécutif. Le service de Sûreté Interne de l'Etablissement (SIE) est directement rattaché à la direction générale.

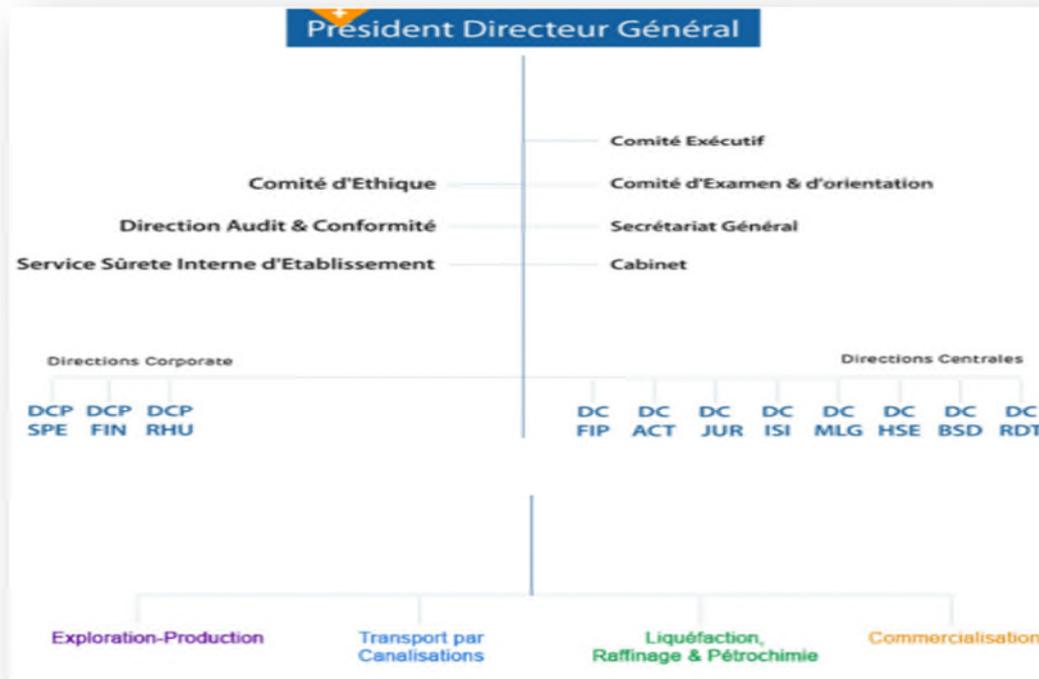


Figure I.2: Organigramme de la société SONATRACH

### 1.3.1 Directions Corporate (DCP) :

- a. Stratégie, Planification & Économie (SPE)
- b. Finances (FIN)
- c. Ressources Humaines (RHU)

### 1.3.2 Directions Centrales :

- a). Filiales & participations (FIP)
- b). Activités Centrales (ACT)
- c). Juridique (JUR)
- d). Informatique & Système d'Information (ISI)
- e). Marchés et Logistique (MLG)
- f). Santé, sécurité & environnement (HSE)
- j). Business Développement (BSD) : nouvelle direction chargée de détecter des opportunités de croissance, d'évaluer et de lancer des nouveaux projets dans les activités de base de l'entreprise
- h). Recherche & Développement (RDT) : nouvelle direction chargée de promouvoir et de mettre en œuvre la recherche appliquée et de développer des technologies dans les métiers de base de l'entreprise.

## I.4 Principales filiales de Sonatrach :

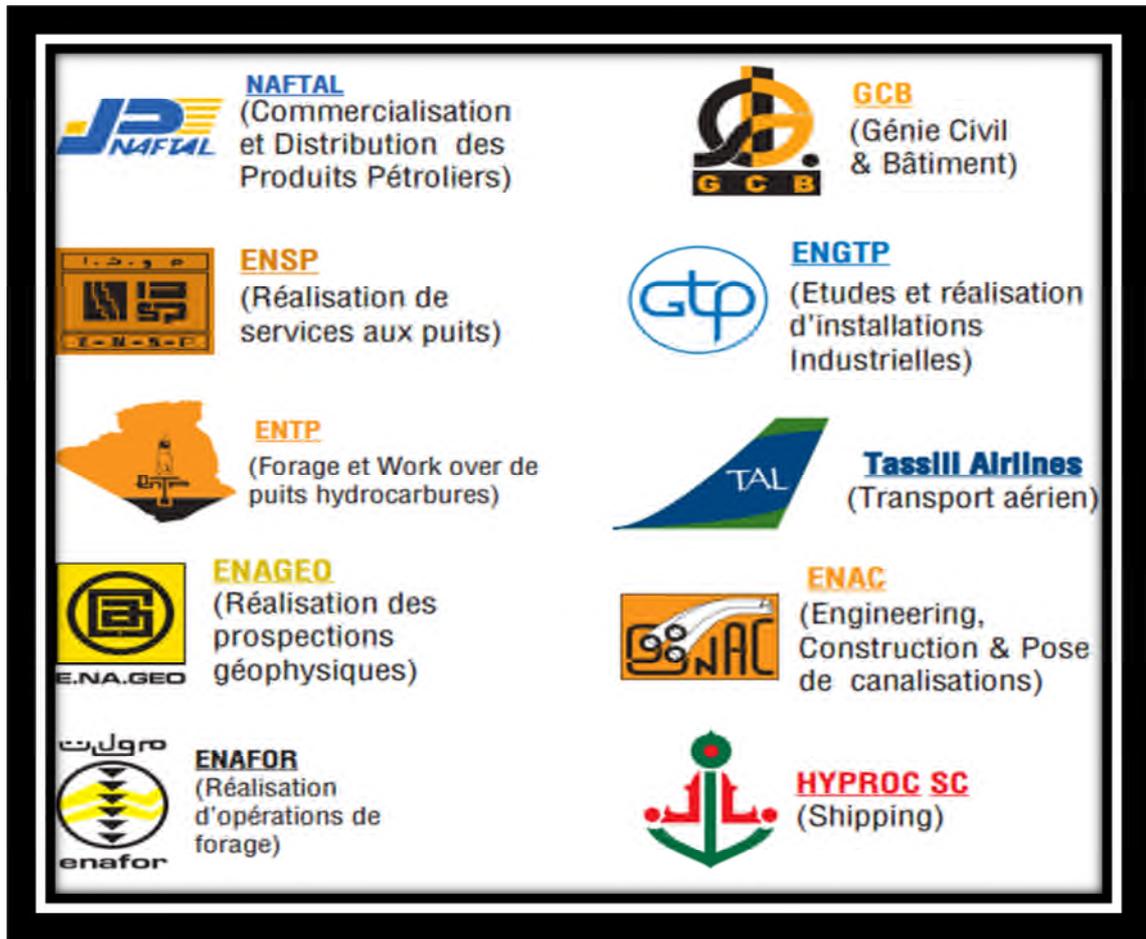


Figure I.3: Filiales de SONATRACH

## I.5 Missions:

Elle a pour mission tant en Algérie qu'à l'étranger:

- ✓ La protection, la recherche et l'exploitation d'hydrocarbures ainsi que la maintenance des installations pétrolières.
- ✓ Le développement, l'exploitation et la gestion des réseaux de transport, de stockage et de chargement des hydrocarbures.
- ✓ La transformation et le raffinage des hydrocarbures.
- ✓ La diversification des marchés et des produits à l'exportation.
- ✓ Le développement des techniques modernes de gestion par la formation continue de ses cadres.
- ✓ L'approvisionnement de l'Algérie en hydrocarbures à court, moyen et long terme

## I.6 CPF - BBK de Bir Berkine:

**Hassi Berkine** est un important gisement pétrolier situé au sud-est de Hassi Messaoud à 200 km environ. Berkine s'étend sur une surface totale d'environ 16 km<sup>2</sup>.

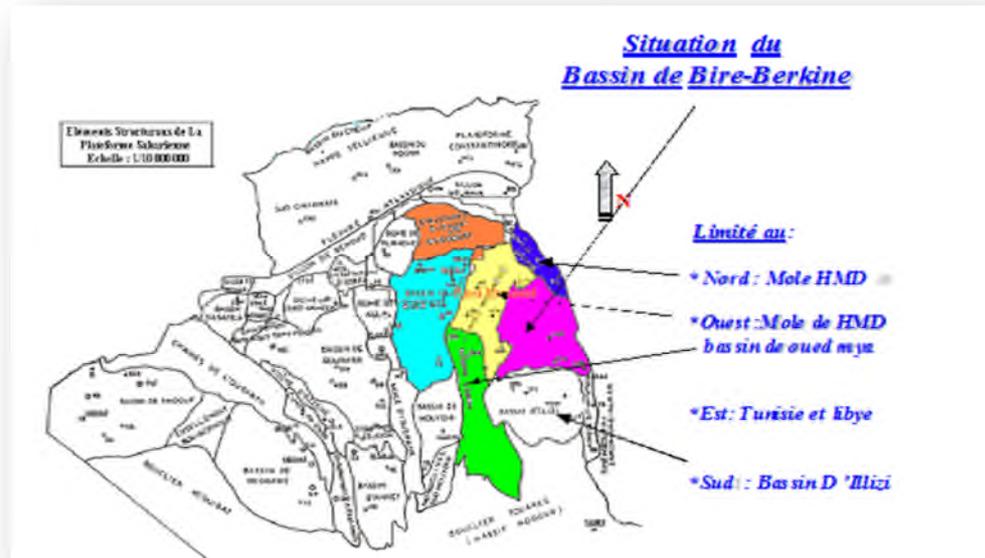


Figure I.4: Situation géographique du bassin Bir Berkine

Notre stage pratique s'est déroulé au niveau du **CPF de BBK** ( centre de traitement d'huile de Bir Berkine ), Plus précisément au niveau de service " Engineering et Production ". C'est un centre qui comprend deux services :

- ✚ Exploitation
- ✚ Engineering et Production.

### I.6.1 Situation du CPF de BBK :

Selon l'organigramme de SONATRACH ce centre relève du service Exploration-Production.



Photographie I.5

Le pétrole brut extrait des puits des pôles nord et sud sera traité puis pompé vers les stations de pompage afin de le transporter vers les terminaux d'arrivée.

## I.6.2 Organisation du CPF BBK:

la station est divisée en plusieurs unités:

- Unité 100: Traitement du brut, du gaz et stockage
- Unité 200: Torches, eau incendie, traitement eaux, drainages
- Unité 300: Eau albien, brute et d'injection
- Unité 400: Air comprimé, combustibles et diesel
- Unité 500: Têtes de puits et transport brut champ BBK
- Unité 600: Têtes de puits et transport brut champ BBKN
- Unité 700: Pipeline d'exportation de gaz
- Unité 900: Pipeline d'exportation d'huile.

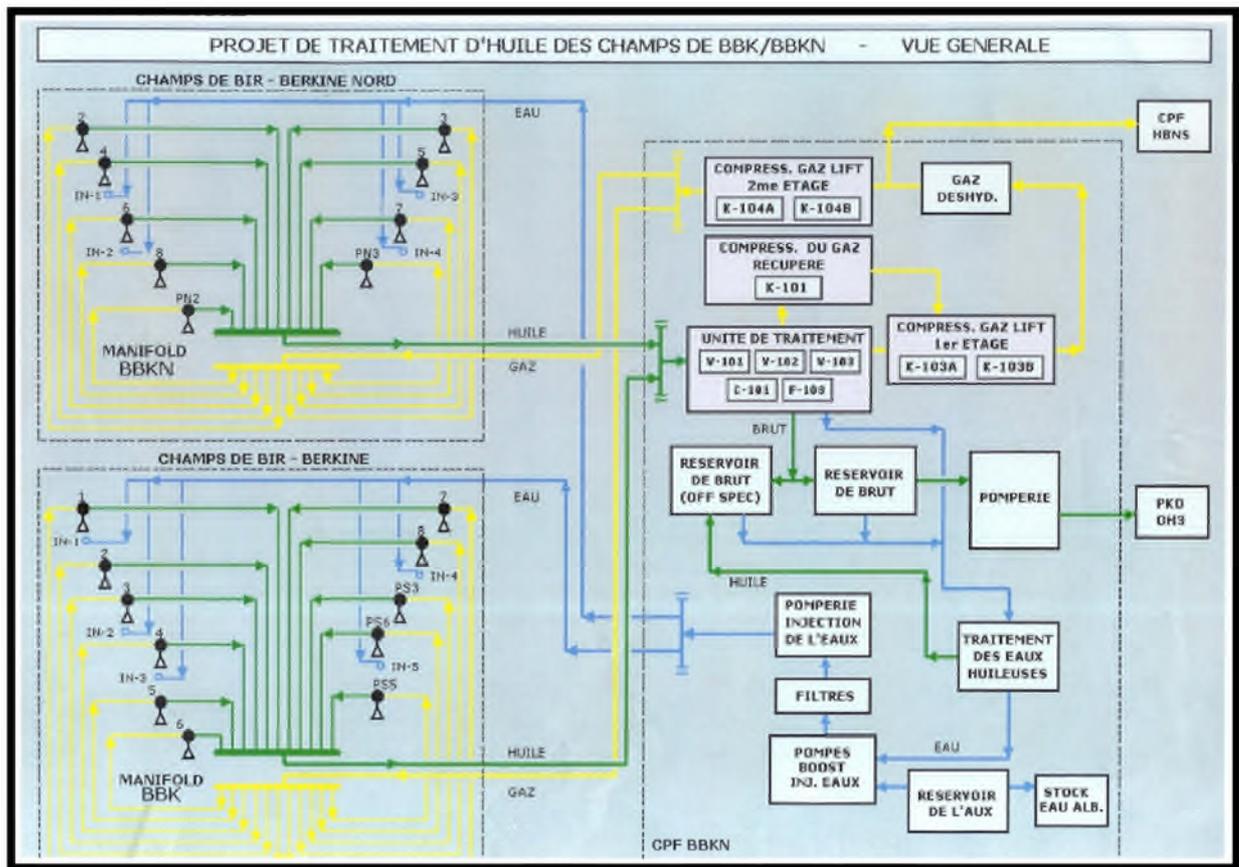


Figure I.5: système d'exploitation et production de Bir Berkine

## I.6.3 Les opération du centre de traitement:

On peut énumérer les simples opérations qui permettent les procédés, ci-dessus décrits, de la façon suivante:

- ✓ Séparation et dessalage
- ✓ Stabilisation du brut;
- ✓ Compression de gaz
- ✓ Dessiccation de gaz;
- ✓ Stockage des fluides combustibles;
- ✓ Pompage du produit fini;
- ✓ Implantation de production des fluides accessoires et autres utilités;

## I.6.4 Relations avec les autres activités:

- Le pétrole décanté sera stocké dans un bac ; en attendant l'expédition par **canalisation** vers une **raffinerie**.

- Le gaz, pourra être traité à son tour, selon les quantités, pour être conditionné aux caractéristiques commerciales puis vendu. Si les quantités produites ne permettent pas la **commercialisation**, alors il devra être malheureusement brûlé par le biais d'une torche.

### II Pétrole, Puits et Réseau de collecte

#### II. 1 Les origines du pétrole :

Dans les profondeurs de la Terre, pétrole et gaz naturel naissent d'une transformation de la matière organique de plantes ou d'animaux morts. Leur genèse s'étale sur des millions d'années et nécessite des conditions de pression et de température particulières.

Quand un organisme vivant meurt, la matière qui le compose est généralement recyclée de deux manières différentes :

-Des charognards ou des bactéries s'en nourrissent...

-Exposée à l'air ambiant ou à des eaux chargées en oxygène, la matière résiduelle s'oxyde : les atomes d'hydrogène, de carbone, d'azote, de soufre et de phosphore qu'elle contient se combinent avec les atomes d'oxygène et se changent en eau (H<sub>2</sub>O), en gaz carbonique (CO<sub>2</sub>), en nitrates, en sulfates et en phosphates qui peuvent alimenter la croissance de nouvelles plantes.

Une infime partie de cette masse organique, de l'ordre de 0,1 %, échappe à ce destin. Transportée par les cours d'eau, cette matière se dépose parfois au fond des mers ou au fond de grands lacs continentaux. Dans ces milieux peu oxygénés, peu agités par les courants, elle est en partie préservée. Elle se mêle à des matières minérales (particules d'argile ou sables très fins), mais aussi au plancton marin mort (animaux et végétaux microscopiques). Sous l'action de bactéries anaérobies, ce mélange se transforme en boues sombres et malodorantes.

Au fil du temps, ces boues s'accumulent et durcissent. Si elles contiennent au moins 1 à 2 % de matière organique, elles pourront jouer le rôle de roche mère qui, à terme, conduira à des gisements de pétrole et gisements de gaz. Ce pourcentage semble faible. Toutefois, pour qu'il soit atteint, le site concerné doit présenter des caractéristiques exceptionnelles :

-Un climat chaud favorisant le développement d'importantes quantités de plancton ;

-La proximité de l'embouchure d'un grand fleuve charriant beaucoup de débris végétaux ;

-Pas de montagne à proximité pour limiter les volumes de sédiments minéraux.

Très lentement, la roche mère s'enfonce dans la croûte terrestre sous le poids des sédiments : elle parcourt quelques mètres ou quelques centaines de mètres par million d'années. Cet affaissement progressif porte le nom de subsidence et débouche sur la formation d'un bassin sédimentaire.

En s'enfouissant dans le sol, la roche mère est soumise à des températures de plus en plus fortes et la matière organique qui la compose se retrouve écrasée par le poids des sédiments, la pression augmentant en moyenne de 25 bars par 100 mètres. À un kilomètre sous terre, il fait 50 °C pour une pression de 250 bars !.

Dans ces conditions physiques, les atomes d'azote, de soufre et de phosphore finissent par disparaître et la matière organique se transforme en kérogène, un matériau intermédiaire composé d'eau, de CO<sub>2</sub>, de carbone et d'hydrogène, qui se changera ensuite en pétrole ou en gaz.

À 2 000 mètres de profondeur, lorsque la température du sous-sol atteint 100 °C, le kérogène commence à générer des hydrocarbures :

-Entre 2 000 et 3 800 mètres, il se change en pétrole. Cet intervalle de profondeur est appelé « fenêtre à huile » (huile étant ici l'autre nom du pétrole) ;

-Quand l'enfouissement de la roche mère se poursuit entre 3 800 et 5 000 mètres, la production d'hydrocarbures liquides atteint un pic. Les liquides produits deviennent de plus en plus légers et passent à l'état gazeux : ils donnent du gaz méthane, le plus léger des hydrocarbures. Cet intervalle de profondeur se nomme « fenêtre à gaz ».

Au-delà de 8 à 10 kilomètres, on ne peut plus trouver d'hydrocarbures : ils sont détruits à cause de l'élévation de la température. La proportion de liquides et de gaz dépend de la nature de la roche mère. Si les débris organiques qui la composent sont principalement d'origine animale, elle donnera plus de pétrole que de gaz. Si elle est constituée essentiellement de débris végétaux, la roche mère produira surtout du gaz.

Ainsi, avec une sédimentation moyenne de 50 mètres par million d'années, il faut 60 millions d'années pour que des animaux morts se transforment en hydrocarbures liquides. Dès lors, on comprend mieux pourquoi le pétrole est classé parmi les énergies non renouvelables.

### II.1.1 Généralités sur les pétroles bruts:

Le pétrole brut est un mélange complexe d'hydrocarbures de différentes familles (paraffinique, naphténique, aromatique) associés à des composants organiques (oxygénés, azotés, sulfurés) ainsi qu'à des traces de métaux particuliers (Vanadium, Molybdène, Nickel).

Les hydrocarbures constituent les éléments essentiels des pétroles ; leurs molécules ne contiennent que du carbone et de l'hydrogène dont les teneurs sont respectivement de (83% à 87%) et (11% à 14%). Elles se divisent en plusieurs familles chimiques selon leurs structures.

Toutes ces structures sont basées sur la tétravalence du carbone.

La composition du pétrole dépend du lieu où il est extrait, il y a actuellement une centaine de bruts différents sur le marché pétrolier caractérisés par leurs densités (lourds, moyens ou légers) souvent exprimées en degrés API (American Petroleum Institute).

On distingue trois catégories d'hydrocarbures présents dans les fractions des pétroles bruts : les alcanes ou paraffines (18 à 65%), les cycloalcanes ou naphtènes (25 à 90%) et des composants aromatiques (jusqu'à 15%).

## II.1.2 Pétrole de l'Afrique du Nord:

Le tableau suivant, représente les résultats expérimentaux de pétrole brut d'Afrique du Nord, et qui donne la variation de la contrainte et le taux de cisaillement, en fonction de la température.

Température 15,56°C	Contraintes de cisaillement (Pa)	9,7	11	14	17,2	20	23	26,7	32,5	34,5	36,5
	vitesse de cisaillement (s <sup>-1</sup> )	2	9	27	48	73	100	136	200	225	240
Température 18,33°C	Contraintes de cisaillement (Pa)	2,3	3,5	5,5	7,2	9,5	12	14,7	19,7	21,2	21,6
	vitesse de cisaillement (s <sup>-1</sup> )	2	10	25	42	70,5	100	134	200	225	233
Température 21,11°C	Contraintes de cisaillement (Pa)	1,2	2,5	3,8	5,3	6,6	8,1	9,7	10,8	11,6	12
	vitesse de cisaillement (s <sup>-1</sup> )	10	25	43,5	73	100	138,5	175	200	225	237,5
Température 23,88°C (75°F)	Contraintes de cisaillement (Pa)	0,6	0,7	1	1,5	2,5	3,5	4,7	6,2	7	7,4
	vitesse de cisaillement (s <sup>-1</sup> )	2	10	25	43,5	73	100	141	200	225	242

Tableau II.1: Valeurs de la contrainte et le taux de cisaillement  
A différentes températures pour le pétrole brut d'Afrique du Nord.

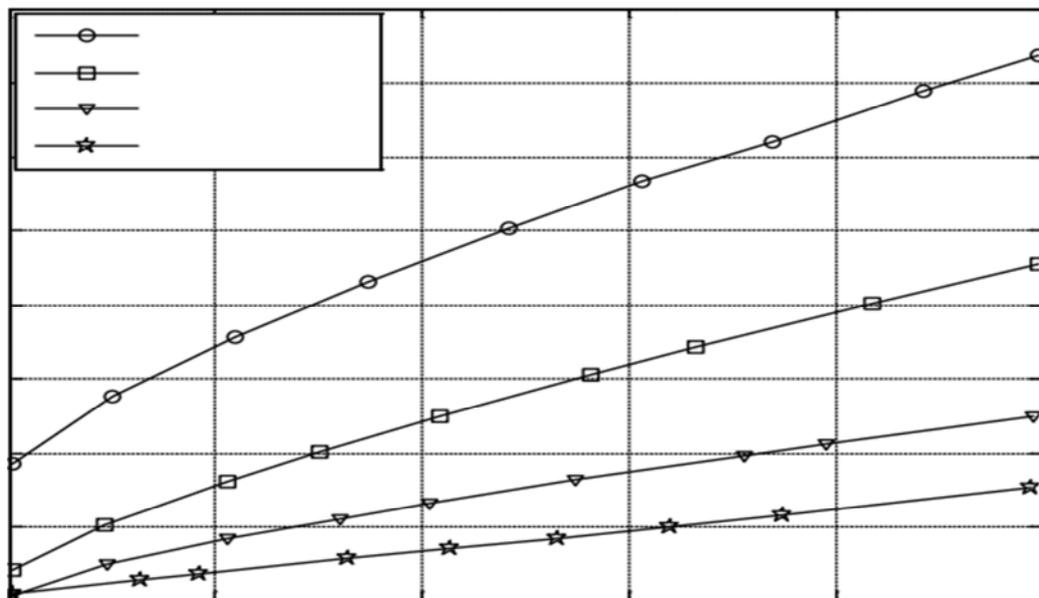


Figure II.1: Evolution expérimentale de la contrainte de cisaillement en fonction de la vitesse de cisaillement du pétrole brut d'Afrique du Nord.

### II.1.3 Les émulsions et les mousses :

Une émulsion est un mélange de deux substances liquides. Ce sont toujours deux liquides qui en situation normale sont non miscibles (qui normalement ne se mélangent pas), comme l'eau et l'huile, mais qui vont par des opérations spécifiques (agitation, mélange) réussir à avoir un aspect macroscopiquement homogène, mais microscopiquement hétérogène. L'une des substances sera donc dispersée dans la seconde substance sous forme de petites gouttelettes. Le mélange reste stable grâce à un troisième ingrédient appelé émulsifiant.

Une mousse est très semblable à une émulsion : la seconde substance est alors un gaz (au lieu d'un liquide) dispersé sous forme de bulles. Une autre différence importante entre mousses et émulsions est la fraction volumique de la phase dispersée (gaz), en général beaucoup plus élevée dans les mousses les plus stables.

### II.2 Gisement :

Un gisement est un volume de roche, dont les pores contiennent des fluides. Généralement, dans un gisement à huile dans les cas où ce dernier est assisté par l'injection, l'huile se trouve entre une couche d'eau et une couche de gaz. La pression de l'eau et du gaz pousse l'huile dans le puits.

Quand un trou de forage est complété, une zone avec une pression basse est créée, et le puits peut produire.

Pour un gisement à gaz, le principe est le même sauf que l'on ne rencontre principalement que deux phases (gaz et eau).

### II.3 Généralités sur les puits :

#### II.3.1 Puits :

Un puits sert à mettre en liaison le fond et la surface. Il permet, principalement, de ramener l'effluent (mélange d'hydrocarbures et d'eau) du gisement aux installations de surface dans lesquelles il sera traité ultérieurement pour répondre aux spécifications d'utilisation.

Cependant, le puits peut avoir d'autres fonctions telles que l'injection. En effet, lors de l'extraction des hydrocarbures, le gisement va se dépléter (chuter en pression) ; il faudra alors réinjecter un autre effluent (eau, gaz) pour pouvoir conserver la pression de gisement ou, du moins, ralentir sa chute, afin de pouvoir récupérer un maximum d'hydrocarbures. Pour ce faire nous utiliserons des puits injecteurs.

Un puits se décompose en deux sous-ensembles élémentaires qui sont :

- ✓ les équipements de FOND (cuvelages (casings), complétion)
- ✓ les équipements de SURFACE (wellhead, christmas tree)

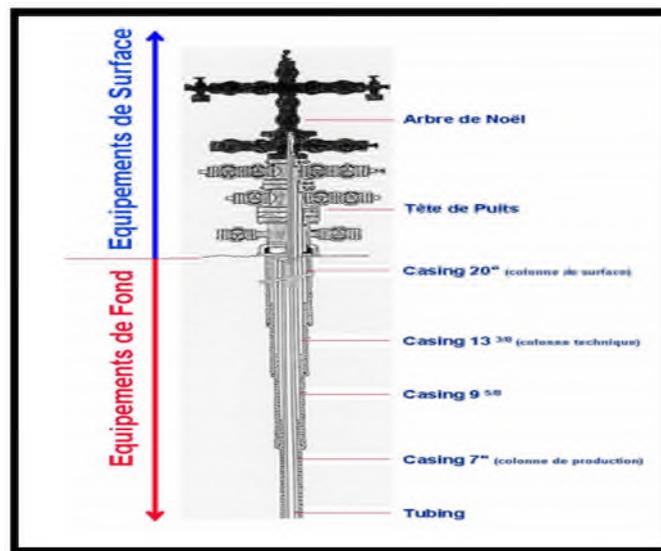


Figure II.2: composition d'un puits

Toutefois, un puits est un ensemble plus conséquent comprenant de nombreux autres domaines. Il s'étend depuis le gisement jusqu'au manifold de production.

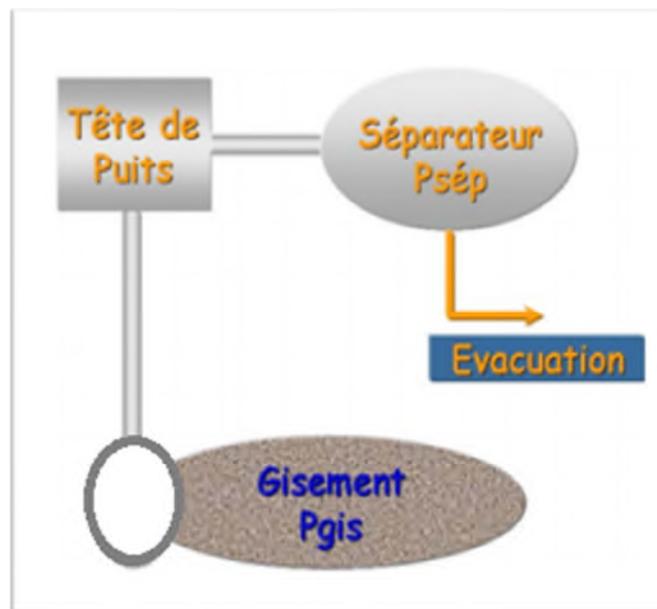


Figure II.3: Les différents domaines d'un puits

### II.3.2 Types de puits :

Le fonctionnement d'un puits diffère selon son type et selon son mode d'activation s'il est non éruptif.

Un puits est éruptif s'il existe une différence de pression entre le réservoir et le trou de forage.

Quand la différence de pression augmente, le débit augmente.

Un puits n'est pas éruptif si : La pression en surface est égale à la pression du réservoir.

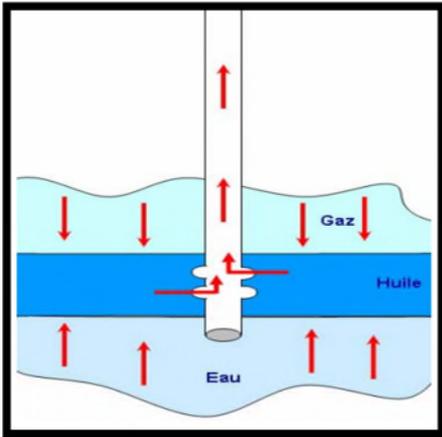


Figure II.4: Ecoulement du fluide d'un réservoir

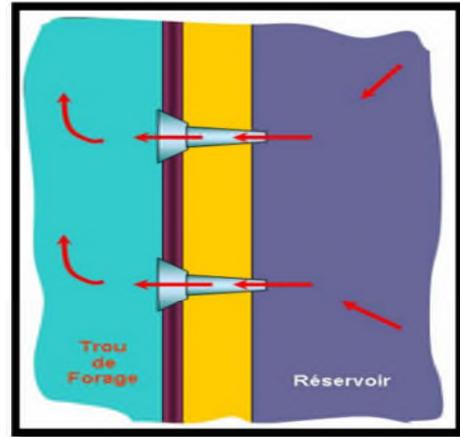


Figure II.5: Réservoir et trou de forage

**a) Puits producteur :** *Ils véhiculent l'effluent du fond à la surface*

Les fluides quittent le réservoir et entrent dans le trou de forage. La pression dans le réservoir autour du trou de forage diminue graduellement et les fluides des endroits du réservoir où il y a une pression plus grande s'écoulent vers le trou de forage où la pression est plus basse.

Quand on ferme un puits, la pression va s'égaliser graduellement, jusqu'au moment où il n'y a plus de différences de pression et l'écoulement vers le trou de forage s'arrête.

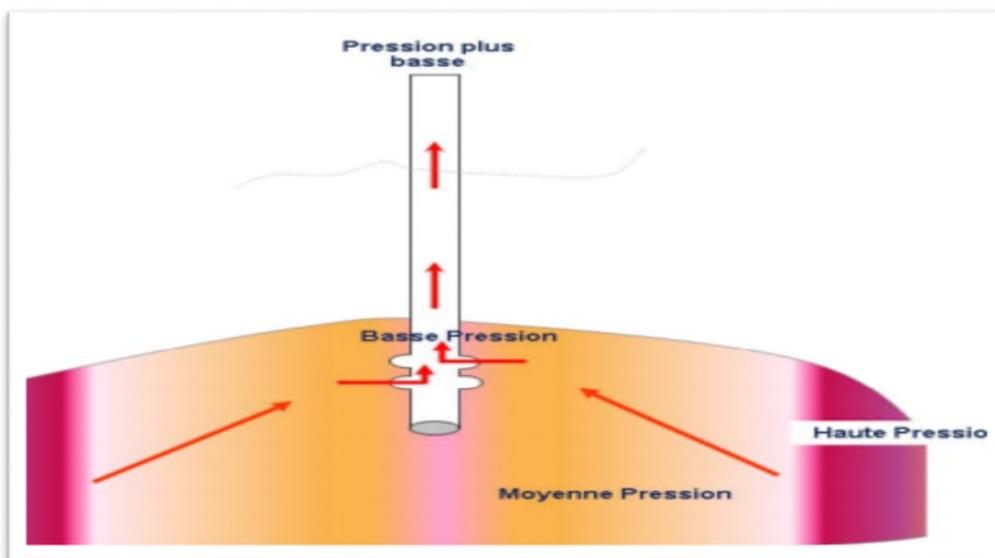


Figure II.6: Pressions dans le réservoir

La pression du fluide dans le fond d'un puits est une combinaison de trois paramètres :

- La pression hydrostatique dans le puits
- Les pertes de charges dans le puits.
- La pression en tête de puits

Avec les variations de pression, la composition du fluide change. La pression hydrostatique en un point dépend de la hauteur de colonne de fluide qui est au-dessus du point de mesure.

Quand le fluide monte dans le tubing, la pression hydrostatique diminue. Dans le réservoir, la proportion du gaz dépend de la pression du réservoir. Si la pression du réservoir est grande, une grande partie du gaz est dissoute dans l'effluent.

**b) Puits injecteur :** *Ils véhiculent l'effluent de la surface vers le fond*

Un puits injecteur est un puits dans lequel on injecte des fluides au lieu d'en produire. L'objectif qui est d'injecter des fluides, est normalement le maintien de la pression sur le réservoir et/ou son balayage.

Deux types d'injection communs : gaz et eau. Il est possible d'utiliser du gaz qui provient de la séparation. L'injection de gaz se fait généralement dans la partie supérieure du réservoir. L'injection d'eau se fait généralement dans la partie inférieure du réservoir.

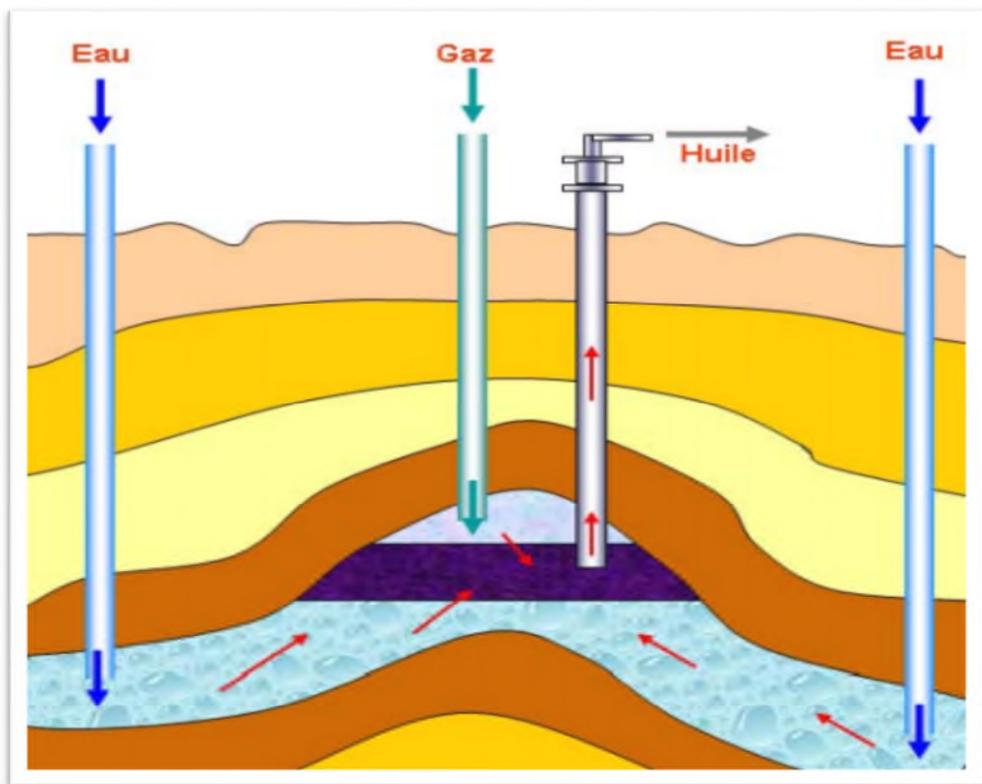


Figure II.7: Puits d'injection

Le principe de fonctionnement pour un puits injecteur gaz ou eau reste quasiment identique dans sa philosophie et sa conception.

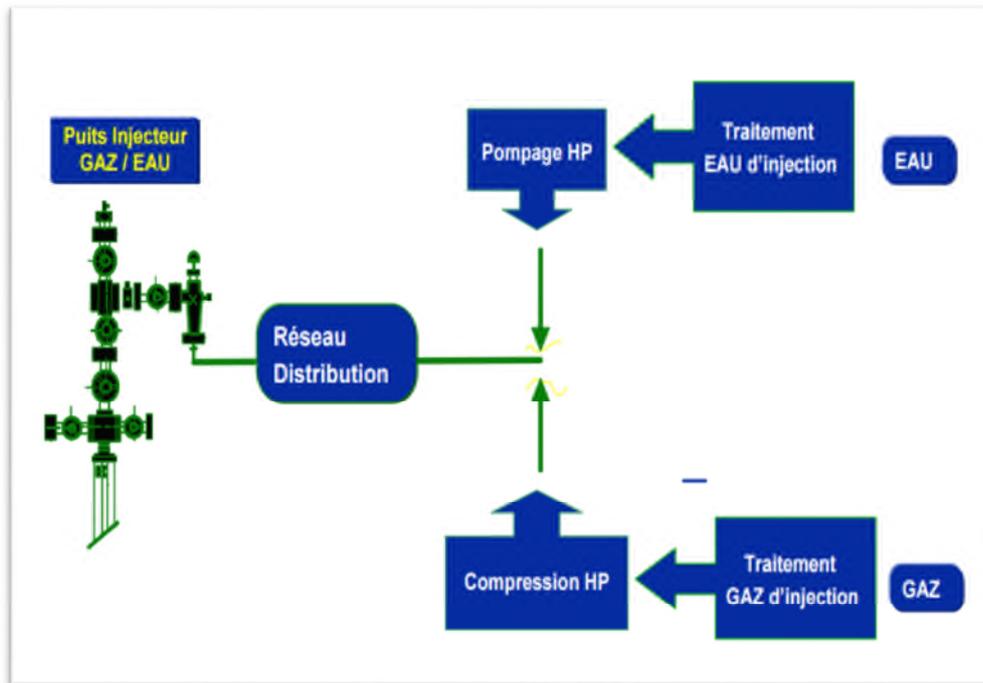


Figure II.8: schéma typique de fonctionnement d'un puits injecteur

### II.3.3 Types d'écoulement dans les puits :

Il existe deux types principaux d'écoulement :

- Un écoulement monophasique (gaz ou liquide)
- Un écoulement à bulles.

Avec un écoulement monophasique, tous les gaz sont dissous dans le fluide. Ceci arrive quand la pression du fluide est plus élevée que le point de bulle. Donc si la pression dans le tubing jusqu'à la surface est plus élevée que le point de bulle, le fluide aura un écoulement monophasique dans le puits.

On aura un écoulement à bulles à partir du point où la pression descend en dessous du point de bulle. Quand le fluide monte dans le tubing, la pression hydrostatique diminue et le régime d'écoulement peut changer d'un écoulement monophasique vers un écoulement à bulles.

En montant, la pression diminuera de plus en plus, entraînant la séparation des bulles de gaz du fluide. Le débit des fluides dépendra de la différence entre la pression du gisement et la contre pression en fond de puits.

A l'aide de la Duse, on peut augmenter la pression en tête de puits et en conséquence :

- Diminuer le débit du fluide
- Éviter la séparation des fluides dans le trou de forage.

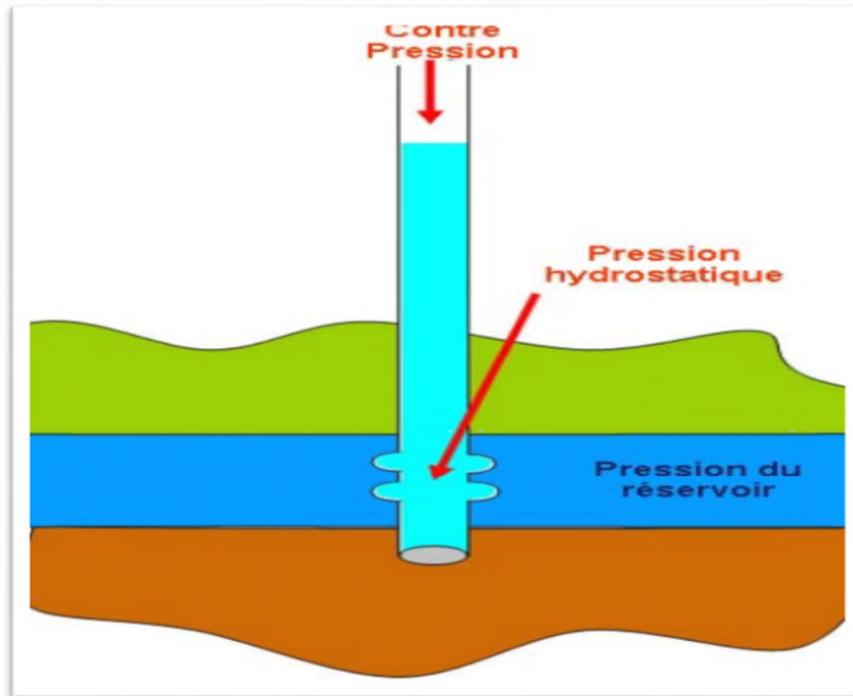


Figure II.9: les différentes pressions d'un puits

### II.4 Généralité sur le réseau de collecte :

L'effluent brut recueilli en surface doit être transporté et expédié vers les centres de traitement par un réseau de conduites munies d'accessoires de ces conduites, l'ensemble de ces conduites et ses accessoires est appelé réseau de collecte.

Le réseau de collecte est l'ensemble des pipes horizontales de la surface qui relie les têtes des puits au centre du traitement de l'huile.

#### II.4.1 Plan du réseau de collecte:

Lors de l'établissement d'un projet de réseau de collecte on doit choisir le tracé (chemin à suivre) des conduites le plus court et le type de réseau de collecte assurant le système le plus rationnel. On distingue les réseaux de collecte suivants :

**a) Liaison individuelle :** Dans ce cas chaque puits est relié individuellement à l'entrée du centre de traitement, ce système offre d'importants avantages techniques :

- Identification sur le centre des puits en service et à l'arrêt ;
- Contrôle des puits en service par un simple examen des Pression et Température d'arrivée ;
- Facilité d'isoler une production polluée ;
- Rapidité de passage d'un puits en test ;

L'inconvénient principal est l'installation de plusieurs conduites dans le cas d'un grand gisement avec de nombreux puits.

**b) Liaison par collecteur :** L'effluent brut des différents puits est acheminé par un collecteur "manifold" de grande capacité vers le centre de traitement. Le (ou les) point de groupement des lignes individuelles des puits est choisi sur le terrain de telle façon à avoir les lignes individuelles les plus courtes possibles.

Au point de regroupement on installe un ensemble de vannes qui permettent d'isoler la production de chaque puits, ces points de groupement sont appelés manifold. Dans la plus part des cas on double le collecteur par une ligne de test. Ce système de liaison prend un avantage incontesté sur le champ de grande étendue où les puits sont nombreux et le centre de traitement est assez éloigné, l'inconvénient principal est que la production entière peut être polluée par celle d'un seul puits.

Le schéma d'un réseau de collecte par ligne individuelle :

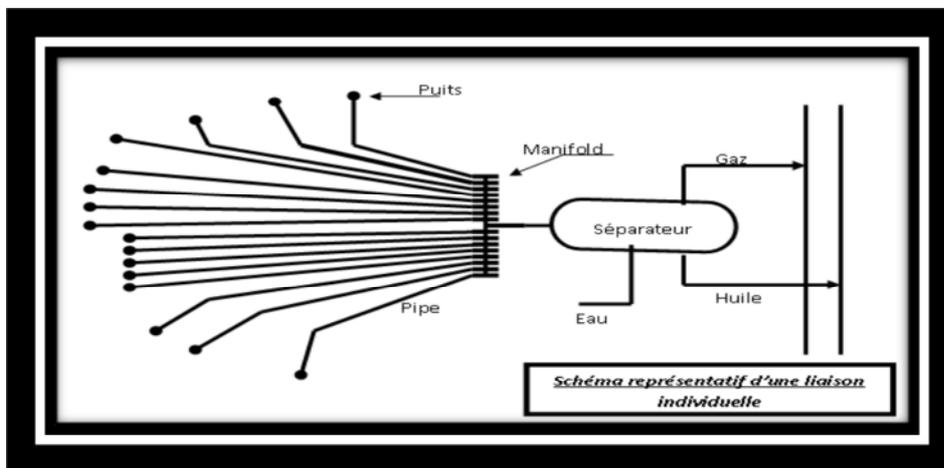


Figure II.4.1: Liaison individuelle.

Le schéma représente la liaison par collecteur :

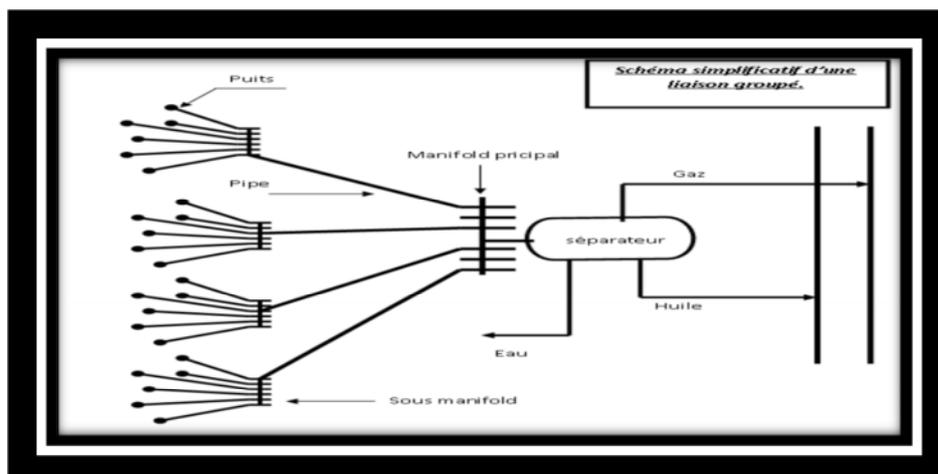


Figure II.4.2: Liaison par collecteur.

c) **Autres types de liaison** : Dérivés des systèmes précédents on rencontre assez souvent deux solutions intermédiaires. Dans la première, on installe au niveau de chaque manifold une batterie de séparateurs d'essai qui permet de supprimer la conduite de test. Sur les petits champs, on se contente même parfois d'un séparateur mobile que l'on déplace selon le besoin. Dans la seconde solution, on implante au niveau de chaque manifold une station de traitement ; on revient ainsi à la collecte par lignes individuelles, le produit traité est ensuite expédié par pipe dans un bac de stockage général. Cette solution exige un personnel relativement nombreux ou une automatisation poussée.

### II.4.2 Les accessoires des réseaux de collecte :

#### a) Vannes utilisées sur les réseaux de collecte :

Selon leur position dans l'installation, il est possible de classer les vannes comme suit :

- Les vannes montées en ligne : elles sont placées aux extrémités des conduites, elles doivent permettre le passage direct qui ne provoque qu'un minimum de perte de charge, les types utilisées sont les vannes à opercule et les vannes à boisseau.
- Les vannes des manifolds : ces vannes sont de même type que les précédentes, certains manifolds sont équipés de vannes à trois voies.
- Les vannes auxiliaires : on classe dans cette catégorie les vannes de purge, de réglage de débit (Duses), et celles utilisées pour les mesures de pression.

**b) Les manifolds** : Afin de diriger l'effluent des puits dans des directions désirées et utiles on groupe les vannes sur des manifolds qui doivent permettre d'aiguiller la production dans toutes les directions utiles. Un manifold doit présenter un accès facile en tous ces endroits, présenter tous les accessoires nécessaires à la bonne conduite des opérations et accueillir plusieurs entrées des puits. Chaque ligne reliant un puits à un manifold comporte les éléments suivants :

**b-1-Sortie de puits** : A la sortie de chaque puits sur la ligne d'effluent, sont installés des prises de température et de pression, des vannes d'isolement et une gare racleur équipée d'une ligne de torche avec des vannes et un système de sécurité comportant un disque d'éclatement taré à une pression donnée (en cas d'augmentation de pression dans le pipe).

**b -2-Arrivée au manifold** : Pour chaque ligne de puits, un dispositif uniforme de raccordement est prévu sur chaque arrivée de vanne d'isolement (clapet anti- retour, manomètre, thermomètre, vannes de raccordement).

### III Écoulement diphasique et Optimisation

#### III.1 Entrée :

La mécanique des fluides diphasique est le domaine de la mécanique des fluides qui consiste à étudier ce qui se passe lorsque l'on est face à plusieurs fluides qui s'écoulent ensemble : il peut s'agir d'un même fluide présent en deux phases différentes (eau et vapeur par exemple), de deux liquides différents dans une même phase (eau et huile liquides par exemple : cela intéresse particulièrement l'industrie pétrolière) ou encore deux fluides différents dans une phase différente (eau et air par exemple).

#### III.2 Les écoulements dans le réseau de collecte :

Le fluide diphasique qui sort du réservoir de pétrole subit un écoulement à travers des conduites verticale et horizontale. On peut distinguer plusieurs régimes d'écoulement relevant de la quantité d'huile et de gaz.

##### III.2.1 Différentes configurations des écoulements diphasiques :

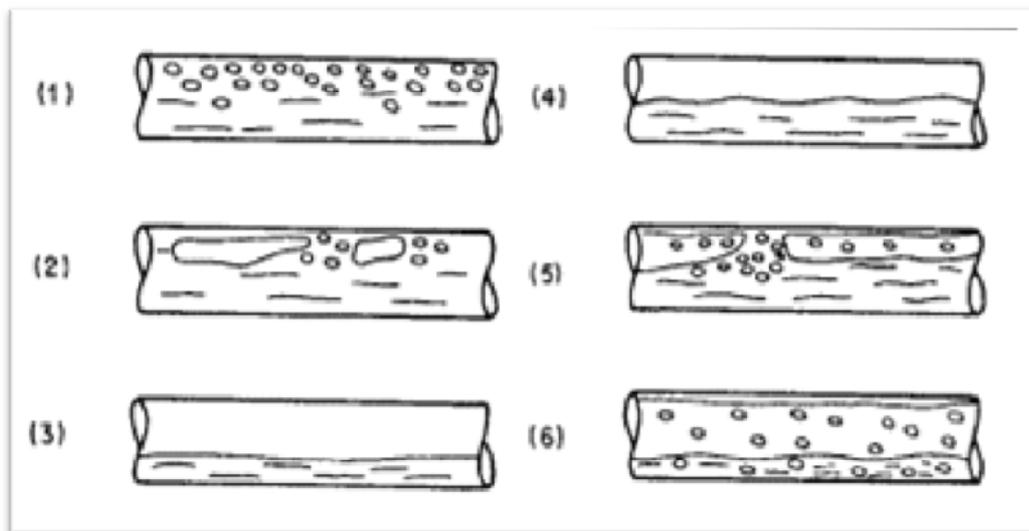


Figure III.1: Exemple de configurations d'écoulements gaz-liquide en conduite horizontale.

1. écoulement à bulles
2. écoulement à bulles allongées
3. écoulement stratifié lisse
4. écoulement stratifié ondulé
5. écoulement à poche-bouchon
6. écoulement annulaire.

**a) L'écoulement stratifié (stratified flow) :**

L'écoulement stratifié provient de la ségrégation des deux phases sous l'influence de la gravité. L'interface gaz-liquide est plus ou moins courbée.

Cet écoulement apparaît ascendant à de très faibles inclinaisons, mais en écoulement descendant, il peut apparaître lors de très grandes pentes. En fonction des forces de capillarité ou des ondes de gravité, l'écoulement stratifié peut être lisse (stratified smooth flow) ou à vague (stratified wavy flow) pour les angles d'inclinaison supérieurs à 5 degrés.

La théorie et l'expérience montrent que des vagues existent dans la totalité de la zone d'écoulement stratifié. La configuration stratifiée concerne généralement les conduites horizontales ou faiblement inclinées où le liquide s'écoule dans la partie inférieure et le gaz dans la partie supérieure.

**b) L'écoulement intermittent :**

La configuration de l'écoulement intermittent est souvent subdivisée en écoulement à bulles allongées, à poche-bouchon (slug flow) et chahuté (churn flow).

Ces trois écoulements ont la même configuration du point de vue interface gaz-liquide. Les bouchons de liquide sont séparés par des bulles en forme de balles. Dans cet écoulement, les bouchons de liquide sont aérés par de petites bulles de gaz. La configuration à bulles allongées est considérée comme un cas limite de l'écoulement poche-bouchon, lorsque le bouchon du liquide ne renferme pas de bulles entraînées. Tandis que l'écoulement chahuté a lieu lorsque la fraction de vide du gaz dans le bouchon de liquide atteint une valeur maximale de 0.52 au-dessus de laquelle se produit un effondrement occasionnel du bouchon de liquide.

L'écoulement à bouchons de liquide (slug flow) est par sa nature permanent et présente des variations importantes de vitesse, de gradients de pression et de distribution des phases sur tout son trajet même si les conditions de température et de pression aux points de départ et d'arrivée du pipeline sont stables. L'écoulement à bouchons est constitué d'une série de poches de gaz et de bouchons de liquide.

**c) L'écoulement à bulles dispersées (dispersed bubbly flow) :**

Cet écoulement apparaît dans la plage totale des inclinaisons du pipeline et à des débits de liquides élevés. Les vitesses élevées du liquide créent une turbulence qui brise (break up) les bulles et empêche leur agglomération. Celles-ci, sont alors entraînées par le flux du liquide. Comme l'écoulement à bulles dispersées apparaît à des débits élevés du liquide, il implique donc de fortes pertes de charges rarement acceptables en exploitation des pipelines.

**d) L'écoulement à bulles (bubbly flow) :**

Dans les conduites horizontales, le gaz se déplace en petites quantités sous forme de bulles au niveau de la partie supérieure de la canalisation, à peu près à la même vitesse que le liquide. Le cheminement du fluide total s'apparente à celui d'une mousse ou d'une émulsion.

**e) L'écoulement en brouillard (spray flow) :**

L'importance de la phase liquide est faible par rapport à celle de la phase gazeuse. La plus grande partie du liquide, voire sa totalité, est entraînée sous forme de brouillard. C'est un mélange de gaz et de fines gouttelettes de liquide. Cet écoulement a lieu à de grandes vitesses de passage de gaz et de liquide pour de faibles débits de ce dernier.

**f) L'écoulement annulaire (annular flow) :**

C'est un écoulement à l'aspect d'un film liquide annulaire collé à la paroi interne de la conduite où le gaz s'écoule à des vitesses élevées. L'écoulement annulaire apparaît dans la plage totale des inclinaisons. Les fortes inclinaisons descendantes des pipelines favorisent plus son apparition en raison des forces de gravité qui permettent au liquide de migrer vers la partie supérieure de la paroi interne en traversant ainsi la phase gazeuse.

Les écoulements annulaires peuvent être à vagues pour de faibles inclinaisons des pipelines ascendants. Ils peuvent être aussi annulaires dispersés (annular-dispersed) si l'on prend en compte les phénomènes d'entraînement et de redéposition.

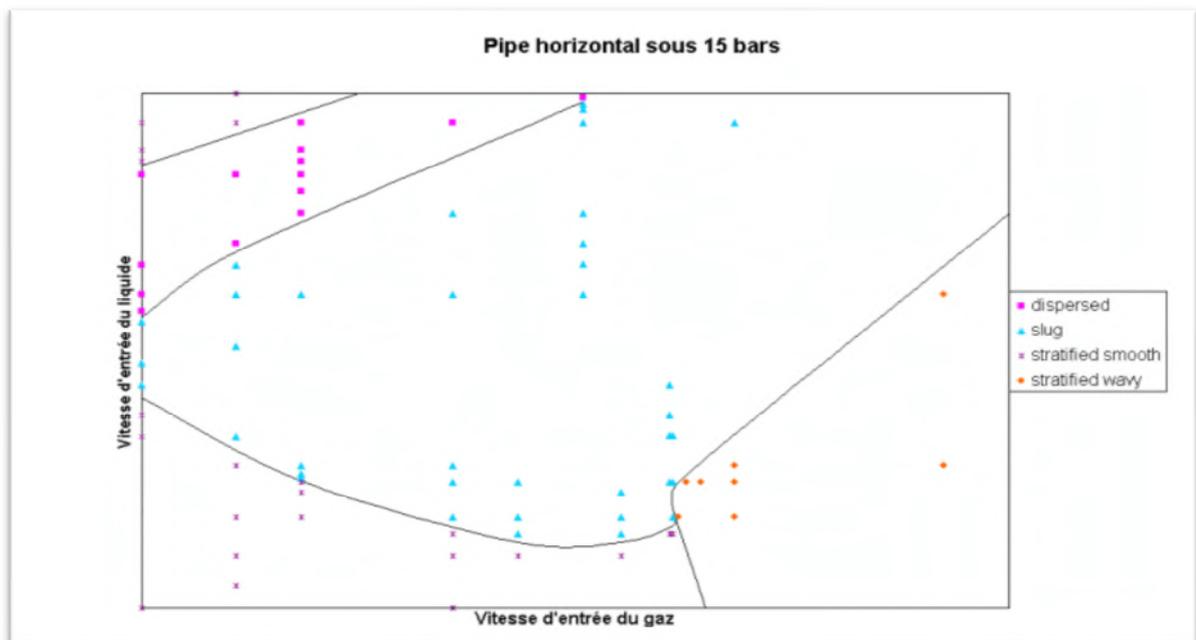


Figure III.2 : La vitesse du liquide en fonction de la vitesse du gaz sous une pression de 15 Bars

Lors de faible débit de liquide et de gaz le régime stratifié lisse se transforme en régime stratifié à vagues lorsque la vitesse du gaz augmente. La transition vers le régime intermittent s'obtient pour des débits intermédiaires. Cette zone de transition représente la majeure partie de la carte. Pour cette configuration, le régime intermittent est le plus fréquemment rencontré. Pour des débits de liquide très importants le régime dispersé apparaît. On peut remarquer l'apparition d'une zone aberrante qui prévoit un régime à phases séparées à de fortes vitesses du liquide après le passage par un régime à phases dispersées. *“Le système le plus simple des hydrocarbures est celui qui contient un seul composant. Il est constitué des molécules identiques”.*

**III.3 L'équation générale de l'énergie:**

La base théorique pour la plupart des équations d'écoulement des fluides est l'équation générale d'énergie. C'est une expression pour l'équilibre ou la conservation de l'énergie entre deux points dans un même système.

L'équation d'énergie est développée d'abord, en utilisant des principes de la thermodynamique. Elle est modifiée selon une forme d'équation de gradient de pression. L'équation se base sur le principe suivant :

"L'énergie d'un fluide qui entre dans un volume de contrôle, (en y ajoutant n'importe quel travail fait ou subi par ce fluide, ou n'importe quel quantité de chaleur donnée au fluide ou cédée) doit être égale à l'énergie qui sort de l'élément de volume de contrôle".

Considérant un système en état d'équilibre (steady state system), le bilan énergétique peut s'énoncer comme suit :

$$U'_1 + P_1V_1 + \frac{m \cdot v_1^2}{2 \cdot g_c} + \frac{m \cdot g \cdot Z_1}{g_c} + q' + W'_s = U'_2 + P_2V_2 + \frac{m \cdot v_2^2}{2 \cdot g_c} + \frac{m \cdot g \cdot Z_2}{g_c} \dots\dots\dots (III.1)$$

Avec:

$U'$  : Energie initiale.

$PV$  : Energie d'expansion ou de compression.

$\frac{m \cdot v^2}{2 \cdot g_c}$  : Energie cinétique.

$\frac{m \cdot g \cdot Z}{g_c}$  : Energie potentielle.

$q'$  : Energie calorifique ajustée au fluide.

$W'_s$  : Travail subi par le fluide de l'entourage.

Divisant l'équation (III.1) par (m) et sous forme différentielle elle devient:

$$dU + d\left(\frac{P}{\rho}\right) + \frac{V \cdot dV}{g_c} + \frac{g}{g_c} dZ + dq + dW_s = 0 \dots\dots\dots(III.2)$$

L'équation de bilan énergétique sous cette forme est difficile à appliquer, à cause du terme de l'énergie interne ; elle est souvent convertie en bilan d'énergie mécanique par l'utilisation des équations de la thermodynamique:

$$dU = dh - d\left(\frac{P}{\rho}\right) dh = Tds + \frac{dP}{\rho}$$

$$\Rightarrow dU = Tds + \frac{dP}{\rho} - d\left(\frac{P}{\rho}\right) \dots\dots\dots(III.3)$$

Avec:  $h$  : Enthalpie.

$s$ : Entropie.

$T$  : Température.

Remplaçant l'équation (III.3) dans l'équation (III.2) et après simplification :

$$Tds + \frac{dP}{\rho} + \frac{V \cdot dV}{g_c} + \frac{g}{g_c} dZ + dq + dW_s = 0 \dots\dots\dots(III.4)$$

Pour un processus irréversible, l'inégalité de Clausius:  $Tds = -dq + dL_w$

Avec:  $dL_w$  : Pertes due à l'irréversibilité, comme le frottement.

En utilisant cette relation et tout en supposant que le fluide ne fait et ne subit aucun travail, l'équation (III.4) devient :

$$\frac{dP}{\rho} + \frac{V \cdot dV}{g_c} + \frac{g}{g_c} dZ + dL_w = 0 \dots\dots\dots (III.5)$$

Si on considère que la pipe est inclinée par rapport à l'horizontale par un angle  $\theta$  donc l'équation (III.5) devient :

$$\frac{dP}{dL} + \frac{\rho \cdot V \cdot dV}{g_c \cdot dL} + \frac{g}{g_c} \cdot \rho \cdot \sin \theta + \rho \cdot \frac{dL_w}{dL} = 0 \dots\dots\dots (III.6)$$

L'équation (3.6) peut être résolue pour le gradient de pression. Si la chute de Pression est considérée comme positive dans la direction de l'écoulement, alors serait la suivante :

$$\frac{dP}{dL} = \frac{\rho \cdot V \cdot dV}{g_c \cdot dL} + \frac{g}{g_c} \cdot \rho \cdot \sin \theta + \left( \frac{dP}{dL} \right)_f \dots\dots\dots (III.7)$$

Où:  $\left( \frac{dP}{dL} \right)_f = \rho \cdot \frac{dL_w}{dL}$  Gradient de pression dû à la perte de charge par frottement.

On a :

Le facteur de frottement:

$$f' = \frac{2 \cdot \tau_w \cdot g_c}{\rho \cdot v^2} \dots\dots\dots (III.1)$$

$$\tau_w = \frac{d}{4} \cdot \left( \frac{dP}{dL} \right) \dots\dots\dots (III.2)$$

En plaçant la formule (III.1) dans l'a formule (III.2) on trouve ce qui suit :

$$\left( \frac{dP}{dL} \right)_f = \frac{2 \cdot f' \cdot \rho \cdot v^2}{d \cdot g_c} \dots\dots\dots \text{C'est l'équation de Fanning.}$$

En terme de facteur de friction de Darcy-Wiesbach ou Moody :  $f = 4 \cdot f'$

$$\Rightarrow \left( \frac{dP}{dL} \right)_f = \frac{f \cdot \rho \cdot v^2}{2 \cdot d \cdot g_c} \dots\dots\dots (III.3)$$

En plaçant l'équation (3.10) dans l'équation (3.7) on trouve ce qui suit :

$$\frac{dP}{dL} = \frac{\rho \cdot V \cdot dV}{g_c \cdot dL} + \frac{g}{g_c} \cdot \rho \cdot \sin \theta + \frac{f \cdot \rho \cdot v^2}{2 \cdot g_c \cdot d} \dots\dots\dots (III.8)$$

Donc on aura:

$$\left(\frac{dP}{dL}\right) = \left(\frac{dP}{dL}\right)_{ele} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_f + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{acc} \dots\dots\dots (III.9)$$

$\left(\frac{dP}{dL}\right)$ : Perte de charge totale.

$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{ele}$ : Composante due à l'énergie potentielle.

$\left(\frac{dP}{dL}\right)_f$ : Composante due au frottement.

$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{acc}$ : Composante due à l'énergie cinétique.

### III.3.1 Les variables de l'écoulement:

#### a) Holdup Liquide ( $H_L$ )

C'est la fraction de l'élément d'une conduite occupée par le liquide à un instant(t).

$$H_L = \frac{\text{Le volume de liquide dans l'élément de conduite}}{\text{le volume de l'élément de conduite}}$$

Il est nécessaire de déterminer  $H_L$  pour calculer les caractéristiques de mélange (gaz-liquide) comme : densité de mélange, vitesse de liquide et du gaz. La valeur de  $H_L$  ne peut pas être calculée analytiquement. Elle doit être déterminée à partir des corrélations empiriques, c'est une fonction des variables (propriétés de gaz et de liquide, configuration de l'écoulement, diamètre de conduite et inclinaison de la conduite).

b) Le gaz Holdup est:  $H_G = 1 - H_L$ .

**c) Holdup liquide de non GLISSEMENT ( $\lambda_L$ )**

C'est le volume de liquide dans l'élément de conduite qui existe si le gaz et le liquide s'écoulent avec la même vitesse (pas de glissement entre les deux phases) divisée par le volume de l'élément de la conduite.

Il peut être calculé directement à partir du débit du liquide et du gaz:

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} \dots\dots\dots(III.4)$$

**d) Le Holdup gaz de non glissement est:**  $\lambda_g = 1 - \lambda_L \dots\dots\dots(III.5)$

**e) La masse volumique:**

Le calcul de la masse volumique du mélange gaz-liquide nécessite la connaissance de  $H_L$ .

$$\rho_m = \rho_L \cdot \lambda_L + \rho_g \cdot \lambda_g \dots\dots\dots(III.6)$$

**f) La vitesse superficielle:**

La vitesse superficielle d'une phase d'un fluide est la vitesse de cette phase comme si elle s'écoule toute seule à travers la section transversale de conduite.

La vitesse superficielle du gaz :

$$V_{sg} = \frac{q_g}{A} \dots\dots\dots(III.7)$$

La surface réel traversée par le gaz est réduite par la présence de la deuxième phase liquide à  $(A \cdot H_g)$ .

Donc la vitesse réelle du gaz est:  $V_g = \frac{q_g}{A \cdot H_g} \dots\dots\dots(III.8)$

A: section de la conduite.

La vitesse superficielle et réelle du liquide est:

$$V_{sL} = \frac{q_L}{A} \dots\dots\dots(III.9)$$

$$V_L = \frac{q_L}{A \cdot H_L} \dots\dots\dots(III.10)$$

La vitesse de mélange (gaz +liquide) est calculée à partir de :  $V_m = \frac{q_L + q_g}{A} = V_{sL} + V_{sg}$

**g) La viscosité:**

La viscosité du mélange (gaz +liquide):

$$\mu_n = \mu_L \cdot \lambda_L + \mu_g \cdot \lambda_g \dots\dots\dots \text{(III.11)}$$

**h) Le nombre de Reynolds:**

$$N_{Re} = \frac{\rho_n \cdot V_m \cdot D}{\mu_m} \dots\dots\dots \text{(III.12)}$$

**III.4 Modification de L'équation de Gradient de Pression pour l'écoulement diphasique:**

**III.4.1 Changement de la composante**

$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{elev}$  Pour deux phases  $\left(\frac{dP}{dL}\right)_{elev}$  devient:

$$\frac{dP}{dL} = \frac{g}{g_c} \cdot \rho_s \cdot \sin \theta \dots\dots\dots \text{(III.13)}$$

Avec:  $\rho_s$  : Densité de mélange (gaz + liquide dans l'élément de conduite).

On utilise  $\rho_n$  si on suppose qu'il n'y a pas de glissement entre les deux phases.

Pour notre cas  $\theta=0$

**III.4.2 Changement de composante de frottement**

$\left(\frac{dP}{dL}\right)_f$  Le terme de frottement devient :

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_f = \frac{f \cdot \rho \cdot v^2}{2 \cdot g_c \cdot d} \dots\dots\dots \text{(III.14)}$$

La composante de frottement ne peut être déterminée analytiquement (sauf dans le cas d'un écoulement laminaire monophasique), donc elle doit être déterminée expérimentalement ou par l'analogie avec l'écoulement monophasique.

Les définitions les plus utilisées sont:

$$\checkmark \left( \frac{dP}{dL} \right)_f = \frac{f_L \cdot \rho_L \cdot V_{sL}^2}{2 \cdot g_c \cdot d} \dots\dots\dots(III.15)$$

$$\checkmark \left( \frac{dP}{dL} \right)_f = \frac{f_g \cdot \rho_g \cdot V_{sg}^2}{2 \cdot g_c \cdot d} \dots\dots\dots(III.16)$$

Le terme suivant c'est le mélange entre l'état gazeux et l'état liquide :

$$\left( \frac{dP}{dL} \right)_f = \frac{f_{tp} \cdot \rho_f \cdot V_m^2}{2 \cdot g_c \cdot d} \dots\dots\dots(III.17)$$

**III.4.3 La composante d'accélération**

$\left( \frac{dP}{dL} \right)_{acc}$  Le terme de l'accélération est représenté par:

$$\left( \frac{dP}{dL} \right)_{acc} = \frac{(\rho \cdot V \cdot dV)_k}{g_c \cdot dL} \dots\dots\dots (III.19)$$

Ce terme est généralement négligé par la majorité des auteurs.

Du débat sur les diverses composantes contribuant au gradient de pression total, il ressort plusieurs considérations à prendre pour développer les équations du gradient de pression ; entre autre, développer des méthodes pour prévoir le holdup liquide et le facteur biphasé de frottement. C'est l'approche suivie presque par tous les chercheurs dans l'étude des gradients de pression pour l'écoulement diphasique.

**III.5 Optimisation :**

L'optimisation est présente partout où il y a nécessité de rationaliser la conception d'un système ou le déroulement d'une procédure, qu'il soit industriel ou non.

L'optimisation peut être définie sommairement comme suit :

- ✓ Une opération permettant de trouver le meilleur de chaque chose.
- ✓ Le choix entre une série de possibilités (selon des critères prédéfinis).

**Optimiser :** C'est trouver les valeurs extrémales d'une fonction (d'un modèle) permettant par exemple de minimiser les coûts, ou au contraire maximiser les bénéfices.

**III.5.1 Critère d'optimisation sur le système de production de l'huile de pétrole :**

Pour un réseau de collecte les critères d'optimisation peuvent être :

⇒ Maximiser le débit total et Minimiser les pertes de charge.

Pour des différents critères d'optimisation on obtiendra des solutions optimales différentes.

Les résultats de toute procédure d'optimisation dépendent des décisions techniques à prendre afin de réaliser l'objectif désiré.

### III.5.2 Modèle d'optimisation :

Dans le cas général, un modèle d'optimisation se compose de deux parties :

L'une "*fonctionnel*" et l'autre "*système de contraintes*".

#### a) Fonctionnel :

Egalement appelé fonction de but ou objectif, c'est la présentation mathématique du critère de qualité choisi (critère d'optimisation).

Pour trouver l'extremum d'une fonction, le fonctionnel peut s'exprimer comme suit :

$$F \Rightarrow \text{Extremum}$$

#### b) Les contraintes :

Les variables de commandes, les variables d'état et les variables de sorties sont le plus souvent soumises à des limitations d'ordre technologique définissant le domaine d'évolution possible de ces variables.

Les contraintes sont présentées sous forme d'égalité et inégalité, l'ensemble des contraintes définissent le domaine des solutions admissibles.

### III.5.3 Problème de maximisation :

L'objectif de notre travail est la maximisation du débit de production en termes de pertes de charge et la détermination des paramètres optimaux de fonctionnement du réseau de collecte.

*Fonction objectif :*

$$\text{Max } \sum_{i=0}^n Q_i$$

n: Le nombre de puits.

$Q_i$  : Le débit de chaque puits.

Pour un débit désiré :

$$\sum_{i=0}^n Q_i - Q_{\text{désiré}} \rightarrow 0$$

**III.5.4 Système de contraintes :**

L'optimisation des régimes de fonctionnement d'un système de production par le critère de maximisation du débit à pour but d'établir un profil des contraintes sur le réseau de collecte.

**a) Contrainte sur les pertes de charge :**

- les pertes de charge au niveau du réseau de collecte.

**b) Contraintes sur les conditions de séparation :**

- pression de séparation ou de service.

**c) Contraintes économique.**

- les mêmes emplacements des manifolds.

**III.5.5 Identification des variables de décision :**

Les variables qui influent sur la performance des systèmes sont les variables de décision. L'optimisation de ces variables produit une valeur extrême dans la fonction objective, soit une valeur minimale ou une valeur maximale.

**a) Au niveau du réseau de collecte :**

$$P_i - P_s = f(l, d, V, Z, \rho...)$$

- longueurs des pipes
- diamètres des pipes.
- rugosité.
- structure de réseau.
- composition du fluide.
- pression de séparation.

**b) Objectifs :**

Optimiser le réseau pour assurer :

Une pression de service désirée

Un écoulement continu

Un régime turbulent

Pour un bonne séparation

**IV Etude et calcul technique****IV.1 Principe :**

Généralement le pétrole brut, sortant des puits, est un mélange multiphasique comprenant une phase gazeuse, une phase liquide hydrocarbonée (le brut proprement dit) et une phase aqueuse (l'eau de formation). Il est nécessaire de lui faire subir un traitement pour le rendre conforme aux spécifications de vente requises. Ce traitement peut comprendre plusieurs procédés à mettre en œuvre pour la mise en conformité du brut.

Le séparateur est l'appareil utilisé pour dissocier le pétrole, les gaz et l'eau contenus dans l'effluent à sa sortie du puits de production en agissant sur leur densité.

L'opération de séparation est destinée à séparer l'huile du gaz et de l'eau afin de permettre la livraison au client d'un produit conformes à des normes bien définies telle que : La densité, la viscosité, la salinité et la tension de vapeur, etc.

Un séparateur est un réservoir qui fonctionne à pression constante grâce à un système de vannes à ouverture réglable sur les sorties huile et gaz. Théoriquement, le rôle d'un séparateur se limite à retirer le gaz de l'huile déjà vaporisée dans le tubing et le réseau de collecte et à éliminer les gouttelettes d'huile qui pourraient être entraînées par le gaz.

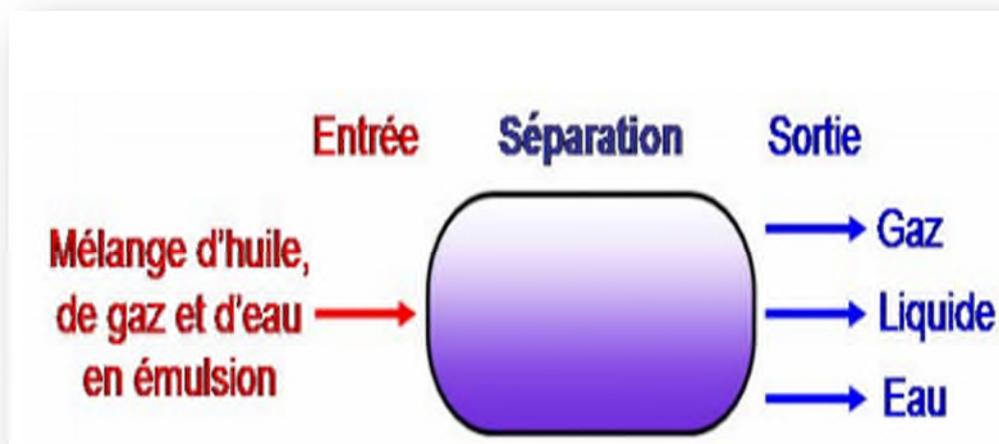


Figure IV.1: Principe de la séparation

### IV.2 Problématique :

Actuellement la charge à l'entrée du CPF de Bir Berkine est instable à cause de l'écoulement par bouchons ce qui nuit considérablement au bon fonctionnement des unités de traitement, en premier lieu dans le séparateur qui est situé en amont de la chaîne de traitement.

Un écoulement par bouchons signifie deux phases gaz et liquide séparées ; donc un débit non continu pendant l'écoulement du mélange arrivé au séparateur ; aussi la pression n'est pas constante à l'arrivée du CPF.

Le problème principal est dans le réseau de collecte dû au surdimensionnement des pipes ; ainsi les grands diamètres des pipes provoquent la séparation des phases « gaz-liquide », et empêchent le fluide d'arriver au CPF dans les conditions désirées.

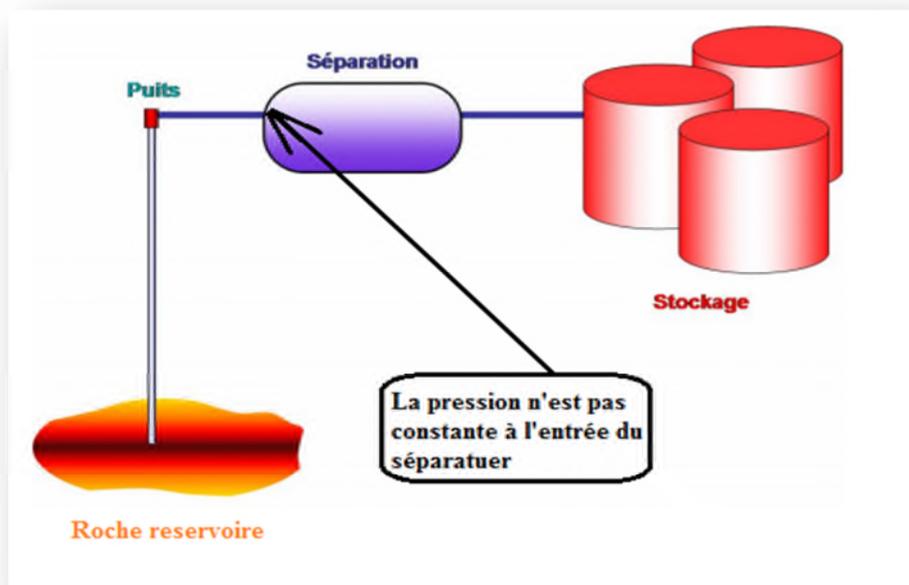


Figure IV.2: Situation de la séparation dans un traitement d'huile

Au vu des problèmes recensés, il est impératif d'opter pour une optimisation de dimensionnements des diamètres des pipes de réseau de collecte de Bir Berkine reliant directement ou par collecteur les puits avec le centre de traitement. L'implantation d'un nouveau réseau répondant aux conditions d'exploitation des puits avec de nouveaux paramètres débits et pressions, devient une nécessité.

## IV.3 Description du réseau de collecte BBK :

Le réseau de collecte est l'ensemble des pipes horizontales de la surface qui relie les têtes des puits au centre du traitement de l'huile.

### IV.3.1 Le réseau de collecte nord :

Il comporte un système de collecte composé d'environ 21 km de pipelines.

Il existe un seul manifold destiné au transport, à la séparation et au traitement de la production de plus de 8 puits actuellement producteurs assistés par l'injection du gas-lift.

### IV.3.2 Le réseau de collecte sud :

Il comporte un système de collecte composé d'environ 32 km de pipelines,

L'on compte un seul manifold destiné au transport, à la séparation et au traitement de la production de plus de 12 puits actuellement producteurs assistés aussi par l'injection du gas-lift.

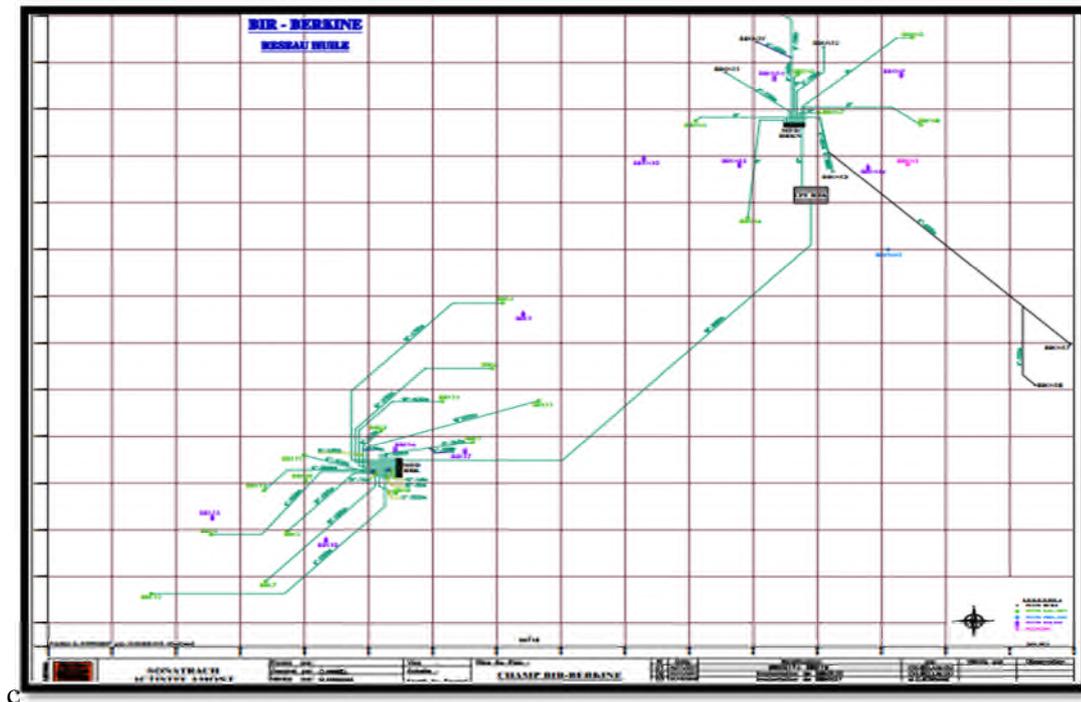


Figure IV.3: Schéma du réseau d'huile BBK "Nord et Sud"

**IV.3.3 Le champ de BBK- Localisation des puits, longueurs et diamètres des lignes :**

La localisation des puits à BBK champ sud, l'altitude et leurs coordonnées géographiques sont indiqués dans les tableaux suivants:

Sigle de puits	Nord	Est	Longueur des flowlines (m)	Diamètres des flowlines
BBK-1	402769	3430970	1575	8"
BBK-2	400333	3428758	2395	10"
BBK-3	401224	3431070	635	8"
BBK-4	403095	3433846	4708	10"
BBK-5	398543	3428893	3655	10"
BBK-6	402926	3432452	2785	10"
BBK-7	399395	3427899	3700	10"
BBK-8	401525	3429831	1020	8"
BBK-11	403655	3431762	2760	10"
BBK-13	399370	3429971	1720	10"
BBK-14	402150	3431747	1635	10"
BBK-12 (Disponible)	397612	3427633	5180	10"
BBK MANIFOLD	401484	3430592	188 (altitude)	

Tableau IV.1: Localisation des puits de BBK , longueurs et diamètres des flowlines.

**IV.3.4Le champ de BBKN, localisation des puits, longueurs et diamètres des lignes :**

La localisation des puits à BBK champ nord, et les coordonnées géographiques sont indiqués dans les tableaux suivants:

Sigle de puits	Nord	Est	Longueur des Flowlines (m)	Diamètres des flowlines
BBKN-1 (abandonné)	409519	3436730	-	
BBKN-2	407686	3438747	1245	8"
BBKN-3	407686	3440371	3095	8"
BBKN-4	406100	3437750	1825	8"
BBKN-5	409478	3439552	2990	8"
BBKN-6	406914	3435675	2165	8"
BBKN-7	408027	3437919	490	8"
BBKN-8	409607	3437665	2620	8"
BBKN-10	405440	3438791	2165	8"
BBKN-11	406559	3438791	2165	8"
BBKN-12 (FUTUR)	408096	3439332	1730	8"
BBKN MANIFOLD	407847	3437636		

Tableau IV.2: Localisation des puits de BBKN, longueurs et diamètres des flowlines.

**IV.4 Liaisons des pipes :** Les tableaux ci-dessous indiquent les longueurs et les diamètres des pipes.

**IV.4.1 Liaison par jonction :**

**a) Sud :**

**JONCTION 1**

BBK1	BBK17
240	300
8"	6"

**JONCTION 2**

BBK12	BBK13
5500	3500
6"	6"

**JONCTION 3**

BBK7	BBK19
3300	1500
10"	6"

**b) Nord :**

**JONCTION 4**

BBKN3	BBKN19
1100	600
8"	6"

**JONCTION 5**

BBKN11	BBKN13
1700	1100
6"	6"

**JONCTION 6**

BBKN13	BBKN17
1100	600
6"	6"

**JONCTION 7**

BBKN17	BBKN18
600	1200
6"	6"

**IV.4.2 Liaison individuelle :**

**a) Sud :**

BBK2	BBK4	BBK5	BBK6	BBK8	BBK11	BBK14
2395	4705	3500	2785	1020	2555	1635
10"	10"	6"	10"	6"	10"	10"

**b) Nord :**

BBKN2	BBKN4	BBKN5	BBKN6	BBKN7	BBKN8	BBKN12
1245	1825	2990	2165	490	2620	1730
8"	8"	8"	8"	8"	8"	6"

**IV.4.3 Les altitudes des puits :****a) Sud :**

N° de Puits	Z Sol (m)
BBK 1	186.00
BBK 2	186.00
BBK 3	187.29
BBK 4	170.70
BBK 5	187.00
BBK 6	187
BBK 7	197.50
BBK 8	202.35
BBK 9	192.35
BBK 10	192.35
BBK 11	192.00
BBK 12	172.22
BBK 13	190.98
BBK 14	185.79
BBK 15	172.11
BBK 16	185.67
BBK 17	172.11
BBK 18	172.11
BBK 19	195.97
BBK20	217.893

Tableau IV.3: Altitudes des puits du pole sud.

**b) Nord :**

N° de Puits	Z Sol(m)
BBKN 1	187.50
BBKN 2	196.21
BBKN 3	175.99
BBKN 4	198.00
BBKN 5	178.50
BBKN 6	187.00
BBKN 7	196.00
BBKN 8	185.00
BBKN 9	184.84
BBKN10	199.79
BBKN11	171.04
BBKN12	201.69
BBKN13	192.35
BBKN14	200
BBKN15	200
BBKN16	200
BBKN17	172.11
BBKN18	180.77
BBKN19	183,615
BBKN20	200.115
BBKN21	183.615

Tableau IV.4: Altitudes des puits du pole nord.

D'après les résultats obtenues à l'entrée du centre de traitement, ce réseau de collecte ne favorise pas l'exploitation de ce gisement puisque l'objectif principal est la garantie d'un régime turbulent de l'écoulement avec un débit continu, une pression de service égale à 13 ou 14 Bar au maximum, impliquant ainsi un bon fonctionnement du centre de traitement.

### IV.4.4 Les manifolds BBK sud et nord :

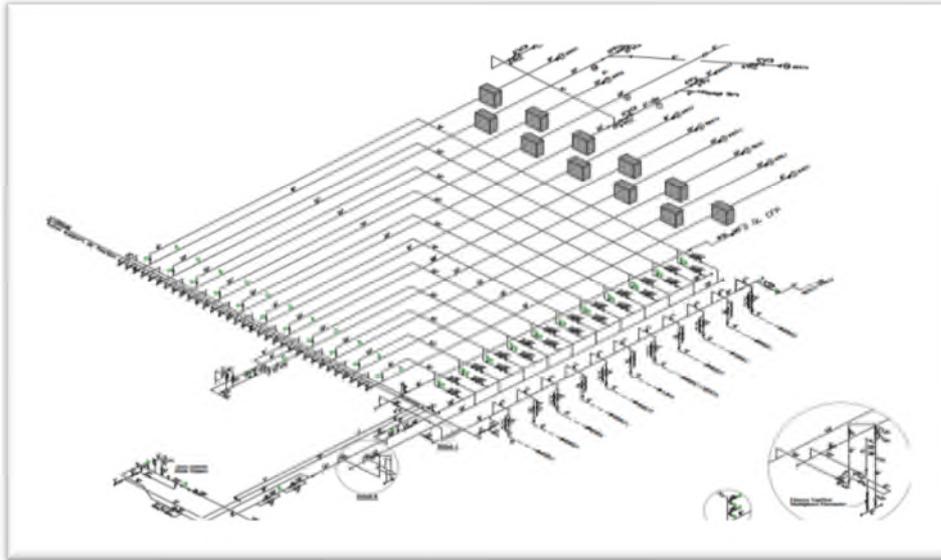


Figure IV.4: Schéma du manifold BBK

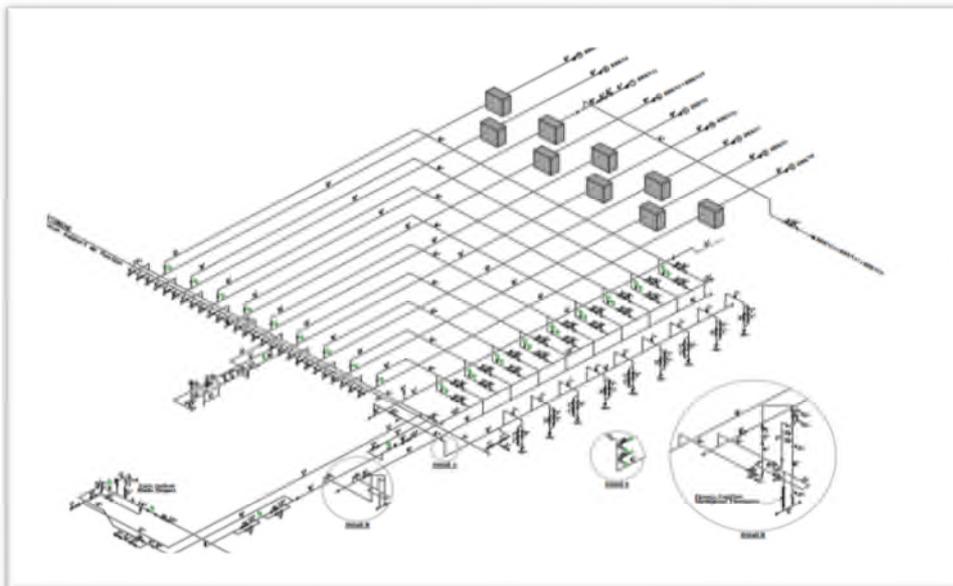


Figure IV.5: Schéma du manifold BBKN

**IV.5 Procédure de simulation :**

Le but de ce chapitre est d'établir un modèle de réseau de surface pour le réseau de collecte BBK. Ce modèle sera utilisé comme un outil de simulation.

**IV.5.1 Outil de simulation :**

Le logiciel de simulation "Pipe Flow" sera utilisé comme un outil de calcul des pertes de charge dans les lignes du réseau de collecte." Pipe Flow est un logiciel pour la conception et l'analyse de réseaux de tuyaux complexes où les flux et les pressions doivent être équilibrés pour résoudre les problèmes de système".

On va simuler le système de collecte à l'aide du logiciel 'pipe Flow' et voir quels sont les puits qui ont une grande influence sur le débit de production ; puis on calcule les pertes de charge au niveau du réseau de collecte pour recenser d'éventuels problèmes.

**IV.5.2 Type du modèle :**

Le modèle hydraulique informatisé choisi comme modèle « black oil ».

Dans le modèle « produits noirs », ces propriétés physiques sont saisies directement sous la forme d'une densité moyenne, d'une viscosité aussi moyenne dans les conditions de base et de sous température connue.

**IV.5.3 Propriétés du fluide:**

Une fonction d'état est une fonction des variables d'état qui définissent l'état d'équilibre d'un système thermodynamique. Il ne s'agit là que d'une simple fonction, comme celles que l'on rencontre en mathématique. Sa valeur est calculable à partir de variables d'état : par exemple la température, la pression, le volume, **variables importantes en thermodynamique.**

<b>PVT Data</b>	<b>Valeurs</b>
Densité d'huile (°API)	45
Densité de gaz	0,976
Viscosité d'huile à 30 °C (Cp)	1,7
Viscosité d'huile à 50 °C (Cp)	1,07
Température ambiante (°C)	20 à 50

Tableau IV.6: Propriétés PVT du fluide concerné

**IV.6 Analyses et calculs :****IV.6.1 Critère d'étude :**

La simulation informatisée nécessite de recueillir des données de pression concernant les puits en exploitation et à l'arrivée du centre de traitement.

Les relevés des paramètres sur terrain concernant la station sont les suivants :

- les données actuelles des puits (pression, débits)
- La pression à l'entrée du CPF environ 13 Bar.

**a) Rapport journaliers des puits producteurs BBK sud et nord :**

<b>Puits</b>	<b>P tête (Bar)</b>	<b>P lignes (Bar)</b>	<b>T°C Huile</b>	<b>Pinj (Bar)</b>	<b>Φ Duse Huile(mm)</b>
<b>BBK 2</b>	29	16	30	104	24
<b>BBK 3</b>	28	16	34	104	24
<b>BBK 5</b>	26	18	21	104	24
<b>BBK 6</b>	27	16	31	102	19
<b>BBK 7</b>	26	20	27	103	18
<b>BBK 8</b>	24	16	28	99	17.5
<b>BBK11</b>	24	16	25	101	20
<b>BBK12</b>	37	19	28	100	12
<b>BBK13</b>	37	20	40	101	18
<b>BBK14</b>	32	18	30	100	24
<b>BBK19</b>	27	19	30	101	17.5
<b>BBK20</b>	35	16	/	104	11
<b>BBKN2</b>	22	16	35	104	19
<b>BBKN4</b>	26	17	30	105	18

<b>BBKN5</b>	20	16	26	102	24
<b>BBKN7</b>	27	16	32	101	20
<b>BBKN8</b>	26	18	27	102	20
<b>BBKN11</b>	24	16	24	100	18
<b>BBKN12</b>	25	15	33	97	12
<b>BBKN19</b>	31	16	32	97	15.5
<b>BBKN20</b>	30	18	/	/	9.5

Tableau IV.7: Différentes pressions et température des puits producteurs de BBK nord et sud

**b) Rapport journalier des débits d'huile et les GOR:**

<b>Puits</b>	<b>Q<sub>huile</sub> m<sup>3</sup>/h</b>	<b>GOR</b>
<b>BBK2</b>	2.561	1187
<b>BBK3</b>	3.147	616
<b>BBK5</b>	1.684	2095
<b>BBK6</b>	3.887	1135
<b>BBK7</b>	1.111	2936
<b>BBK8</b>	2.204	1050
<b>BBK11</b>	1.420	1806
<b>BBK12</b>	3.326	688
<b>BBK13</b>	5.650	1288
<b>BBK14</b>	9.599	599
<b>BBK19</b>	1.998	1368
<b>BBK20</b>	3.162	622

<b>BBKN2</b>	1.308	4294
<b>BBKN4</b>	0.225	9430
<b>BBKN5</b>	3.295	1359
<b>BBKN7</b>	2.865	1832
<b>BBKN8</b>	4.823	1236
<b>BBKN11</b>	1.221	1971
<b>BBKN12</b>	3.141	874
<b>BBKN19</b>	1.643	1874

Tableau IV.8: Débits d'huile et les GOR des puits producteurs de BBK nord et sud

A l'aide du logiciel 'Pipe Flow'; en y introduisant les débits des puits producteurs, l'élévation de les têtes des puits par rapport au CPF , les longueurs des pipes plus la rugosité et la nature du fluide; comme données, on obtient le calcul des vitesses des fluides et les pertes de pression.

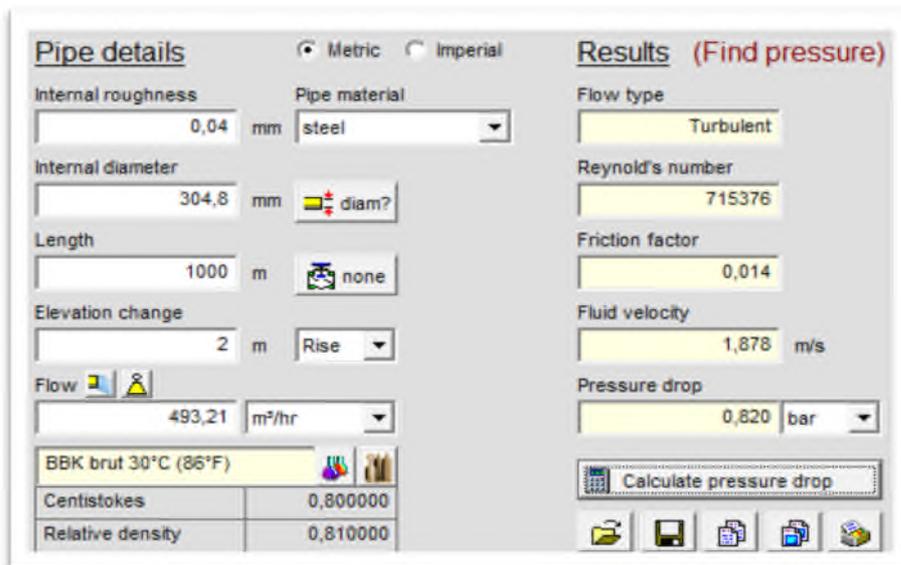


Figure IV.4: Interface du logiciel Pipe Flow

Pour des raisons commerciales on ne peut utiliser que les diamètres de 4",6"et 8" pour les flowlines, et 10",12",14",16"et 18" pour les trunklines.

**IV.7 Résultats:**

Les résultats figurent dans les tableaux suivants :

**IV.7.1 Le pôle sud :**

PUITS	Diamètre=4"		Diamètre=6"		Diamètre= 8"	
	V <sub>fluide</sub> m/s	ΔP Bar	V <sub>fluide</sub> m/s	ΔP Bar	V <sub>fluide</sub> m/s	ΔP Bar
BBK2	2.1	8.24	0.9	1.77	0.52	1.031
BBK3	2.588	2.365	1.15	0.999	/	/
BBK5	1.385	5.688	0.615	1.448	0.346	0.955
BBK6	3.2	20.14	1.4	3.289	0.789	1.33
BBK7	0.913	2.904	0.406	1.082	0.228	0.866
BBK8	1.812	3.174	0.805	1.109	0.45	0.871
BBK11	1.168	3.384	0.519	1.143	0.292	0.88
BBK12	2.735	29.582	1.215	4.529	0.684	1.691
BBK13	4.64	51.16	2.065	7.195	1.16	2.307
BBK14	7.893	67.35	3.508	9.112	1.973	2.731
BBK19	1.64	3.832	0.73	1.197	0.411	0.893
BBK20	2.6	7.78	1.155	1.704	0.65	1.013

Tableau IV.9: Vitesses et chutes de pression en fonction de trois diamètres du pôle sud.

**IV.7.2 Le pôle nord :**

PUITS	Diamètre=4"		Diamètre=6"		Diamètre= 8"	
	V <sub>fluide</sub> m/s	ΔP Bar	V <sub>fluide</sub> m/s	ΔP Bar	V <sub>fluide</sub> m/s	ΔP Bar
BBKN2	1.076	1.876	0.478	0.941	0.269	0.831
BBKN4	0.185	0.838	0.082	0.801		
BBKN5	2.709	15.891	1.204	2.745	0.677	1.265
BBKN7	4	6.061	1.778	1.468	1	0.954
BBKN8	3.96	28.48	1.763	4.334	0.991	1.635
BBKN11	1.04	2.092	0.446	0.97	0.251	0.838
BBKN12	2.583	8.758	1.148	1.83	0.646	1.044
BBKN19	1.351	4.13	0.6	1.241	0.338	0.904

Tableau IV.10: Vitesses et chutes de pression en fonction de trois diamètres du pôle nord.

Du manifold jusqu'au CPF :

**IV.7.3 Les manifolds:**

MANIFOLD	Diamètre=14"		Diamètre=16"		Diamètre=18"	
	V <sub>fluide</sub> m/s	ΔP Bar	V <sub>fluide</sub> m/s	ΔP Bar	V <sub>fluide</sub> m/s	ΔP Bar
NORD	1.379	0.403	1.056	0.285	0.835	0.229
SUD	2.47	8.467	1.895	4.399	1.497	2.508

Tableau IV.11: Vitesses et chutes de pression en fonction de trois diamètres dans le manifold nord et sud

**Remarque :**

Ce logiciel nous permet également de calculer le nombre de Reynolds ; les cas précédents sont tous supérieurs à 4000 donc il s'agit d'un régime turbulent.

**IV.8 Application de la simulation :**

Le manifold sud contient 11 entrées arrivant des puits. On a actuellement au sud 12 puits en production. Il reste donc une seule possibilité pour lier deux puits par une jonction ; Cette dernière se trouve entre deux puits dont l'un est loin du manifold quant à l'autre il est déterminé sur la base de calculs.

Le reste des conduites est constitué par 11 puits reliés individuellement au manifold sud.

Le manifold nord contient 9 entrées arrivant des puits. Actuellement on a 8 puits en production. C'est là un avantage pour relier chaque puits avec le manifold nord. Il reste donc une seule entrée pour les prochains puits qui ne sont pas encore en production.

Le graphique ci-dessous représente les débits ( $m^3/s$ ) de chaque puits en fonction de chacun des trois diamètres :

**IV.8.1 Le pôle sud :**

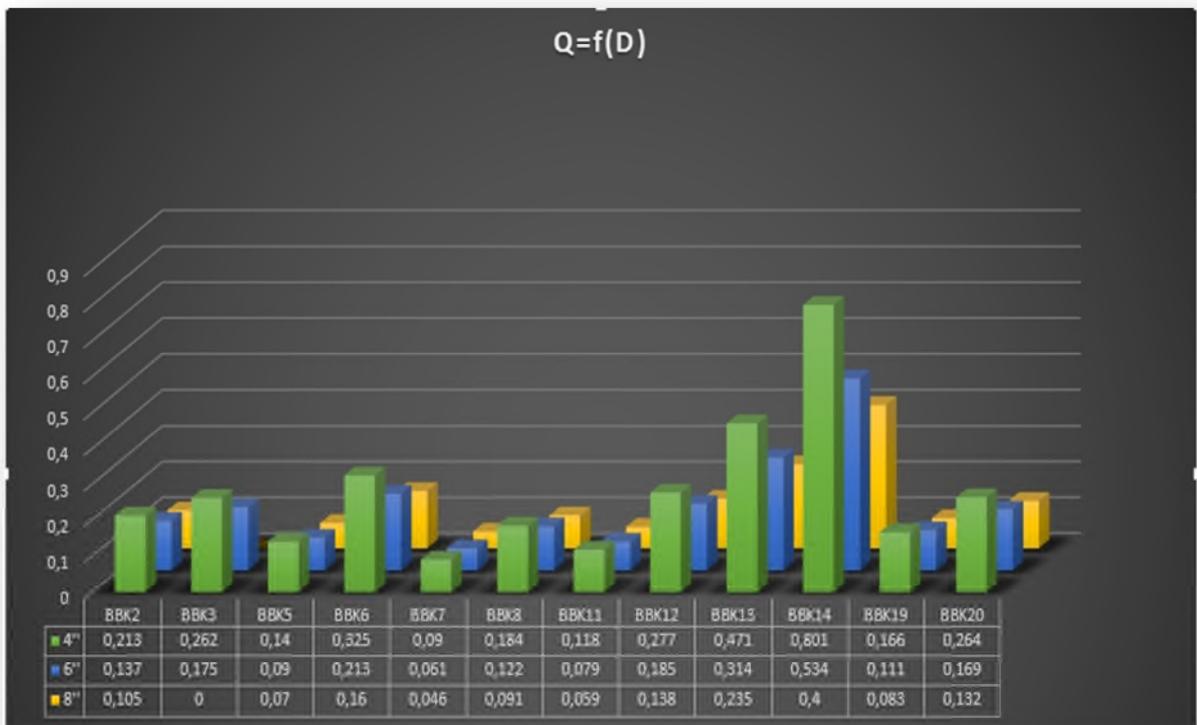


Figure IV.5: Représentation graphique des débits ( $m^3/s$ ) de chaque puits en fonction de chacun des trois diamètres du pôle nord.

IV.8.2 Le pôle nord :

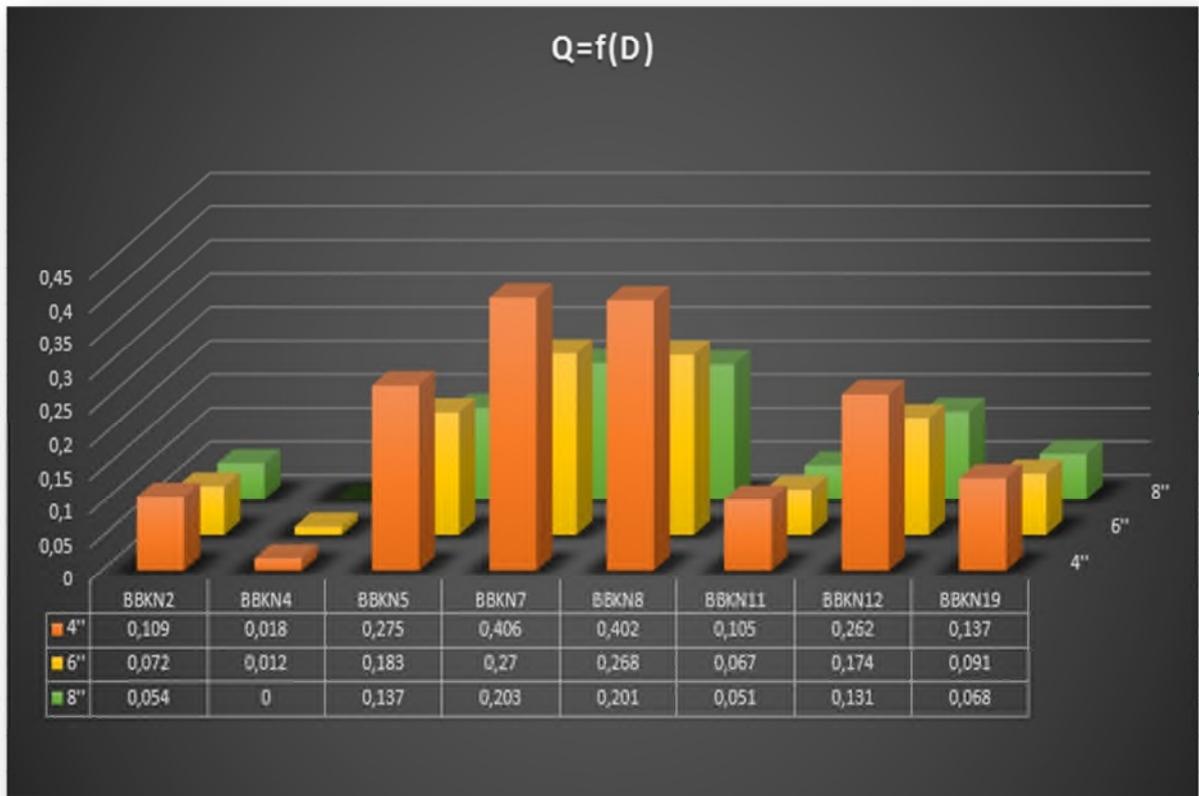


Figure IV.6: Représentation graphique des débits ( $m^3/s$ ) de chaque puits en fonction de chacun des trois diamètres du pôle sud.

D’après les deux graphes, on constate une bonne augmentation du débit pour le diamètre 4".

⇒ Le diamètre optimum des pipes est le 4".

Le choix de la liaison par jonction du puits BBK12 avec un autre puits d’après la première figure : pour le diamètre 4" on constate que les débits des puits BBK12 et BBK20 sont très proches ce qui évite le freinage des écoulements au niveau de la jonction ; ils ont aussi les plus grands débits par rapport aux autres débits de diamètre 6" et 10".

Il faut calculer maintenant la  $\Delta P$  et la vitesse du fluide sur la nouvelle conduite à l’aide du logiciel en fonction de la somme des deux débits de la jonction qui est égale à  $0.541m^3/s$ , les diamètres, sur une longueur (jonction-manifold) égale à 50m.

Diamètre	$\Delta P$ (Bar)	Vitesse (m/s)
8"	0.806	6.67
6"	3.06	11,86
4"	23,6	26.69

Tableau IV.12: Vitesses et chutes de pression en fonction de trois diamètres des manifold nord et sud.

Donc les débits sont les suivants :

Pour le diamètre :

8" on a :  $1.35\text{m}^3/\text{s}$

6"  $1.8\text{m}^3/\text{s}$

4"  $2.7\text{m}^3/\text{s}$ .

Le meilleur débit est celui de 4", mais on ne peut pas choisir ce diamètre à cause de la forte perte de pression donc il nous reste celui de 6".

Il nous reste maintenant le choix des diamètres des conduites (manifold-CPF) d'après le tableau on peut avoir le graphe suivant:

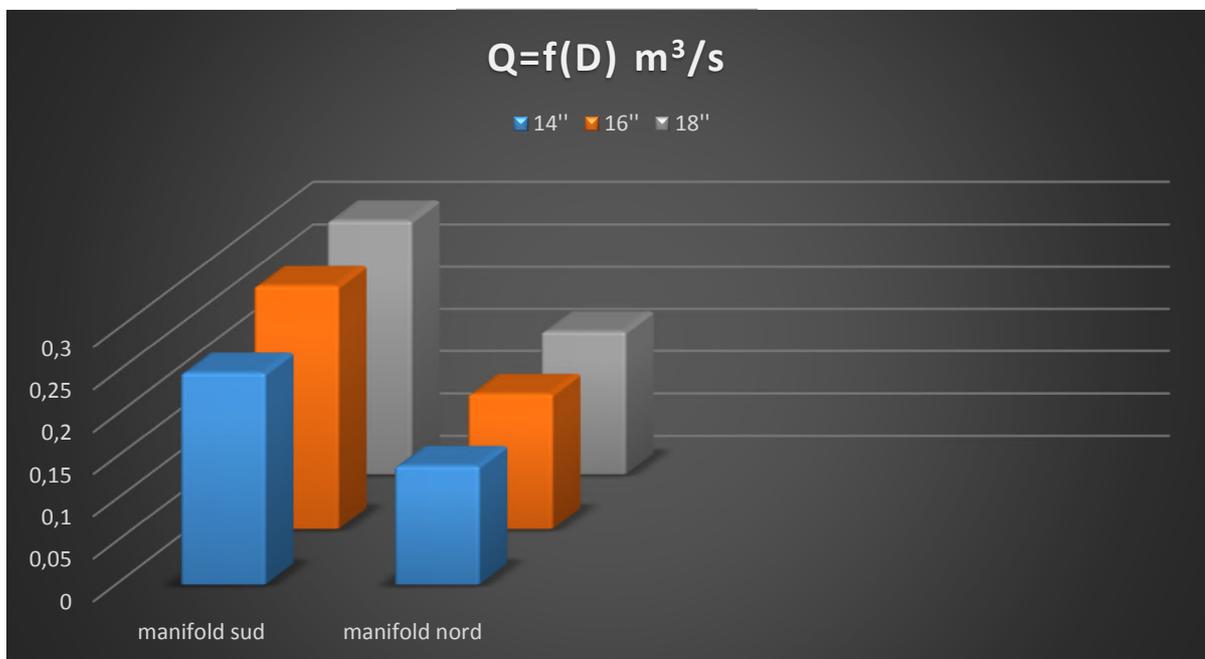


Figure IV.7: Représentation graphique des débits ( $\text{m}^3/\text{s}$ ) de chaque puits en fonction de chacun des trois diamètres du manifold nord et sud.

Pour le manifold nord les  $\Delta P$  sont entre 0.2-0.4 Bar ce qui est insuffisant pour réduire la pression jusqu'à 13 Bar à l'entrée du CPF donc, on doit varier le diamètre jusqu'à la moyenne de 2.5 ou 3 Bar :

Pour les diamètres suivants :

12" : 1.8m/s 0.8 Bar

10" : 2.7m/s 1.9 Bar c'est le diamètre optimal avec un débit égal à  $0.685\text{m}^3/\text{s}$

8" : 4.5m/s 5.3 Bar

Le manifold sud est le meilleur débit avec des pertes de pression acceptables, égales à  $0.288\text{m}^3/\text{s}$  sur le diamètre égal à 16".

**IV.8.3 Résultats finals:**

<b>Puits</b>	<b>Débit actuel (m<sup>3</sup>/j)</b>	<b>Débit optimisé (m<sup>3</sup>/j)</b>
BBK2	61.46	306.72
BBK3	75.52	377.28
BBK5	40.41	201.6
BBK6	93.28	468
BBK7	26.66	129.6
BBK8	52.89	264.96
BBK11	34.08	169.92
BBK12	79.82	398.88
BBK13	135.6	678.24
BBK14	230.37	1153.44
BBK19	47.95	239.04
BBK20	75.88	380.16
BBKN2	31.39	156.96
BBKN4	5.4	25.92
BBKN5	79.08	396
BBKN7	68.76	584.64
BBKN8	115.75	578.88
BBKN11	29.3	151.2
BBKN12	75.38	377.8
BBKN19	39.43	197.28

Tableau IV.13: Débit actuel et optimisé des chaque puits.

IV.8.4 La représentation graphique du résultat final :

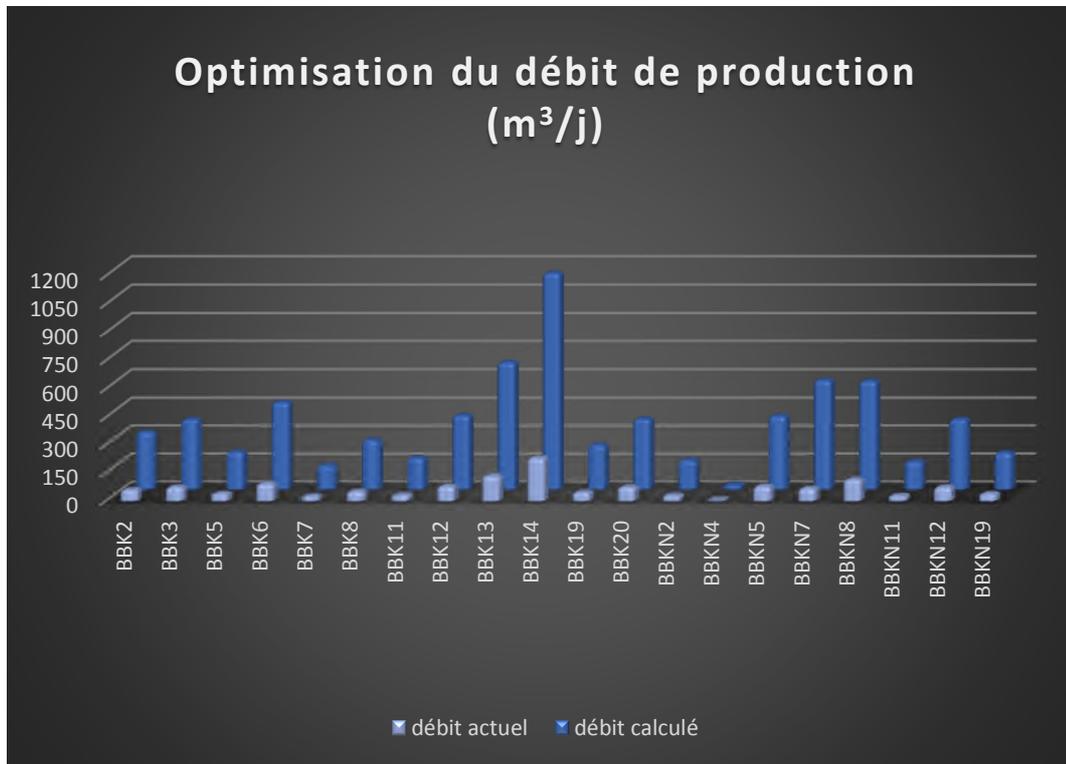


Figure IV.8: Représentation graphique du débit actuel et optimisé de chaque puits

Avec le réseau proposé, on va gagner 243.04 m<sup>3</sup>/h; Ce qui est un très bon gain pour le centre de traitement par rapport au réseau actuel qui est dimensionné pour des anciennes valeurs c'est à dire avant que les puits ne deviennent non-éruptif.





## Conclusion générale

---

### Conclusion :

La présente étude nous a permis de recenser les paramètres suivants :

- Le diamètre optimum des pipes pour la majorité des puits est le 4".
- La valeur de perte de charge enregistrée au niveau du réseau de collecte actuel est très importante.
- L'optimisation consiste à chercher le diamètre optimum et la meilleure disposition possible du réseau de collecte pour une production optimale.

### Recommandations :

Suite à l'analyse des résultats obtenus, nous présentons les recommandations suivantes :

- La modification des équipements de fond et de surface du puits BBKN4 pour créer un potentiel plus fort entre le fond du puits et la surface tout en laissant le même diamètre du pipe optimisé 4".
- Le remplacement de tous les diamètres de la collecte par des diamètres optimums.
- La prévision d'une étude complète du système de production, pour une amélioration globale.

## Bibliographie :

- Manuel d'exploitation du CPF de Bir Berkine ; Lexique des hydrocarbures
- Pipe Flow 1: Single-phase Flow Assurance ; Dr Ove Bratland ; Institue de technologie du Norvège.
- Pipe Flow calculations ; 1. F.M. White, Fluid Mechanics, 7th Edition, McGraw-Hill, New York, 2011.
- FUNDAMENTALS OF FLUID MECHANICS ; Jyh-Cherng Shieh ; Department of Bio-Industrial Mechatronics Engineering National Taiwan University 12/24/2007.
- Technical Paper by J.P. Giroud, B. Palmer, and J.E. Dove.
- Piping Handbook **Reno C. King, B.M.E, M.M.E., D.Sc., P.E.**  
Professor of Mechanical Engineering and Assistant Dean, School of Engineering and Science, New York University Registered Professional Engineer.
- Dictionary of Oil Industry Terminology © Alpha Thames Ltd 2004.
- Fluid Flow in Pipes CIVE2400 Fluid Mechanics: January 2008

# Résumé

Lors de notre séjour à Bir Berkine, il nous a été donné de constater que l'industrie pétrolière demeure fortement dépendante des nouvelles technologies qui lui permettent d'optimiser la production au niveau du réseau de collecte à des couts et des délais réduits tout en protégeant l'environnement par la réduction des émissions de gaz ou de liquides polluants.

Nous sommes arrivés à la conclusion que l'optimisation du réseau de collecte passe obligatoirement par l'étude de la mécanique des fluides diphasique utilisant de nouveaux logiciels, chose tout à fait nouvelle pour nous.

## ملخص

خلال إقامتنا في بير بركين، أعطيت لنا الفرصة لنلاحظ أن استخراج النفط سيبقى يعتمد بشكل كبير على التقنيات الجديدة التي تمكنه من تحسين الإنتاج في نظام الجمع بأقل التكاليف و في مدة قصيرة مع حماية البيئة من خلال الحد من انبعاث الغاز أو الملوثات السائلة.

وصلنا إلى استنتاج أن تحسين شبكة الجمع ينطوي بالضرورة على دراسة ميكانيكا الموائع ذات طورين مختلفين مستخدمين برامج جديدة في الاعلام الآلي ، الذي كان موضوعا جديدا تماما بالنسبة لنا.