

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
École Nationale Polytechnique



Schlumberger



Département d'Hydraulique
Laboratoire de Recherches Sciences de l'Eau
Entreprise : Schlumberger
Mémoire de projet de fin d'études
pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en Hydraulique

Transfert des hydrocarbures à travers une pompe centrifuge horizontale

**MAROUF Zineb
KHELIOUEN Lilia**

Sous la direction de
**Mr : S. BENZIADA
Mme : H. BOUSSEHAL**

Présenté et soutenu publiquement le 15 Juin 2017

Composition du Jury :

| | | | |
|--------------|-----------------|-----------------|-------------------------------|
| Président | Mr. A. KETTAB | Professeur | Ecole Nationale Polytechnique |
| Promoteur | Mr. S. BENZIADA | M.A.A | Ecole Nationale Polytechnique |
| Examinatrice | Mme. S. DJAAFER | Doctorante | Université d'Alger III |
| Examineur | Mr. R. MESSAHLI | M.A.A | Ecole Nationale Polytechnique |
| Invitée | Mme. S. GHERBI | Account Manager | Schlumberger |

ENP 2017

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
École Nationale Polytechnique



Schlumberger



Département d'Hydraulique
Laboratoire de Recherches Sciences de l'Eau
Entreprise : Schlumberger
Mémoire de projet de fin d'études
pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en Hydraulique

Transfert des hydrocarbures à travers une pompe centrifuge horizontale

**MAROUF Zineb
KHELIOUEN Lilia**

Sous la direction de
**Mr : S. BENZIADA
Mme : H. BOUSSEHAL**

Présenté et soutenu publiquement le 15 Juin 2017

Composition du Jury :

| | | | |
|--------------|-----------------|-----------------|-------------------------------|
| Président | Mr. A. KETTAB | Professeur | Ecole Nationale Polytechnique |
| Promoteur | Mr. S. BENZIADA | M.A.A | Ecole Nationale Polytechnique |
| Examinatrice | Mme. S. DJAAFER | Doctorante | Université d'Alger III |
| Examineur | Mr. R. MESSAHLI | M.A.A | Ecole Nationale Polytechnique |
| Invitée | Mme. S. GHERBI | Account Manager | Schlumberger |

ENP 2017

ملخص

للوصول إلى مرحلة استغلال النفط، من اللازم المرور بمرافق علاج البترول التي تقع عادة على مسافة كيلومترات من حقل الآبار. نظرا لضياع الضغط أثناء النقل وانخفاضه في الخزان عند التشغيل، يتم تركيب نظام ضخ افقي كوسيط بين الآبار ومرافق استغلال البترول لغاية توفير الضغط اللازم لتدفق النفط والغاز.

في ضوء الزيادة المرتقبة في الإنتاج، الهدف من عملنا هذا هو تصميم نظام ضخ جديد (نظام ضخ افقي) يتضمن مضخة طرد مركزي أحادية الموائع لتلبية المتطلبات الجديدة من ضغط وتدفق وهذا بأكثر الطرق كفاءة وفعالية من حيث التكلفة.

الكلمات المفتاحية: النفط، نظام ضخ افقي، مضخة طرد مركزي أحادية الموائع، الزيادة في الإنتاج، ضغط، تدفق.

Abstract

In order to proceed with the exploitation of the oil, the latter must necessarily pass through a treatment center generally located some kilometers from the catchment area. The accumulated pressure losses along the path and the decline in the pressure of the reservoir during its operation necessitate the installation of an intermediate pumping system horizontal between the collection field and the treatment center. In this way, the pressure required to transport the hydrocarbons is obtained.

With a view to increasing production, the design of a new horizontal pumping system (HPS) containing system with a single-phase centrifugal pump was undertaken. This has helped to ensure the new pressure and flow requirements in an efficient and cost-effective manner.

Keywords: oil, HPS (Horizontal Pumping System), single-phase centrifugal pump, increase in production, pressure, rate of flow.

Résumé

Afin de procéder à l'exploitation du pétrole, ce dernier doit obligatoirement passer par un centre de traitement généralement situé à quelque kilomètre du champ de captage. Les pertes de charge accumulées le long du trajet et le déclin de la pression du réservoir lors de son exploitation, nécessitent la mise en place d'un système intermédiaire de pompage horizontal entre le champ de captage et le centre de traitement, permettant ainsi de procurer la pression nécessaire à l'acheminement des hydrocarbures.

Dans une perspective d'augmentation de production, le dimensionnement d'un nouveau système de pompage HPS (horizontal pumping system) comportant une pompe centrifuge monophasique a été entrepris. Ce qui a permis de répondre aux nouveaux besoins en pression et en débit d'une façon efficiente et rentable.

Mots clés : pétrole, HPS (horizontal pumping system), pompe centrifuge monophasique, augmentation de la production, pression, débit.

Dédicaces

A mes très chers parents, pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur tendresse, leur soutien et leurs prières tout au long de mes études. Que ce travail soit l'accomplissement de vos vœux tant allégués, et le fruit de votre soutien infailible.

A ma chère grand-mère paternelle, que je remercie pour les vœux qu'elle n'a cessé de formuler dans ses prières. Que Dieu lui préserve santé et longue vie.

A ma chère sœur Meriem pour ses encouragements et sa générosité.

A mes chers frères Bilal et Mohamed pour leur appui et leur soutien moral.

A mes nièces et neveux, Meriouma, Marwa, Abderrahmane, Yacine et le petit poussin Anes, vous êtes la prunelle de mes yeux.

A mes amies Lyna, Amani, Lamia, Rania, Wiam, Nana et Racha pour les bons moments que nous avons passé ensemble, leur soutien, leur serviabilité et leur amour.

A Soumia et Abla, pour leur amour et leur amitié, vous partagerez toujours une partie de ma vie et de mon cœur.

A Adel, Abdou, et Mouetez d'être toujours là pour m'aider et me soutenir.

A tous mes collègues de la promo 2017 et surtout Rania et Imane.

A tous ceux ou celles qui me sont chers et que j'ai omis involontairement de citer.

Zineb,

Je dédie cette thèse :

A mes très chers parents, aucune dédicace ne saurait être assez éloquente pour exprimer l'amour, l'estime, le dévouement et le respect que j'ai toujours eu pour vous. Rien au monde ne vaut vos efforts fournis jour et nuit pour mon bien être. Ce travail est le fruit des sacrifices que vous avez consentis pour mon éducation et ma formation.

A ma très chère sœur Mounia, son mari Hamza et à mon petit neveu chéri, je vous dédie ce travail en témoignage de l'attachement, de l'amour et de l'affection que je porte pour vous, et en guise de remerciement pour votre soutien sans égale et votre affection si sincère.

A mon petit frère Rayan, Je t'exprime à travers ce travail mes sentiments de fraternité et d'amour, en te remerciant pour ta présence ainsi que ton soutien, et en espérant être un modèle pour toi.

A Mehdi, je te dédie ce travail en te remerciant profondément pour tes sacrifices, ton soutien moral et matériel, ta gentillesse sans égal, tes précieux conseils et encouragements durant tout mon parcours universitaire.

A ma très chère tante Leleti, merci pour ton affection et ton soutien si précieux, et d'avoir été présente dans les bons et les mauvais moments de notre vie.

A ma grand-mère paternelle Mouni, et à la mémoire de mes grands-parents maternels qui sans aucun doute seraient très fières de ma réussite.

A tous les membres de ma famille, petits et grands. Veuillez trouver dans ce modeste travail l'expression de mon affection.

A mes chers amis et camarades de l'Ecole Préparatoire en science et technique d'Oran, et de l'Ecole Nationale Polytechnique d'Alger.

A tous les enseignants de l'ENP et de l'EPSTO. Que ce travail soit un témoignage de ma gratitude et de mon profond respect.

Lilia,

Remerciements

Nous tenons tout d'abord à remercier Dieu le tout puissant et miséricordieux, qui nous a donné la force et la patience d'accomplir ce modeste travail.

En second lieu nous voudrions présenter nos remerciements à nos encadreurs Mme Hayet Boussahal et Monsieur Salim Benziada ainsi que tout le personnel Aritificial Lift de Schlumberger à savoir, Saddik, Salim, Moustafa, Kahina, et zoubir leurs témoigner notre gratitude pour leurs patience et leurs soutien qui nous ont été précieux afin de mener notre travail à bon port.

Un remerciement particulier à Madame Samira Gherbi, Monsieur Ahemd Almasri et Monsieur Badreddine Bouhired de nous avoir accordé ce stage.

Nos vifs remerciements vont également aux membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre recherche en acceptant d'examiner notre travail et de l'enrichir par leurs propositions. Nos plus profonds remerciements vont à nos parents. Tout au long de notre cursus, ils nous ont toujours soutenu, encouragé et aidé. Ils ont su nous donner toutes les chances pour réussir. Qu'ils trouvent, dans la réalisation de ce travail, l'aboutissement de leurs efforts ainsi que l'expression de notre plus affectueuse gratitude.

Nous remercions nos familles et en particulier nos frères et sœurs pour nous avoir soutenues dans nos efforts et encourager dans chaque étape de notre vie.

Enfin, nous adressons nos plus sincères remerciements à tous nos proches et amis et tous ceux qui, d'une manière ou d'une autre, ont contribué à la réussite de ce travail.

Table des matières

Liste des tableaux

Liste des figures

Nomenclature et symboles grecs

| | |
|---|-----------|
| Introduction Générale | 13 |
| 1 Présentation de la structure d'accueil SLB | 15 |
| 1.1 Historique | 15 |
| 1.2 Activité de Schlumberger | 15 |
| 1.3 Organisation de Schlumberger | 16 |
| 1.3.1 Structure organisationnelle de Schlumberger Limited | 16 |
| 1.3.2 Les GeoMarkets de Schlumberger | 16 |
| 1.3.3 Les segments de Schlumberger | 17 |
| 1.4 La culture de Schlumberger | 19 |
| 1.5 Schlumberger en Algérie | 20 |
| 1.6 Artificial Lift | 20 |
| 1.6.1 Technologies | 21 |
| 2 Génération des hydrocarbures et processus de forage | 24 |
| 2.1 Génération des hydrocarbures | 24 |
| 2.1.1 Définitions préliminaires | 24 |
| 2.1.2 L'histoire du pétrole | 24 |
| 2.1.3 Origine du pétrole | 25 |
| 2.1.4 Caractéristiques du pétrole [2] | 25 |
| 2.1.5 La formation du pétrole [4] | 27 |
| 2.2 Processus de forage | 31 |
| 2.2.1 La prospection du gaz et du pétrole | 31 |
| 2.2.2 Les puits | 33 |
| 2.2.3 Le forage | 35 |
| 2.3 Conclusion | 39 |
| 3 Écoulement et mise en équations | 41 |
| 3.1 Introduction | 41 |
| 3.2 Écoulement monophasique | 41 |
| 3.2.1 Concept de fluide | 41 |
| 3.2.2 Axiomes de base sur la nature du milieu fluide | 41 |
| 3.2.3 Equations de la mécanique des fluides | 42 |
| 3.2.4 Caractéristiques des fluides [7] | 43 |
| 3.2.5 Propriétés des fluides | 43 |
| 3.2.6 Régime d'écoulement d'un fluide incompressible | 45 |

TABLE DES MATIÈRES

| | | |
|----------|---|-----------|
| 3.2.7 | Calcul des pertes de charge | 45 |
| 3.3 | Écoulement multiphasique | 49 |
| 3.3.1 | Introduction | 49 |
| 3.3.2 | Classification des écoulements [14] | 49 |
| 3.3.3 | Régime d'écoulement | 50 |
| 3.4 | Conclusion | 52 |
| 4 | Réseau de surface | 54 |
| 4.1 | Introduction | 54 |
| 4.2 | Éléments constitutifs du réseau de surface | 54 |
| 4.2.1 | Tête de puits [10] | 54 |
| 4.2.2 | Manifold | 55 |
| 4.2.3 | Séparation | 56 |
| 4.2.4 | Pompage | 59 |
| 4.3 | Conclusion | 75 |
| 5 | Présentation du système HPS | 77 |
| 5.1 | Introduction | 77 |
| 5.2 | Définition de l'HPS | 77 |
| 5.3 | Matériaux de construction | 78 |
| 5.4 | Construction du système HPS | 78 |
| 5.4.1 | Pompe à étage de compression | 78 |
| 5.4.2 | Thrust-chamber (chambre de poussée) | 80 |
| 5.4.3 | Moteur électrique | 81 |
| 5.4.4 | Châssis de la pompe | 82 |
| 5.5 | Entretien de l'HPS | 82 |
| 5.6 | Conclusion | 83 |
| 6 | Présentation du logiciel DesignRite | 85 |
| 6.1 | Introduction | 85 |
| 6.2 | Présentation du logiciel DesignRite | 85 |
| 6.3 | Espace de travail | 85 |
| 6.3.1 | Dialogue d'ouverture | 86 |
| 6.3.2 | Sélection des équipements : | 86 |
| 6.3.3 | Préférences | 87 |
| 6.3.4 | Dimensionnement de la pompe | 89 |
| 6.4 | Conclusion | 91 |
| 7 | Description de la zone d'étude | 93 |
| 7.1 | Introduction | 93 |
| 7.2 | La région de Hassi Messaoud | 93 |
| 7.3 | Situation géographique et géologique de Hassi Guettar | 93 |
| 7.4 | Aspect stratigraphique de la région | 94 |
| 7.5 | Aspect pétrolier | 96 |
| 7.5.1 | Les roches réservoirs | 96 |
| 7.5.2 | Les roches couvertures | 96 |
| 7.5.3 | Les roches mères | 96 |
| 7.5.4 | Types de pièges | 97 |
| 7.6 | Présentation du réseau de surface existant | 97 |
| 7.6.1 | Composition actuelle du réseau de surface HGA | 97 |
| 7.7 | Conclusion | 99 |

TABLE DES MATIÈRES

| | | |
|----------|--|------------|
| 8 | Résolution du cas pratique | 101 |
| 8.1 | Introduction | 101 |
| 8.2 | Dimensionnement de l'HPS | 101 |
| 8.2.1 | Insertion des données dans le logiciel | 101 |
| 8.2.2 | Dimensionnement de la pompe | 102 |
| 8.3 | Conclusion | 107 |
| 9 | Étude économique | 109 |
| 9.1 | Introduction | 109 |
| 9.2 | Calcul de la production totale | 109 |
| 9.3 | Calcul économique | 109 |
| 9.4 | Conclusion | 113 |
| | Conclusion Générale | 114 |
| | Bibliographie | 115 |
| | Annexe A Schlumberger limited | 117 |
| | Annexe B Les GeoMarkets de Schlumberger OFS | 118 |
| | Annexe C Schéma explicatif de la composition du système HPS | 119 |
| | Annexe D Rapport du dimensionnement de la pompe | 120 |

Liste des tableaux

| | | |
|-----|---|-----|
| 2.1 | Composition chimique du pétrole brut | 26 |
| 2.2 | Propriétés physiques du pétrole brut | 27 |
| 2.3 | Tension de vapeur de quelques pétroles bruts | 27 |
| 5.1 | Les différents classes de brides d'aspiration | 79 |
| 5.2 | Les différents classes de brides de refoulement | 80 |
| 5.3 | Types de bâtis du moteur | 81 |
| 5.4 | Classes d'isolation | 81 |
| 8.1 | Les données relatives au fluide pompé | 101 |
| 8.2 | Les critères de design | 101 |
| 8.3 | Données relatives à la zone d'étude | 102 |
| 8.4 | La liste des pompes candidates | 102 |
| 8.5 | Cractéristiques du moteur | 106 |
| 9.1 | Les données de production max des deux installations | 109 |
| 9.2 | Calcul du revenu total journalier de la pompe HPS S100N | 110 |
| 9.3 | Calcul du revenu total journalier de la pompe HPS J350N | 111 |
| 9.4 | Calcul de la différence de revenu entre les deux unités | 112 |

Liste des figures

| | | |
|------|---|----|
| 1.1 | Structure Schlumberger Limited | 16 |
| 1.2 | Les GeoMarkets de Schlumberger OFS | 17 |
| 1.3 | Localisation des principaux centres de recherches et de développement de Schlumberger (2014). | 19 |
| 1.4 | Les principaux éléments du Blueprint de Schlumberger (2014, Guide de Schlumberger) | 20 |
| 2.1 | Migration primaire et secondaire du pétrole | 30 |
| 2.2 | Système pétrolier fonctionnel | 31 |
| 2.3 | Prospection géophysique "Onshore" | 32 |
| 2.4 | Trajectoires types de puits | 33 |
| 2.5 | Exemple d'architecture d'un puit à terre | 34 |
| 2.6 | Trépan utilisé dans un forage | 36 |
| 2.7 | Description schématique d'un appareil de forage à terre | 38 |
| 3.1 | Schéma représentant le profil de vitesse de l'écoulement d'un fluide visqueux sur une paroi plane | 44 |
| 3.2 | Les différents régimes d'écoulement | 45 |
| 3.3 | Schéma d'une conduite cylindrique | 46 |
| 3.4 | Abaque de Moody | 48 |
| 3.5 | Régime d'écoulement diphasique dans une conduite horizontale | 51 |
| 3.6 | Régime d'écoulement diphasique dans un tubing | 51 |
| 4.1 | Tête de puits standard « BSB » pour une complétion simple | 55 |
| 4.2 | Manifold (Chabane Chaouch 2013) | 56 |
| 4.3 | Séparateur vertical | 57 |
| 4.4 | Séparateur horizontal | 58 |
| 4.5 | Schéma montrant les domaines d'application des deux types de pompes | 60 |
| 4.6 | La chaîne énergétique d'une pompe | 60 |
| 4.7 | Schéma représentant le fonctionnement d'une pompe volumétrique | 61 |
| 4.8 | Schéma représentant le fonctionnement d'une pompe à diaphragme | 62 |
| 4.9 | Schéma d'une pompe à piston plongeur | 62 |
| 4.10 | Schéma d'une pompe à engrenage | 63 |
| 4.11 | Schéma d'une pompe à palette rigide | 63 |
| 4.12 | Schéma d'une pompe périslatique | 64 |
| 4.13 | Pompe centrifuge monocellulaire (en porte à faux) | 65 |
| 4.14 | Les différents types de pompes centrifuges | 66 |
| 4.15 | L'évolution de la vitesse et de la pression | 67 |
| 4.16 | Courbe caractéristique : hauteur d'élévation en fonction du débit | 68 |
| 4.17 | Les différents formes des courbes caractéristiques | 69 |
| 4.18 | Evaluation de NPSH en fonction du débit | 70 |
| 4.19 | Point de fonctionnement d'un circuit muni d'une pompe centrifuge | 70 |
| 4.20 | Association de deux pompes en parallèle | 72 |

LISTE DES FIGURES

| | | |
|------|--|-----|
| 4.21 | Association de deux pompes en série | 72 |
| 4.22 | Exemples d'usures prématurées par la cavitation | 74 |
| 4.23 | Compresseur centrifuge multi-étages | 74 |
| 5.1 | Représentation du système HPS | 78 |
| 5.2 | Bride d'aspiration | 79 |
| 5.3 | Bride de refoulement | 80 |
| 5.4 | Thrust-chamber (Chambre de poussée) | 81 |
| 5.5 | Schéma explicatif de la composition du système HPS | 83 |
| 6.1 | L'écran d'ouverture de dialogue du DesignRite | 86 |
| 6.2 | Sélection des équipements | 87 |
| 6.3 | Écran de préférences | 87 |
| 6.4 | Choix du système d'unités et de la fréquence | 88 |
| 6.5 | L'onglet "Advanced" | 88 |
| 6.6 | Insertion des données relatives au fluide pompé | 89 |
| 6.7 | La liste des pompes candidates | 89 |
| 6.8 | Choix du moteur | 89 |
| 6.9 | Choix des types de brides | 90 |
| 6.10 | Choix de la garniture mécanique | 90 |
| 6.11 | Choix des switches et transmetteurs | 91 |
| 7.1 | Situation géographique du gisement de HASSI GUETTAR | 94 |
| 7.2 | Colonne stratigraphique du champ de Hassi Messaoud | 95 |
| 7.3 | Le manifold du champ HGA | 97 |
| 7.4 | Le séparateur du champs HGA | 98 |
| 7.5 | Le Surge Tank du champs HGA | 98 |
| 7.6 | La pompe installée au champs HGA | 99 |
| 8.1 | La courbe caractéristique de la pompe J350N (pour 1 étage) | 103 |
| 8.2 | Les courbes caractéristiques de la pompe J350N sous différentes fréquences | 103 |
| 8.3 | Courbe caractéristique de la pompe dimensionnée(13 étages) | 105 |
| 9.1 | Le revenu total journalier engendré par chaque pompe | 113 |

Nomenclature et symboles grecs

Nomenclature

| | | |
|------------------|--|----------------------|
| Q | : débit volumétrique | (m ³ /j) |
| V | : vitesse moyenne des particules fluides | (m/s) |
| S | : section d'écoulement | (m ²). |
| E _M | : Energie mécanique | (J) |
| E _P | : Energie potentielle | (J) |
| E _C | : Energie cinétique | (J) |
| W _{FF} | : Travail des forces de frottement | (J) |
| D | : Diamètre de la conduite | (m) |
| L | : longueur de la conduite | (m) |
| J _s | : Pertes de charge singulières | (m) |
| J _l | : Pertes de charge linéaires | (m) |
| P _{asp} | : pression d'aspiration de la pompe | (bar) |
| P _{ref} | : pression de refoulement de la pompe | (bar) |
| H | : charge hydraulique | (m) |
| H _{asp} | : charge hydraulique à l'aspiration | (m) |
| H _{ref} | : charge hydraulique au refoulement | (m) |
| H _{mt} | : hauteur manométrique totale | (m) |
| NPSH | : net positive suction head | (m) |
| N | : nombre d'étage de la pompe. | |
| F | : fréquence de fonctionnement | (Hz) |
| P _f | : Puissance fournie au fluide | (KW) |
| P _{abs} | : Puissance absorbée | (KW) |
| g | : accélération de la pesanteur | (m·s ⁻²) |

Symboles grecs

| | | |
|----------------|---|----------------------|
| ρ | : Masse volumique du fluide | (Kg/m ³) |
| χ _T | : coefficient de compressibilité | (Pa ⁻¹) |
| β | : coefficient de dilatabilité | (K ⁻¹) |
| ε | : rugosité relative de la conduite | (mm) |
| τ | : Coefficient de frottement de la paroi | |
| η | : rendement de la pompe | |
| μ | : viscosité dynamique | (Pa.s) |
| ν | : viscosité cinématique | (m ² /s) |
| λ | : Coefficient de perte de charge | |

Introduction Générale

L'Algérie, un géant africain, est le plus grand pays du continent, avec une surface avoisinant les 2.382 millions km², est généralement connue par sa partie saharienne qui couvre plus de 80 % de sa superficie soit environ 2 millions de km² et qui recèle en son sein des richesses minières diverses particulièrement les hydrocarbures. Ces deniers occupent une place prédominante dans l'économie du pays en représentant 30 % du PIB et 60 % des recettes du budget ainsi que 95 % des recettes d'exportation.

L'Algérie occupe la place du 18^e producteur de pétrole, 10^e producteur de gaz naturel et 6^e exportateur de gaz naturel au monde. Sa production et sa consommation d'énergie, y compris dans le secteur de l'électricité, sont tirées des hydrocarbures à plus de 99 %.

Etant donné le développement que connaît le monde dans le domaine de l'énergie, et la demande qui ne fait qu'accroître, le pétrole continuera de jouer un rôle clé à l'horizon 2050 (d'après l'union française des industries pétrolières), tant pour les besoins industriels que pour la mobilité. C'est pour cela que le développement de nouvelles technologies pour la détection, l'extraction, et le transport des hydrocarbures est un objectif qu'une multitude de compagnies pétrolières de différentes nationalités veillent à atteindre.

Cette concurrence qui est née entre ces entreprises pétrolières a servi considérablement aux pays producteurs de pétrole et de gaz, leur permettant ainsi de répondre à leurs besoins industriels, et de développer leur économie principalement basée sur l'exportation des hydrocarbures. Schlumberger est une entreprise qui a pour mission de développer les produits et services pétrolier en collaboration avec les opérateurs producteurs, et de fournir une prestation de services innovants à la hauteur de l'espérance de ses clients.

Dans ce contexte, notre travail consiste au dimensionnement d'un système de pompage horizontal permettant de répondre aux besoins du client (Sonatrach) en pression et en débit par le biais d'un Logiciel de dimensionnement DesignRite et s'articulera en :

- Une partie théorique comprenant comme premier chapitre une présentation de la structure d'accueil, puis en second chapitre la génération des hydrocarbures et processus de forage, ensuite nous aborderons le chapitre écoulement et mise en équation, puis nous allons décrire les principaux composants du réseau de surface dans un quatrième chapitre, nous passerons par la suite à la description de la technologie HPS dans un cinquième chapitre, puis dans le sixième nous présenterons le logiciel de dimensionnement DesignRite.
- Une partie pratique qui comportera le septième chapitre consacré à la description de la zone d'étude et du réseau existant, dans le huitième chapitre nous allons faire le calcul nécessaire au dimensionnement puis on achèvera notre travail avec une étude économique.
- Enfin nous clôturons notre projet par une conclusion générale.

Chapitre 1

Chapitre 1

Présentation de la structure d'accueil SLB

1.1 Historique

La société tire son nom de Conrad et Marcel Schlumberger, frères qui ont transformé l'industrie de l'énergie avec une idée révolutionnaire celle d'utiliser des mesures électriques à la carte sous-sol des formations rocheuses. C'était en 1912, lorsque les deux frères effectuent des mesures expérimentales sur la résistivité électrique de la « roche à huile » basées sur des formules géophysiques afin de déterminer la lithologie des sous-sols. Quinze ans plus tard, ils concrétisent les résultats de leur recherche sur un puits réel pétrolier pour le compte de « Pechelbronn Oil Company ».

En 1926, ils ont créé la Société de Prospection Électrique « PROS », le prédécesseur de la société Schlumberger. Dans un premier temps, l'entreprise a effectué des travaux de prospection de surface pour l'industrie de l'extraction de minéraux métalliques, mais a progressivement étendu ses activités jusqu'à atteindre l'exploration des structures pétrolifères.

En Septembre 1927, Henri Doll, le fils de Conrad a enregistré le premier journal de puits de résistivité électrique à Pechelbronn, France. En 1929, les résultats des journaux sur le sous-sol ont été exécutés en Argentine, l'Equateur, l'Inde, le Japon, l'Union soviétique, le Venezuela et les Etats-Unis.

Aujourd'hui, La compagnie dispose de trois bureaux principaux dans trois villes différentes, Paris, Huston et La Haye et un centre de recherche à Clamart, elle emploie plus de 123.000 personnes à travers le monde, représente plus de 140 nationalités et opère dans plus de 85 pays. Preuve de son identité multinationale, l'entreprise englobe 20 nationalités différentes. Elle fournit la plus large gamme de produits et services partant de l'exploration à la production dans l'industrie pétrolière.

Son chiffre d'affaires pour l'exercice 2013 était de 45,27 milliards USD contre 41,73 milliards USD en 2012 (Schlumberger, 2014).

1.2 Activité de Schlumberger

Schlumberger est une entreprise conçue pour le développement des produits pétroliers (pétrole et gaz) et services en collaboration avec des opérateurs producteurs, comme SONATRACH, British Petroleum (BP), AGIP, ANADARKO, TOTAL, le Ministère Algérien de l'Energie et des Mines. . . etc. dont le principal rôle est d'exploiter les puits d'hydrocarbures, en fournissant tous les équipements nécessaires utilisés par les sociétés d'hydrocarbures outre d'un ensemble de prestations de services innovants.

Les produits et services de Schlumberger comprennent open-hole et cased-hole de diagra-

phie par câble, des services de forage, ainsi que d'autres services, tels que le tubage enroulé, excitations et contrôle de sable, ainsi que les services d'achèvement, y compris les essais de puits et de levage artificiel mais aussi des services d'interprétation et de consultation et la gestion de projet intégrée.

L'entreprise fournit une large gamme de produits et services d'évaluation de la formation par le forage directionnel, la stimulation et cimentation des puits, la gestion de l'information et des services d'infrastructure et service IT qui soutiennent les processus opérationnels de l'industrie de base.

1.3 Organisation de Schlumberger

1.3.1 Structure organisationnelle de Schlumberger Limited

Elle est constituée de deux grandes entités :

- **WesternGeco** qui fournit les technologies et les techniques d'acquisition sismique terrestre et marine pour l'imagerie du sous-sol inégalée dans tout environnement. Elle offre des services et des produits géophysiques qui permettent d'effectuer des mesures précises pour la vision la plus détaillée de la géologie de sub-surface et de la propriété des roches.
- **OFS**, Oilfield services se focalise sur l'étude des réservoirs de pointe et des solutions technologiques de puits (sous-sol), elle se compose en trois groupes, qui suivent toute la chaîne d'exploitation des puits.

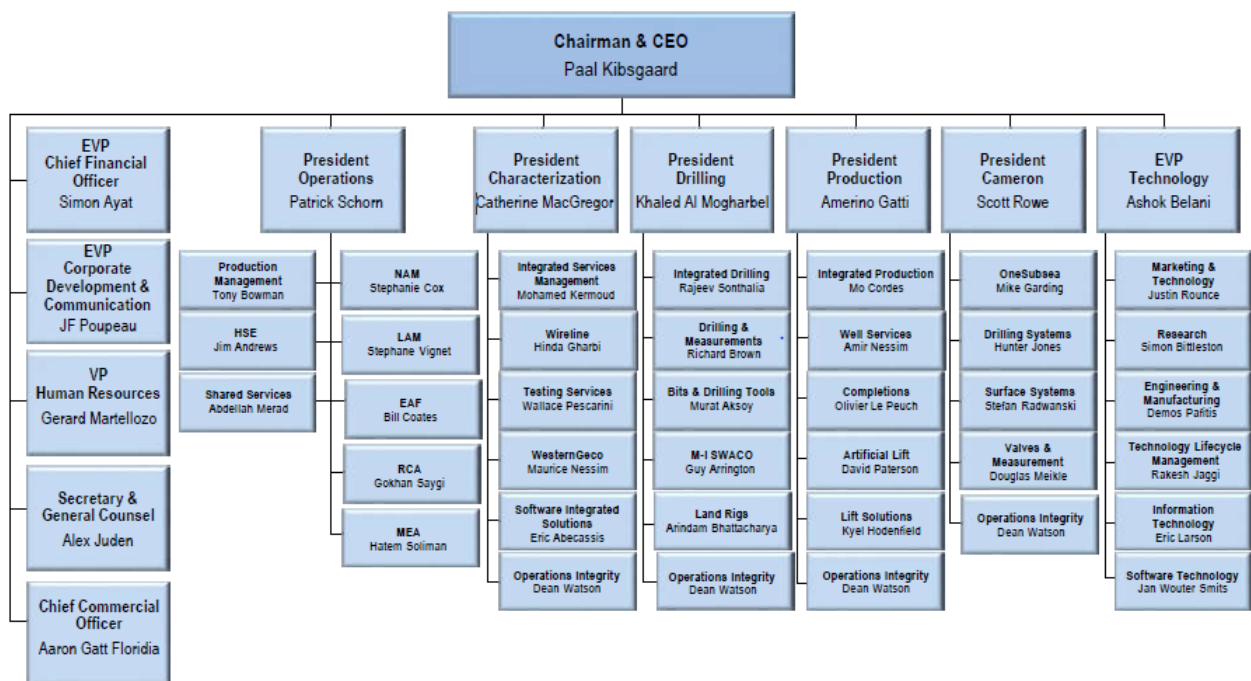


FIGURE 1.1 – Structure Schlumberger Limited

1.3.2 Les GeoMarkets de Schlumberger

Chacun des segments est constitué d'un certain nombre de GeoMarkets. Une GeoMarkets est un pays ou un groupe de pays gérés dans le cadre d'une seule structure. Elles fournissent

un soutien local et une expertise dont les segments ont réellement besoin afin de fonctionner correctement dans ces pays. L'entreprise gère ses activités à travers 41 régions GeoMarkets, qui sont regroupées en quatre zones géographiques :

- Amérique du Nord (**NOM, North America**) : regroupe Alaska, Canada, Golfe du Mexique et les Etats Unis.
- Amérique Latine ou **Latin America (LAM)** : regroupe l'Amérique du Sud, Amérique Centrale et les Caraïbes.
- Europe et Afrique (**EAF**) : Europe Continentale, Libye, North Africa Geomarket (Algérie, Tunisie et le Maroc), Nigeria, Mer du Nord, Ouest et Sud d'Afrique.
- Moyen-Orient et en Asie (**Middle East Area, MEA**) : regroupe l'Egypte et le Soudan, Moyen Orient et pays du Golfe Arabe. et Asia Area (**ASA**) regroupe l'Australie, la Chine, l'Inde, l'Indonésie, Sud et Est de l'Asie.

La figure suivante représente la répartition cartographique des différents GéoMarkets de Schlumberger

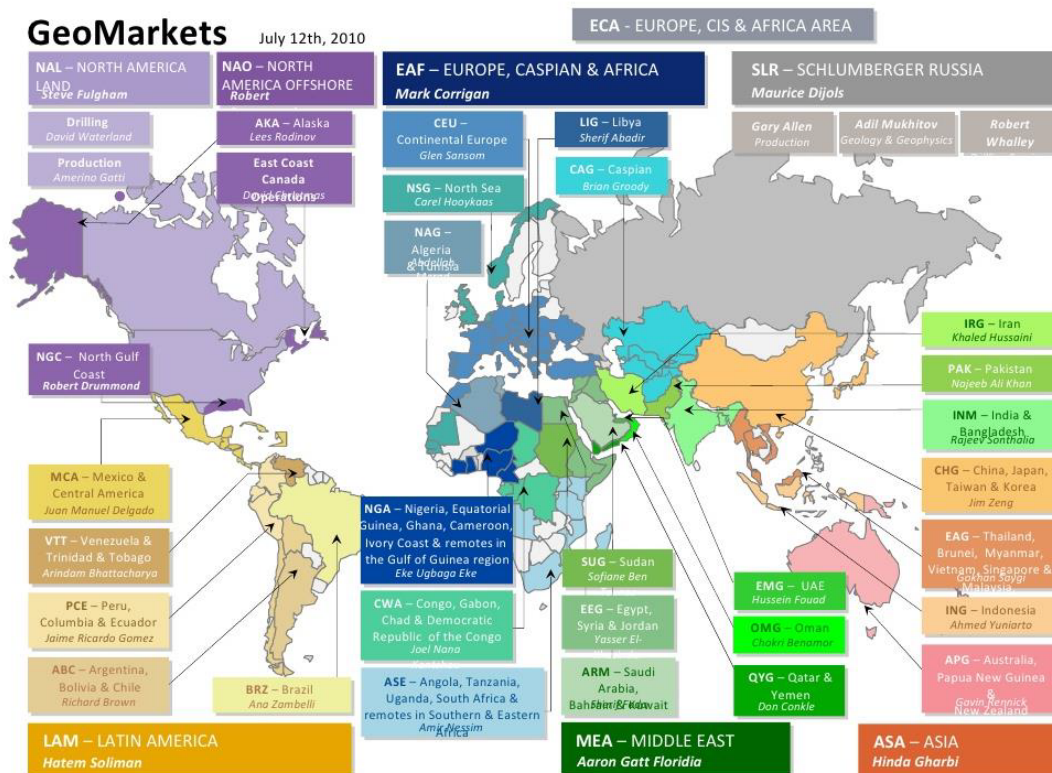


FIGURE 1.2 – Les GeoMarkets de Schlumberger OFS

1.3.3 Les segments de Schlumberger

A travers la technologie que détient l'entreprise Schlumberger et les formations de haute qualité qu'elle offre à ces employés, cette dernière compte 14 segments technologiques de base. Ces segments sont partagés entre trois groupes :

- Reservoir Characterization Group

- Drilling Group
- Production Group
- Cameron Group

Les segments que comporte le groupe **Characterization** sont :

- ✓ Intergrated Services Management (ISM);
- ✓ Wireline;
- ✓ Testing and Process;
- ✓ Western Geco
- ✓ Software Integrated Solutions

Les segments que comporte le groupe **Drilling** sont :

- ✓ Bits and Drilling Tools;
- ✓ Drilling and Measurements;
- ✓ Integrated Drilling Services;
- ✓ M-I Swaco;
- ✓ Schlumberger Land Rigs.

Les segments que comporte le groupe **Production** sont :

- ✓ Well Services WS;
- ✓ **Artificial Lift**;
- ✓ Completion;
- ✓ Integrated Productions Services .

Les segments que comporte le groupe **Cameron** sont :

- ✓ OneSubsea;
- ✓ Drilling Systems;
- ✓ Surface Systems;
- ✓ Valves and Measurements

1.4 La culture de Schlumberger

Chez Schlumberger, il existe trois valeurs fondamentales qui guident les employés au cours de leurs activités :

- Les ressources humaines : qui sont considérées comme la plus grande force de Schlumberger.
- La technologie : qui représente leur avantage concurrentiel.
- Le profit : est la pierre angulaire de leur future.

En fait, les racines de la valeur de l'entreprise peuvent être assimilées aux valeurs de la famille Schlumberger, qui insiste fermement sur l'importance de l'apprentissage et l'éducation. Conard et Marcel Schlumberger croyait en l'idée d'assurer la réussite de leur entreprise en réinvestissant les bénéfices réalisés, en particulier dans la recherche et développement. Aujourd'hui, pour construire et développer ses technologies, Schlumberger possède un vaste réseau d'ingénierie et de centres de fabrication à travers le monde, dont le principal rôle est de produire et maintenir les produits les plus avancés et les plus fiables dans l'industrie, soutenue par des opérations et des normes de produit de classe mondiale.

Et grâce à un réseau de centres de technologie internationale, Schlumberger maintient les industries de services d'engagement le plus long dans la technologie et l'innovation. En outre, elle dispose de 25 installations de recherche et d'ingénierie dans le monde entier, et six centres de recherche et développement situés en :

- Boston, USA
- Cambridge, UK
- Dhahran, Saudia Arabie
- Rio de Janeiro, Brasil
- Stavanger, Norvège
- Et Moscou, Russie



FIGURE 1.3 – Localisation des principaux centres de recherches et de développement de Schlumberger (2014).

La politique de Schlumberger vise à maintenir la confiance de ses clients et de ses actionnaires, ainsi que de toutes les parties prenantes. Elle se focalise sur l'amélioration de son image

de marque, ce qui permet d'attirer et de fidéliser ses clients et ses employés. L'un des atouts de l'entreprise est la diversité de sa main-d'œuvre, avec des hommes et des femmes de plusieurs nationalités qui travaillent ensemble et partagent des objectifs et des valeurs communs. La principale devise de la société, énoncée comme suit : « Mindset of the Blue Print », comprend quatre types de comportement : l'engagement, l'intégrité, le travail d'équipe et l'entraînement, (**commitment, integrity, teamwork and drive**). Tous les employés de Schlumberger sont tenus responsables de l'adoption de ce comportement à travers leurs attitudes, mots et actions lorsqu'ils sont en pleine interaction entre eux mais aussi lorsqu'ils sont en contact avec les parties prenantes (clients, partenaires,...



FIGURE 1.4 – Les principaux éléments du BluePrint de Schlumberger (2014, Guide de Schlumberger)

1.5 Schlumberger en Algérie

L'Algérie fait partie des pays du North Africa GeoMarket «NAG» de Schlumberger, qui regroupe également le Maroc et la Tunisie. Son siège social est localisé à Alger, à la zone d'activité d'Amara de Cheraga, route d'Ouled-Fayet.

Schlumberger est présente sur le marché national algérien depuis plus de 50 ans. Elle possède plusieurs bases au sud Algérien, à Hassi Messaoud, Ain Amenas, Hassi Berkine et à Ain Salah. Les activités de l'entreprise en Algérie sont regroupées en deux catégories technologiques :

- **La Compagnie d'Opérations Pétrolières Schlumberger (COPS)** : située à Hassi Messaoud commune de la wilaya d'Ouargla, elle regroupe toutes les lignes de production et est placée sous l'autorité d'un directeur opérationnel.
- **Le Service Pétrolier Schlumberger (SPS)** : est le siège social de l'entreprise, situé à Alger. Il garantit la politique de gestion des ressources humaines dans toute la région NAG, et est chargé de la gestion financière, la gestion du personnel, Marketing... etc.

Dans le cadre de notre travail on s'est intéressé au segment **Artificial Lift**.

1.6 Artificial Lift

Sur près d'un million de puits de pétrole et de gaz produisant dans le monde, seul 5% parmi eux sont jaillissants.

La plus grande partie de la production mondiale de pétrole et de gaz dépend de l'efficacité des opérations d'artificial lift.

Schlumberger offre une plate-forme de relevage intégrée, éprouvée sur le terrain, qui comprend les systèmes de pompage submersibles électriques REDA et les systèmes de sécurité au gaz et de remontée de gaz de Camco.

La compagnie offre des services exclusifs d'optimisation intégrant une surveillance en temps réel, et sollicitant un travail d'expert, et cela afin d'aboutir à des solutions complètes de levage artificiel qui optimisent la production dans n'importe quel environnement.

1.6.1 Technologies

Pompe électrique submersible

Afin d'augmenter la production, des systèmes de pompes électriques submersibles REDA sont mis en place. Ils soutiennent une vaste gamme d'applications de relevage artificiel.

Gas Lift

Le Gas Lift est une autre méthode de « relevage artificiel » largement utilisée. Comme le nom l'indique, le gaz est injecté dans le tube pour réduire le poids de la colonne hydrostatique, réduisant ainsi la contre-pression et permettant à la pression du réservoir de pousser le mélange de fluides de produit et de gaz jusqu'à la surface.

Pompes horizontales de surface

Obtention de plus de puissance et de flexibilité grâce au système de pompage horizontal multi-étages REDA HPS G3, jusqu'à 2 500 HP en une seule unité. Le moteur flexible de la pompe à surface centrifuge et le montage de la pompe permettent à l'unité d'être facilement modifiée sur le terrain.

Équipement électrique de surface

Les équipements électriques de surface permettent d'assurer un approvisionnement et un contrôle fiables et efficaces de l'énergie grâce à une large gamme de variateurs de vitesse (VSD) et de contrôleurs d'équipement de surface.

Pompe à tige balancier

La tige de pompe dotée d'un raccordement mécanique d'une pompe à balancier qui est destinée au relevage d'un liquide à partir du puits, est une technologie utilisée par Schlumberger à partir de ses infrastructures et de ses capacités de recherches et d'ingénierie.

Pompe à cavité progressives

Depuis 1989, Schlumberger fournit des solutions de pompes à cavité progressives (PCP) à l'industrie pétrolière et gazière. Dotés de plus de 20 brevets, les PCP de Schlumberger sont conçus pour répondre aux exigences des huiles lourdes, moyennes ou légères, pour l'assèchement du méthane de houille et pour les puits de gaz conventionnels.

Production lifting services

Les experts techniques, appuyés par des workflows supérieurs et des outils logiciels, fournissent des solutions innovantes de relevage artificiel, du concept à la conception et au test pour une application spécifique.

Surveillance et optimisation en temps réel

Améliore les performances du système de relevage et élimine les problèmes potentiels grâce à la surveillance des réservoirs et aux diagnostics 24 heures sur 24 et aux services de relevage avancés.

Chapitre 2

Chapitre 2

Génération des hydrocarbures et processus de forage

2.1 Génération des hydrocarbures

2.1.1 Définitions préliminaires

Pétrole : Le pétrole, du latin "petra" et "oleum", soit « huile de pierre » est une huile minérale naturelle utilisée comme source d'énergie. Il est issu d'un mélange variable d'hydrocarbures (molécules composées d'atomes de carbone et d'hydrogène) associé à d'autres atomes, principalement de soufre, d'azote et d'oxygène. Certains de ses composants peuvent être gazeux, liquides et parfois solides selon la température et la pression. Cela explique la consistance variable du pétrole, plus ou moins visqueuse ou liquide ;

Hydrocarbure : un composé organique constitué exclusivement d'atomes de carbone (C) et d'hydrogène (H). Leur formule brute est donc de la forme : C_nH_m , sachant que n et m sont deux entiers naturels ;

Pétrole brut : Pétrole non transformé ;

Gisement : un gisement est une concentration d'une ressource naturelle dans le sol ou le sous-sol que l'on peut exploiter en construisant une mine à ciel ouvert, souterraine et/ou des puits de forage ;

Viscosité : La viscosité peut être définie comme la résistance à l'écoulement d'un liquide. Elle influence ainsi la propagation d'une nappe d'hydrocarbures à la surface de l'eau. Des hydrocarbures pétroliers ayant une faible viscosité sont très fluides et se propagent rapidement, rendant leur confinement difficile. Notons que la viscosité est influencée par la température. En effet, plus la température est faible, plus la viscosité est élevée ;

Perméabilité : La perméabilité d'un matériau (une roche, un tissu, etc.) correspond à son aptitude à se laisser traverser par un fluide sous l'effet d'un gradient de pression ;

Porosité : propriété d'un milieu, d'un sol ou d'une roche de comporter des vides (pores) connectés ou non. Elle est exprimée par le rapport du volume des pores au volume global du milieu.

2.1.2 L'histoire du pétrole

Le pétrole est connu et utilisé depuis la plus haute Antiquité. Il forme des affleurements dans les lieux où il est abondant en sous-sol ; ces affleurements ont été utilisés de nombreuses

façons : calfatage des bateaux, ciment pour le pavage des rues, source de chauffage et d'éclairage, et même produit pharmaceutique. Sa distillation, décrite dès le Moyen Âge, donne un intérêt supplémentaire à ce produit pour les lampes à pétrole.

À partir des années 1850, le pétrole fait l'objet d'une exploitation et d'une utilisation industrielle. Il est exploité en 1857 en Roumanie, en 1859 aux États-Unis, dans l'État de Pennsylvanie, et en 1861 à Borislav en Ukraine. À partir de 1910, il est considéré comme une matière première stratégique, à l'origine de la géopolitique du pétrole. La période 1920-1970 est marquée par une série de grandes découvertes de gisements, particulièrement au Moyen-Orient, qui fait l'objet de toutes les convoitises. Les marchés des produits pétroliers se développent également ; outre les carburants comme l'essence, le gazole et le fioul lourd, qui accompagnent l'essor des transports dans leur ensemble, l'industrie pétrolière génère une myriade de produits dérivés, au nombre desquels les matières plastiques, les textiles et le caoutchouc artificiels, les colorants, les intermédiaires de synthèse pour la chimie et la pharmacie. Ces marchés permettent de valoriser la totalité des composants du pétrole. [Wikipédia]

En Algérie, le pétrole a été découvert pour la première fois en janvier 1956 à Edjeleh dans la région d'In-Amenas. La découverte du plus grand champs pétrolifères à Hassi-Messaoud est intervenue en juin de la même année par la société nationale de la recherche et d'exploitation du pétrole en Algérie (S.N. REPAL).

2.1.3 Origine du pétrole

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

D'après la théorie organique, partagée par la plupart des savants, le pétrole et le gaz se font former à partir des restes organiques des algues marines les plus simples et d'autres organismes. En mourant, les algues et les autres organismes tombent au fond des bassins et s'accumulent dans la couche des roches sédimentaires. A mesure qu'ils se déplacent en profondeur, la température et la pression de la roche augmentent, et sous leur action de matières organiques se transforment en pétrole et en gaz. [1]

2.1.4 Caractéristiques du pétrole [2]

1. Composition chimique

Les hydrocarbures pétroliers contiennent principalement des molécules composées d'atomes de carbone et d'hydrogène. Il s'agit d'alcanes non cycliques (ou paraffines), des cycloalcanes (ou naphthènes), d'alcènes (ou oléfines) et d'hydrocarbures aromatiques. D'autres constituants mineurs sont également présents dans les hydrocarbures pétroliers, comme des métaux et des composés polaires qui contiennent de l'azote, du soufre ou de l'oxygène. Les molécules polaires de faible masse moléculaire sont appelées des résines, les plus lourdes étant regroupées sous l'appellation d'asphaltènes.

| Groupe | Composés | Unité | Pétrole brut | |
|-------------------|-----------------------|-------|--------------|----------|
| | | | Léger | Lourd |
| Alcanes | Totaux | % | 55-90 | 25-80 |
| | Alcanes non cycliques | | 40-85 | 20-60 |
| | Cyclo-alcanes | | 5-35 | 0-10 |
| Alcènes | - | | - | - |
| Aromatiques | Totaux | | 10-35 | 15-40 |
| | BTEX | | 0.1-2.5 | 0.01-2.0 |
| | HAP | | 10-35 | 15-40 |
| Composés polaires | Totaux | | 1-15 | 5-40 |
| | Résines | | 0-10 | 2-25 |
| | Asphaltènes | | 0-10 | 0-20 |
| Métaux | - | Ppm | 30-250 | 100-500 |
| Soufre | - | % | 0-2 | 0-5 |

TABLE 2.1 – Composition chimique du pétrole brut

2. Propriétés physiques

(a) La viscosité et le point d'écoulement

La viscosité des hydrocarbures est essentiellement déterminée par la proportion de composés légers et lourds qu'ils contiennent. Plus le pourcentage de composés légers est élevé, plus le pourcentage d'asphaltènes est faible et plus la viscosité est faible.

Le point d'écoulement est la température à laquelle un produit commence à s'écouler. Dans le cas des hydrocarbures, le produit devient semi-solide et ne coule plus en dessous de cette température. En effet, plus la température baisse, plus les alcanes non cycliques (paraffines) présents dans l'hydrocarbure forment des structures cristallines qui en compromettent l'écoulement (ITOPF, 2012).

(b) La densité

La densité des hydrocarbures correspond à la masse par unité de volume. Cette propriété est utilisée par l'industrie pétrolière pour distinguer les hydrocarbures légers et lourds. Elle est aussi importante pour indiquer la flottabilité des hydrocarbures dans l'eau en cas de déversement.

L'échelle des masses volumiques de l'American Petroleum Institute (API) est couramment utilisée pour décrire la densité des hydrocarbures pétroliers, qui est alors exprimée en degré API. L'équation suivante permet de déterminer le degré API d'un pétrole brut ou raffiné : $API^\circ = (141,5/\text{densité}) - 131,5$. Ainsi, les hydrocarbures ayant une densité API supérieure à 10° seront moins denses que l'eau et auront tendance à flotter, alors que les hydrocarbures ayant une densité API inférieure à 10° seront plus denses que l'eau et auront tendance à couler. On parle généralement de pétrole brut lourd pour les hydrocarbures dont la densité API est inférieure à 20° , de pétrole brut moyen pour les hydrocarbures dont la densité API est située entre 20° et 30° et de pétrole brut léger pour les hydrocarbures dont la densité API est supérieure à 30° . Notons que ces bornes varient selon les pays.

(c) La solubilité

La solubilité est la capacité d'une substance à se dissoudre dans une colonne d'eau. Cette propriété est importante chez les hydrocarbures, car certains, une fois solubilisés, peuvent être toxiques pour les organismes aquatiques (Fingas, 2013), même à très faibles concentrations.

(d) Le point d'éclair

Le point d'éclair, ou point d'inflammabilité, est la température à partir de laquelle un produit dégage suffisamment de vapeur pour former avec l'air un mélange inflammable au contact d'une flamme ou d'une étincelle. Beaucoup d'hydrocarbures fraîchement déversés peuvent facilement s'enflammer tant que les composés volatils ne se sont pas évaporés et dispersés dans l'atmosphère (Fingas, 2013).

(e) La tension inter-faciale

La tension inter-faciale correspond à la force d'attraction ou de répulsion qui s'exerce à l'interface entre les hydrocarbures et l'eau. C'est une donnée qui doit être considérée avec la viscosité pour évaluer la rapidité de la propagation des hydrocarbures sur l'eau. Plus la tension inter-faciale est faible, plus les hydrocarbures se répandront facilement sur l'eau (Fingas, 2013). Cette donnée est présentée pour quelques hydrocarbures pétroliers dans le Tableau. Notons que la tension inter-faciale a tendance à diminuer lorsque la température augmente.

| Propriété | Unité | Pétrole brut | |
|-----------------------|---------------|--------------|-------------|
| | | Léger | Lourd |
| Viscosité | Mpa.s (15°C) | 5 à 50 | 50 à 50000 |
| Point s'écoulement | °C | -40 à 30 | -40 à 30 |
| Densité | g/ml (15°C) | 0.78 à 0.88 | 0.88 à 1.00 |
| Densité API | Degré API | 30 à 50 | 10 à 30 |
| Solubilité dans l'eau | mg/l | 10 à 50 | 5 à 30 |
| Point d'éclair | °C | -30 à 30 | -30 à 60 |
| Tension interfaciale | mN/m (15°C10) | 10 à 30 | 15 à 30 |

TABLE 2.2 – Propriétés physiques du pétrole brut

(f) La tension de vapeur

La tension de vapeur ou la pression de vapeur saturante est la pression à laquelle la phase gazeuse d'une substance est en équilibre avec sa phase liquide ou solide à une température donnée dans un système fermé. L'expression tension de vapeur est parfois utilisée pour désigner la pression de vapeur saturante.[3]

Le tableau suivant représente la tension de vapeur du pétrole brut venant de différents pays :

| Nom du brut | Pays d'origine | TVR (bar) |
|----------------|----------------|-----------|
| Hassi Messaoud | Algérie | 0.75 |
| Nigerian | Nigeria | 0.26 |
| Kirkuk | Irak | 0.29 |
| Qatar | Qatar | 0.50 |
| Kuwait | Kwait | 0.51 |
| Bachaquero | Venezuela | 0.06 |

TABLE 2.3 – Tension de vapeur de quelques pétroles bruts

2.1.5 La formation du pétrole [4]

Pour que le pétrole et le gaz puissent former des gisements au sein de la terre, certaines conditions doivent être remplies : la présence d'une "roche-mère", des conditions favorables à leur transformation, des voies de migration, des réservoirs, et enfin un piège, où il sera bloqué avant d'atteindre la surface.

1. Les roches mères

Dans les profondeurs de la Terre, le pétrole et le 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 (H₂O), en gaz carbonique (CO₂), en nitrates, en sulfates et en phosphates qui peuvent alimenter la croissance de nouvelles plantes.

(a) La lente formation d'une roche mère

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.

(b) L'enfoncement de la roche mère

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 CO₂, de carbone et d'hydrogène, qui se changera ensuite en pétrole ou en gaz.

(c) La formation du gaz et du pétrole

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.

2. La migration des hydrocarbures

A partir de la roche mère où elles sont nées, les molécules d'hydrocarbures, de par leur légèreté, entament un parcours ascendant vers la surface. Elles se concentrent dans les roches poreuses et sont bloquées par les roches imperméables. Ainsi se créent les gisements de pétrole et gisement de gaz.

Dans la roche mère, les hydrocarbures présentent un volume et une pression plus importants que le kérogène initial. Peu à peu, ils sont « expulsés » dans les couches rocheuses imbibées d'eau qui jouxtent la roche mère. Plus légers que l'eau contenue dans ces roches, le gaz et l'huile se déplacent vers la surface en circulant entre les particules minérales des roches. Ce mouvement lent et continu est appelé migration.

Cette migration est difficile. La vitesse dépend de la perméabilité de chaque roche qu'ils traversent et de la taille des molécules (les molécules de gaz ont une ascension plus rapide que les molécules de pétrole). En outre, une partie des hydrocarbures est stoppée, soit parce qu'ils se dissolvent dans l'eau contenue dans les roches traversées (cela affecte surtout le gaz), soit parce qu'ils adhèrent aux grains qui composent ces roches. Ce phénomène se nomme « pertes de migration ». Ces pertes peuvent être très importantes, surtout si l'huile et le gaz parcourent un long trajet au cours de leur progression. De ce fait, une partie des hydrocarbures issus des roches mères ne pourra jamais faire l'objet d'une exploitation pétrolière.

On distingue deux migrations successives : [5]

- **la migration primaire** : les hydrocarbures sont expulsés à l'extérieur de la roche mère vers un milieu adjacent plus poreux, où les fluides peuvent se déplacer. Au départ du processus, ce sont essentiellement les forces liées à l'enfouissement et à la compaction qui provoquent cette expulsion, laquelle peut être latérale, « per descensum » ou « per ascensum ».
- **la migration secondaire** : elle a lieu depuis le voisinage de la roche mère jusqu'au réservoir où les hydrocarbures seront piégés. Ce cheminement vers le haut peut se faire dans un (ou plusieurs) réservoir(s) par des failles, zones de fissures, etc. Pourquoi un cheminement vers le haut ? tout simplement parce que les masses spécifiques du gaz et de l'huile sont plus faibles que celle de l'eau. Sous l'effet de la gravité, les hydrocarbures remontent donc naturellement vers la surface.

Les distances parcourues peuvent parfois être très grandes : on parle de centaines de kilomètres au Moyen-Orient. Les forces mises en jeu sont alors la gravité et la capillarité.

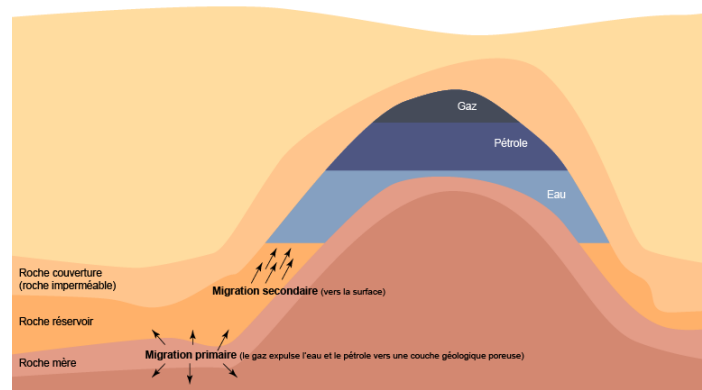


FIGURE 2.1 – Migration primaire et secondaire du pétrole

Les distances parcourues peuvent également être très faibles : cas des lentilles.

3. Les roches réservoirs

La constitution d'un gisement d'hydrocarbures nécessite en premier lieu une roche réservoir. C'est dans ces roches poreuses et perméables que les molécules d'hydrocarbures sont susceptibles de s'accumuler en grandes quantités.

Les roches sédimentaires sont formées de particules solides qui se sont déposées dans l'eau d'une mer, d'un océan, d'un lac ou d'une lagune. Selon la taille de ces particules, les roches ne présentent pas le même aspect : les grains très grossiers donnent des graviers, les grains plus petits donnent des sables, les grains les plus fins composent des argiles ou des boues.

Au sein des roches, on trouve aussi des espaces vides qui définissent leur porosité : plus le pourcentage de vide est important au cœur d'une roche, plus celle-ci est poreuse, comme la pierre ponce par exemple qui peut contenir beaucoup de fluides (eau, pétrole ou gaz). Les espaces ou pores sont plus ou moins interconnectés entre eux – ce que l'on appelle la perméabilité, qui donne la capacité aux fluides de traverser la roche.

L'association de ces deux qualités au sein d'une même roche n'est pas systématique. Les ingénieurs d'exploration pétrolière recherchent les roches réservoirs, appelées tout simplement « réservoirs », qui combinent ces deux qualités : avec une bonne porosité on peut obtenir une grande quantité d'hydrocarbures et avec une bonne perméabilité, l'exploitation sera plus aisée grâce à un déplacement facile des hydrocarbures dans la roche. Mais le gisement d'hydrocarbures ne se formera que si la roche réservoir est surmontée d'une couche de roches imperméables empêchant la remontée verticale du pétrole et du gaz vers la surface, et qu'elle forme un volume fermé, empêchant leur remontée latérale. On appelle roche couverture cette roche qui fait office de barrière et piège les hydrocarbures. Si les argiles et les couches de sels (évaporites) cristallisés forment les meilleures roches couvertures, toute roche suffisamment imperméable peut faire office de roche couverture, à l'instar de certains carbonates très compacts.

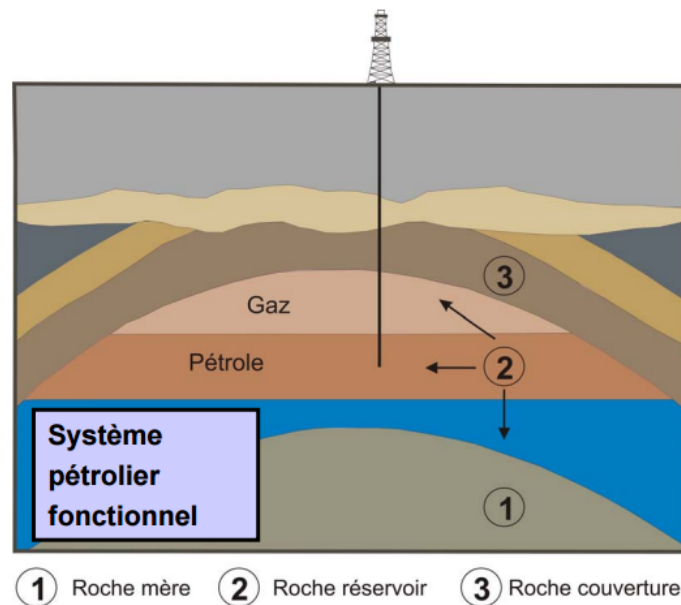


FIGURE 2.2 – Système pétrolier fonctionnel

4. Méthodes du maintien de l'énergie de gisement dans un gîte de pétrole

Au cours de l'exploitation des gisements de pétrole l'énergie des couches, caractérisée par la pression de gisement, baisse progressivement. Si on ne prend pas des mesures pour la venue artificielle du fluide à partir du puits, son prélèvement diminue d'abord pour cesser tout à fait ensuite.

Dans la pratique de chantier, la venue du fluide à partir du puits peut être assurée par pompage, refoulement à l'aide des pompes de fond ou des pompes immergées. Il convient de noter que ces modes imposent des dépenses d'énergie importantes. Par ailleurs, le coefficient de récupération reste bas.

Actuellement, on recourt généralement aux différentes méthodes du maintien de la pression de gisement. Leur principe consiste à injecter dans les couches productives de l'eau, de l'air ou d'autres agents dans des quantités qui compensent le fluide retiré. De cette façon, l'énergie absorbée par la montée du fluide est rétablie complètement ou l'énergie de gisement est maintenue à un niveau optimal.

En maintenant la pression de gisement, on prolonge sensiblement l'exploitation la plus économique (éruptive), améliore le coefficient de récupération et élève les rythmes de prélèvement du pétrole à partir des couches.[1]

2.2 Processus de forage

2.2.1 La prospection du gaz et du pétrole

La prospection du pétrole et du gaz nécessite des connaissances en géographie, en géologie et en géophysique. Le pétrole brut est présent, en général, dans des formations géologiques particulières, telles que les anticlinaux, les pièges de faille et les dômes de sel, que l'on trouve sous divers types de terrains et dans des climats très divers. Après avoir choisi une zone intéressante, on procède à de nombreux levés géophysiques et à des mesures afin d'obtenir une évaluation précise des formations souterraines et, notamment, aux levés suivants [6] :

- *Levés magnéto-métriques* : Des magnétomètres suspendus à des avions mesurent les variations du champ magnétique terrestre afin de localiser les formations de roches sédimentaires dont le magnétisme est généralement inférieur à celui d'autres roches.

- *Levés photogrammétriques aériens* : Des photographies prises d'avion et avec des appareils spéciaux permettent d'obtenir des vues de la Terre en trois dimensions, qui sont utilisées pour localiser les formations terrestres susceptibles de recéler des gisements de pétrole et de gaz.
- *Levés gravimétriques* : Comme la présence d'énormes masses de roche dense augmente la force de la pesanteur, on utilise des gravimètres qui permettent d'obtenir des données sur les formations sous-jacentes en mesurant les infimes variations de la pesanteur.
- *Levés sismiques* : Les études sismiques fournissent des informations sur les caractéristiques générales de la structure souterraine (figure 2.3). On obtient les mesures à partir d'ondes de choc produites par l'explosion de charges placées dans des trous de petit diamètre, à l'aide d'appareils sur terre et dans l'eau qui produisent des vibrations ou des percussions, et par des décharges sous-marines d'air comprimé. Le temps qui s'écoule entre le début de l'onde de choc et le retour de l'écho sert à déterminer la profondeur des couches réfléchissantes. L'utilisation des ordinateurs à grande puissance pour produire des images en trois dimensions améliore considérablement l'évaluation des résultats des essais sismiques.
- *Levés radiographiques* : La radiographie consiste à utiliser des ondes radio pour obtenir des informations semblables à celles fournies par les levés sismiques.
- *Levés stratigraphiques* : L'échantillonnage stratigraphique consiste à analyser des carottes de roches souterraines afin d'y rechercher des traces de gaz et de pétrole. Une longueur de roche cylindrique, appelée carotte, est découpée par un trépan creux et poussée vers le haut dans un tube (carottier) attaché au trépan. Le carottier est ramené à la surface et la carotte est retirée pour être analysée.

Lorsque les levés et les mesures indiquent la présence de formations ou de strates susceptibles de contenir du pétrole, on effectue des sondages d'exploration pour déterminer s'il y a ou non du pétrole ou du gaz et, dans l'affirmative, si celui-ci est extractible et exploitable en quantités commercialement viables.

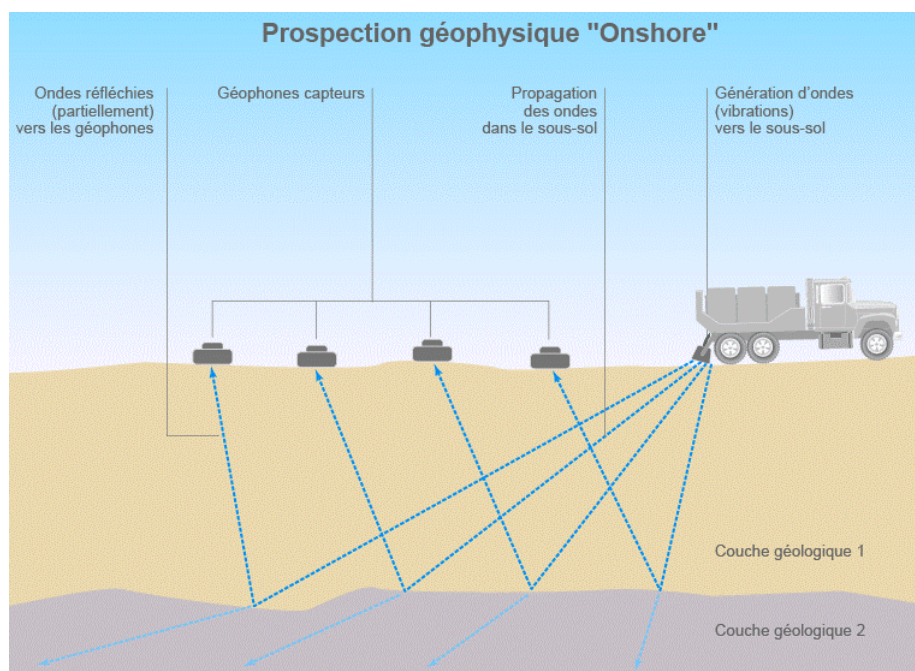


FIGURE 2.3 – Prospection géophysique "Onshore"

2.2.2 Les puits

Description et rôle d'un puits

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

On appelle puits (puits de forage, sonde) une excavation cylindrique verticale ou déviée établie à partir de la surface dans un massif de roches à l'aide des dispositifs mécaniques, sans accès direct de l'homme. Son origine à la surface s'appelle tête de puits, son fond dans le massif des roches, front de taille. La méthode d'exécution d'un puits s'appelle forage ou sondage.

Les rôles essentiels d'un puits sont :

- De permettre l'accès à la formation géologique visée ;
- D'assurer une communication hydraulique optimale avec cette formation ;
- De permettre aux effluents contenus dans cette formation de remonter efficacement et en sécurité vers la surface (pour un puits de production) ;
- De collecter un ensemble de données importantes pour la capitalisation de la connaissance du sous-sol.

Choix de la cible et de la trajectoire du puits

Le premier aspect de la conception d'un puits consiste à définir la cible et la trajectoire du puits.

Le choix de la cible repose sur l'ensemble des informations géologiques, hydrogéologiques et structurales disponibles sur la zone concernée et pour les puits de développement, sur des critères de production du gisement. Une fois la cible définie, il faut fixer l'emplacement de la tête de puits. Celui-ci va dépendre de considérations à la fois techniques, économiques et environnementales.

Une fois définis les points de départ et d'arrivée d'un puits, il faut dessiner la trajectoire à suivre. Quelques formes de trajectoires types sont montrées sur la figure suivante :

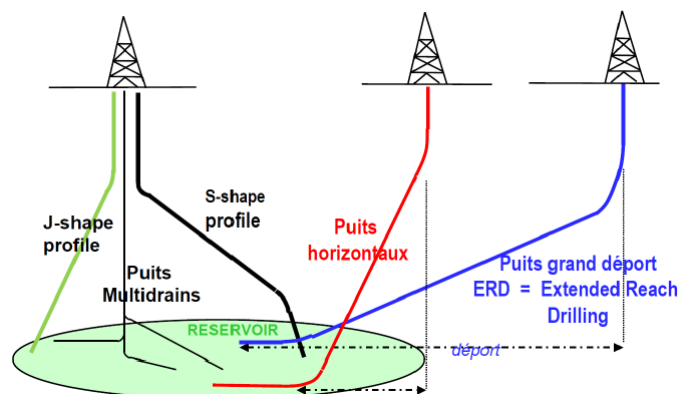


FIGURE 2.4 – Trajectoires types de puits

La trajectoire la plus répandue est la trajectoire en forme de J. Elle est constituée d'une première partie verticale jusqu'à une cote appelée KOP (kick-off point, KOP). Commence alors une phase de montée en angle (build up), dont le rayon de courbure est plus ou moins prononcé. Le forage se termine par une phase stabilisée dans son inclinaison.

Choix de l'architecture du puits

Une fois fixé l'emplacement et le profil du puits, il convient de définir les caractéristiques de construction de l'ouvrage qui permettront à ce dernier d'atteindre son objectif dans les meilleures conditions opérationnelles, de coût et de sécurité possibles.

Le choix de l'architecture du puits réside essentiellement dans le choix des éléments suivants :

- Le nombre de phases de forage à réaliser jusqu'à la cible ;
- Le diamètre et la profondeur d'arrêt de chaque phase ;
- La nature des colonnes à descendre à chaque phase (cuvelages ou *liners*) et pour les *liners*, la profondeur du point d'ancrage (*top of liner, TOL*) ;
- Les caractéristiques des colonnes à descendre : diamètre, épaisseur, nuance d'acier (grade), géométrie et filetages des raccords.

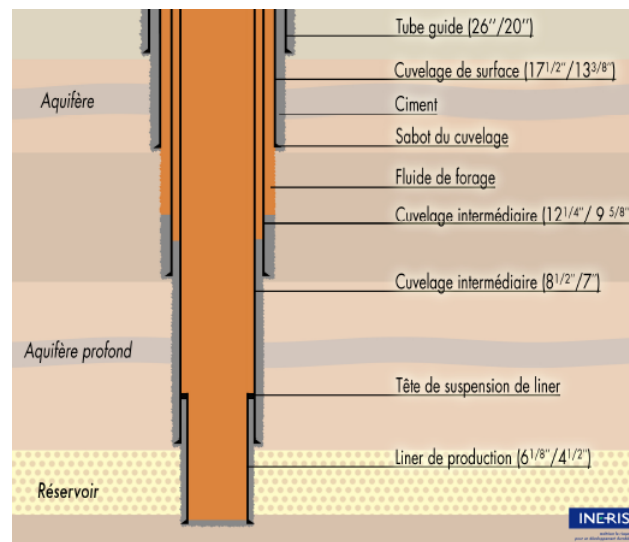


FIGURE 2.5 – Exemple d'architecture d'un puits à terre

Le tubage (Casing)

Au cours du forage, le trou de sonde dégage des terrains différents suivant la composition, les propriétés physiques et chimiques, les pressions de gisement et de pores. Les roches peuvent être stables ou susceptibles d'éboulements et de gonflements dans le sens du trou par effet de fluage. Un trou de sonde peut découvrir des couches à basse pression, qui absorbent le fluide de forage, et à pression élevée, productives et improductives.

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

Les objectifs principaux du tubage sont :

1. Former un canal durable et étanche pour le transfert du pétrole, du gaz et de l'eau de la couche à la surface ou pour refouler dans la couche divers agents (eau, gaz, vapeur, etc.) ;
2. Assurer la sécurité de l'isolation des horizons à pression différentes, ainsi que l'isolation des horizons productifs et improductifs entre eux ;

3. Raffermer les parois du trou constituées par des roches à stabilité insuffisante.

Les tubages de différents diamètres et longueurs descendus dans le puits forment ce qu'on appelle la construction du puits, cette notion traduit les caractéristiques suivantes : les dimensions de l'outil et, par suite, le diamètre du trou ; le nombre et la longueur des colonnes de tubage, leurs paramètres de résistance ; la hauteur de la montée du coulis de ciment au-delà de chaque tubage.

2.2.3 Le forage

Techniques de forage

Pour forer un puits de pétrole, trois principales techniques existent :

- **Forage par battage** : Le battage consiste à briser la roche en laissant régulièrement tomber un outil (le trépan).

L'efficacité de la désagrégation des roches par battage au câble est directement proportionnelle à la masse de l'outil, à la hauteur de sa chute, à l'accélération de cette dernière, au nombre d'impacts portés à la taille par unité de temps, et inversement proportionnelle au carré du diamètre du trou. A égalité des conditions, l'efficacité de la désagrégation dépend sensiblement de la correspondance entre le trépan et les propriétés des terrains attaqués.

Le battage est largement appliqué dans la prospection géologique des industries minières et huilières, dans la recherche géologique d'ingénieur, pour le forage des trous de mine, ainsi que pour l'exécution des puits assurant l'approvisionnement en eau de la population, de l'industrie et de l'agriculture. Ce mode s'emploie pour le sondage des couches pétrolifères épuisés à basse pression. [1]

- **Forage par percussion MFT (Marteau Fond de Trou)** : Cette technique permet de traverser des terrains durs comme le rocher (granites) ou sédimentaires consolidées (grès, calcaires). Un taillant à boutons en carbure de tungstène fixé directement sur un marteau pneumatique, est mis en rotation et percussion pour casser et broyer la roche du terrain foré. Le marteau fonctionne comme un marteau piqueur, à l'air comprimé qui est délivré par un compresseur en plus de la machine de forage. Le flux d'air permet de remonter les cutting du terrain.

- **Forage par rotation** : de nos jours c'est le mode le plus utilisé dans le monde. Il consiste à forer d'une certaine façon dans le massif à l'aide d'un trépan, outil de désagrégation des roches animé d'un mouvement de rotation continu. Les déblais arrachés par le trépan sont remontés à la surface à partir de la taille par un courant de boue de forage ou de gaz refoulé vers le trépan sans interruption[1].

On peut distinguer deux modes de forages par rotation, et cela selon l'emplacement du moteur qui assure la rotation de l'outil :

1. **Forage rotary** : dans ce mode de forage, le moteur (électrique, diesel, turbine, machine à vapeur) se trouve à la surface. L'outil fixé à la colonne du train de sonde tourne alors avec cette colonne descendue dans le trou. Le train de sonde est entraîné par la table de rotation reliée par les organes de transmission (compound, boîte de vitesse, réducteur).
2. **Forage par moteurs d'attaque** : Lorsque le forage est mené à l'aide des moteurs d'attaque (hydraulique ou électriques), le trépan est relié à son arbre de rotation et descendu dans le trou fixé à la colonne du train de sonde.

Dans le cas d'utilisation des moteurs d'attaque hydrauliques (turbo-foreuses, moteurs volumétriques) l'énergie est fournie par le courant de boue qui entraîne en rotation l'arbre du moteur et le trépan.

Les électro-foreuses sont alimentés en courant par un câble placé à l'intérieur de la colonne du train de sonde.

Description d'une unité de forage

Une unité ou appareil de forage (*rig*) est un ensemble d'équipements permettant d'assurer les fonctions de levage, de rotation, de pompage, de traitement des fluides de forage, de sécurité et de puissance nécessaires au forage. On retrouve [11] :

- Les éléments constitutifs de la garniture de forage, principalement :
 - Le trépan (*drill bit*) : Outil de forage, vissé à l'extrémité du train de tiges ;
 - Le moteur de fond (*mud motor*), dans le cas d'un entraînement de l'outil par moteur de fond ;
 - Les stabilisateurs (*stabilisers*) ;
 - Les instruments de mesures à l'avancement (*measurement while drilling "MWD"*) et de diagraphies à l'avancement (*logging while drilling "LWD"*) ;
 - Les masses-tiges (*drill collars*) ;
 - Les tiges de forage (*drill pipes*) et leurs raccords (*tool joints*) ;
 - La tige carrée (*kelly*), dans le cas d'un entraînement de la garniture par une table de rotation.

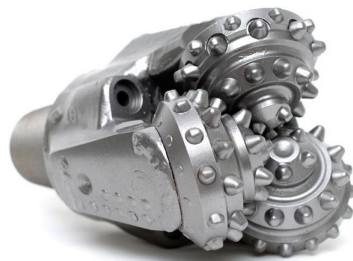


FIGURE 2.6 – Trépan utilisé dans un forage

- Une structure métallique permettant de soutenir le poids de la garniture et de manoeuvrer celle-ci :
 - Une tour (*derrick*) ou un mât (*mast*) de forage : Un derrick est une structure qui doit être montée verticalement, ce qui nécessite des opérations longues et délicates, tandis que le mât est une structure articulée à sa base, ce qui lui permet d'être montée horizontalement puis relevée en position verticale. Le derrick est adapté aux unités flottantes (puisqu'il n'a pas à être démonté) tandis que le mât est mieux adapté aux forages à terre ;
 - Un ensemble de poulies fixes (*crown block*) et un ensemble de poulies mobiles (*traveling block*) pour le mouflage du câble ;
 - Un câble de forage (*rotary drilling line*) ;
 - Un crochet (*hook*) ;

- Un treuil (*drawworks*) : un dispositif mécanique permettant de commander l'enroulement et le déroulement d'un câble.
- Un plancher de forage (*drill floor*) et un poste de commande (*dog house*);
- Un équipement pour l'entraînement en rotation. Il peut s'agir :
 - D'une table de rotation (*rotary table*) : un équipement mécanique délivrant un couple aux tiges de forage ;
 - D'une tête d'injection motorisée (*top drive*);
 - D'un moteur de fond.
- Des équipements de circulation, de traitement et de stockage de la boue et de récupération des déblais :
 - Des pompes à boue haute pression (*mud pumps*);
 - Une colonne montante;
 - Une tête d'injection (*swivel*);
 - Des tamis vibrants (*shakers*);
 - Des hydrocyclones (*desanders, desilters*);
 - Une centrifugeuse;
 - Des bacs à boue (*mud tanks*);
 - des borbiers ou bacs de récupération des déblais.
- Une unité de puissance, constituée de moteurs diesel ou diesel-électrique. L'unité de puissance apporte notamment l'énergie nécessaire au fonctionnement :
 - Du treuil;
 - Du moteur d'entraînement rotatif (sauf dans le cas d'un moteur de fond);
 - Des pompes à boue.
- Des équipements de sécurité :
 - Un bloc d'obturation du puits ou BOP (*Blowout preventer stack*) et ses conduites annexes (*choke line, kill line*), qui permettent d'obturer le puits et de contrôler une éventuelle venue d'effluents dans le puits ;
 - Un manifold de duses (*choke manifold*) pour permettre de contrôler la pression en tête de l'annulaire, notamment lors de l'application d'une procédure de contrôle de venues ou dans le cas d'un forage en pression contrôlée ;
 - Un diverter (équipement de dérivation);
 - Des dégazeurs (*mud gas separator, poor boy degasser*);
 - Une torchère : haute tour métallique servant à brûler les déchets de gaz naturel.
- Des ateliers et stockages divers :
 - Zones de stockage pour les tubulaires (tiges de forage, cuvelages);
 - Magasins de stockage de produits consommables divers ;
 - Ateliers de mécanique et soudure.

- Une réserve d'eau pour les besoins divers en eau : fluide de forage, nettoyage, lutte contre les incendies ;
- Des bassins de rétention des eaux (eau de nettoyage, eaux pluviales) ;
- Des cuves de carburants ;
- Des cabines de chantier pour le personnel et les sociétés de services ;
- Des voies d'accès et de circulation.

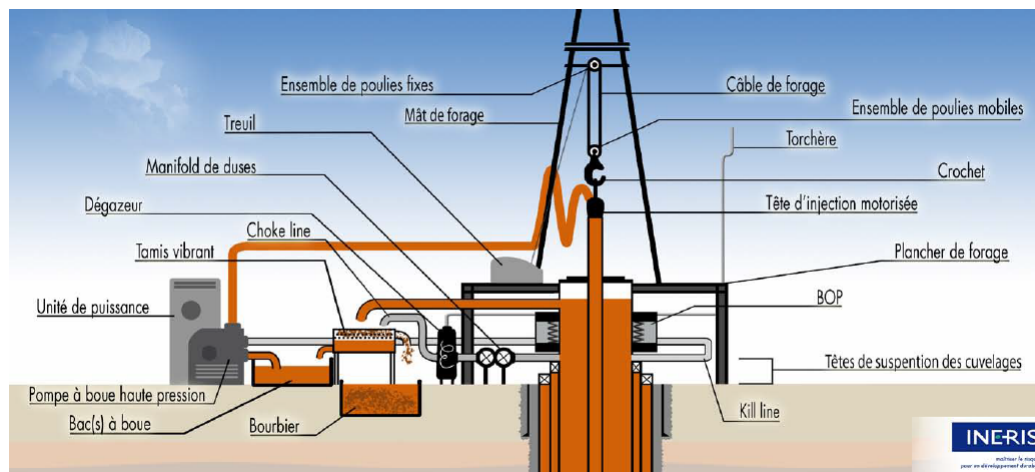


FIGURE 2.7 – Description schématique d'un appareil de forage à terre

Réalisation du forage

• Installation du chantier

Le processus commence par le forage d'un trou profond dans la terre. Pour ce faire, un trépan attaché à une tige de forage est utilisé. Le diamètre varie de 5 à 50 pouces. Après le forage de chaque section, un tube en acier légèrement inférieur au diamètre du trou est déposé et souvent du ciment est utilisé pour combler l'espace.

Ce tubage ou "casing" est utilisé pour conférer une certaine intégrité structurale au trou et aux zones isolées de haute pression qui peuvent exploser si elles sont autorisées à se libérer.

Le processus de forage se déroule en présence de « boue » - un mélange de fluides, solides et, produits chimiques - qui lubrifient le peu et aider à déplacer le roc cassé hors du chemin.

En fait, les pompes refoulent à partir du bassin d'aspiration la boue dans la conduite de haute pression. Ensuite, par la colonne montante, le flexible d'injection et la tête d'injection, la boue est amenée dans l'orifice inférieur de la tige d'entraînement pour de déplacer le long du train de sonde vers le trépan. Chassée des duses de trépan, la boue entraîne les déblais arrachés au terrain et les remonte à la surface par l'espace annulaire trou-train de sonde. En atteignant la tête de puits, la boue s'écoule dans la rigole du système de circulation lié à la colonne descendue dans le trou appelée tubage. Puis la boue est épurée des déblais, et si la nécessité se présente, ses propriétés sont réglées par traitement aux agents chimiques. La boue épurée et retraitée est de nouveau dirigée dans le bassin de réception et d'aspiration, d'où elle est encore refoulée par les pompes dans le puits. Le déplacement de la boue dans le circuit : bassin d'aspiration- pompes- puits- système de

circulation- bassin d'aspiration, est désigné par le terme de circulation cyclique.

À mesure que le trépan se déplace plus profondément, de nouvelles sections de tubes sont ajoutées à la « chaîne ». Ceux-ci sont vissés sur le top-drive à la surface dans un processus connu comme "faire une connexion." [13]

- **Phase de production**

La phase la plus importante de forage est la phase de production. C'est la période pendant laquelle le pétrole ou le gaz est effectivement tiré du sol.

Pour la plupart des puits, la pression à l'intérieur du réservoir est suffisante pour pousser l'huile ou le gaz vers la surface. Dans les régions plus épuisées, cependant, d'autres moyens sont nécessaires[13].

- **Abandon du puits**

Un puits ne meurt pas, mais atteint plutôt sa « limite économique », le point où le pétrole ou le gaz qui en sort ne couvre plus les coûts associés à l'exploitation. Lorsque cela se produit, le tube est enlevé et le ciment est **poré** pour s'assurer que les réservoirs d'hydrocarbures restent séparés de l'eau et de la coupure de la surface.

La tête de la pompe est alors creusée et enlevée, un chapeau est soudé en place, et tout est enterré.

Avec autant d'étapes se déroulant dans des trous relativement étroits au-dessous de la surface de la terre, il y a beaucoup de place pour que des accidents se produisent. À mesure que les réserves prouvées diminuent et deviennent plus difficiles à remplacer, les foreurs sont obligés de chercher des sources d'hydrocarbures plus profondes et moins fiables et ces endroits sont souvent plus difficiles et dangereux à forer[13].

2.3 Conclusion

Etant donné l'essor que connaît actuellement le monde de l'industrie, son développement et son avancement technologique, les besoins en énergie ne cessent d'augmenter, particulièrement l'exploitation des gisements pétroliers considérés depuis le siècle dernier comme une première ressource. Cette demande a eu pour effet l'épuisement de ces gisements et le changement de leurs mode d'écoulement qui ne se fait plus naturellement, ce qui les rend de plus en plus inaccessibles, c'est pour cela qu'une modélisation des différents types d'écoulement et leurs mise en équation s'impose afin de mieux les exploiter tout en réalisant du profit.

Chapitre 3

Chapitre 3

Écoulement et mise en équations

3.1 Introduction

En génie pétrolier, les écoulements gaz-liquide (multiphasiques) sont fréquemment rencontrés surtout dans l'exploitation des gisements. L'exploitation des gisements pétroliers peut être faite naturellement sous l'effet de la force exercée par le gaz sur le pétrole, ou artificiellement en injectant du gaz sous pression dans la poche du gisement.

Dans le cadre de notre étude on s'intéressera particulièrement aux fluides monophasiques.

3.2 Écoulement monophasique

3.2.1 Concept de fluide

On désigne sous le nom de fluides des milieux « facilement déformable », comme les liquides et gaz. La notion de fluides s'oppose à celles des solides. Cette distinction, qui rejoint celle de la physique élémentaire entre les différents états de la matière, solide, liquide, gaz est fondée sur le comportement mécanique de ces corps. On peut ainsi définir les fluides comme des milieux matériels pouvant être déformés de façon quelconque à partir d'efforts dont la valeur peut être aussi réduite que l'on veuille, par le choix d'une vitesse de déformation suffisamment faible.

Ainsi, à l'opposé de ce qui se passe dans les solides, il n'existe pas de seuil de contrainte pour obtenir une déformation donnée.

3.2.2 Axiomes de base sur la nature du milieu fluide

On précise dans ce qui suit les caractères et les limites des différentes hypothèses faites quant à la nature du milieu fluide.

Hypothèse de continuité

Les fluides seront considérés comme des milieux continus, c'est-à-dire des milieux dont les caractéristiques physiques (vitesse, contrainte, température etc. . .) varient de façon continue d'un point à un autre. La conservation de cette continuité au cours du temps, implique également la continuité des transformations du milieu de façon à ce que deux éléments de fluides en contact à un instant initial le demeurent à tout instant ultérieur et réciproquement.

Ces hypothèses qui correspondent au point de vue macroscopique habituel de la mécanique, tant que l'échelle des phénomènes considérés est très supérieure à celle des mécanismes élémentaires que l'on rencontre au niveau moléculaire. Elles sont par contre en défaut pour les

écoulements à basse densité, au travers des milieux poreux, dans les phénomènes d'onde de choc, de diffusion moléculaire, etc. . .

Homogénéité- isotropie

Les fluides purs sous une seule phase sont en général des milieux homogène et isotropes pour la plupart de leurs propriétés physiques, en ce sens que ces propriétés sont les mêmes en tout point du fluide et sont indépendantes de la direction considérée.

Les mélanges de deux ou plusieurs gaz, ou encore les liquides parfaitement miscibles, constituent également du point de vue macroscopique des milieux homogènes et isotropes.

3.2.3 Equations de la mécanique des fluides

Equation de continuité

L'équation de continuité traduit le principe de conservation de la masse du fluide au cours de l'écoulement, autrement dit il n'y aura ni apport ni prélèvement de la matière pour un volume de contrôle donnée.

La masse de volume qui rentre par unité de temps, est égale à la masse de volume qui sort par unité de temps.

On peut traduire cela par l'équation suivante, dite équation de continuité :

$$Q = V_1 S_1 = V_2 S_2 \quad (3.1)$$

Avec :

- Q : débit écoulé en m^3/s .
- V_1, V_2 : vitesses moyennes des particules fluides.
- S_1, S_2 : sections d'écoulement.

Equation du mouvement

les équations de Navier-Stokes sont des équations aux dérivées partielles non linéaires qui décrivent le mouvement des fluides « newtoniens » (liquide et gaz ordinaires) dans l'approximation des milieux continus.

En écrivant la somme des forces qui exercent sur un élément fluide en mouvement permanent, et en moyennant un certain nombre d'hypothèse, on aboutit aux équations suivantes :

$$\begin{cases} \frac{1}{\rho} * \frac{\partial p}{\partial x} = X - \frac{\partial u}{\partial t} - \mu \Delta u \\ \frac{1}{\rho} * \frac{\partial p}{\partial y} = Y - \frac{\partial v}{\partial t} - \mu \Delta v \\ \frac{1}{\rho} * \frac{\partial p}{\partial z} = Z - \frac{\partial w}{\partial t} - \mu \Delta w \end{cases} \quad (3.2)$$

Avec :

- $\frac{1}{\rho} \overrightarrow{grad} P$: Force de pression.
- $F(X, Y, Z)$: Force extérieures rapportées à l'unité de masse.
- $V(U, V, W)$: vecteur vitesse d'écoulement.
- μ : viscosité dynamique (m^2/s)

3.2.4 Caractéristiques des fluides [7]

Fluide parfait

Soit une molécule constituant un fluide. Considérons \vec{dF} la force de l'interaction au niveau de la surface élémentaire dS de la particule de normale n entre la molécule et le milieu extérieur. La force \vec{dF} peut être décomposée en une composante tangentielle \vec{dF}_T et une composante normale \vec{dF}_N à la surface dS .

Un fluide est dit parfait s'il est possible de décrire son mouvement sans prendre en compte l'effet de frottement. C'est-à-dire que la composante \vec{dF}_T est nulle. Autrement dit, la force est normale à l'élément de surface dS .

Fluide réel

Contrairement à un fluide parfait, qui n'est utilisée que pour simplifier les calculs, les forces de frottement interne qui s'oppose au glissement relatif des couches fluides sont prises en considération dans un fluide réel. Néanmoins, quand un fluide est au repos, il peut être considéré comme étant un fluide parfait.

Fluide incompressible

Un fluide est dit incompressible lorsque le volume occupé par une masse donnée ne varie pas en fonction de la pression extérieure. Les liquides peuvent être considérés comme des fluides incompressibles.

Fluide compressible

Un fluide est considéré comme compressible lorsque le volume occupé par une masse donnée varie en fonction de la pression extérieure. Les gaz sont des fluides compressibles.

3.2.5 Propriétés des fluides

Nous allons parler des fluides Newtoniens, c'est-à-dire équivalent à milieu matériel, homogène, continu et isotrope, pour lesquels les relations de comportement contraintes-déformations sont des fonctions linéaires.

Masse volumique - Compressibilité, Dilatabilité

La masse volumique ρ dépend de la pression et de la température. On définit un coefficient χ_T de compressibilité et un coefficient β_P de dilatabilité tel que [8] :

$$\chi_T = \frac{1}{\rho} * \left(\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_T \quad (3.3)$$

et

$$\beta_P = \frac{1}{V} * \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_p \quad (3.4)$$

Pour les liquides on peut en général négliger la variation de la masse volumique en fonction de la pression $\chi_T = 0$. L'influence de la température doit quant à elle être prise en compte dans les problèmes de convection naturelle, ou lors de la traversée d'échangeurs de chaleurs conduisant à un échauffement ou à un refroidissement important ($\Delta T > 50^\circ$). Dans tous les

autres cas, un liquide peut être considéré comme incompressible ($\rho=\text{constante}$), et par suite, le principe de conservation du débit masse m s'identifie au principe de conservation du débit volume V

$$m = \rho * V \quad (3.5)$$

Les gaz occupent quant à eux tout le volume qui leur est disponible. Ce sont donc des fluides compressibles. Pour un gaz parfait on a :

$$\chi_T = \frac{1}{P} \text{ et } \beta = \frac{1}{T}$$

Viscosité

Viscosité dynamique Si un fluide s'écoule le long d'une paroi rigide, la vitesse d'écoulement des molécules en contact avec cette paroi est assimilée à la valeur nulle sous l'effet des forces d'interaction entre les molécules et cette paroi. De ce fait, chaque molécule repérée par la position z sur l'axe perpendiculaire à la paroi ralentit les molécules adjacentes mais se trouvant à une distance $z+dz$. Cela donne lieu à des vitesses d'écoulement qui sont fonction de la distance z . Autrement dit, le mouvement du fluide peut être considéré comme résultant du glissement des couches de fluide les unes sur les autres et à des vitesses différentes.

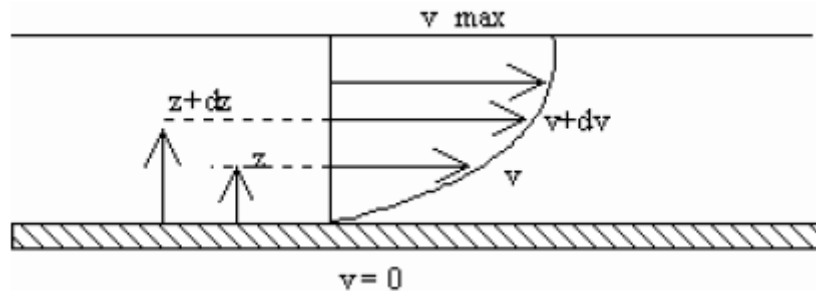


FIGURE 3.1 – Schéma représentant le profil de vitesse de l'écoulement d'un fluide visqueux sur une paroi plane

La viscosité dynamique exprime la proportionnalité entre la force \vec{F} exercée par le courant sur la paroi rigide de la surface S et la variation de vitesse ΔV entre deux couches s'écoulant à une distance Δz l'une de l'autre, tel que :

$$F = \mu * S * \frac{\Delta V}{\Delta Z} \quad (3.6)$$

Avec, F : Force de glissement entre les couches en (N); μ : Viscosité dynamique en (kg/m.s); S : Surface de contact entre deux couches en (m^2); ΔV : Écart de vitesse entre deux couches en (m/s); ΔZ : Distance entre deux couches en (m).

Viscosité cinématique La viscosité cinématique est le quotient de la viscosité dynamique par la masse volumique du fluide.

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (3.7)$$

3.2.6 Régime d'écoulement d'un fluide incompressible

Nous allons procéder par l'injection d'un volume de fluorescéine dans l'axe d'un tube horizontal parcouru par l'eau, afin de pouvoir définir la trajectoire des particules d'eau, et ainsi le régime d'écoulement suivant le débit du liquide (c'est-à-dire suivant la vitesse car la section d'écoulement reste constante).

Les résultats observés sont les suivants :

- Régime laminaire : dans ce régime la vitesse d'écoulement est suffisamment faible on constate un filet coloré, parfaitement net, très bien délimité et qui ne se mélange pas au filet voisin. C'est la preuve que la masse liquide en mouvement est constituée de filet liquide parallèle et qui ne se mélange pas.
- Régime transitoire : l'augmentation de la vitesse d'écoulement à travers le tube, provoque des vibrations et des oscillations au niveau du filet coloré, il devient instable et sinueux.
- Régime turbulent : dans ce régime la vitesse d'écoulement s'accroît davantage, le filet coloré se rompt. Les particules le constituant se dispersent sous l'effet de mouvements transversaux désordonnés qui finissent par donner une couleur uniforme à toute la masse liquide en mouvement dans le tube en verre.

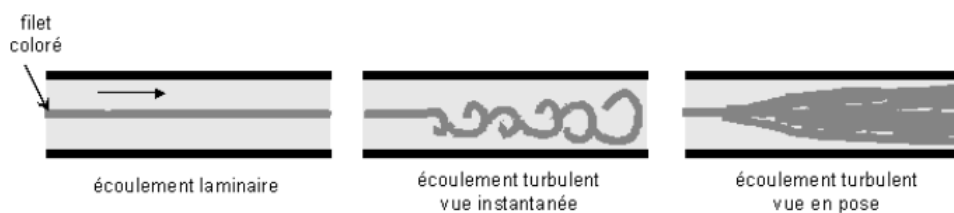


FIGURE 3.2 – Les différents régimes d'écoulement

Nombre de Reynolds un nombre adimensionnel qu'Osborne Reynolds a proposé en 1883 suite à son expérience caractérisant les différents régimes d'écoulement, Si V et la vitesse moyenne de l'écoulement dans le tube, D le diamètre du tube et ν Le coefficient de viscosité cinématique du liquide en mouvement, on désigne par nombre de Reynolds le rapport entre les forces d'inerties et les forces visqueuses tel que :

$$Re = \frac{V * D}{\nu} \quad (3.8)$$

- ✓ Si $Re < 2000$ le régime est laminaire.
- ✓ Si $2000 < Re < 2300$ le régime est transitoire.
- ✓ Si $Re > 2300$ le régime est turbulent.

3.2.7 Calcul des pertes de charge

Pertes de charge linéaires [9]

Considérons un écoulement entre deux points (1) et (2) d'un fluide réel dans une conduite. Les hypothèses de l'écoulement sont les suivantes :

- le fluide est réel et incompressible : ceci sous-entend qu'il existe des forces dues au frottement visqueux qui génèrent un travail négatif et donnent naissance aux pertes de charge
- l'écoulement est permanent : les caractéristiques de l'écoulement ne changent pas en fonction du temps.

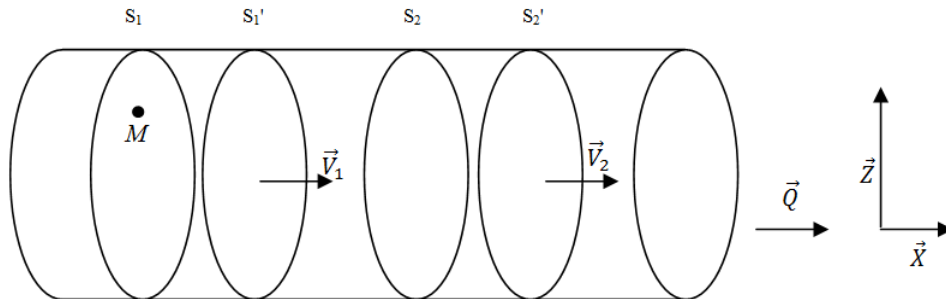


FIGURE 3.3 – Schéma d'une conduite cylindrique

On désigne par :

- S_1 et S_2 respectivement la section d'entrée et la section de sortie du fluide à l'instant t ,
- S'_1 et S'_2 respectivement les sections d'entrée et de sortie du fluide à l'instant $t' = (t + dt)$,
- V_1 et V_2 les vecteurs vitesse d'écoulement respectivement à travers les sections S_1 et S_2 de la conduite.
- dx_1 et dx_2 respectivement les déplacements des sections S_1 et S_2 pendant l'intervalle de temps dt ,
- dm_1 : masse élémentaire entrante comprise entre les sections S_1 et S'_1 ,
- dm_2 : masse élémentaire sortante comprise entre les sections S_2 et S'_2 ,
- M : masse comprise entre S_1 et S_2 ,
- dV_1 : volume élémentaire entrant compris entre les sections S_1 et S'_1 ,
- dV_2 : volume élémentaire sortant compris entre les sections S_2 et S'_2 ,

On considère un axe Z verticale dirigé vers le haut. On désigne par $Z_{1,2}$ et Z respectivement les altitudes des centres de gravités des masses dm_1, dm_2 et M .

On désigne par F_1 et F_2 respectivement les normes des forces de pression au niveau des sections S_1 et S_2 .

A un instant t , le fluide de masse $(dm_1 + M)$ est compris entre S_1 et S_2 .

Son énergie mécanique est de :

$$E_m = E_P + E_C = (dm_1 * g * Z_1 + M * g * Z) + \frac{1}{2} dm_1 * V_1^2 + \int_{S_2}^{S_1} \frac{dm * V^2}{2} \quad (3.9)$$

A un instant $t' = (t + dt)$, le fluide de masse $(dm_2 + M)$ est compris entre S'_1 et S'_2 .

Son énergie mécanique est donnée par :

$$E'_m = E'_P + E'_C = (dm_2 * g * Z_2 + M * g * Z) + \frac{1}{2}dm_2 * V_2^2 + \int_{S'_2}^{S'_1} \frac{dm * V^2}{2} \quad (3.10)$$

En appliquant le théorème de l'énergie mécanique entre les instants t et t' qui dit : « La variation de l'énergie mécanique est égale à la somme des travaux des forces extérieures ».

D'après les hypothèses, le fluide est réel donc, on prendra en considération les forces de pression ainsi que les forces de frottement visqueux.

$$E'_M - E_M = W_{FP} + \sum W_{FF} = F_1 * dx_1 - F_2 * dx_2 + \sum W_{FF} \quad (3.11)$$

⇔

$$E'_M - E_M = P_1 S_1 dx_1 - P_2 S_2 dx_2 + \sum W_{FF} = P_1 dV_1 - P_2 dV_2 + \sum W_{FF} \quad (3.12)$$

Après simplification on aboutit à :

$$dm_2 g Z_2 + \frac{1}{2} dm_2 V_2^2 - dm_1 g Z_1 - dm_1 V_1^2 = \frac{P_1}{\rho_1} dm_1 - \frac{P_2}{\rho_2} dm_2 + \sum W_{FF} \quad (3.13)$$

Or, par principe de conservation de la masse on sait que : $dm_1 = dm_2 = dm$.

Aussi, le fluide est incompressible donc : $\rho_1 = \rho_2 = \rho$.

Enfin, après intégration dm suivant on aboutit à l'équation de Bernoulli :

$$\frac{V_2^2 - V_1^2}{2} + \frac{P_2 - P_1}{\rho} + g * (Z_2 - Z_1) = \frac{\sum W_{FF}}{dm} \quad (3.14)$$

De là, on considère $J_{1,2} = \frac{\sum W_{FF}}{dm}$ comme étant la perte de charge par unité de masse due au frottement visqueux entre le point (1) et (2).

Sachant les pertes de charge linéaire sont proportionnelles à la longueur de la conduite et inversement proportionnelles à son diamètre, mais aussi proportionnelles au carré de la vitesse d'écoulement du fluide. Elles peuvent s'exprimées comme suit :

$$J_l = -\lambda * \frac{V^2}{2} * \frac{L}{D} \quad (3.15)$$

Où, V : vitesse moyenne d'écoulement dans la conduite (m/s); L : longueur de la conduite (m); D : diamètre de la conduite (m); λ : coefficient de perte de charge linéaire (il dépend du régime d'écoulement et notamment du nombre de Reynolds Re).

Les valeurs de λ diffèrent suivant le régime d'écoulement. Certains scientifiques ont proposé des formules empiriques, parmi ces formules on trouve entre autres :

✓ Pour un écoulement laminaire ($Re < 2000$), λ est donné par la formule de Poiseuille :

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (3.16)$$

- ✓ Pour un écoulement turbulent lisse ($2300 < Re < 10^5$), λ est donné par la formule de Blasius :

$$\lambda = 0.316 * Re^{-0.25} \quad (3.17)$$

- ✓ Pour un écoulement turbulent rugueux ($Re > 10^5$), λ est donné par la formule de Blench :

$$\lambda = 0.79 * \sqrt{\frac{k}{d}} \quad (3.18)$$

Avec, k : rugosité de la surface interne de la conduite (mm) ; d : diamètre intérieur de la conduite (mm).

Par contre, pour un écoulement transitoire, il aura fallu attendre la formule de Colebrook :

$$\frac{1}{\lambda} = -2 \log \left[\frac{\varepsilon}{3.7} + \frac{2.51}{Re * \sqrt{\lambda}} \right] \quad (3.19)$$

Avec : ε : rugosité relative de la conduite.

Cette formule est de plus en plus utilisée en raison de son caractère universel, de ses bases expérimentales et théoriques et de la large gamme de variation du nombre de Reynolds à laquelle elle s'applique.

Vue la complexité de sa forme mathématique, l'emploi d'abaques et de tables facilite son emploi. Il suffit de faire correspondre le nombre de Reynolds caractérisant l'écoulement à la rugosité relative de la conduite pour trouver la valeur de λ .

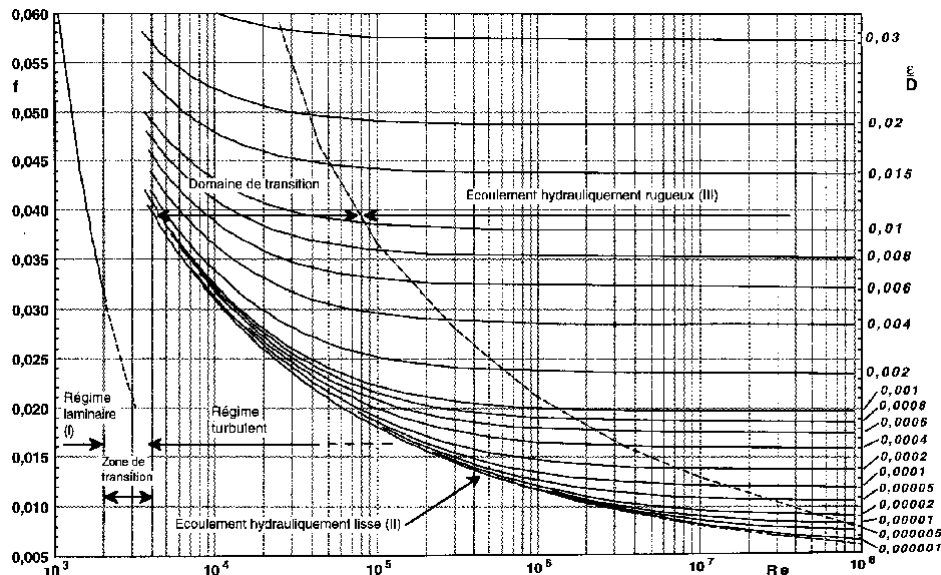


FIGURE 3.4 – Abaque de Moody

Pertes de charge singulières

Ceux sont des pertes de charge provoquées par la présence de singularités le long d'un tronçon, telles que les changements rapides dans la direction où l'amplitude de la vitesse du fluide, ainsi que de l'élargissement et la contraction de la canalisation, les coudes, les clapets anti-retour, les dispositifs contrôlant le débit (vanne, diaphragme..).

Des expériences avec de l'eau à grand nombre de Reynolds ont montré que les pertes de charge singulières varient proportionnellement au carré de la vitesse.

En conséquence ces pertes de charge sont exprimées par la relation suivante :

$$\Delta h_s = k * \frac{V^2}{2g} \quad (3.20)$$

Avec :

- Δh_s : Perte de charge singulière en (m);
- k : Coefficient adimensionnel qui dépend de la singularité;
- V : vitesse moyenne de l'écoulement en (m/s);
- g : Accélération de la pesanteur en (m/s²);

Dans la plupart des pipelines, les pertes de charges linéaires constituent la proportion la plus importante de la perte d'énergie due au frottement.

3.3 Écoulement multiphasique

3.3.1 Introduction

En génie pétrolier, les écoulements gaz-liquide sont fréquemment rencontrés surtout dans l'exploitation des gisements. En exploitation naturelle, le pétrole est extrait sous l'effet de la pression exercée par le gaz sur le liquide ce que l'on nomme « puits jaillissant », et en exploitation assistée on injecte du gaz sous pression dans la poche du gisement afin de permettre au fluide (pétrole) de remonter en surface, aussi lors de la collecte d'hydrocarbure, ces derniers sont constitués d'un mélange d'eau de gaz et de pétrole constituant ainsi un écoulement multiphasique qui subira par la suite une séparation de ces phases avant d'être acheminé vers un centre de traitement.

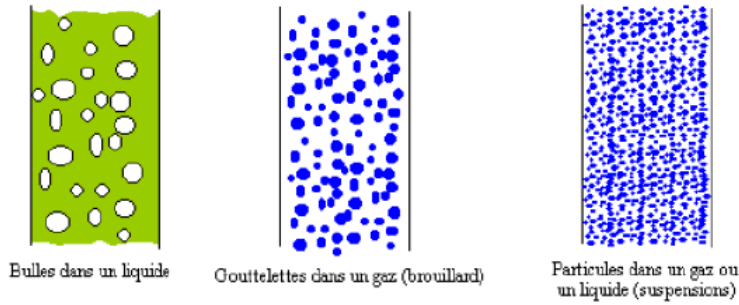
De ce fait l'étude de l'écoulement multiphasique reste primordiale dans ce domaine.

3.3.2 Classification des écoulements [14]

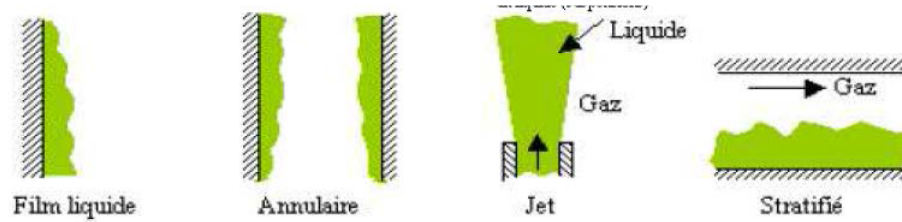
Un écoulement multiphasique peut être classé suivant :

- les phases présentes dans l'écoulement :
 - Mélange de deux liquides non miscibles.
 - Mélange solide - liquide.
 - Mélange de gaz - solide.
 - Mélange gaz - liquide.
- la distribution spatiale des interfaces :

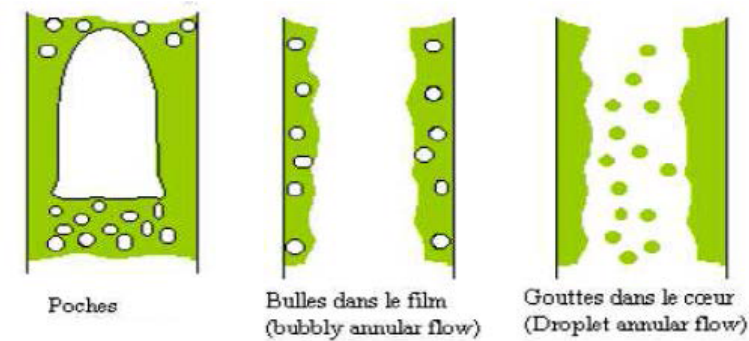
– Phase dispersée.



– Phase séparée.



– Transition



3.3.3 Régime d'écoulement

Une caractéristique typique de l'écoulement multiphasique est l'apparition de différents régimes d'écoulement dépendant du GOR (quotient entre le volume de gaz et celui de l'huile dans l'écoulement) et des vitesses de liquide et de gaz. Les régimes d'écoulement diphasique dans les pipes horizontaux sont présentés dans la figure 3.5. Ils sont généralement connus comme étant des :

- Écoulement avec bulles.
- Écoulement avec bouchons.
- Écoulement stratifié.
- Écoulement annulaire
- Écoulement en brouillard.

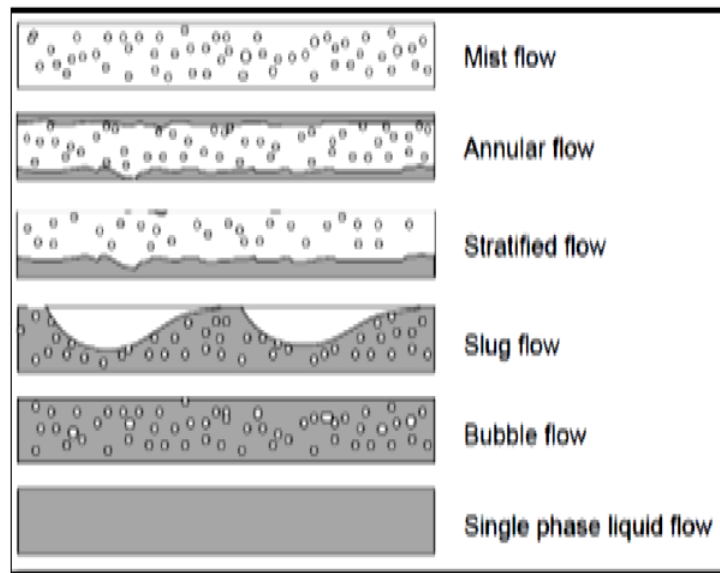


FIGURE 3.5 – Régime d'écoulement diphasique dans une conduite horizontale

Pour un écoulement vertical dans un puits, une classification similaire de patterns d'écoulement peut être faite. Cela est représenté dans la figure 3.6. Les régimes d'écoulement sont les mêmes que pour l'écoulement horizontal, exception faite pour l'absence de l'écoulement stratifié et l'apparition du régime de brassage (churn flow) comme un régime intermédiaire entre le régime avec bouchons et le régime annulaire.

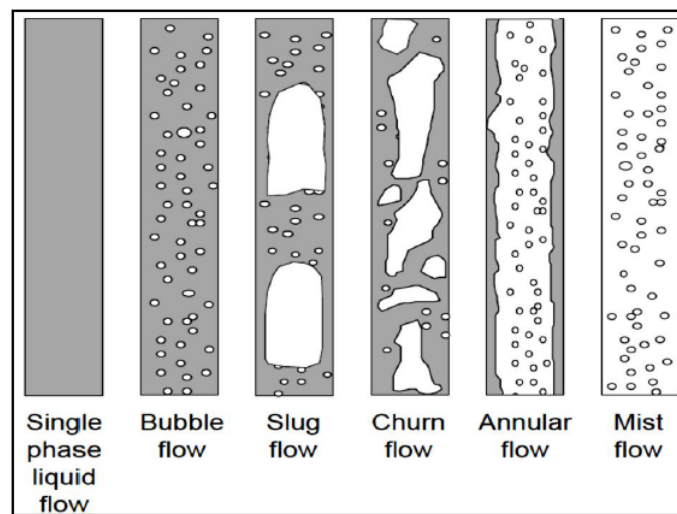


FIGURE 3.6 – Régime d'écoulement diphasique dans un tubing

Pour décrire l'écoulement réel dans les pipelines ou dans les puits, l'inclinaison de la conduite doit être prise en compte pour donner une image complète aux effets multiphasiques. Dans un puits d'huile vertical, la pression diminue le long du puits de bas en haut.

Généralement, la plupart des puits d'huile fonctionnent aux régimes avec bulles et avec bouchons, bien que la plupart des puits à gaz fonctionnent au régime d'écoulement annulaire.

3.4 Conclusion

On aura compris le long de ce chapitre l'importance de bien analyser les différents types d'écoulement à travers les équations établies dans chacun d'eux, ainsi que leur effet prépondérant dans le dimensionnement du réseau de surface que nous allons aborder dans le chapitre suivant.

Chapitre 4

Chapitre 4

Réseau de surface

4.1 Introduction

Le réseau de surface est une installation complète de production de gaz et de pétrole, nous permettant ainsi de faire la collecte et le transport de ces derniers depuis le gisement. Il est essentiellement constitué d'une unité de séparation, d'une unité de stockage et d'une unité de pompage. Un ensemble d'installations hydrauliques minutieusement dimensionnées dans le but d'optimiser le rendement et de maximiser le profit.

4.2 Eléments constitutifs du réseau de surface

4.2.1 Tête de puits [10]

Généralement appelée « arbre de Noël » est l'un des équipements les plus importants du puits de pétrole du point de vue sécurité.

C'est un assemblage de vannes et de tubes métalliques formant une même entité reliant le réservoir à la surface du sol.

La tête de puits est utilisée comme moyen pour :

- Supporter le poids de toutes les colonnes de tubage et tubing de production.
- Assurer l'étanchéité des suspensions des colonnes de tubages.
- Supporter la tête de production (X mas tree).
- Isoler les espaces annulaires de l'intérieur du tubing.
- Fournir un accès pour le contrôle des pressions dans l'espace annulaire et l'intérieur du tubing.

La figure 4.1 représente une tête de puits standard pour une complétion simple.

La tête de puits se compose principalement des parties suivantes :

- * **Tête de tubage** : Dans ce type de tête de tubage, chaque tubage est suspendu au moyen d'un casing hanger logé dans le casing spool.
- * **Tête de tubing** : Sert à la suspension du ou des tubings, reçoit l'obturateur pendant la complétion ou les interventions sur puits, et permet le contrôle de l'annulaire tubing-tubage de production durant toute la vie du puits .Le rôle de la tête de tubing est presque identique à celui de la tête de tubage, elle assure l'étanchéité en tête de tubage précédent et supporte la colonne de tubing.

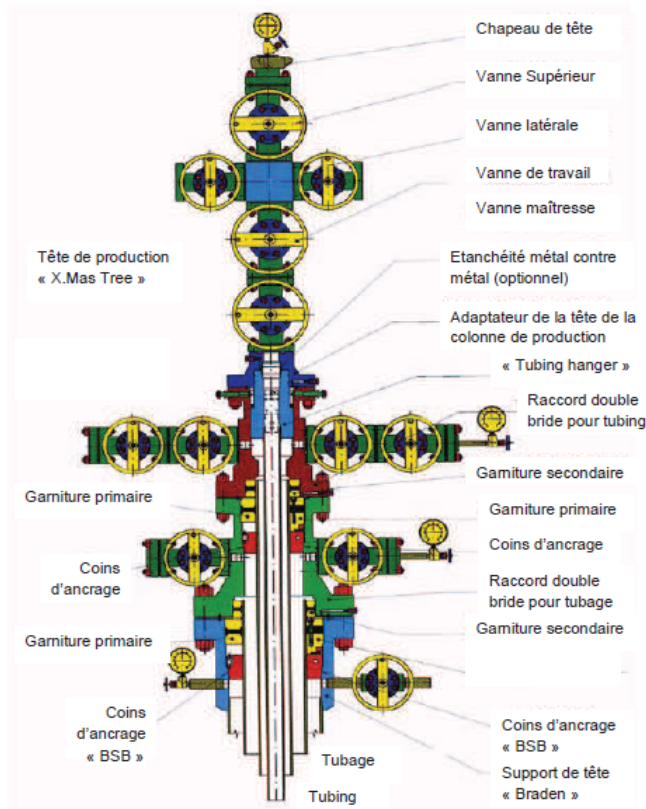


FIGURE 4.1 – Tête de puits standard « BSB » pour une complétion simple

- ※ **Tête de production :** La tête de production est un assemblage de vannes et d'équipements annexes monté en un seul bloc. Elle est utilisée principalement pour contrôler l'écoulement du fluide dans le tubing de production et permettre l'accès pour les opérations de pompage et d'intervention en toute sécurité.

4.2.2 Manifold

Un arrangement de tuyauterie ou de soupapes conçus pour contrôler, distribuer et surveiller généralement le flux de fluide. Les collecteurs sont souvent configurés pour des fonctions spécifiques, telles qu'un collecteur d'étrangleur utilisé dans les opérations de commande de puits, un collecteur à fracture pour diriger le fluide de traitement et un collecteur de serrage utilisé dans les travaux de cimentation. Dans chaque cas, les exigences fonctionnelles de l'opération ont été abordées dans la configuration du collecteur et le degré de contrôle et d'instrumentation requis.



FIGURE 4.2 – Manifold (Chabane Chaouch 2013)

4.2.3 Séparation

Le brut est un mélange d'hydrocarbures et de matière non hydrocarbures provenant d'un gisement. L'effluent est caractérisé par sa composition et par ses caractéristiques physicochimiques. Celles-ci évoluent dans le temps et sont très variables suivant les bruts. L'effluent d'un puits en production est un mélange qui se présente le plus souvent sous forme diphasique :

- Une phase liquide constituée par des hydrocarbures lourds stables dans les conditions de traitement, des hydrocarbures légers vaporisables et de l'eau de gisement.
- Une phase gazeuse formée de gaz et de vapeurs d'hydrocarbures légers. Le séparateur est l'équipement utilisé pour faire la séparation pour dissocier le pétrole.

Définition d'un séparateur

Un séparateur généralement sous forme cylindrique ou sphérique est utilisé pour séparer l'huile, le gaz et l'eau du courant total de fluide produit par un puits. Les séparateurs peuvent être horizontaux ou verticaux.

Ils peuvent être classés en séparateurs biphasés et triphasés. Le type à deux phases ne traite que du pétrole et du gaz, tandis que le type triphasé traite l'huile, l'eau et le gaz.

La ségrégation par gravité est la force principale qui accomplit la séparation, ce qui signifie que le fluide le plus lourd s'installe au fond, et le fluide le plus léger monte au sommet. En outre, à l'intérieur du récipient, le degré de séparation entre le gaz et le liquide dépendra de la pression de fonctionnement du séparateur, du temps de séjour du mélange fluide et du type d'écoulement du fluide. Un écoulement turbulent permet à plus de bulles de s'échapper que l'écoulement laminaire.

Objectifs de la séparation [11]

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 conforme à des normes bien définies telle que :

- La densité
- La viscosité
- B.S.W (Basic and sediment water)

- La salinité
- La tension de vapeur

Par ailleurs dans les installations de traitement il est indispensable de protéger certains équipements contre certains fluides comme par exemple :

- Les gaz contenant des particules ou solides a des compresseurs centrifuges qui risquent d'être sérieusement endommagés.
- Les pompes centrifuges qui risquent de cavité s'il y a présence de poches de gaz dans le liquide pompé.

Types de séparateurs

Séparateur cylindrique vertical

i Fonctionnement

Ces séparateurs sont constitués par un cylindre vertical terminé par des fonds bouches. L'arrivée de l'effluent s'effectue en général tangentielle à une circonférence et à peu près à mi-hauteur du séparateur. Le mélange se sépare par gravité, l'huile descend en hélice le long de la paroi et le gaz montant à la partie supérieure. Le gaz traverse un tamis extracteur de gouttelettes et est évacué à la partie supérieure en passant à travers une vanne automatique de contrôle de pression. L'huile est évacuée à la partie inférieure à travers une vanne automatique d'huile commandée par un flotteur. La capacité des séparateurs verticaux atteint entre 500 et 850 m³/j avec des pressions pouvant atteindre 420 bars (Figure 4.3).

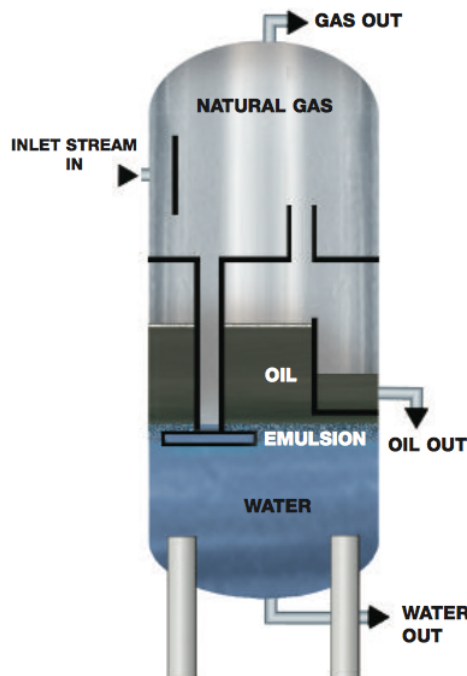


FIGURE 4.3 – Séparateur vertical

ii Avantages

- Traitement possible des hydrocarbures sales.
- Nettoyage aisé.

- Faible encombrement.
- Hydrocarbures pauvres en liquides.
- Utilisé en moyenne et haute pression.

iii Inconvénients

- Coût assez élevé.
- Transport difficile.
- Séparation triphasique difficile.
- Mauvaise séparation en cas d'hydrocarbures moussants.

Séparateur cylindrique horizontal C'est un récipient cylindrique horizontal contenant différents éléments afin de séparer les différentes phases.

i Fonctionnement

Le mélange d'hydrocarbures arrive à une extrémité et est projeté sur un déflecteur brisant l'émulsion. Par différence de densité, l'huile tombe au fond du cylindre, le gaz s'accumule dans la partie supérieure.

Le gaz traverse un certain nombre de chicanes qui retiennent les gouttelettes d'huile, puis à travers un dernier tamis dit, extracteur de brouillard, avant de partir par une sortie supérieure, l'huile est soutirée à la partie inférieure. Il est à noter qu'un tel appareil travaille à une certaine pression (sélectionnée pour obtenir la récupération maximale). Cette pression fournit l'énergie nécessaire pour chasser l'huile à la partie inférieure. Afin de conserver toujours une garde d'huile. Cette sortie est contrôlée par une vanne automatique sur la sortie gaz, commandée par un contrôleur de pression. La capacité des séparateurs horizontaux va généralement jusqu'à 5000m³/j, avec des pressions pouvant atteindre 420bars. Au moyen orient, on retrouve des séparateurs horizontaux de très grande capacité pouvant aller jusqu'à 20000m³/j.

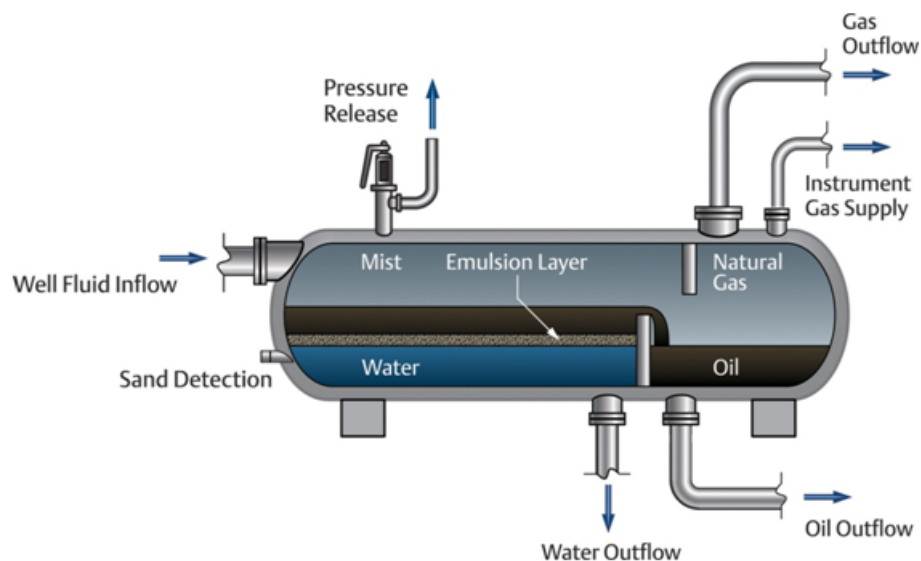


FIGURE 4.4 – Séparateur horizontal

ii Avantages

- Solution économique.

- Transport facile.
- Séparation tri phasique aisée.
- Rempli à moitié, il offre un passage suffisant au gaz.
- Si le puits débite par bouchons de gaz, les différents volumes gazeux s'écoulent sans inconvénients.

iii Inconvénients

- Limité au moyennes et bases pressions.
- Nettoyage malaisé en cas de production de sédiments.

4.2.4 Pompage

Les pompes sont des éléments essentiels dans la vie et le confort des êtres humains. Les pompes déplacent les fluides qu'ils soient chauds ou froids, propres ou sales. Elles effectuent cette opération de manière extrêmement efficace tout en préservant l'environnement.

Définition et domaine d'application [12]

Les pompes sont des appareils qui génèrent une différence de pression entre les tubulures d'entrée et de sortie. Suivant les conditions d'utilisation, ces machines communiquent au fluide, de l'énergie potentielle (par accroissement de la pression en aval) soit de l'énergie cinétique par la mise en mouvement du fluide.

Ainsi, on peut vouloir augmenter le débit (accroissement d'énergie cinétique) ou/et augmenter la pression (accroissement d'énergie potentielle) pour des fluides gazeux, liquides, visqueux, très visqueux... C'est pourquoi la diversité des pompes est très grande.

On distingue deux grandes catégories de pompes :

LES POMPES VOLUMETRIQUES : Ce sont les pompes à piston, à diaphragme, à noyau plongeur... et les pompes rotatives telles que les pompes à vis, à engrenages, à palettes, péristaltiques... etc. Lorsque le fluide véhiculé est un gaz, ces pompes sont appelées « COMPRESSEURS »;

LES TURBO-POMPES : Elles sont toutes rotatives. Ce sont les pompes centrifuge, à hélice, hélico-centrifuge. Les pompes centrifuges, sont celles qui sont les plus communément utilisées dans l'industrie du pétrole.

Les domaines d'utilisation de ces deux grandes catégories sont regroupés dans le schéma ci-dessous :

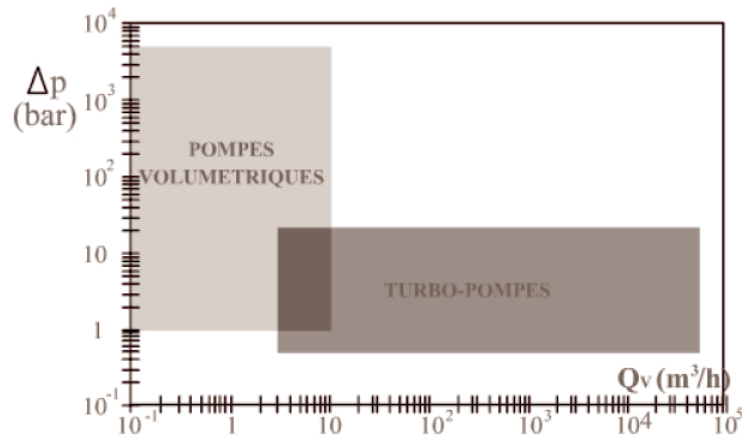


FIGURE 4.5 – Schéma montrant les domaines d'application des deux types de pompes

Remarque :

On désigne par **compresseurs** les machines dont la pression de sortie (pression en aval) est supérieure à la pression atmosphérique, et par **pompes à vide** les machines dont la pression de sortie est égale à la pression atmosphérique. Mais la pression en aval, est dans tous les cas supérieure à la pression en amont. La chaîne énergétique d'une pompe est représentée par le diagramme ci-dessous :

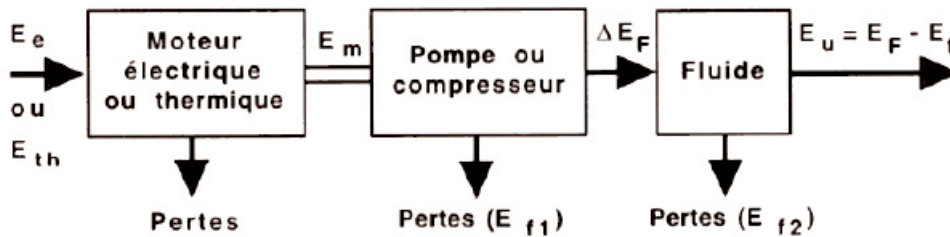


FIGURE 4.6 – La chaîne énergétique d'une pompe

Globalement, 60 à 90% de l'énergie fournie par le moteur est transformée en énergie mécanique. Cette énergie mécanique ne sera ensuite communiquée au fluide que dans une proportion de 50 à 80%.

Types de pompes

I – **Pompe volumétrique** Sur les pompes volumétriques, la transmission de l'énergie vers le fluide se fait de manière hydrostatique. Lors de la transmission hydrostatique de l'énergie, un organe « déplaceur » réduit un espace de travail rempli de fluide et achemine le fluide en direction de la conduite. L'organe « déplaceur » exerce alors une pression sur le fluide. Lorsque l'espace de travail s'agrandit, l'organe est à nouveau rempli de fluide venant de la conduite.

La figure ci-dessous représente le fonctionnement d'une pompe volumétrique :

Avec :

- 1 : organe déplaceur.
- 2 : espace de travail.
- Q : débit volumétrique.
- F : force de déplacement.

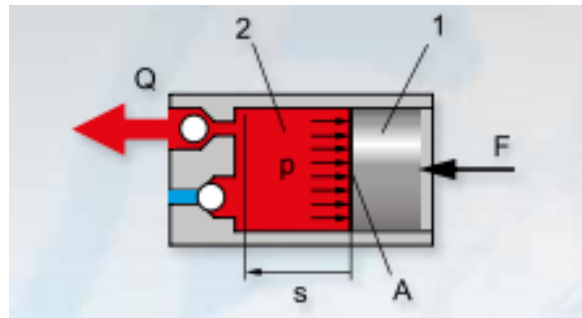


FIGURE 4.7 – Schéma représentant le fonctionnement d'une pompe volumétrique

- A : surface.
- P : pression de refoulement.
- s : distance de déplacement.

On peut définir plusieurs types de pompes volumétrique tels que :

(a) **Pompe à piston**

Ces machines ont un fonctionnement alternatif et nécessitent un jeu de soupapes ou de clapets pour obtenir tantôt l'aspiration du fluide, tantôt le refoulement. Le principal défaut de cette machine est de donner un débit pulsé et par suite des à-coups de pression, qu'on peut atténuer grâce à un pot anti-bélier sur la conduite de refoulement.

On peut aussi concevoir une machine mieux équilibrée par association de plusieurs pistons travaillant avec un déphasage judicieux.

Les pompes à piston sont robustes et ont de bons rendements au-dessus d'une certaine taille.

Elles peuvent être utilisées comme pompes doseuses, on les trouve d'ailleurs assez souvent avec des pistons à course réglables.

L'étanchéité de ce type de pompes ne leur permet pas de travailler avec des fluides possédant des particules solides.

(b) **Pompe à diaphragme**

Dans les pompes à diaphragme, appelées aussi pompes à membrane, le fluide n'entre pas en contact avec les éléments mobiles de la machine. Ces pompes sont donc bien adaptées au pompage des liquides corrosifs ou/et chargés de particules solides.

✓ Fonctionnement : La pompe pneumatique à membrane est entraînée par de l'air comprimé. Les deux membranes reliées par un arbre sont poussées et tirées alternativement par un distributeur alimenté par la pression d'air et qui en assure aussi l'échappement.

- Phase 1 : l'aspiration. Une membrane crée le phénomène d'aspiration lors de son déplacement vers le corps de la pompe.
- Phase 2 : le refoulement. L'autre membrane transmet simultanément la pression d'air au liquide dans le corps en le poussant vers l'orifice de refoulement.

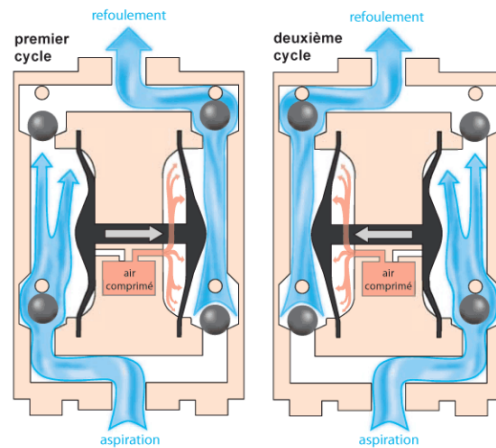


FIGURE 4.8 – Schéma représentant le fonctionnement d'une pompe à diaphragme

✓ Domaine d'application : Les pompes à membrane sont utilisées dans différents domaines tels que :

- L'industrie chimique pour le transfert d'acide, d'alcalis, d'alcool, de solvant et de produits sensible au cisaillement tel que le latex ou les déchets chimiques.
- Traitement de surface pour le transport des produits chimiques des réservoirs de stockage jusqu'aux bains. Elles permettent également le dosage et le mélange des produits pour le décapage, la galvanisation ou le dégraissage et assurent également l'évacuation des déchets produits.
- L'industrie pétrolière pour le transfert des hydrocarbures.
- Traitement de l'eau
- L'industrie alimentaire et cosmétique
- L'industrie mécanique pour la manipulation d'huile, de graisse, de lubrifiants, liquides de refroidissement, des produits de lavage et de nettoyage, des solvants et des déchets.

(c) **Pompe à piston plongeur**

Cette machine est un compromis entre la pompe à piston et la pompe à membrane. Le fluide n'est pas isolé du piston, mais les frottements de celui-ci sont faibles car limités au niveau du presse-étoupe qui assure l'étanchéité.

Ces pompes sont adaptées à la production de hautes pressions.

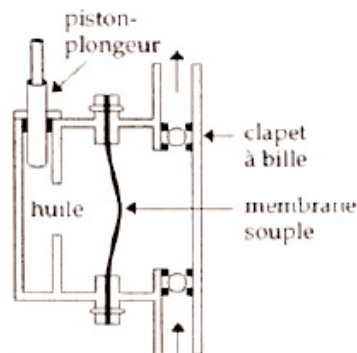


FIGURE 4.9 – Schéma d'une pompe à piston plongeur

(d) **Pompe à engrenage**

Deux pignons tournent en sens inverse dans un carter. Le fluide situé entre les dents et la paroi du carter est contraint d'avancer au cours de la rotation, tandis qu'au centre, le contact permanent entre les deux pignons empêche le retour du fluide vers l'amont malgré la différence de pression et le déplacement des dents qui se fait en direction de l'entrée.

Ces pompes peuvent fournir un débit de l'ordre de 80 à 100 m³/h et des pressions maximales de l'ordre de 10 à 15 bars.

Le point faible de ces pompes est l'usure des dents qui se traduit par des fuites.

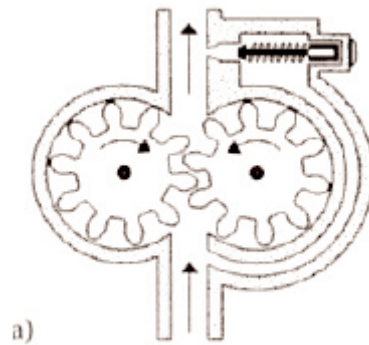


FIGURE 4.10 – Schéma d'une pompe à engrenage

(e) **Pompe à palette rigide**

C'est la classique « pompe à vide ». Un rotor excentré tourne dans un cylindre fixe. Sur ce rotor, des palettes, libres de se mouvoir radialement, et poussées par des ressorts s'appliquent sur la face intérieure du cylindre fixe. Les espaces ainsi délimités varient au cours de la rotation et créent les dépressions nécessaires au fonctionnement d'une pompe volumétrique.

Ces pompes conviennent bien aux gaz.

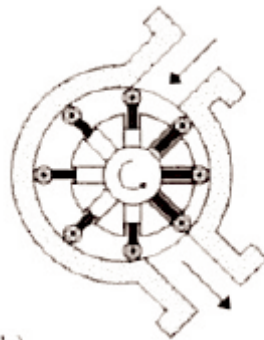


FIGURE 4.11 – Schéma d'une pompe à palette rigide

(f) **Pompe péristaltique**

Son principe de fonctionnement est plutôt simple : un tuyau souple est écrasé par des galets, le fluide est alors repoussé sans turbulence, ni cisaillement. Il n'y a pas non plus de contact entre le fluide et les pompes mécaniques. Son débit est limité à des valeurs de l'ordre de 60 à 80 m³/h. Par contre, le rendement est de 100 % et elle est la pompe doseuse par excellence.

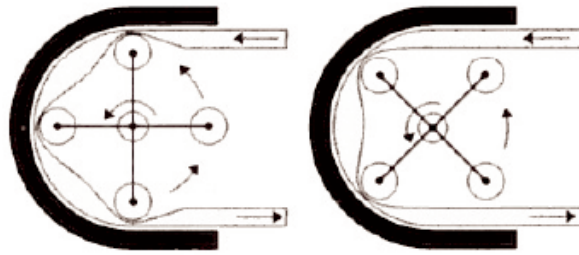


FIGURE 4.12 – Schéma d'une pompe périslatique

Avantages et inconvénients des pompes volumétriques

✓ Avantages

- faible dépendance du débit de refoulement par rapport à la hauteur de refoulement conviennent donc bien pour les pompes de dosage et pompes à injection.
- adaptées aux pressions élevées à très élevées ; seul un étage requis.
- très bonne puissance d'aspiration, même avec une part gazeuse.
- adaptées aux fortes viscosités (pâtes).
- débit de refoulement ajustable de manière très exacte et reproductible par le biais de la course et du nombre de courses.
- alimentation cyclique possible.
- bien adaptées aux faibles vitesses de rotation d'entraînement.
- pour les pompes oscillantes, entraînement pneumatique, hydraulique ou électromagnétique direct possible.

✓ Inconvénients

- Le principe de fonctionnement n'inclut pas de limitation de la pression, c'est pourquoi une soupape de sécurité ou soupape de limitation de la pression est requise.
- sur les pompes volumétriques oscillantes, un fonctionnement sans vibrations n'est possible qu'avec un complexe équilibrage des masses.
- les pompes volumétriques oscillantes ne sont pas bien adaptées aux vitesses de rotation élevées.
- sur les pompes volumétriques oscillantes, un débit de refoulement, et donc un amortisseur de pulsations sont requis.
- pour certains types, construction avec soupapes compliquée et propice aux pannes.
- davantage de pièces d'usure que sur les pompes centrifuges.

II – Pompes centrifuges

A - Description d'une pompe centrifuge simple [13]

Les pompes centrifuges sont le type de pompe le plus répandu en raffineries et usine chimique. Leur fonction est d'assurer le débit de liquide souhaité par l'exploitant mais dans des conditions de pression imposées par les procédés et applications, avec des contraintes particulières à l'installation, l'environnement, la fiabilité, la sûreté, etc.

La pompe centrifuge la plus simple est la pompe monocellulaire à roue en porte à faux comme représentées dans le schéma ci-dessous :

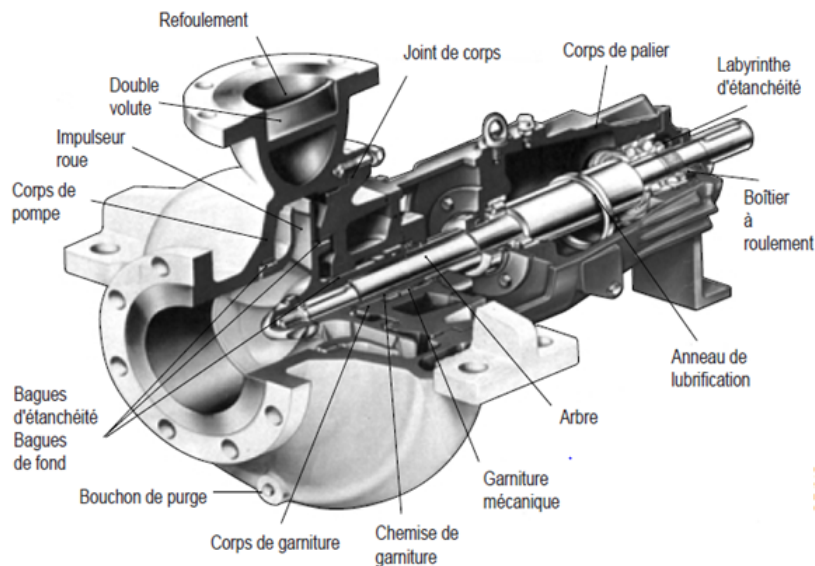


FIGURE 4.13 – Pompe centrifuge monocellulaire (en porte à faux)

Cette pompe est composée d'éléments statiques et de pièce tournante
On distingue dans les éléments statiques :

- Le **corps de pompe** sur lequel se trouvent les tubulures et brides d'aspiration et de refoulement, la volute et les pieds (ou pattes) de fixation sur le châssis.
- Le **corps de garniture** ou plateau de garniture fermant l'arrière du corps de la pompe, est traversé par l'arbre et reçoit le système d'étanchéité (tresse ou garniture mécanique).
- Le **corps de palier** dans lequel sont montés des roulements ou des paliers à coussinets et qui contient le système de lubrification. Le corps de palier possède souvent une béquille de supportage.

Les parties tournantes ou rotor composé de l'arbre sur lequel sont montés des roulements l'impulseur (ou roue), le moyen d'accouplement et les pièces tournantes de la garniture mécanique.

L'ensemble mobile appelé rotor se compose :

- D'un arbre sur lequel sont montés :
 - Un impulseur ou roue.
 - Un accouplement permettant la liaison avec la machine d'entraînement.
 - Diverses pièces telles que chemise d'arbre, déflecteur ou labyrinthe d'étanchéité, écrous de fixation...
- D'éléments liant le rotor et les pièces fixes et donc soumises à frottement :
 - Les roulements.
 - La garniture d'étanchéité.

Parmi ces différentes pièces, l'impulseur et la volute sont celles qui sont directement impliqués dans la fonction de pompage de la machine. A travers elles, se produisent les variations de vitesses et de pression du liquide.

B - Types de pompes centrifuges

Les principaux types de pompes centrifuges sont :

- 1 – Pompes process à aspiration axiale

- 2 – Pompe process à tubulure verticale est parallèle dites « top top »
- 3 – Pompes « in line »
- 4 – Pompe multicellulaire horizontale
- 5 – Pompe verticale

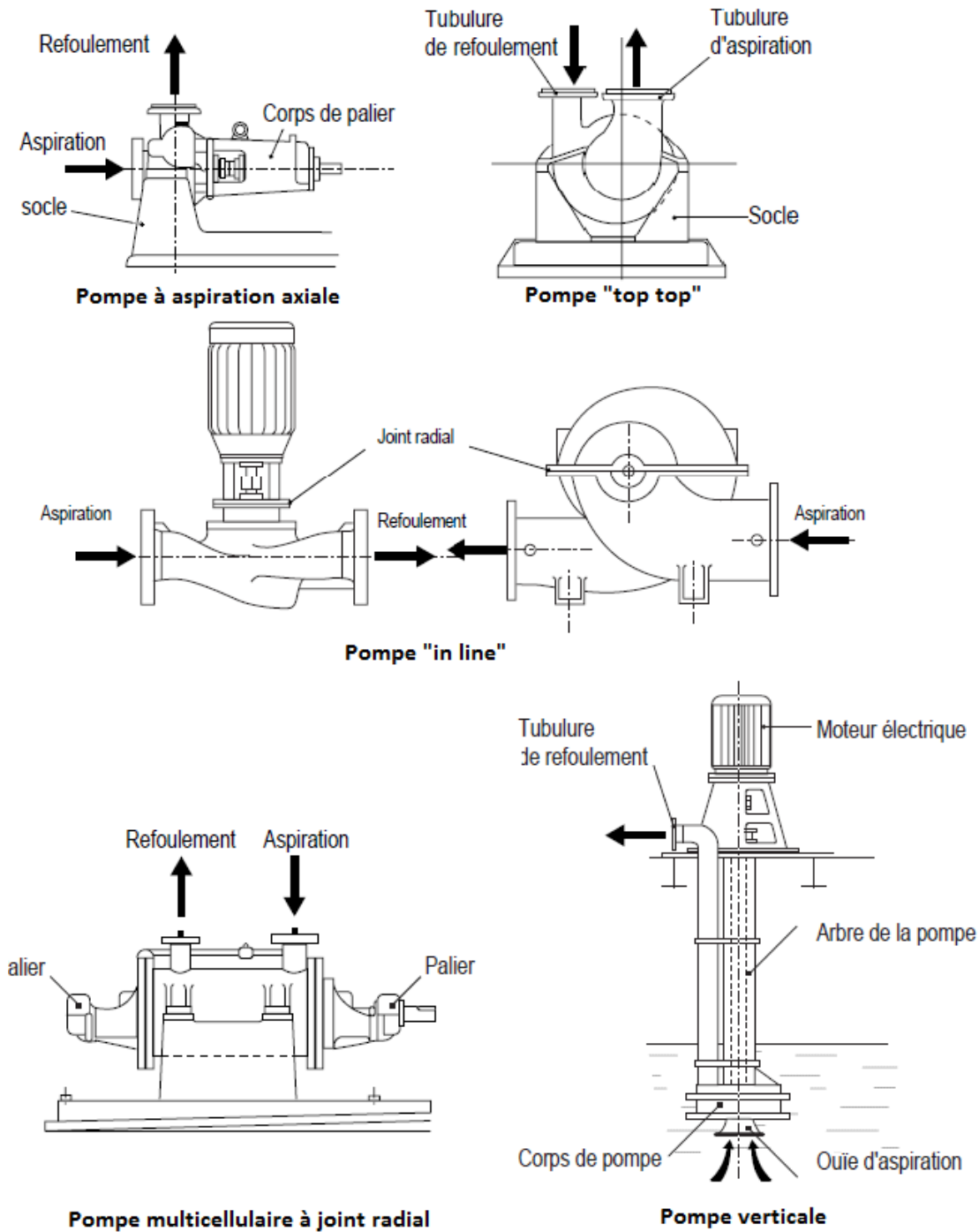


FIGURE 4.14 – Les différents types de pompes centrifuges

Fonctionnement d'une pompe centrifuge

1 – Evolution de la pression et de la vitesse dans la pompe centrifuge

Le schéma de la figure 4.15 montre l'évolution de la vitesse et de la pression dans la pompe

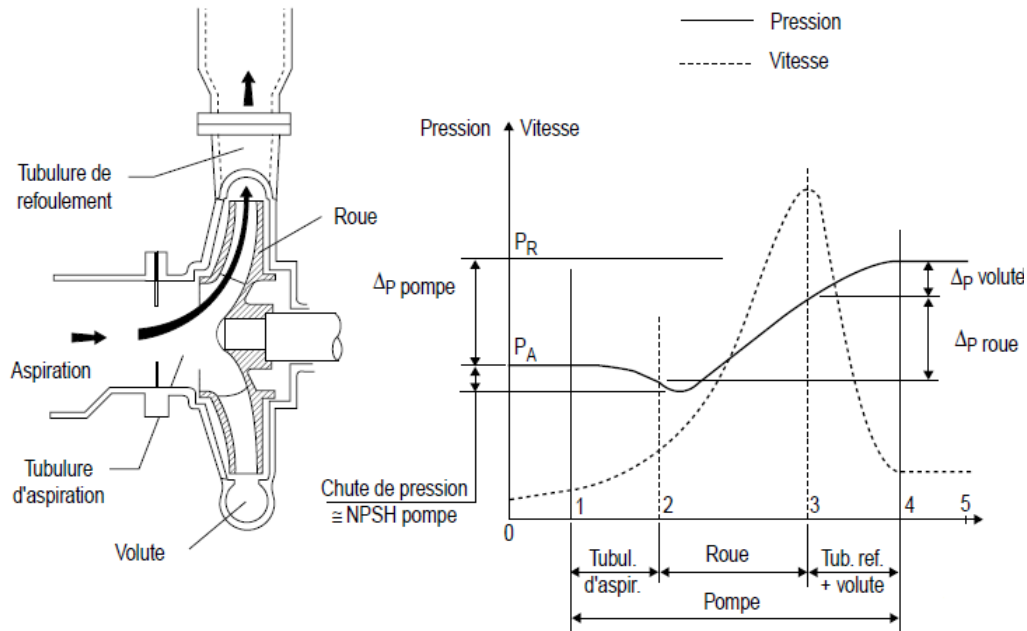


FIGURE 4.15 – L'évolution de la vitesse et de la pression

Du schéma ci-avant on peut noter que :

- La vitesse à l'entrée de la pompe est de l'ordre de 1m/s à 2m/s, la vitesse à la sortie est au tour de 3m/s à 7m/s.
- La vitesse en sortie de roue est de l'ordre de grandeur de la vitesse périphérique c'est-à-dire entre 20m/s à 50m/s.
- La pression d'aspiration dépend de l'installation.
- La volute, comportant une section de passage croissante, permet un ralentissement du liquide et la transformation de l'énergie de vitesse en énergie de pression (ce gain de pression constitue une part importante de la pression totale fournie par la pompe).
- La mise en vitesse, les pertes de charge dans la tubulure d'aspiration et les chocs des liquides contre les aubages occasionnent une chute de pression à l'entrée de la roue, cette chute de pression, exprimée en mètre de liquide, est appelée le NPSH de la pompe ou NPSH requis.

2 – Hauteur d'élévation créée par une pompe centrifuge

L'énergie que fournit la pompe au liquide se présente sous deux formes :

- De l'énergie de pression correspondant à l'augmentation de pression dans la pompe.
- De l'énergie cinétique, correspondant à l'augmentation de la vitesse du liquide entre l'aspiration et le refoulement.

L'énergie de la pompe fournie au liquide est appelée hauteur d'élévation et s'exprime en mètre de liquide de la façon suivante :

$$\underbrace{H_{elevation}}_{(1)} = \underbrace{\frac{\Delta P * 10.2}{d}}_{(2)} + \underbrace{\frac{v_{ref}^2 - v_{asp}^2}{20}}_{(3)} \quad (4.1)$$

Avec :

- (1) : C'est l'énergie fournie par la pompe au liquide en mètres ;
- (2) : C'est l'énergie due à l'accroissement de la pression dans la pompe ;
- (3) : C'est la différence de l'énergie cinétique entre le refoulement et l'aspiration

Dans de nombreux cas la différence d'énergie cinétique est négligeable au regard de l'augmentation de pression.

La mesure de pression doit se faire dans un même plan de référence. Si les manomètres ne sont pas au même niveau il faut corriger la hauteur d'élévation de la différence de niveau.

3 – Variation de la hauteur d'élévation en fonction du débit : caractéristique de la pompe

La courbe représentant la variation de hauteur en fonction du débit s'appelle la caractéristique « **hauteur d'élévation** » $H(Q)$ de la pompe. Pour chaque pompe, une courbe est fournie par le constructeur. Elle a été établie par un essai de la pompe sur un banc.

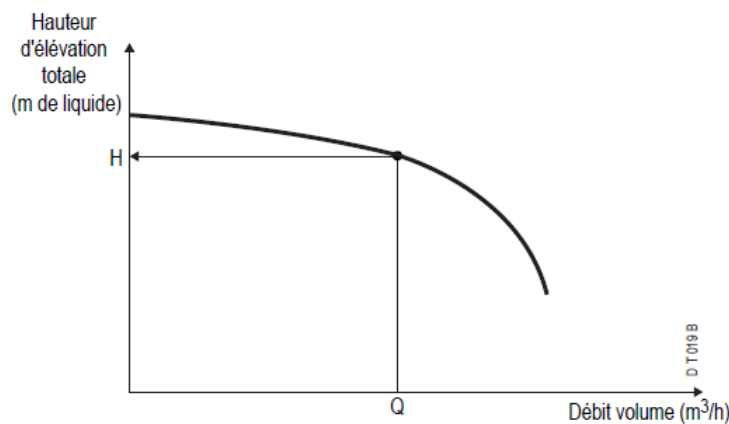


FIGURE 4.16 – Courbe caractéristique : hauteur d'élévation en fonction du débit

Selon le type de la pompe, son rôle, ses spécifications, la courbe caractéristique peut prendre diverses allures. Les formes de la roue, le nombre et l'inclinaison des aubages, la volute permettent aux constructeurs d'adapter la caractéristique aux exigences de l'utilisateur.

Les courbes les plus courantes dans les pompes procédés sont de type « plate » ou en « cloche ».

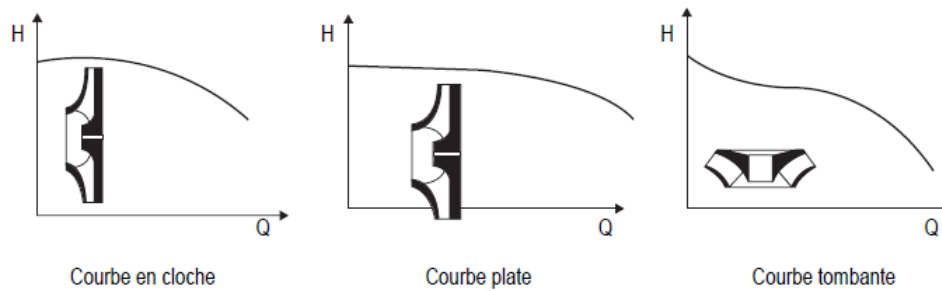


FIGURE 4.17 – Les différents formes des courbes caractéristiques

4 – Autres caractéristiques

Fréquence : c'est le nombre de mouvements du moteur entraînant la pompe par unité de temps. La fréquence se note f et s'exprime en mouvement/s ou en Hz .

Puissance hydraulique : C'est la puissance fournie par le fluide en sortie (ou la puissance fournie par le moteur en entrée pour produire la différence de pression réelle). La puissance hydraulique se note P_h et s'exprime en W.

$$P_h = Q_v * \rho * g * H_{mt} \quad (4.2)$$

Puissance absorbée ou mécanique : C'est la puissance fournie par le moteur en entrée pour produire la différence de pression théorique. Elle se note P_{abs} et s'exprime en W.

Le rendement global : C'est le rapport entre la puissance hydraulique et la puissance mécanique. Le rendement global se note η et s'exprime sans unité.

$$\eta = \frac{P_h}{P_{abs}} \quad (4.3)$$

Il est toujours inférieur à 1 en raison des fuites et de la compressibilité du fluide ainsi que des frottements fluides entre le fluide et les parois et des frottements mécaniques entre les différentes pièces.

Le NPSH requis [12] : Les possibilités pour une pompe de fonctionner à l'aspiration sont d'une grande importance quand la hauteur géométrique d'aspiration est importante, mais aussi quand le liquide est volatil, ou à température élevée, ou stocké sous vide, etc...

Le critère de faisabilité est le **N.P.S.H.**, sigle de « **Net Positive Suction Head** » qui sert à définir la pression nécessaire à l'entrée de la roue pour obtenir un bon fonctionnement de la pompe, c'est à dire pour maintenir en tout point de la pompe une pression supérieure à la pression de vapeur saturante P_{vs} , de façon à éviter tout risque de cavitation. L'expression N.P.S.H. peut être traduite par « **charge positive nette à l'aspiratin** ». Le constructeur donne la courbe du N.P.S.H. pour la pompe, il s'agit du « **N.P.S.H. requis** ».

Elle tient compte en particulier de la chute de pression que subit le liquide lors de son accélération à l'entrée de la roue. Quantitativement, le NPSH requis est le supplément minimal de pression qu'il faut ajouter à la pression de vapeur saturante au niveau de l'entrée de la pompe, pour que la pression à l'intérieur de celle-ci ne

puisse être en aucun point inférieure à P_{vs} .

En d'autres termes, la pompe ne fonctionne correctement que si la pression totale à l'entrée $P_{T(E)}$ est supérieure à la somme $P_{VS} + NPSH_{requis}$:

$$NPSH_{requis} < P_{T(E)} - P_{vs}$$

Ou encore

$$NPSH_{requis} < NPSH_{disponible}$$

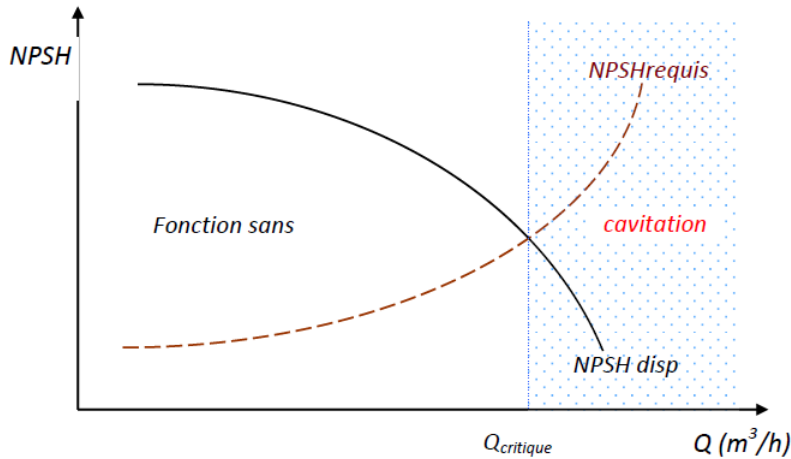


FIGURE 4.18 – Evaluation de NPSH en fonction du débit

Si la valeur du NPSH requis n'est pas atteinte, des phénomènes d'abord de dégazage, puis de vaporisation partielle du liquide, vont apparaître à l'intérieur de la pompe, avec pour conséquences une chute de pression dans toute l'installation et la dégradation de la roue causée par la présence de bulles.

Point de fonctionnement : La courbe du réseau également appelée courbe caractéristique du circuit)représente l'énergie par unité de poids H ou encore l'énergie par unité de volume ΔP à fournir au fluide pour le faire circuler avec un débit Q_v . Elle tient donc de l'élévation éventuelle du fluide, et des pertes de charge dans le circuit de refoulement, comme illustré dans la figure ci-dessous.

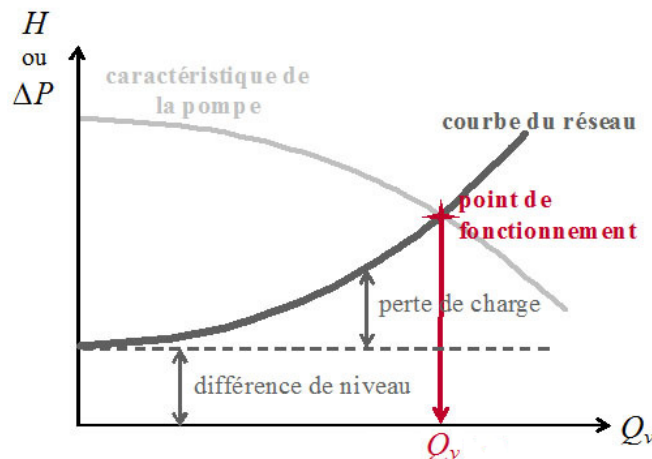


FIGURE 4.19 – Point de fonctionnement d'un circuit muni d'une pompe centrifuge

L'intersection de la courbe du réseau et de la caractéristique de la pompe définit le point de fonctionnement.

5 – Variation des caractéristiques

Les pompes centrifuges doivent s'adapter aux conditions d'exploitation de l'installation. On utilise pour cela généralement une vanne sur le circuit de refoulement. Cette solution par vanne peut s'avérer onéreuse ou peu fiable. Il faut donc parfois adapter les pompes centrifuges à une nouvelle fonction de pompage soit en modifiant le diamètre de leur roue, soit en modifiant la vitesse de rotation.

Les caractéristiques sont également liées à la viscosité du produit pompé.

- Réduction du diamètre des roues (rognage)

Modifier le diamètre des roues revient à modifier la hauteur et le débit de la pompe. Un rognage (réduction du diamètre) entraîne une réduction notable de la puissance. Cette solution est cependant irréversible et demande donc une certaine prudence sur la valeur à rogner.

- Modification de la vitesse de rotation

Un changement de la vitesse de rotation conduit à modifier la courbe caractéristique hauteur d'élévation-débit de la pompe

- Modification en fonction de la viscosité

L'augmentation de la viscosité d'un liquide s'accompagne généralement d'une augmentation de sa densité, ce qui a pour conséquence d'augmenter la puissance sur l'arbre de la pompe et le déclenchement de la protection thermique du moteur électrique.

6 – Association des pompes

➤ Pompes en parallèle

Cette disposition est très courante car de nombreuses pompes sont doublées. Même si en principe elles ne fonctionnent pas simultanément, dans certaines phases d'exploitation cette marche en parallèle est utilisée : inversion de pompe, besoin de débit important. . .

La différence de pression entre A et B est la même pour les deux pompes, et le débit total est la somme du débit de chaque pompe.

La caractéristique de la pompe équivalente à deux pompes en parallèle est établie de la façon suivante :

L'exploitation de deux pompes en parallèle est assez délicate et peut conduire à des incidents notamment dus à l'absence de débit dans l'une d'elles. Cette disposition exige des pompes dont les caractéristiques sont voisines mais aussi des circuits identiques entre les points A et B. Le risque est qu'une pompe fournisse plus d'énergie que l'autre, ce qui empêcherait cette dernière de débiter. La règle de base pour éviter tout incident est de ne pas faire tourner les deux pompes si une seule est suffisante.

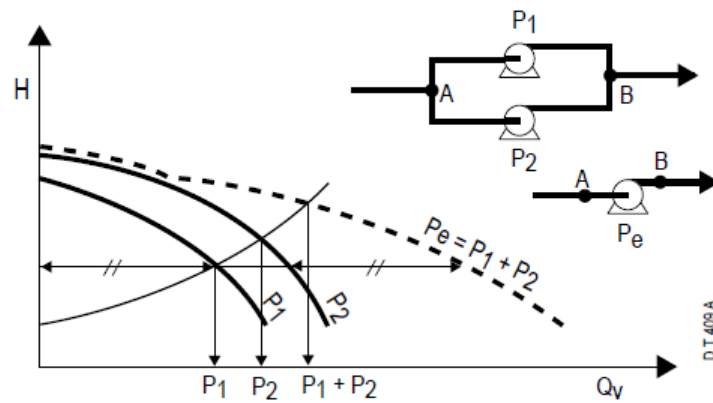


FIGURE 4.20 – Association de deux pompes en parallèle

➤ Pompes en série

Cette disposition se rencontre notamment :

- Sur les pipelines où les stations de pompage sont réparties.
- Sur les installations de pompages équipées d'une pompe « booster » servant à mettre sous pression l'aspiration de la pompe principale.

L'énergie fournie par 2 pompes en série est la somme de l'énergie fournie par chacune d'elle. Le débit est le même pour les deux pompes.

La caractéristique de la pompe équivalente à deux pompes en série est la suivante :

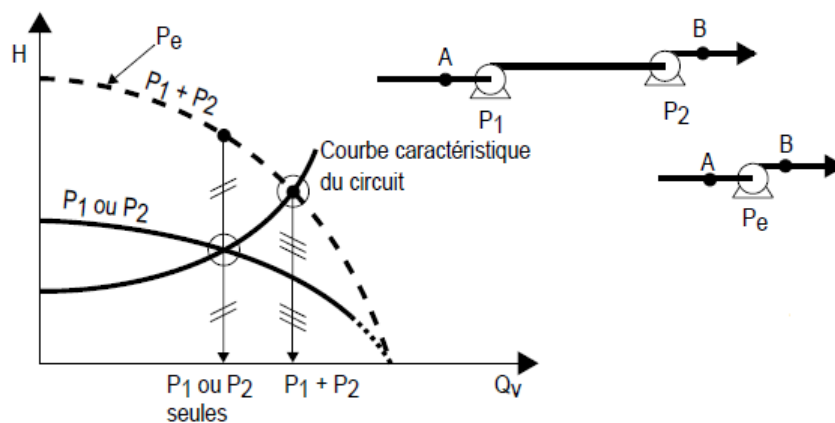


FIGURE 4.21 – Association de deux pompes en série

7 – **Amorçage d'une pompe centrifuge**

La pompe centrifuge n'est généralement pas auto-amorçante. Quand le corps de pompe est plein d'air, la pompe centrifuge de conception usuelle ne peut engendrer suffisamment de pression pour fonctionner. Elle tourne « à vide ».

Les pompes immergées ne posent pas de problème d'amorçage, par contre, si le niveau du liquide à pomper est plus bas que le corps de pompe, il y a lieu de prévoir un dispositif d'amorçage.

8 – Utilisation

Ce sont les pompes les plus utilisées dans le domaine industriel à cause de la large gamme d'utilisation qu'elles peuvent couvrir, de leur simplicité et de leur faible coût.

Néanmoins, il existe des applications pour lesquelles elles ne conviennent pas :

- utilisation de liquides visqueux : la pompe centrifuge nécessaire serait énorme par rapport aux débits possibles.
- utilisation de liquides "susceptibles" c'est-à-dire ne supportant pas la très forte agitation dans la pompe (liquides alimentaires tels que le vin, le lait et la bière).
- utilisation comme pompe doseuse : la nécessité de réaliser des dosages précis instantanés risque d'entraîner la pompe en dehors de ses caractéristiques optimales.

Ces types d'application nécessitent l'utilisation de pompes volumétriques. Par contre contrairement à la plupart des pompes volumétriques, les pompes centrifuges admettent les suspensions chargées de solides.

9 – Problème de cavitation

➤ Définition

On appelle cavitation (du latin cavus, « trou ») la naissance et l'oscillation radiale de bulles de gaz ou de vapeur dans un liquide soumis à une dépression. Si cette dépression est suffisamment élevée, la pression peut devenir inférieure à la pression de vapeur saturante, et une bulle de vapeur est susceptible de se former.

➤ Origine de la cavitation

La dépression peut avoir trois origines différentes connues à ce jour :

- Elle peut être liée à un écoulement de liquide à forte vitesse, par exemple par effet venturi, ou bien au voisinage d'une pale dans une pompe ou encore sur une hélice de bateau ou de sous-marin. En effet, une zone de forte vitesse dans un fluide correspond à une faible pression (le théorème de Bernoulli). On parle de cavitation hydrodynamique, découverte en 1917 par Lord Rayleigh. Cela se traduit par exemple par un sillage de bulles, ainsi que par l'apparition d'une couche de vapeur accrochée à une pale (là où la dépression est la plus forte, c'est-à-dire à l'extrados).
- Elle peut être liée aux variations de densité d'un liquide soumis à une onde acoustique, en général des ultrasons de puissance. On parle alors de cavitation acoustique.
- Elle peut être liée à une exposition à une forte énergie lumineuse. On parle alors de cavitation optique.

➤ Types de cavitations

- Cavitation à haut nombre de Reynolds : l'inertie du liquide (sa mise en mouvement) ralentit l'expansion du gaz.
- Cavitation à faible nombre de Reynolds : la viscosité du liquide limite la vitesse d'expansion.

- Cavitation élastique : la résistance élastique du milieu et la tension de surface limitent la dilatation du gaz.

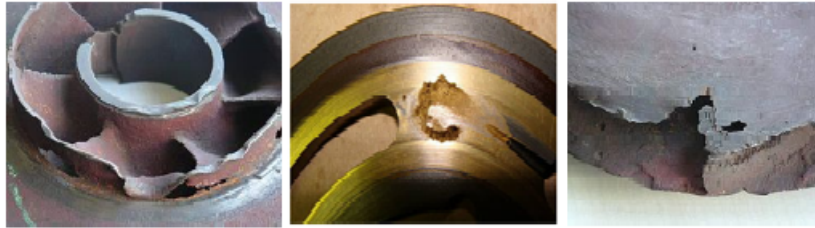


FIGURE 4.22 – Exemples d’usures prématurées par la cavitation

➤ Prévention de la cavitation

Dans le cadre de la maintenance industrielle prédictive, l’apparition des phénomènes de cavitation peut s’anticiper, au moyen de détecteurs ultrasonores, avant que celle-ci ne devienne destructrice.

10 – Compresseur

Le compresseur sert principalement à véhiculer le gaz provenant du séparateur jusqu’aux unités de traitement.

L’utilisation de compresseur se fait selon la quantité de gaz à acheminer, les compresseurs centrifuges multicellulaires alimentés par un moteur électrique dans le cas de petites quantités ou, dans le cas de quantités considérables, on utilise des turbines à gaz.

Le mode de fonctionnement d’un compresseur centrifuge est le même que celui d’une pompe centrifuge. L’énergie cinétique apportée par le moteur est transmise au fluide ce qui lui confère de la vitesse puis, il est ralenti par la volute afin de transformer cette énergie cinétique en pression. Le gaz comprimé passe ainsi d’un étage à un autre tout en gagnant en pression.



FIGURE 4.23 – Compresseur centrifuge multi-étages

11 – Avantages et inconvénient des pompes centrifuges

✓ Avantages

- Ce sont des machines de construction simple, sans clapet ou soupape, d’utilisation facile et peu coûteuses.

- A caractéristiques égales, elles sont plus compactes que les machines volumétriques.
- Leur rendement est souvent meilleur que celui des « volumétriques ».
- Elles sont adaptées à une très large gamme de liquides.
- Vitesse de rotation élevée, entraînement direct possible par moteur électrique ou turbine.
- Fonctionnement très silencieux grâce à un bon équilibrage des masses et à l'absence de masses oscillantes.
- Refoulement continu sans pulsations.
- Acheminement possible de matières solides.
- Concentration élevée de la puissance et petit espace de construction.

En cas de colmatage partiel ou d'obstruction de la conduite de refoulement, la pompe centrifuge ne subit aucun dommage et l'installation ne risque pas d'éclater. La pompe se comporte alors comme un agitateur.

✓ Inconvénients

- Elles ne sont pas auto-amorçantes (des types spéciaux tels que la pompe à canal latéral peuvent être auto-amorçantes).
- Risque de cavitation avec de l'eau chaude ou des pressions d'aspiration faibles.
- Le débit volumétrique dépend de la pression de refoulement.
- Plusieurs étages requis pour les pressions de refoulement élevées.

4.3 Conclusion

Les installations de traitement du brute se trouvent généralement éloignées du champs de captage et nécessitent une pression minimale de service à leur point d'entrée, c'est pour cela que les centres de recherche Schlumberger veillent à développer des technologies de pointe permettant de véhiculer les hydrocarbures à travers des systèmes de pompages de la façon la plus fiable et optimale.

Chapitre 5

Chapitre 5

Présentation du système HPS

5.1 Introduction

De nos jours, il existe différents systèmes de pompage permettant le transfert des hydrocarbures depuis le gisement vers le centre de traitement. Dans le cadre de notre étude nous nous sommes intéressées au système HPS (Horizontal Pumping System) comme solution de pompage.

5.2 Définition de l'HPS

Un système de pompage horizontal (HPS) est une pompe centrifuge à plusieurs étages, montée horizontalement pour les applications de pompage de surface. Les systèmes de pompage horizontaux sont utilisés dans diverses applications telles que les inondations d'eau, l'élimination des eaux salées, l'approvisionnement en eau, le transfert d'huile brute, l'injection de propane liquide, le transfert GNL et les amines.

Ce système de pompage est caractérisé par des pressions de refoulement allant jusqu'à 5000 psi et des débits allant jusqu'à $395m^3/h$. Chaque unité HPS est conçue selon des spécifications et des normes rigoureuses. Les unités se composent généralement de :

- moteur (moteur électrique ou moteur diesel / gasoil).
- Thrust chamber.
- Garniture Mécanique.
- Pompe centrifuge horizontale à plusieurs étages.
- Interrupteurs d'arrêt de la sécurité des pressions et des vibrations.
- Socle.

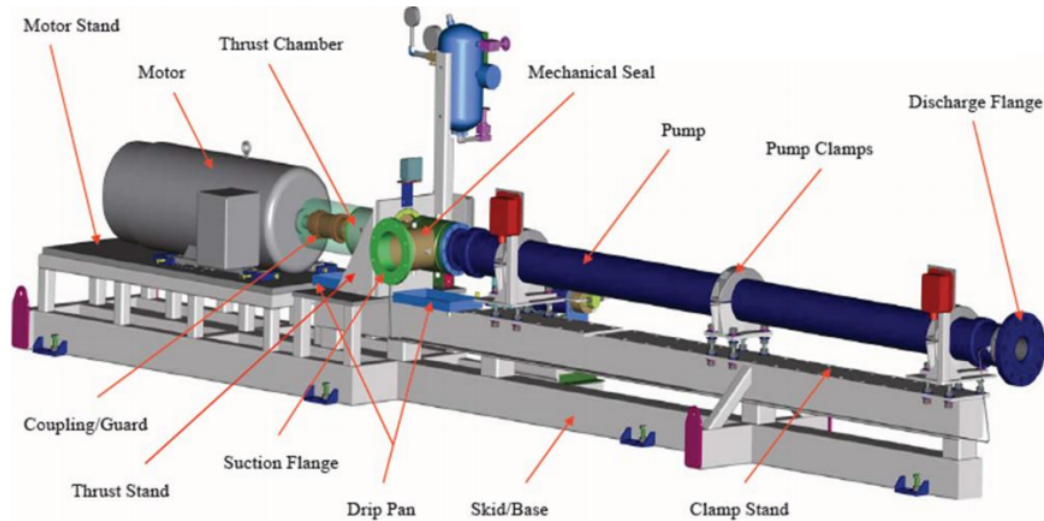


FIGURE 5.1 – Représentation du système HPS

5.3 Matériaux de construction

Le choix des matériaux de construction (corps – roue – arbre) dépend des caractéristiques du fluide pompé (fluides corrosifs, abrasifs, chauds, ...) et de la pression de service. Les matériaux de construction standards des composants de la pompe sont :

- Monel pour les arbres.
- Ni-Résistant pour les étages de la pompe.
- Le corps de la pompe en acier.
- Les brides d'admission et de de refoulement en acier.

5.4 Construction du système HPS

5.4.1 Pompe à étage de compression

- Les impulseurs transfèrent l'énergie cinétique au fluide pompé, et les diffuseurs convertissent cette énergie en pression.
- Toute charge axiale générée par les roues est transmise à la chambre de poussée.
- Le calage correct de l'accouplement de la pompe transmet ce chargement à la chambre de poussée.
- Un calage incorrect entraînera un contact interne dans la pompe.
- Les trous de balance sont forés sur des étages plus larges pour limiter la poussée.

1. **Arbre de la pompe** :L'arbre de la pompe, qui est exposé au fluide pompé, est couramment fabriqué à partir de K-Monel. Le diamètre de l'arbre déterminera le chargement maximal du couple, et donc le nombre maximal d'étages que la pompe peut contenir. L'arbre de la pompe est soutenu par des roulements radiaux, ce qui empêche la flexion de l'arbre en fonctionnement. Le fluide pompé lubrifie les roulements. Des roulements spécialisés sont requis dans des environnements sableux, qui sont constitués de faces d'appui

extrêmement résistantes montées sur un support en caoutchouc conforme. Le nombre de roulements devrait être augmenté dans un environnement sablonneux pour réduire les charges des roulements.

Les arbres à haute résistance sont fabriqués à partir d’Inconel, ce qui représente une augmentation d’environ 60% de la capacité de manutention du couple par rapport à un arbre K-Monel de même diamètre.

2. **Roulement** :Les roulements de pompe sont montés sur l’arbre de la pompe à intervalles réguliers sur toute la longueur de la pompe pour minimiser la déviation de l’arbre radial.
3. **Bride d’aspiration** :Cette soudure usinée fournit un conduit entre le liquide de La source et la bride d’entrée de la pompe (ou la base de la pompe) et relie mécaniquement La chambre de poussée, le châssis de la pompe et la pompe.



FIGURE 5.2 – Bride d’aspiration

Le tableau ci-dessous représente les différentes classes de bride selon la température et la pression du fluide :

| Classe ANSI | Pression à 100° F | Pression à 200° F |
|-------------|-------------------|-------------------|
| 150 | 275 | 240 |
| 300 | 720 | 620 |
| 600 | 1440 | 1240 |
| 900 | 2160 | 1860 |
| 1500 | 3600 | 3095 |
| 2500 | 6000 | 5160 |

TABLE 5.1 – Les différents classes de brides d’aspiration

Critères de sélection :

- Spécification de la pression d’entrée.
- Détermination de la compatibilité chimique : la composition Chimique détermine les matériaux de construction de l’ensemble d’aspiration. Le matériau standard est 316 SS.
- Quantification du débit d’entrée : il détermine la bride et la taille du tuyau d’entrée.
- Identification de la température du liquide. La température du liquide affecte la pression de la bride.

4. **Bride de refoulement** :L'ensemble de refoulement de la pompe HPS est un adaptateur double bride. La partie connectée à la tête de la pompe est une bride de base de la pompe REDA avec un joint interne, L'autre moitié est une bride ANSI standard pour s'accoupler avec la tuyauterie du transfert.

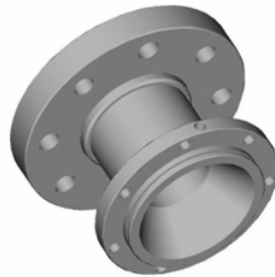


FIGURE 5.3 – Bride de refoulement

La classe de bride ANSI appropriée devrait être choisie pour tenir compte des pressions d'entrée de la pompe avec une attention particulière au fluide pompé et sa température. Un matériau de bride compatible doit également être soigneusement sélectionné. Le tableau ci-dessous représente les différentes classes de brides de refoulement selon la pression et la température du fluide pompé.

| Classe ANSI | Pression à 100° F | Pression à 200° F |
|-------------|-------------------|-------------------|
| 150 | 275 | 240 |
| 300 | 720 | 620 |
| 600 | 1440 | 1240 |
| 900 | 2160 | 1860 |
| 1500 | 3600 | 3095 |
| 2500 | 6000 | 5160 |

TABLE 5.2 – Les différents classes de brides de refoulement

5.4.2 Thrust-chamber (chambre de poussée)

La chambre de poussée est située entre le moteur et l'admission de la pompe, sa fonction principale est d'absorber les charges de poussée générées par la pompe centrifuge multi-étages. Un joint mécanique situé côté aspiration de la chambre de poussée empêche la migration des fluides dans la chambre de poussée. Elle contient des roulements qui absorbent les charges hydrauliques de la pompe ainsi que les roulements radiaux pour supporter le poids de l'arbre et l'accouplement.

Avec une maintenance correcte, les chambres de poussée peuvent fonctionner sans échec pendant de nombreuses années. La figure ci-dessous représente une chambre de poussée assemblée.

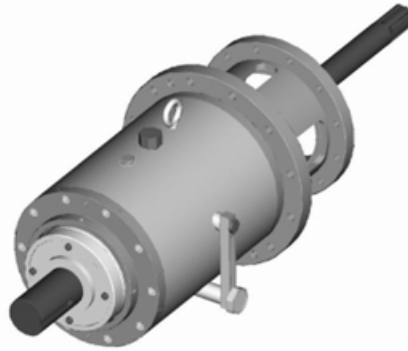


FIGURE 5.4 – Thrust-chamber (Chambre de poussée)

5.4.3 Moteur électrique

Un moteur électrique est une machine électromécanique capable de transformer l'énergie électrique en énergie rotatif qui est transférée à la pompe par le moyen d'accouplement entre l'arbre du moteur et l'arbre de la pompe.

Les pompes HPS Utilise des moteurs asynchrones triphasés à courant alternatif sans connexion entre le stator et le rotor.

Parmi les critères de sélection des moteurs on trouve :

- La puissance nécessaire pour la pompe pour un débit et pression bien déterminé.
 - Le type de bâti du moteur qui détermine le type de protection nécessaire pour la zone d'utilisation et type d'opération.
- (a) **Choix du type de bâtis du moteur** :le tableau ci-dessous présente un guide de choix du type de bâtis du moteur par rapport à la zone d'exploitation de la pompe.

| Type de bâtis | NEC | IEC |
|---------------|----------------------|----------|
| ODP | Sécurisé | Sécurisé |
| WPII | Classe 1, Division 2 | Zone 2 |
| TEFC | Classe 1, Division 2 | Zone 2 |
| XP | Classe 1, Division 1 | Zone 1 |

TABLE 5.3 – Types de bâtis du moteur

- (b) **Effet de température sur le choix du Moteur** :La température ambiante a un effet sur le choix du moteur. Les fabricants américains conçoivent leurs moteurs pour une température ambiante ne dépassant pas 104 degrés (40°C). Comme il existe des applications où les températures de fonctionnement pourraient être plus élevées, le moteur doit être spécifié avec une classe supérieure d'isolation ou le moteur doit être surdimensionné. Le tableau suivant représente les différentes classes de moteur selon la température de la zone d'exploitation.

| Classe d'isolation | A | B | F | H |
|------------------------------|------|------|------|------|
| Température interne maximale | 105° | 130° | 155° | 180° |

TABLE 5.4 – Classes d'isolation

5.4.4 Châssis de la pompe

La dernière conception des châssis HPS (Reda HPS) intègre plusieurs des avantages, Il existe trois types de châssis :

- (a) **Châssis Léger(LD)** :Les spécifications recommandées pour les châssis léger sont :
- Puissance du moteur inférieur ou égal à 250 hp
 - Section de la pompe : une seule section de pompe.
 - Longueur du châssis : inférieure ou égale à 23 ft
 - Longueur de la pompe : jusqu'à 16 ft
 - Longueur du moteur et de la chambre de poussée : 7,3 ft
- (b) **Châssis « Normal »** :les spécifications recommandées pour les châssis « normal » sont :
- Puissance du moteur inférieur ou égal à 900 hp
 - Section de la pompe : une seule section de pompe ou double section.
 - Longueur du châssis : de 19.25 fta 37 ft.
 - Longueur de la pompe : de 9.31 fta 24.43 ft.
 - Longueur du moteur et de la chambre de poussée : 9.25 ft
- (c) **Châssis « Maximum Duty MD »** :les spécifications recommandées pour les châssis« Maximum Duty MD » sont :
- Puissance du moteur inférieur ou égal à 1500 hp
 - Section de la pompe : double section.
 - Longueur du châssis : de 24 fta 45 ft.
 - Longueur de la pompe : de 23.82 fta 35.75 ft.
 - Longueur du moteur et de la chambre de poussée : 9.25 ft

5.5 Entretien de l'HPS

Le HPS est conçu pour une faible maintenance. La pompe est idéale pour un fonctionnement continu (24/7), le barillet de la pompe est une unité scellée et fonctionne normalement jusqu'à l'échec.

La conception modulaire du HPS permet des réparations rapides et simples du système, avec un temps d'arrêt minimal, ce qui est crucial pour toute opération de pompe. Tous les composants principaux sont alignés au laser à l'usine ; Par conséquent, le remplacement de tout composant ne nécessite pas de réalignement ou d'autres composants à démonter.

La pompe est facilement remplacée et peut être réparée dans une installation de Schlumberger. Pour remplacer la pompe, les pinces de pompe qui la maintiennent sur le patin doivent être desserrées / enlevées, ce qui permet de soulever la pompe à l'aide d'une petite grue à main ou d'une poulie. La pompe de remplacement est ensuite installée en séquence inverse. Toute l'opération devrait être en moyenne de 2 heures et demie, avec un maximum de 4 heures.

Voici un schéma explicatif de la composition de l'HPS

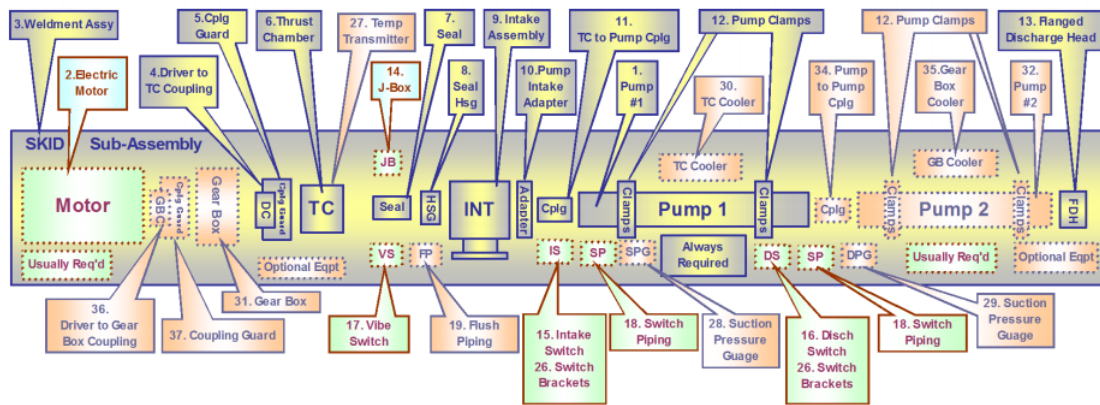


FIGURE 5.5 – Schéma explicatif de la composition du système HPS

5.6 Conclusion

Une fois les caractéristiques du système HPS définies dans ce chapitre, nous devons par la suite dimensionner et sélectionner le système le plus efficace du point de vue technique et le plus rentable économiquement, pour cela Schlumberger a développé des logiciels de design dans le but de faciliter le dimensionnement des équipements de pompage.

Chapitre 6

Chapitre 6

Présentation du logiciel DesignRite

6.1 Introduction

A présent, le développement technologique ne fait qu'accroître, ce qui a poussé les chercheurs à développer des outils de calculs automatiques présentés sous forme de logiciel, nous permettant ainsi d'avoir de meilleurs résultats en un temps plus court et avec plus de précision, ce qui nous procure plus de fiabilité.

Dans le cadre de notre étude nous allons travailler avec le logiciel de dimensionnement DesignRite élaboré par Schlumberger qui nous permettra de construire notre réseau de surface de façon optimale.

6.2 Présentation du logiciel DesignRite

Le logiciel de conception DesignRite est un logiciel sophistiqué pour le dimensionnement et l'analyse d'un système de pompage complet. Conçu pour être intuitif avec un flux de travail logique, le logiciel est extrêmement convivial. En outre, il dispose de certains modèles les plus avancés dans le moteur de logiciel pour prédire avec précision les performances de chaque composant du système.

Il comprend ces trois principaux modules :

- ✓ Système de pompage horizontal
- ✓ Pompage immergé
- ✓ Production avec gaz lift

Le DesignRite comporte des fonctionnalités pour faciliter la sélection des équipements de l'HPS selon le type de fluide pompé (acide, présence d' H_2S , fluide sablonneux..), le climat de la zone exploitée (température...) etc.

6.3 Espace de travail

Afin de dimensionner un système de pompage horizontal HPS à partir de DesignRite il est important d'introduire les données relatives au fluide pompé, ainsi que les caractéristiques de la pompe voulue suivant un système d'unité défini par l'utilisateur préalablement.

Les figures ci-dessous représentent les étapes de dimensionnement de ce système.

6.3.1 Dialogue d'ouverture

La figure suivante représente l'écran d'ouverture de dialogue du DesignRite :

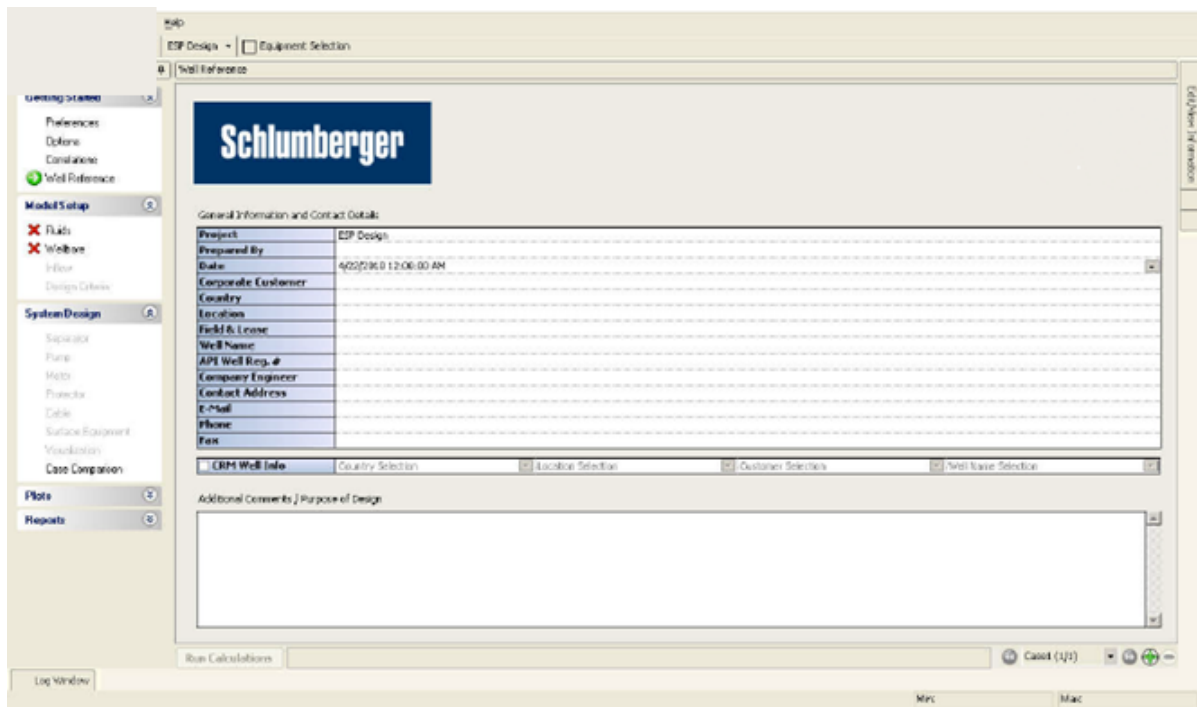


FIGURE 6.1 – L'écran d'ouverture de dialogue du DesignRite

Le bouton vert avec la flèche dans le menu workflow indique l'écran ouvert. On remarque que la plupart d'entre eux ne sont pas encore activés.

L'input doit être soumis séquentiellement au programme, lorsque l'input est rempli, l'icône de dialogue qui suit sera activée.

Les entrées de l'espace de travail qui ont un X à côté d'eux doivent être complétées afin de passer à la section de conception du système.

Le choix de créer un nouveau fichier ou d'ouvrir un fichier enregistré est possible lorsque le fichier est sélectionné dans le menu principal, le fichier donne également la possibilité « d'enregistrer » ou « d'enregistrer sous » pour le fichier ouvert actuellement.

6.3.2 Sélection des équipements :

Les équipements du réseau peuvent être choisis en cochant la case « Equipment selection » comme indiqué sur la figure suivante :

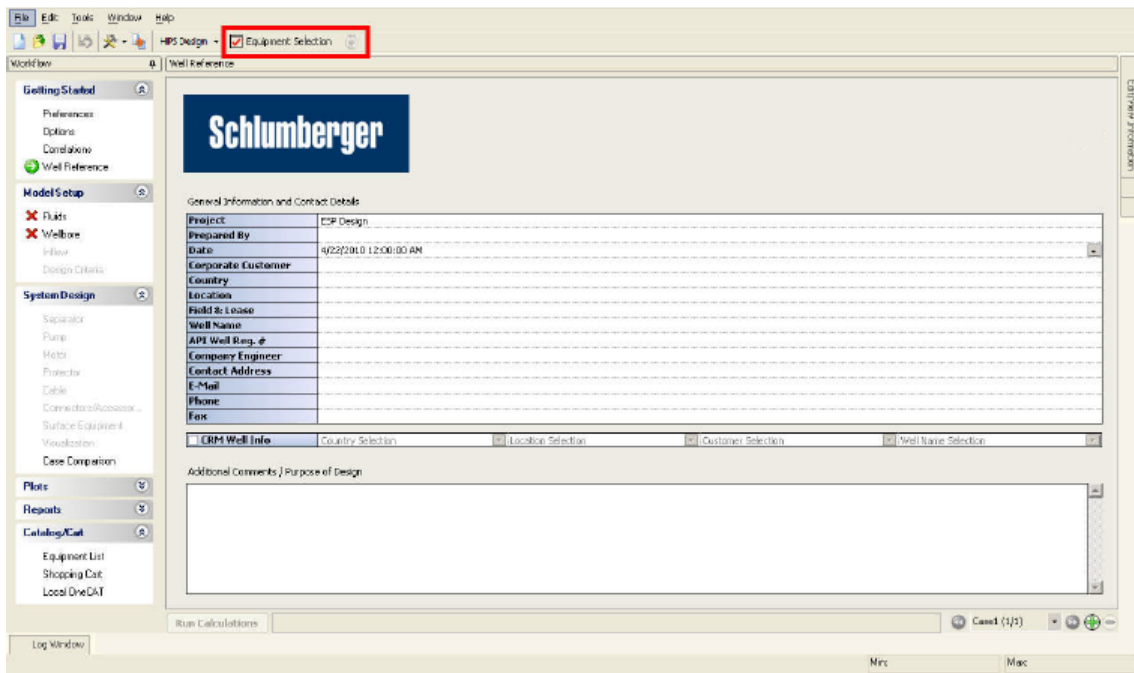


FIGURE 6.2 – Sélection des équipements

6.3.3 Préférences

L'écran de préférence est représenté dans la figure suivante :

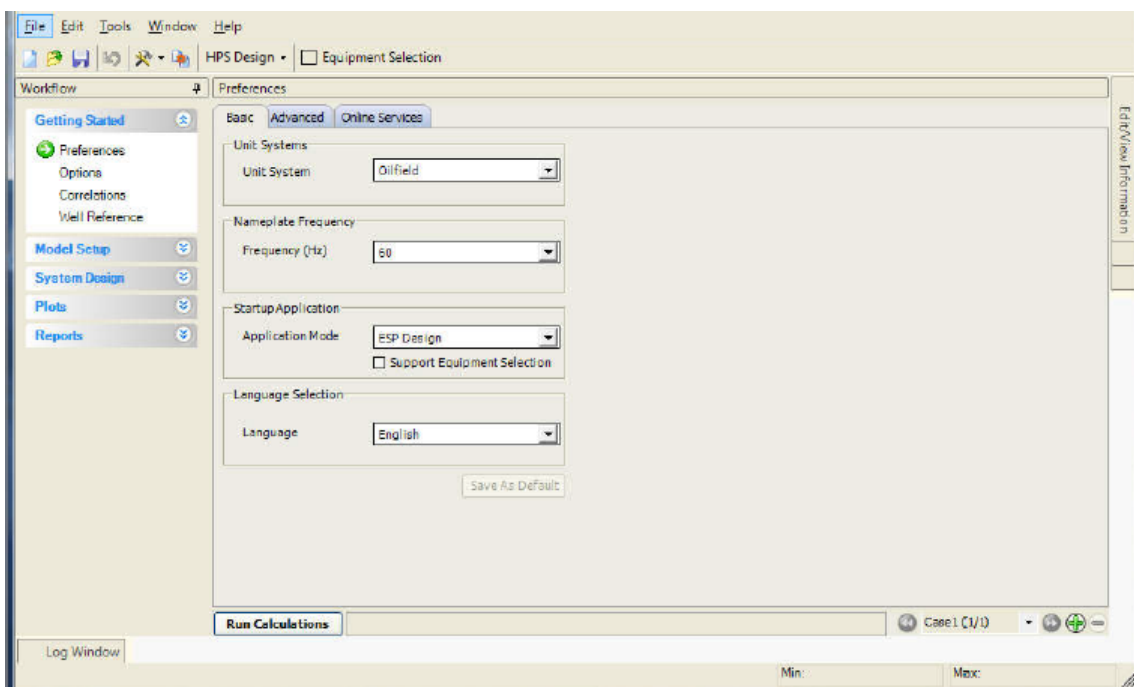


FIGURE 6.3 – Écran de préférences

Il comporte trois fonctions principales :

➤ **Basic :**

Les références « basic » comprennent un choix de système d'unité, la fréquence de la plaque signalétique, le mode de l'application préféré pour le démarrage de l'application et la préférence linguistique.

Les utilisateurs travaillant dans une zone où la plupart des modèles sont basés sur des systèmes d'alimentation 50hz sélectionnent l'option de plaque signalétique de 50hz dans cette boîte de dialogue.

En cliquant sur la flèche à droite, on sélectionne l'option voulue.

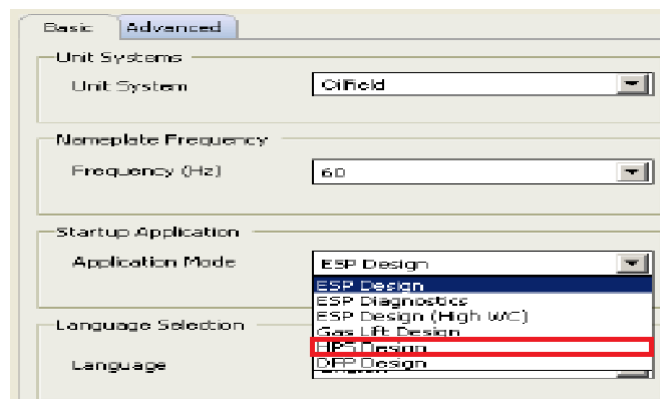


FIGURE 6.4 – Choix du système d'unités et de la fréquence

➤ **Advanced :**

L'onglet « Advanced » offre plus de flexibilité pour le système d'unité. L'utilisateur peut construire son propre système d'unité en utilisant par exemple certains paramètres dans Metec et autres dans Oilfield à travers le choix disponible dans Advanced (figure 6.5). Le bouton « + » construit un nouveau système avec les paramètres actuels.

L'utilisateur peut lui donner un nom puis modifier une partie de l'unité.

Le bouton de modification d'application sauvegarde les nouvelles unités sur le système créé par l'utilisateur, Le bouton moins peut être utilisé pour supprimer ce système unique. Cela ne verrouille pas les unités qui doivent être utilisées dans les écrans d'entrée.

Dans les écrans « basic », il existe un bouton pour sauvegarder par défaut le réglage afin qu'à chaque fois que le programme s'ouvre, ces paramètres seront utilisés à moins qu'ils ne soient changés à nouveau.

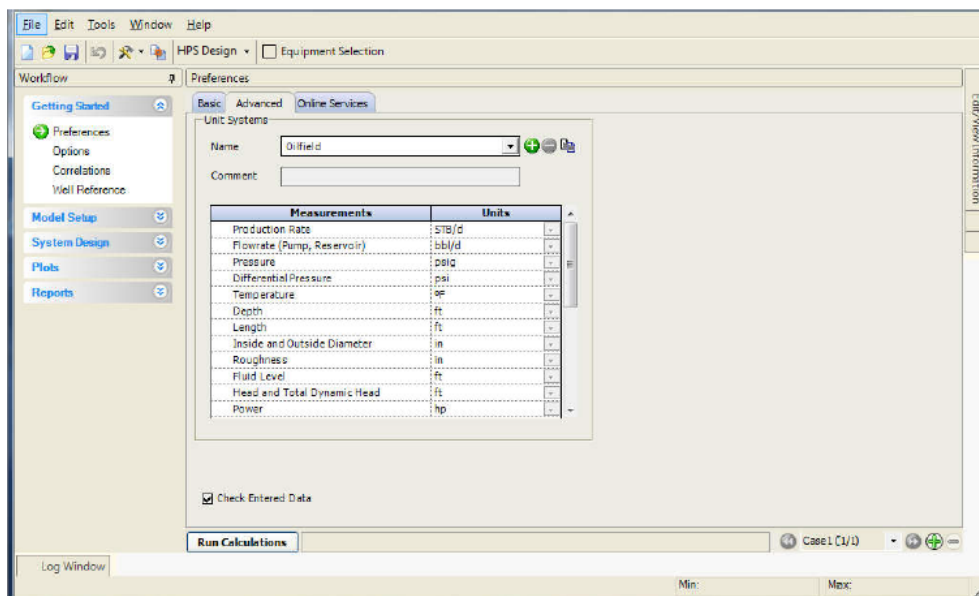


FIGURE 6.5 – L'onglet "Advanced"

Pour commencer le dimensionnement de l'HPS nous devons introduire les données spécifiques au fluide pompé ainsi que les paramètres de fonctionnement de la pompe (débit

et pression de refoulement) comme représenté dans la figure ci-dessous :

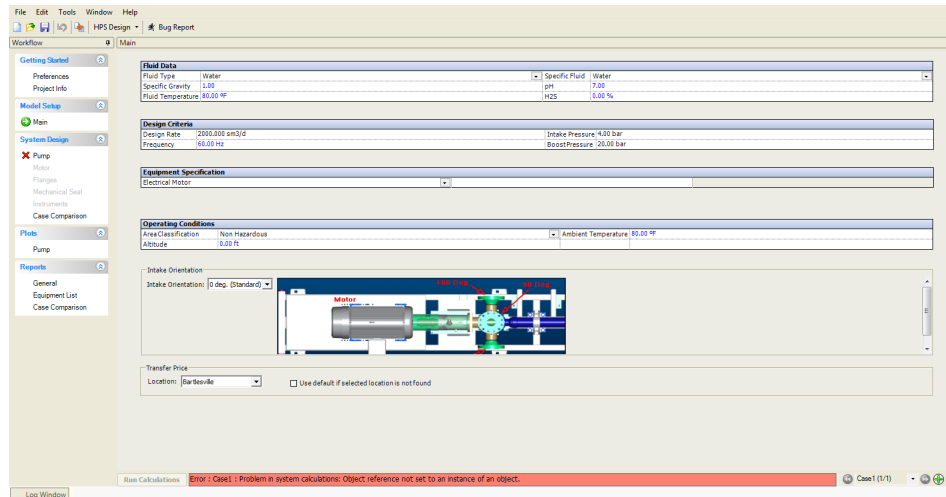


FIGURE 6.6 – Insertion des données relatives au fluide pompé

Ces données nous permettent de définir le type de matériaux de la pompe et du moteur, afin d'avoir un maximum de résistance pour un maximum de productivité.

6.3.4 Dimensionnement de la pompe

Après avoir insérer le débit et la pression de refoulement voulus, le logiciel nous affichera une panoplie de pompes susceptible de répondre aux critères requis comme représenté dans la figure ci-dessous :

| | Stage Type | Min Rate | BEP Rate | Max Rate | BEP Efficiency | Max Pressure |
|---|------------|----------|----------|----------|----------------|--------------|
| 1 | J350N | 508.388 | 1776.841 | 2598.118 | 0.79 | 456.07 |
| 2 | J350R | 508.388 | 1776.841 | 2598.118 | 0.79 | 456.07 |
| 3 | JN16000 | 1797.617 | 2247.870 | 2738.556 | 0.72 | 228.54 |
| 4 | MS20-A | 926.896 | 2754.808 | 3370.531 | 0.77 | 304.38 |
| 5 | MS20-B | 758.369 | 2549.234 | 3230.092 | 0.78 | 304.38 |

FIGURE 6.7 – La liste des pompes candidates

Une fois la pompe choisie suivant son intervalle de fonctionnement, on passe au choix du moteur comme représenté dans la figure suivante :

| | PN | HP | Voltage | Enclosure | Bearing Type | F1 Efficiency | Frame Size | Modifications | SF | MfgPro Price | MfgPro LT | Location |
|---|------|-----|---------|-----------|--------------|---------------|------------|---------------|----|--------------|-----------|----------|
| 1 | RRMT | 100 | 380 | TEFC | BALL | 94.7 | 444TS | | 1 | | | |

FIGURE 6.8 – Choix du moteur

Un choix des types de brides d'aspiration et de refoulement se fait en choisissant le type de matériaux de construction :

- carbon steal (acier) dans le cas d'un fluide propre sans H2S ou CO2 ou agents corrosifs
- stainless steel (acier inoxydable) dans le cas d'un fluide corrosif (tableau HPS)

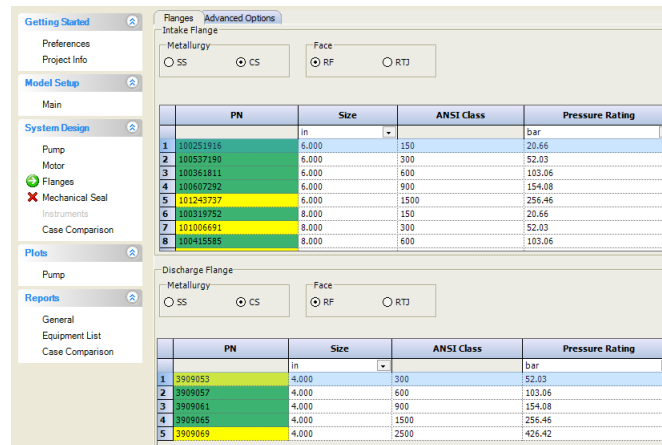


FIGURE 6.9 – Choix des types de brides

Le choix de la garniture mécanique se fait selon le type de fluide, sa pression d'aspiration et sa température comme représenté dans la figure ci-dessous :

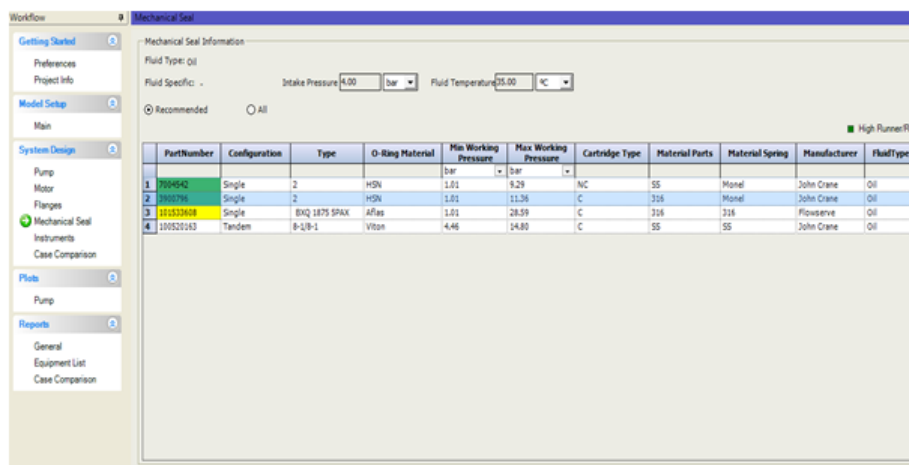


FIGURE 6.10 – Choix de la garniture mécanique

En dernier, on passe au choix des instruments qui se chargent de transmettre les informations relatives au réseau (switchs et transmetteurs) à l'armoire de commande en temps réel, comme représenté dans la figure suivante :

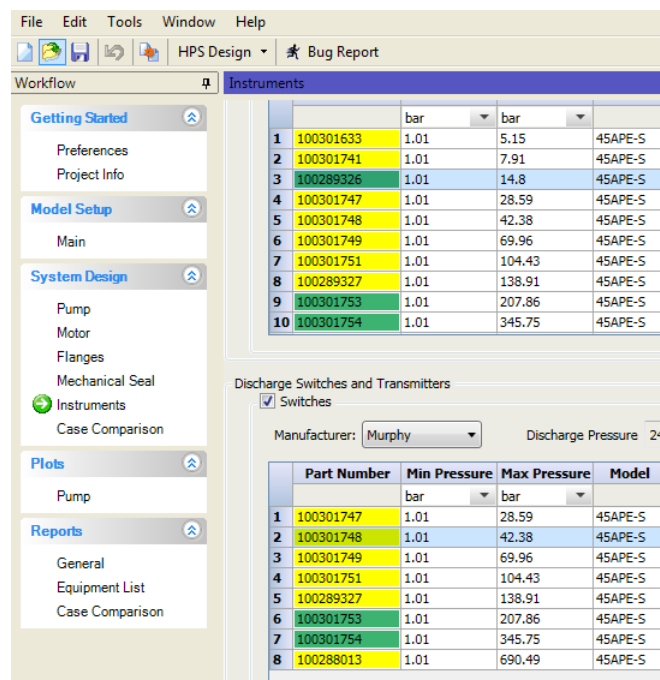


FIGURE 6.11 – Choix des switches et transmetteurs

Après avoir défini les différentes caractéristiques du système HPS, le logiciel est capable de nous fournir un rapport bien détaillé sur les paramètres de fonctionnement du réseau en fichier PDF ou Word pour que ce dernier puisse être présenté au client.

6.4 Conclusion

Dans le cadre de notre travail, le DesignRite nous permettra de dimensionner l'ensemble du système HPS, particulièrement d'élaborer les courbes caractéristiques des pompes susceptible de répondre aux besoins en débit et en pression.

Chapitre 7

Chapitre 7

Description de la zone d'étude

7.1 Introduction

Le champ Hassi Guettar situé au sud de la zone Hassi Messaoud, est alimenté par un grand nombre de puits de la région. Les hydrocarbures en provenance de ces puits doivent subir une séparation puis passer par un système de pompage qui permettra de booster le pétrole et de le transférer vers un centre de traitement situé à une distance de 970 m du champ.

7.2 La région de Hassi Messaoud

Le môle de Hassi Messaoud, de forme ovoïde et de direction NE-SW est situé au Nord de la plateforme saharienne entre les méridiens 5° 40' et 6°20' Est et les parallèles 31°30' et 32°00'.

Nord, il occupe ainsi une superficie de 5 400 Km²; il est le résultat d'une histoire paléotectonique très complexe.

La périphérie du champ de Hassi Messaoud est constituée de zones faillées où des Horst et Grabens. Ces zones périphériques hautes situées en aval par rapport au gisement Hassi Messaoud contiennent des accumulations d'huile.

Parmi ces structures la structure de **HASSI GUETTAR** située au Sud-Ouest du champ de Hassi Messaoud.

7.3 Situation géographique et géologique de Hassi Guettar

Hassi Guettar correspond à une structure satellite située au Sud-Ouest du champ de Hassi Messaoud, dans le bloc n°427, entre les longitudes 5°30' et 6°30' Ouest et les latitudes 30°50' et 31°40' Nord. La figure ci-dessous représente une carte de position du gisement de HASSI GUETTAR.

La structure de Hassi Guettar est située sur la dorsale Amguid El Biod / Hassi Messaoud, ses limites sont :

- L'ensellement de Touggourt au Nord.
- La dorsale d'Amguid, qui sépare le bassin d'Illizi de celui de Mouydir, au sud.
- Le bassin de Berkine à l'Est.

| Ère | Sys | ETAGES | LITHO | Ep (m) | DESCRIPTION LITHOLOGIQUE | |
|--------------------|-------------------|-----------------------|--------------------------|---|---|--|
| CZ | NEOC | MIO PLOCENE | | 239 | Recouvrement sableux avec alternances d'argiles, calcaires et marnes sableuses | |
| | | EOCENE | | 122 | Calcaire dolomitique à silex | |
| MESOZOIQUE | CRETACE | SENONIEN | CARBONATE | | 107 | Calcaire dolomitique argileux, anhydrite à passées de dolomie |
| | | | ANHYDRITIQUE | | 209 | Anhydrite, marne, dolomie |
| | | | SALIFERE | | 149 | Sel massif à intercalations d'argiles et marnes |
| | | TURONIEN | | 112 | Calcaire tendre crayeux, dolomitique et argileux. Nappe d'eau salée | |
| | | CENOMANIEN | | 147 | Anhydrite, marne, dolomie, calcaire et argile | |
| | | ALBIEN | | 362 | Grès à intercalations d'argiles silteuses. Nappe d'eau douce | |
| | | APTIEN | | 24 | Dolomies cristallines et calcaires | |
| | | BARREMIEN | | 276 | Grès fins à moyens, carbonatés, intercalés de niveaux d'argiles | |
| | | NEOCOMIEN | | 182 | Argiles à intercalation calcaire et/ou dolomie, grès à passées argileux | |
| | JURASSIQUE | DOGGER | MALM | | 226 | Argiles et marnes intercalées de calcaires; dolomie et grès |
| | | | ARGILEUX | | 107 | Argiles tendres, marnes dolomitiques à rares passées gréseuses fines |
| | | LIAS | LAGUNAIRE | | 211 | Anhydrite, Dolomie, et argiles tendres à marnes grises |
| | | | LD1 | | 66 | Dolomies, anhydrites à passées d'argiles et de calcaires |
| | | | LS1 | | 90 | Argiles plastiques brunes salifères à passées de sel et d'anhydrite |
| | | | LD2 | | 55 | Dolomies à passées marnes grises |
| | | | LS2 | | 58 | Sels translucides à quelques passées de marnes grises |
| | | | LD3 | | 31 | Marnes grises à passées de dolomies |
| | | | TS1 | | 46 | Alternance de sel d'anhydrite et de dolomie |
| | | TRIAS | TS2 | | 189 | Sel massif à intercalation d'anhydrite et argile |
| | | | TS3 | | 202 | Sel massif avec traces d'argiles |
| ARGILEUX | | | 113 | Argiles rouges dolomitiques ou Silteuses injectée de sel et anhydrite | | |
| GRESEUX | | | 0 à 35 | Grès fins à moyens à ciment argileux | | |
| PALEOZOIQUE | ORDOVICIEN | ERUPTIF | | 0 à 92 | Andésite | |
| | | Quartzites d'El Hamra | | 75 | Grès quartzitiques fins présentant de la glauconite et de l'anhydrite | |
| | | Grès d'El Archana | | 25 | Grès fins feldspathiques et glauconieux | |
| | | Argiles d'El Gassi | | 50 | Argile verte ou noire à graptolites | |
| | CAMBRIEN | Zone des Alternances | | 18 | Alternances d'argiles et de grès quartzitiques avec glauconite et figillites | |
| | | R. Isométriques | | 42 | Grès isométriques à plages de quartzites; présence de figillites | |
| | | R. Anisométriques | | 125 | Grès quartzites anisométriques moyens à grossiers à ciment argileux et siliceux avec stratifications obliques à entrecroisées | |
| | | R.2 | | 100 | Grès moyens à grossiers parfois micacés à ciment argileux illiaques | |
| | | R.3 | | 370 | Grès feldspathiques et micacés grossiers à ciment argileux | |
| | | Infra Cambrien | | 45 | Grès argileux rouges | |
| SOCLE | | | Granite porphyroïde rose | | | |

(SONATRACH, légèrement modifiée)

FIGURE 7.2 – Colonne stratigraphique du champ de Hassi Messaoud

7.5 Aspect pétrolier

L'huile de Hassi Guettar provient des argiles radioactives du Silurien. Elle présente les mêmes caractéristiques que celle du champ de Hassi Messaoud ; sa migration s'est faite à travers la surface de discordance hercynienne et/ou les zones de développement des grès triasiques, qui l'ont drainé de la roche mère silurienne vers les roches réservoirs du Cambro-Ordovicien. Cette migration est accentuée grâce à un pendage favorable vers le Sud. Le drainage latéral devient parfois vertical suivant les plans de failles.

7.5.1 Les roches réservoirs

- Le cambrien : Il est constitué par les grès de Messaoud, représentés par les unités Ri, Ra et la zone des alternances :

L'unité Ra : Elle est formée par des grès mal classés de taille supérieure à 1mm. C'est une succession de lits millimétriques grossiers et fins avec de bons paramètres pétro-physiques : porosité de 4 à 18% et la perméabilité de 60 à 100md.

L'unité Ri : C'est le réservoir principal dans la région de Hassi Guettar constituée de grès fins à moyens, bien classés, siliceux à silico-quartzitiques, présentant de faibles caractères pétro-physiques parfois améliorés sensiblement par la transformation du ciment argileux, illite en kaolinite permettant un gain de porosité.

La zone des alternances : Elle assure une bonne production, c'est un niveau fortement altéré, caractérisé par une alternance de bancs d'argile indurée et de quartzite fine et isométrique.

- L'Ordovicien : Dans la région de Hassi Messaoud, l'Ordovicien est subdivisé en quatre unités (I, II, III et IV), dont seule l'unité III contient des hydrocarbures. Cette unité est subdivisée à son tour en trois sous unités (III inférieure, III moyenne et III supérieure). Dans le périmètre étudié, le réservoir ordovicien est représenté par les grès d'El Atchane (III inférieure) et les quartzites de Hamra (III moyenne).

7.5.2 Les roches couvertures

Les séries argilo salifères du Lias et à des degrés moindres la série inférieure et les roches séruptives du Trias, jouent le rôle de couverture et assurent une étanchéité pour les réservoirs ordoviciens ; quant aux réservoirs cambriens, c'est l'épaisse série des argiles d'El Gassi qui leur assure une étanchéité parfaite.

7.5.3 Les roches mères

Comme dans toute la plateforme saharienne et en particulier dans le champ de Hassi Messaoud, les argiles noires radioactives siluriennes constituent la roche mère des réservoirs de Hassi Guettar.

Ces argiles riches en matière organique, de nature amorphe et d'origine marine, sont absentes dans la structure de Hassi Guettar à cause de l'érosion hercynienne.

Le remplissage des réservoirs de Hassi Guettar en hydrocarbures c'est fait par migration grâce à un pendage favorable vers le Sud, à partir des roches mères siluriennes préservées au Nord de Hassi Messaoud et dans les bassins avoisinants tel que Oued Mya, Mouydir et Berkine. (DAOUD. A –1996).

7.5.4 Types de pièges

Les pièges rencontrés dans la structure de Hassi Guettar sont essentiellement liés à des horsts (résultat d'une activité tectonique complexe).

7.6 Présentation du réseau de surface existant

7.6.1 Composition actuelle du réseau de surface HGA

Actuellement sept puits et un manifold fournissent une production d'huile au collecteur qui est relié à un séparateur (ENSP), cette huile est par la suite entraînée vers un Surge Tank puis pompée à l'aide d'une pompe HPS vers le centre de traitement.

A - Manifold

La figure ci-dessous représente le Manifold installé au champ HGA :



FIGURE 7.3 – Le manifold du champ HGA

B - Un séparateur horizontal

Le séparateur se chargera de séparer les hydrocarbures en provenance du Manifold en trois phases de fluide :

- ✓ Gaz : une partie du gaz sera destinée aux torches ou elle sera brûlée, l'autre partie sera dirigée vers le Surge Tank.
- ✓ Eau : l'eau sera évacuée du système.
- ✓ Huile : l'huile sera dirigée vers le Surge Tank puis vers la pompe.

Ses caractéristiques sont les suivantes :

| | |
|---------------------------|----------------|
| Pression max de service : | 46.16 bars |
| Volume intérieur total : | 9769.11 litres |
| Longueur : | 5185.5 mm |
| Diamètre : | 1460.5 mm |



FIGURE 7.4 – Le séparateur du champs HGA

C - Surge Tank

Afin de maintenir la pression à l'entrée de la pompe l'installation d'un Surge Tank s'est révélé nécessaire.

La figure suivante représente le Surge Tank installé au champ HGA :



FIGURE 7.5 – Le Surge Tank du champs HGA

Ses caractéristiques sont les suivantes :

Pression MAX de service : 150 psi (soit 10.34 bars)

Température de service : de $-29^{\circ}C$ à $80^{\circ}C$.

Capacité : 100 bbl.

D - Une pompe centrifuge multi-étages

C'est une pompe de type HPS (horizontal pumping system) utilisée pour booster le fluide vers le centre de traitement.

Ses caractéristiques sont les suivantes :

- ✓ Pompe :
 - constructeur : Reda Pump.
 - Type : Reda 538 S100N.
 - Nombre d'étages : 25 étages.
 - Débit maximal : $553 \text{ m}^3/j$.
 - Pression à l'entrée de la pompe : 1.04 bars.
 - Pression de refoulement : 18.94 bars.
 - Vitesse de rotation : 3412.3 rpm
 - Rendement : 42 %
 - Diamètre de la bride d'aspiration : 4 inch
 - Diamètre de la bride de refoulement : 3 inch

- ✓ Moteur
 - Constructeur : Siemens
 - Vitesse de rotation : 3412.30 RPM
 - Facteur de puissance : 73.06%
 - Bâtis du moteur : TEFC
 - Intensité : 55 Amps
 - tension : 460.00 V

- ✓ Châssis
 - Type du châssis : léger (LD)
 - Longueur de l'unité : 5.16 m

La figure ci-dessous représente l'unité HPS installée au champ HGA :



FIGURE 7.6 – La pompe installée au champs HGA

7.7 Conclusion

Etant donné que la Sonatrach compte augmenter la production à $730 \text{ m}^3/j$ actuellement et à $2000 \text{ m}^3/j$ dans le futur à une pression de 24 bars, Le défi consiste à installer une unité de pompage horizontale fonctionnant automatiquement pour répondre aux exigences de production.

Chapitre 8

Chapitre 8

Résolution du cas pratique

8.1 Introduction

L'objectif de ce chapitre est de faire le dimensionnement de la pompe centrifuge horizontale, apte à répondre aux besoins actuels ($Q=730(m^3/j)$) et futurs ($Q=2000(m^3/j)$) du client avec une pression de refoulement de 24bars.

8.2 Dimensionnement de l'HPS

A noter que designRite est capable de faire tout le dimensionnement et de situer le point de fonctionnement d'une large gamme de pompes susceptibles de répondre aux besoins recherchés, cependant, on se contentera de prendre les courbes caractéristiques fournies par ce dernier, puis on se chargera de choisir la pompe optimale et de poursuivre les étapes de dimensionnement de cette dernière.

8.2.1 Insertion des données dans le logiciel

Il est important de bien introduire toutes les données nécessaires au dimensionnement (fluide, pression, débit...).

A - Les données relatives au fluide pompé sont :

| | |
|------------------------------------|---------|
| Type de fluide | Pétrole |
| Densité | 0.80 |
| Température (°C) | 35.00 |
| PH | 7.00 |
| Pourcentage d'H ₂ S (%) | 0.00 |

TABLE 8.1 – Les données relatives au fluide pompé

B - Les critères de design sont :

| | |
|--|------|
| Débit de refoulement de la pompe (m^3/j) | 2000 |
| Fréquence (Hz) | 50 |
| Pression à l'entrée de la pompe (bar) | 4 |
| Pression fournie par la pompe (bar) | 20 |

TABLE 8.2 – Les critères de design

C - Les données relatives à la zone d'étude sont :

| | |
|---------------------------|----------------|
| Classification de la zone | Non dangereuse |
| Altitude (m) | 168 |
| Température ambiante (°C) | 30.00 |

TABLE 8.3 – Données relatives à la zone d'étude

8.2.2 Dimensionnement de la pompe

A - Choix de la pompe

Après avoir insérer toutes les données nécessaires au dimensionnement, DesigneRite nous a affiché une liste de pompes Schlumberger susceptibles de répondre aux besoins en débit et en pression. Le tableau ci-dessous illustre la liste des pompes candidates, leurs intervalles de fonctionnement c'est-à-dire (le débit minimal, le débit maximal, le débit optimal), ainsi que le rendement maximal.

| Nom de la pompe | Débit min (m ³ /j) | Débit opt (m ³ /j) | Débit max (m ³ /j) | Rendement max |
|-----------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------|
| GN5200 | 516.709 | 730.067 | 874.430 | 0.66 |
| J200N | 254.380 | 957.622 | 1192.405 | 0.72 |
| J200R | 254.380 | 957.622 | 1192.405 | 0.72 |
| J252N | 344.473 | 1144.759 | 1490.506 | 0.74 |
| J350N | 479.612 | 1676.265 | 2451.054 | 0.79 |
| J350R | 479.612 | 1676.265 | 2451.054 | 0.79 |
| JN16000 | 1695.85 | 2120.632 | 2583.544 | 0.72 |
| M520-A | 874.430 | 2598.875 | 3179.746 | 0.77 |
| M520-B | 758.369 | 2549.234 | 3230.092 | 0.78 |
| M675-A | 1033.418 | 3428.633 | 4305.906 | 0.74 |

TABLE 8.4 – La liste des pompes candidates

- De cette liste de pompe, on propose de sélectionner la pompe J350N, dont le débit optimal correspond le plus au débit projeté (2000(m³/j)) avec une pression de refoulement de 24bars.
- A noter qu'une fois la nouvelle pompe installée, elle doit pouvoir débiter 730 m³/j donc ce débit doit être inclus dans l'intervalle de fonctionnement de la pompe J350N.

B - Courbe caractéristique de la pompe

La figure ci-dessous représente la courbe caractéristique de la pompe J350N comportant un seul étage, fonctionnant à 50Hz :

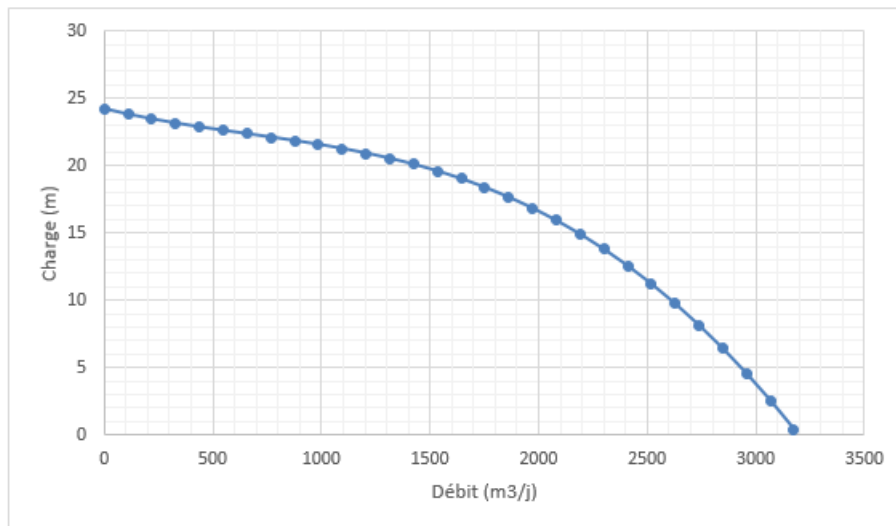


FIGURE 8.1 – La courbe caractéristique de la pompe J350N (pour 1 étage)

La courbe suivante représente les courbes caractéristiques de la pompe J350N sous différentes fréquences :

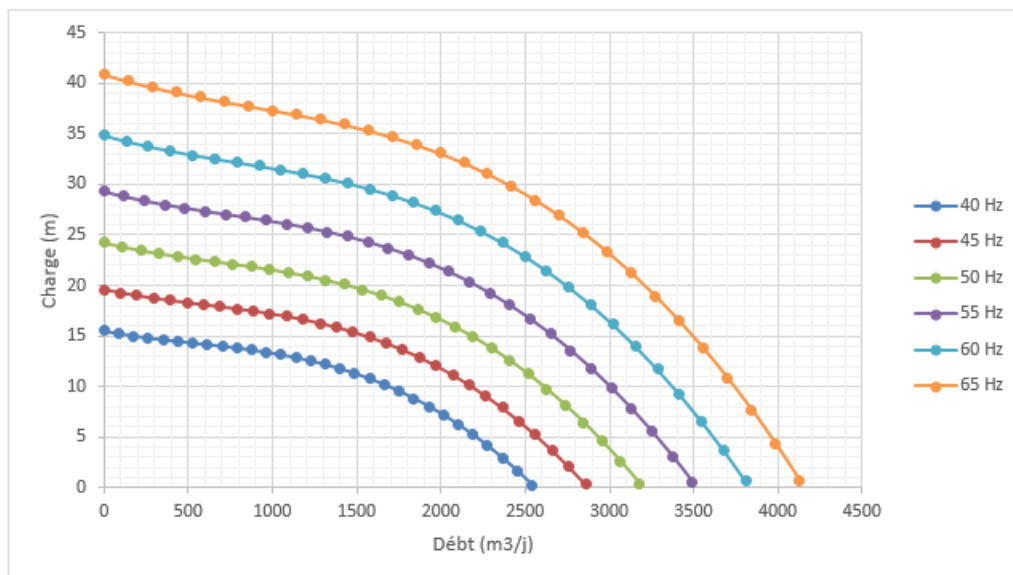


FIGURE 8.2 – Les courbes caractéristiques de la pompe J350N sous différentes fréquences

C - Calcul du nombre d'étage de la pompe et de la fréquence de fonctionnement optimale

Afin de pouvoir répondre aux besoins en pression du client qui est de 24 bars, une seule pompe ne serait pas suffisante, pour cela il s'offre à nous de placer plusieurs pompes en série ce qui n'est pas très pratique, pour palier à cela, on mettra en place une pompe centrifuge à étage multiple.

Comme première approche on travaillera avec une fréquence de 50Hz.

Le calcul du nombre d'étage de la pompe ce fait comme suit :

$$N = \frac{H_{ref} - H_{asp}}{H_{1etage}} \quad (8.1)$$

Sachant que :

- La pression de refoulement est égale à 24 bars ce qui est équivalent à 305.81 m.
- La pression d'aspiration ($NPSH_d$) est égale à 4 bars ce qui est équivalent à 51 m.

$$\text{Donc : } H_{mt} = H_{ref} - H_{asp} = 254.84m$$

A partir du graphe représentant la courbe caractéristique de la pompe pour un étage, on tire la valeur de la charge pour un débit de 2000 m³/j à une fréquence de 50Hz :

- La charge trouvée pour un seul étage est égale à : H= 16m

$$\text{Donc : } N = \frac{H_{mt}}{H} = \frac{254.84}{16} = 15.92 \text{ étages} \approx 16 \text{ étages}$$

Afin de diminuer le nombre d'étages pour des raisons de rentabilité, on suggère d'augmenter la fréquence à 55Hz.

A partir du graphe représentant la courbe caractéristique de la pompe pour un étage, on tire la valeur de la charge pour un débit de 2000 m³/j à une fréquence de 55Hz :

- La charge trouvée pour un seul étage est égale à : H'= 22m

$$\text{Donc : } N = \frac{H_{mt}}{H} = \frac{254.84}{22} = 11.58 \text{ étages} \approx 12 \text{ étages}$$

Calcul de la pression de refoulement de la pompe avec 12 étages :

$$H_{mt} = N * H' = 12 * 22 = 264m > 254.84m$$

Ce qui nous donne une pression de refoulement de :

$$H_{ref} = H_{mt} + H_{asp} = 264 + 51 = 315m = 24.72 \text{ bars} > 24 \text{ bars}$$

On remarque que la pression de refoulement à 55Hz est supérieure à la pression de refoulement exigée par le client.

Afin de trouver un compromis entre pression de refoulement exigée, et nombre d'étage réduit, on refait le calcul à une fréquence intermédiaire qui est de 53Hz.

A partir du graphe représentant la courbe caractéristique de la pompe pour un étage, on tire la valeur de la charge pour un débit de 2000 m³/j à une fréquence de 53Hz :

- La charge trouvée pour un seul étage est égale à : H= 19.6m

$$\text{Donc : } N = \frac{H_{mt}}{H} = \frac{254.84}{19.6} = 12.74 \text{ étages} \approx 13 \text{ étages}$$

Calcul de la pression de refoulement de la pompe avec 13 étages :

$$H_{mt} = N * H'' = 13 * 19.6 = 254.8m$$

Ce qui nous donne une pression de refoulement de :

$$H_{ref} = H_{mt} + H_{asp} = 254.8 + 51 = 305.8m = 24 \text{ bars.}$$

On constate que 53Hz est la fréquence optimale pour le fonctionnement de l'HPS selon les critères exigés.

La figure ci-dessous représente la courbe caractéristique de la pompe J350N comportant 13étages, fonctionnant à 53Hz.

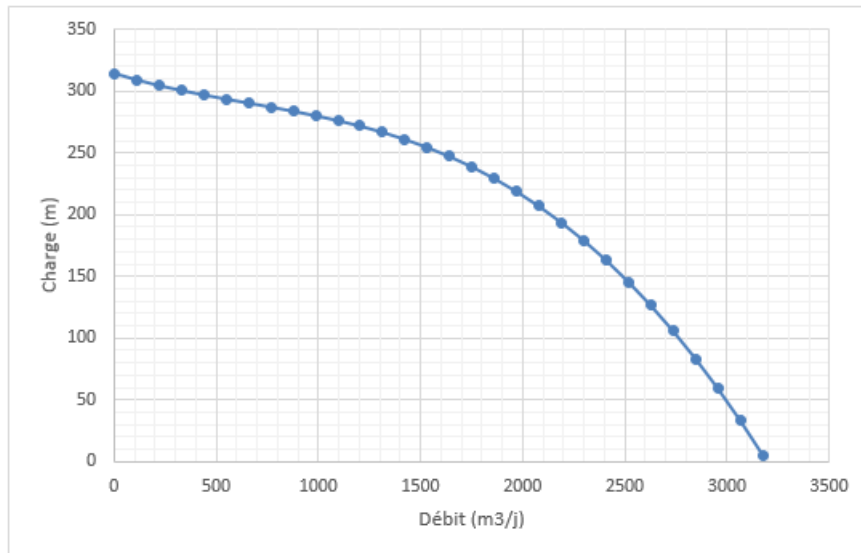


FIGURE 8.3 – Courbe caractéristique de la pompe dimensionnée(13 étages)

D - Calcul du rendement au point de fonctionnement (Q = 2000 m³/j et P= 24 bars)

Données :

➤ Puissance fournie au fluide :

$$\begin{aligned}
 P_f &= \rho * g * HMT * Q \\
 &= 800 * 9.81 * 254.8 * \frac{2000}{3600 * 24} \\
 &= 46288W \\
 &= 46.29KW
 \end{aligned}$$

➤ Puissance absorbée :

$$P_{abs} = 58.9KW \text{ (Donnée par le logiciel)}$$

Donc :

➤ le rendement de la pompe au point de fonctionnement :

$$\eta = \frac{P_f}{P_{abs}} = \frac{46.29}{58.9} = 0.7859 = 78,59\%$$

E - Le calcul du NPSH

A partir du logiciel, nous avons pu avoir la valeur du $NPSH_{r, requis}$ correspondant à la pompe J350N : $NPSH_r = 7.3$ m Dans ce qui suit nous allons faire le calcul du $NPSH_{disponible}$ afin de pouvoir comparer entre les deux grandeurs :

Sachant que :

$$NPSH_d = \frac{P_{asp}}{\rho g} - \frac{P_{vap}}{\rho g} \quad (8.2)$$

Avec : $P_{asp} = 4$ bars et $P_{vap} = 0.75$ bars (du tableau 2.3).

Donc :

$$NPSH_d = \frac{4 * 10^5}{800 * 9.81} - \frac{0.75 * 10^5}{800 * 9.81}$$

$$= 41m$$

Nous constatons de ces calculs que $NPSH_d > NPSH_r$, donc nous pouvons conclure que le système peut fonctionner sans risque de cavitation.

F - Matériaux de construction des composants de la pompe :

Les matériaux de construction des composants de la pompe sont soigneusement choisis selon les caractéristiques du fluide pompé et la pression de service.

Dans notre cas, le fluide pompé est du pétrole considéré comme un fluide non corrosif, qui ne contient pas de matériaux abrasifs, et qui n'est pas acide.

Pour cela nous avons choisies les matériaux de construction suivants :

- ✓ Acier pour le corps de la pompe.
- ✓ Monel pour l'arbre de la pompe.
- ✓ Ni-Résistant pour les étages de la pompe.
- ✓ Acier pour les brides d'aspiration et de refoulement : Les classes respectives des brides d'aspiration et de refoulement sont « classe 150 pour la bride d'aspiration » et « classe 300 pour la bride de refoulement » les diamètres respectives des brides d'aspiration et de refoulement sont : « 6inch pour la bride d'aspiration » et « 4inch pour la bride de refoulement ».

G - Thrust Chamber

Entre le moteur et la pompe on met en place une thrust chamber afin d'absorber les charges générées par la pompe, et de empêcher le fluide de faire un retour vers le moteur, et supporter le poids de l'unité et ses vibrations.

H - Choix du moteur

Le type de moteur qu'on utilisera est un moteur électrique asynchrone triphasé à courant alternatif sans connexion entre le stator et le rotor.

Les caractéristiques du moteur sont notées dans le tableau ci-dessous, elles sont déterminées selon la puissance nécessaire au fonctionnement de notre pompe à un débit de 2000 m³/j et une pression de refoulement de 24 bars :

| | |
|----------------------------------|---------|
| Vitesse de rotation (RPM) | 3180.00 |
| Facteur de charge(%) | 80.99 |
| Rendement (%) | 94.70 |
| Intensité du courant (Amps) | 134.00 |
| Tension (V) | 380.00 |
| Puissance de fonctionnement (hp) | 80.99 |
| Puissance maximale (hp) | 90.86 |

TABLE 8.5 – Cractéristiques du moteur

Le choix du type de bâtis du moteur se fait selon la zone d'exploitation, la zone HGA est classée comme zone 2 l'enceinte du moteur est du type **TEFC**.

La température interne du moteur influence le choix du bâti, dans notre cas la température interne ne dépassera pas les 105°, donc on choisit un moteur de **classe A**.

I - Choix de châssis

Le choix du châssis se fait suivant les spécifications citées dans le chapitre précédent, dans notre cas on a :

- ✓ La puissance du moteur est de 150 HP . <250HP.
- ✓ La section de la pompe : une seule section de pompe.
- ✓ La longueur de la pompe est de 7.6ft <16ft.

Donc notre choix se portera sur un **châssis léger**.

Des switches et des transmetteurs relient l'HPS au VSD permettant ainsi le transfert des données, qui seront par la suite retransmises à l'utilisateur en temps réel par satellite.

8.3 Conclusion

Dans ce chapitre, nous pouvons d'ores et déjà conclure l'efficacité de l'HPS dimensionnée à débiter les 2000 m³/j à une pression de 24 bars, cette augmentation de production ne peut être accompagnée que d'une augmentation du gain réalisé par notre client. C'est pourquoi une étude économique comparant le revenu engendré par chaque pompe est nécessaire.

Chapitre 9

Chapitre 9

Étude économique

9.1 Introduction

L'objectif de l'analyse économique effectuée dans cette étude, est de mettre en relief le gain susceptible d'être réalisé par le client en remplaçant l'unité de pompage précédente par la nouvelle unité dimensionnée.

Remarque :

Nous nous contenterons de faire le calcul pour les deux pompes centrifuges seulement, car le reste du réseau ne comporte pas d'installation Schlumberger, donc les données du client restent confidentielles.

9.2 Calcul de la production totale

Pour pouvoir augmenter la production, 10 puits et 3 Manifolds seront connectés au champ HGA.

Le tableau ci-dessous représente les données de production pour les débits maximaux liés aux deux pompes.

| Paramètres | Unité | HPS S100N | HPS J350N |
|-------------------------------------|--------------------|---------------|----------------|
| Nombre de puits et de MFD connectés | N | 7 puits+1 MFD | 10 puits+3 MFD |
| Capacité de production | m ³ /hr | 23 | 83 |
| Production totale | m ³ /jr | 553 | 2000 |
| Production totale | bbl/jr | 3478 | 12580 |

TABLE 9.1 – Les données de production max des deux installations

9.3 Calcul économique

Par contrainte de confidentialité, notons que les prix des pompes mentionnés dans le tableau suivant, comprennent le prix des équipements y compris les frais de transport, de droits de douanes, de pose et installation ainsi que le cout des accessoires auxiliaires.

Etant donné que le prix du pétrole brut n'est pas fixe, nous allons le faire varier de 5\$ à 100\$ afin de vérifier la rentabilité de la nouvelle unité HPS en fonction du prix de vente du baril de pétrole.

Le tableau suivant illustre le prix de l'unité HPS S100N, ainsi que le revenu réalisé par cette dernière en fonction du prix de vente du baril de pétrole.

| HPS S100N | | | |
|--|--------------------------|------------------------------------|---------------------|
| Prix de location de l'unité HPS (\$/j) | Production total (bbl/j) | Prix du baril de pétrole brut (\$) | Revenu total (\$/j) |
| 20000 | 3478 | 5 | -2610 |
| 20000 | 3478 | 10 | 14780 |
| 20000 | 3478 | 15 | 32170 |
| 20000 | 3478 | 20 | 49560 |
| 20000 | 3478 | 25 | 66950 |
| 20000 | 3478 | 30 | 84340 |
| 20000 | 3478 | 35 | 101730 |
| 20000 | 3478 | 40 | 119120 |
| 20000 | 3478 | 45 | 136510 |
| 20000 | 3478 | 50 | 153900 |
| 20000 | 3478 | 55 | 171290 |
| 20000 | 3478 | 60 | 188680 |
| 20000 | 3478 | 65 | 206070 |
| 20000 | 3478 | 70 | 223460 |
| 20000 | 3478 | 75 | 240850 |
| 20000 | 3478 | 80 | 258240 |
| 20000 | 3478 | 85 | 275630 |
| 20000 | 3478 | 90 | 293020 |
| 20000 | 3478 | 95 | 310410 |
| 20000 | 3478 | 100 | 327800 |

TABLE 9.2 – Calcul du revenu total journalier de la pompe HPS S100N

On constate de ce tableau qu'à un prix de vente du baril de 5\$, le client ne réalise pas de bénéfice, engendrant une perte de 2610\$.

Ce n'est qu'à partir d'un prix de vente de 10\$ le baril qu'un profit sera réalisé.

Le tableau suivant illustre le prix de l'unité HPS J350N, ainsi que le revenu réalisé par cette dernière en fonction du prix de vente du baril de pétrole.

| HPS J350N | | | |
|--|--------------------------|------------------------------------|---------------------|
| Prix de location de l'unité HPS (\$/j) | Production total (bbl/j) | Prix du baril de pétrole brut (\$) | Revenu total (\$/j) |
| 65000 | 12580 | 5 | -2100 |
| 65000 | 12580 | 10 | 60800 |
| 65000 | 12580 | 15 | 123700 |
| 65000 | 12580 | 20 | 186600 |
| 65000 | 12580 | 25 | 249500 |
| 65000 | 12580 | 30 | 312400 |
| 65000 | 12580 | 35 | 375300 |
| 65000 | 12580 | 40 | 438200 |
| 65000 | 12580 | 45 | 501100 |
| 65000 | 12580 | 50 | 564000 |
| 65000 | 12580 | 55 | 626900 |
| 65000 | 12580 | 60 | 689800 |
| 65000 | 12580 | 65 | 752700 |
| 65000 | 12580 | 70 | 815600 |
| 65000 | 12580 | 75 | 878500 |
| 65000 | 12580 | 80 | 941400 |
| 65000 | 12580 | 85 | 1004300 |
| 65000 | 12580 | 90 | 1067200 |
| 65000 | 12580 | 95 | 1130100 |
| 65000 | 12580 | 100 | 119300 |

TABLE 9.3 – Calcul du revenu total journalier de la pompe HPS J350N

De ce tableau aussi on constate qu'à un prix de vente du baril de 5\$, le client ne réalise pas de bénéfice, engendrant une perte de 2100\$.

Ce n'est qu'à partir d'un prix de vente de 10\$ le baril qu'un profit sera réalisé.

Cependant on remarque qu'il y'a une différence entre la perte et le profit engendré respectivement par l'unité HPS S100N et par l'unité HPS J350N.

Le tableau suivant illustre cette différence de revenu entre les deux unités en fonction du prix de vente du baril de pétrole.

| Prix du baril de pétrole brut (\$) | Différence de re-venue (\$/j) |
|------------------------------------|-------------------------------|
| 5 | 510 |
| 10 | 46020 |
| 15 | 91530 |
| 20 | 137040 |
| 25 | 182550 |
| 30 | 228060 |
| 35 | 273570 |
| 40 | 319080 |
| 45 | 364590 |
| 50 | 410100 |
| 55 | 455610 |
| 60 | 501120 |
| 65 | 546630 |
| 70 | 592140 |
| 75 | 637650 |
| 80 | 683160 |
| 85 | 728670 |
| 90 | 774180 |
| 95 | 819690 |
| 100 | 865200 |

TABLE 9.4 – Calcul de la différence de revenu entre les deux unités

Remarque :

De ce tableau on peut constater que malgré le coût de la nouvelle unité HPS comportant la pompe J350N qui est trois fois plus important que celui de l'unité précédente comportant la pompe S100N, la perte engendrée par la nouvelle unité est inférieure à celle engendrée par l'ancienne lorsque le prix du baril est au plus bas c'est-à-dire 5\$.

A noter aussi que le bénéfice réalisé par la nouvelle unité reste très important par rapport à celui réalisé par l'ancienne à partir d'un prix de vente du baril de 10\$.

Le graphe suivant met en évidence l'écart entre le bénéfice engendré par chacune des pompes :

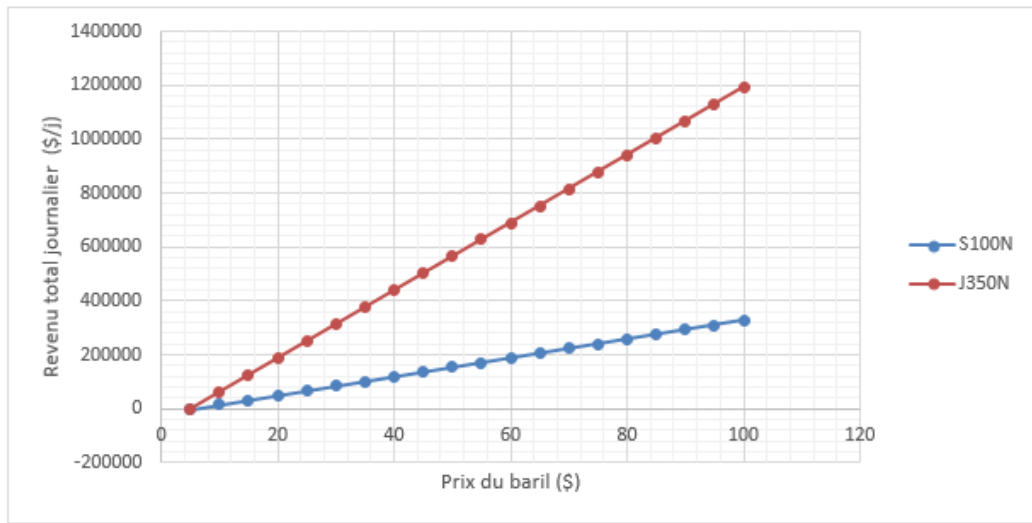


FIGURE 9.1 – Le revenu total journalier engendré par chaque pompe

On remarque du graphe que l'écart entre les bénéfices est croissant, et il augmente avec l'accroissement du prix du baril de pétrole.

9.4 Conclusion

Les résultats de l'analyse économique confirment l'hypothèse que la nouvelle unité HPS comportant la pompe J350N reste une variante optimale quant à la productivité qu'elle procure, et au bénéfice qu'elle peut engendrer, on peut donc conclure que ce système reste un investissement certain tant que la volonté du client d'augmenter la production demeure et ce quel que soit le prix du baril de pétrole.

Conclusion Générale

Avec la croissance que connaît l'industrie dans le monde, la nécessité de puiser toutes les ressources disponibles devient de plus en plus importante. Notre cas d'étude s'est porté sur le domaine pétrolier, qui fait l'objet de plusieurs travaux de recherche, visant à développer des nouveaux outils optimisant l'exploitation de cette ressource.

Etant donné, la complexité du domaine pétrolier, l'étude de ce dernier fait appel à plusieurs disciplines comprenant l'aspect géologique des zones exploitées, les principes de l'hydraulique et de mécanique pour l'étude du comportement des fluides et leurs régimes d'écoulement, ainsi que la modélisation informatique.

Afin d'exploiter au mieux cette ressource, des compagnies pétrolières telle que Schlumberger ont lancé des laboratoires de recherche spécialisés dans ce domaine visant à développer de nouvelles méthodes, et des technologies avancées permettant aux exploitants d'atteindre des ressources autrefois inaccessibles.

A travers notre projet, nous avons pu mettre en relief une technologie particulière de pompage du pétrole brut, de faire son dimensionnement, et de prouver son efficacité technique et économique dans l'acheminement des hydrocarbures.

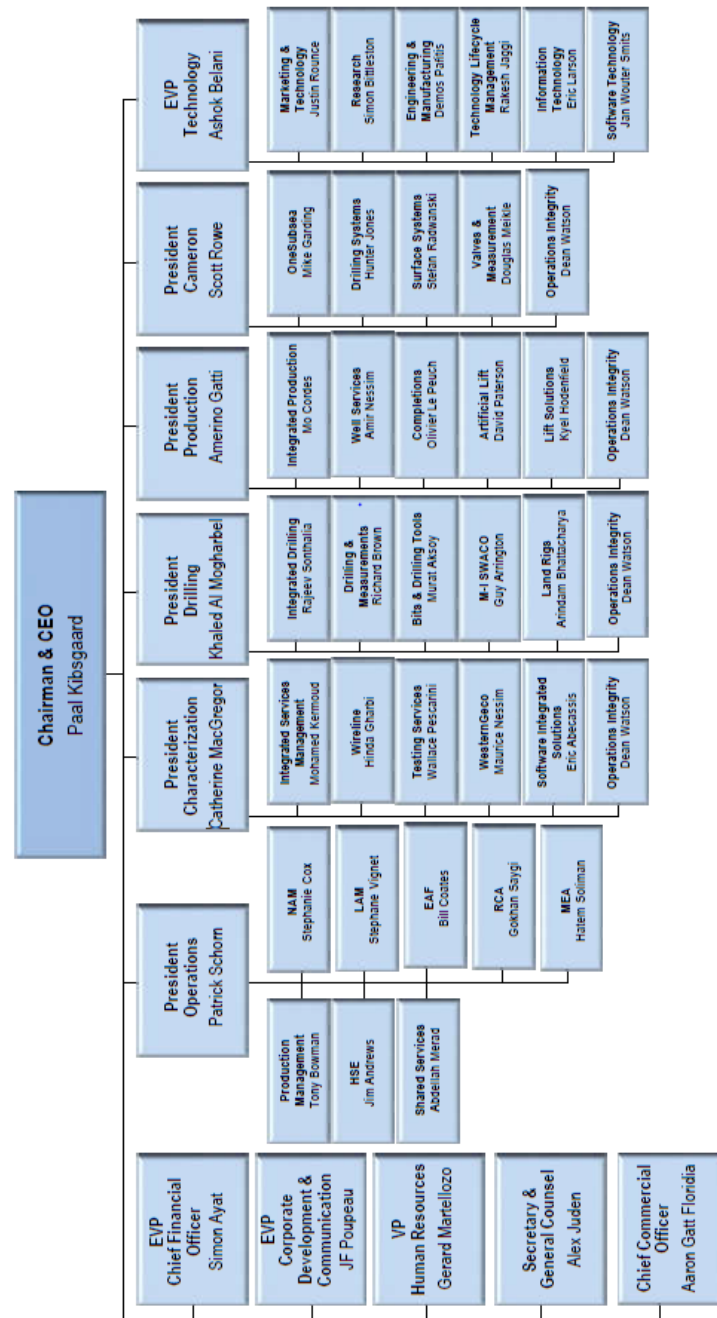
Bibliographie

- [1] N.SIDOROV. *Forage et exploitation des puits de pétrole et de gaz*. Editions Mir Moscou, 1986.
- [2] *Hydrocarbures pétroliers : caractéristiques, devenir et criminalistique environnementale –Études GENV222 et GENV23, Évaluation environnementale stratégique globale sur les hydrocarbures*. Centre d'expertise en analyse environnementale de Québec. 2015.
- [3] J. P. WAUQUIER. *Raffinage du pétrole. Tome 1. Pétrole brut. Produits pétroliers.Schémas de fabrication*. Editions Technip, 1998.
- [4] *La formation des gisements d'hydrocarbures*. <http://www.planete-energies.com/fr/medias/dossiers/la-formation-des-gisements-d-hydrocarbures>. 2015.
- [5] René COSSÉ. *Le gisement*. Institut français du pétrole et Editions Technip, 1988.
- [6] Richard S. KRAUS. *LA PROSPECTION, LE FORAGE ET LA PRODUCTION DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL*. <http://www.ilocis.org/fr/documents/ilo075.htm>.
- [7] N.T. CHABANE CHAOUCH. “Pompes multiphasiques comme alternative à la séparation conventionnelle combinée au pompage et à la compression”. Mém.de mast. Ecole Nationale Polytechnique, 2013.
- [8] *Cours de mécanique des fluides*. université de Perpignan.
- [9] R. Ben HAMOUDA. *Cours et Exercices Corrigés de MDF*. Centre de Publication Universitaire de Tunis, 2008.
- [10] T. DERKOUICHE A.E HAMIDI. “Étude et test de la tête de puits”. Mém.de mast. Université KASDI MERBAH OUARGLA, 2012.
- [11] Z. SAADA A. MIMOUNE. “Amélioration de la qualité du pétrole brut LDHP”. Mém.de mast. Université MOHAMED KHIDER BISKRA, 2012.
- [12] P. BIGOT. *cours CIRA MDF (les pompes) 1ère année*.
- [13] *technologie et fonctionnement des pompes centrifuges*. ENSPM formation industrie – IFP training.

Annexes

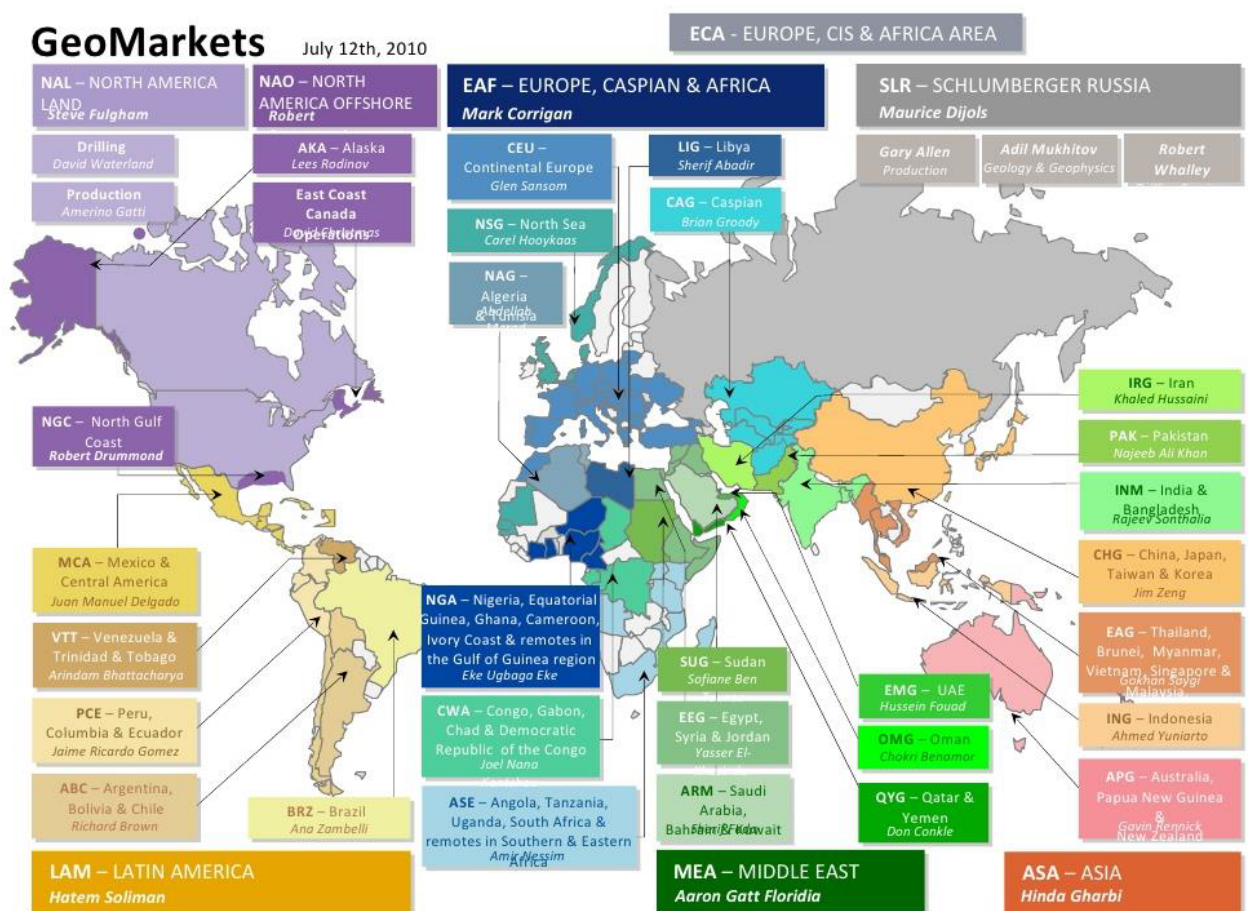
Annexe A

Schlumberger limited



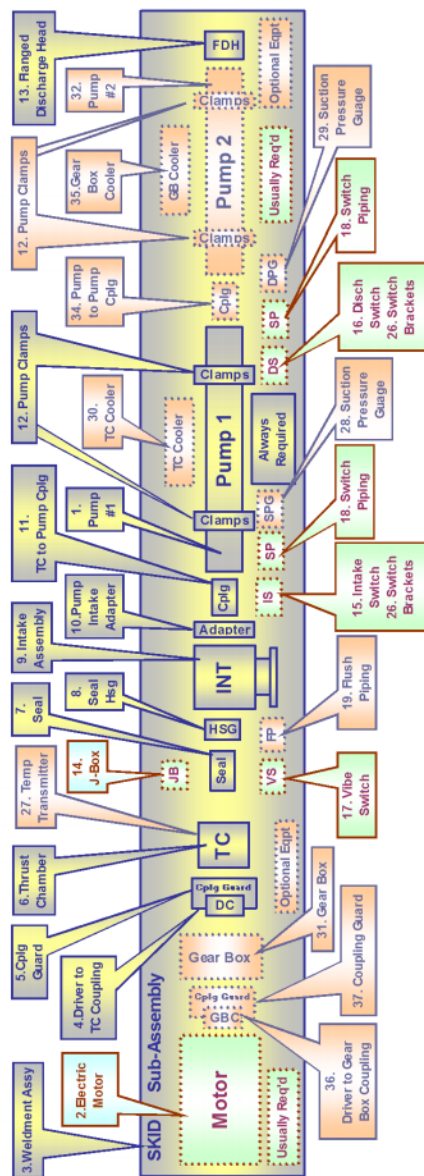
Annexe B

Les GeoMarkets de Schlumberger OFS



Annexe C

Schéma explicatif de la composition du système HPS



Annexe D

Rapport du dimensionnement de la pompe

Company:
Engineer: Kheliouen Lilia et Zineb Marouf

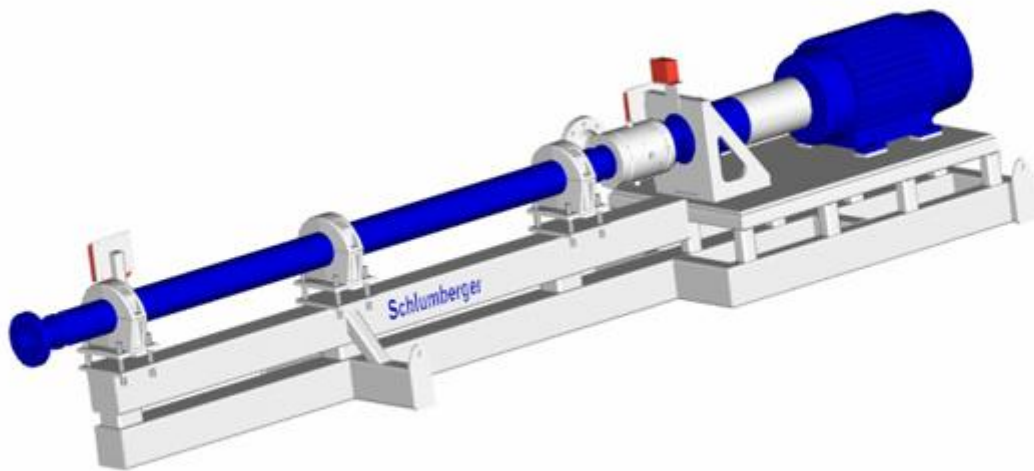
Project: HPS Design
Date: 5/8/2017

REDA HPS
HORIZONTAL PUMPING SYSTEM
TECHNICAL DESIGN

Customer:
Project: HPS Design

Flow: 2000 m³/d
Boost Pressure: 20.48 bar
Discharge Pressure: 24.48 bar

Pump: J350N 13 stages
Motor: Simens, 74.6 KW, 380 Volts, 50 Hz



Date: 5/8/2017

Input Values

| Process Input Data | | System Input Data | |
|---------------------------|------------------|---------------------|-----------------------|
| Liquid Type | <i>Oil</i> | Input Voltage | |
| Specific Gravity | <i>0.8</i> | Area Classification | <i>Class I Div II</i> |
| Design Flow Rate | <i>2000 m3/d</i> | Ambient Temperature | <i>30 °C</i> |
| Design Suction Pressure | <i>4 bar</i> | Liquid Temperature | <i>35 °C</i> |
| Design Discharge Pressure | <i>24 bar</i> | Input Frequency | <i>50</i> |
| Design Boost Pressure | <i>20 bar</i> | NOTES : | |
| NOTES : | | | |

Results Summary

Pump Summary

| | | | |
|-------------------------|------------------|------------------|------------------|
| Operating Frequency | <i>53 Hz</i> | Pump Type | <i>J350N</i> |
| Speed | <i>3180 RPM</i> | Stages | <i>13</i> |
| Power Required (@ Duty) | <i>60.4 KW</i> | Shaft Type | <i>MONEL</i> |
| Run out Power | <i>67.6 KW</i> | Pressure Rating | <i>2300 psig</i> |
| Pump Efficiency | <i>78.41 %</i> | Shut in Pressure | <i>32.17 bar</i> |
| Boost Generated | <i>20.48 bar</i> | TDH | <i>261.08 m</i> |

Component Details

| Motor | | Thrust Chamber | |
|----------------------|-----------------------|----------------------|--------------------|
| Classification | <i>Class I Div II</i> | TC Rating | <i>2267.96 kgf</i> |
| Voltage | <i>380 Volts</i> | Peak Downthrust | <i>527.03 kgf</i> |
| Shaft Power | <i>74.6 KW</i> | Operating Downthrust | <i>527.03 kgf</i> |
| Altitude Adjusted HP | <i>74.6 KW</i> | NOTES : | |
| Enclosure | <i>TEFC</i> | | |
| Frame | <i>444TS</i> | | |
| Bearing Type | <i>BALL</i> | | |
| NOTES : | | | |

| Seal | | Skid Type | |
|-----------------|----------------|---------------------|---------------|
| Seal Type | <i>2</i> | Model | <i>LD</i> |
| Cartridge Seal | <i>C</i> | Overall Unit Length | <i>5.16 m</i> |
| Seal Flush Type | <i>Plan 11</i> | NOTES : | |
| NOTES : | | | |

| Intake Flange | | Discharge Flange | |
|--------------------|-----------------|------------------|-----------------|
| Size | <i>152.4 mm</i> | Size | <i>101.6 mm</i> |
| Flange Class | <i>150</i> | Flange Class | <i>300</i> |
| Configuration | <i>RF</i> | Configuration | <i>RF</i> |
| Material | <i>A105 CS</i> | Material | <i>A105 CS</i> |
| Intake Orientation | <i>Deg0</i> | | |

Limits Summary

Process Input Data

| | | | | |
|-------------------|-------|-------|------------------|---------|
| Frequency | 53 | Hz | Controller kW | 7840.15 |
| Voltage | 380 | Volts | Controller kVA | 88.09 |
| Motor Amps | 134 | Amps | PF at Controller | 89 |
| Motor Rating | 74.6 | KW | | |
| Pump Power Draw | 60.4 | KW | | |
| Motor Load Factor | 80.99 | % | | |

System Summary at Design Point

| | |
|-----------------------|--------------------|
| Pump | |
| MAWP Rating | 2300 <i>psig</i> |
| Discharge Pressure | 24.48 <i>bar</i> |
| Pressure Load Factor | 14.8 % |
| Shaft Rating | 431.6 <i>KW</i> |
| Required Power | 60.4 <i>KW</i> |
| Shaft Load Factor | 13.99 % |
| NPSHr | 7.32 <i>m</i> |
| Thrust Chamber | |
| TC Rating | 2267.96 <i>kgf</i> |
| TC Load Factor | 23.24 % |
| Flanges | |
| Intake Rating | 20.66 <i>bar</i> |
| Load Factor | 15.2 % |
| Discharge Rating | 52.03 <i>bar</i> |
| Discharge Load Factor | 46 % |

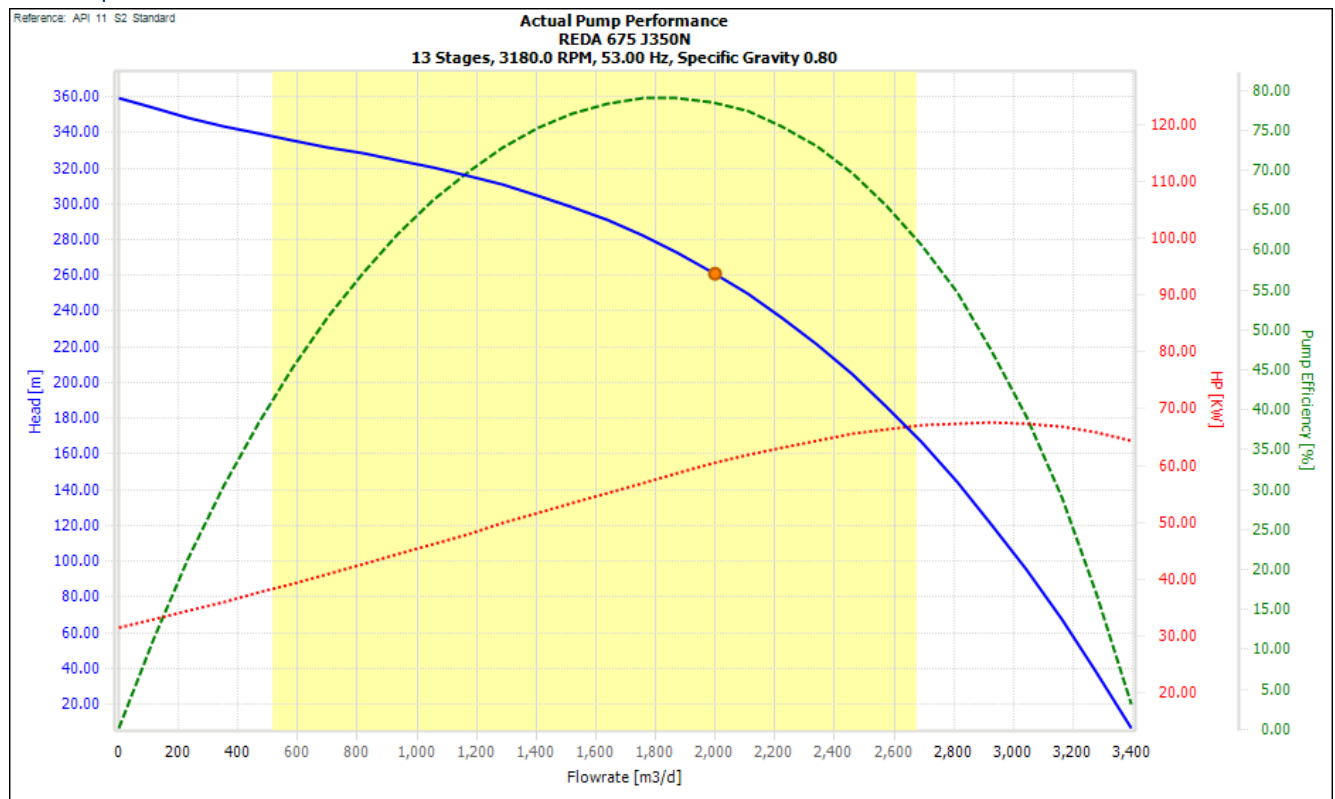
System Summary at Maximum Condition

| | |
|-----------------------|--------------------|
| Pump | |
| MAWP Rating | 2300 <i>psig</i> |
| Shutoff Pressure | 32.17 <i>bar</i> |
| Pressure Load Factor | 19.65 % |
| Shaft Rating | 431.6 <i>KW</i> |
| Peak Required Power | 67.6 <i>KW</i> |
| Shaft Load Factor | 15.67 % |
| NPSHr | 7.32 <i>m</i> |
| Thrust Chamber | |
| TC Rating | 2267.96 <i>kgf</i> |
| TC Load Factor | 23.24 % |
| Flanges | |
| Intake Rating | 20.66 <i>bar</i> |
| Load Factor | 15.2 % |
| Discharge Rating | 52.03 <i>bar</i> |
| Discharge Load Factor | 61.07 % |

Company:
Engineer: Kheliouen Lilia et Zineb Marouf

Project: HPS Design
Date: 5/8/2017

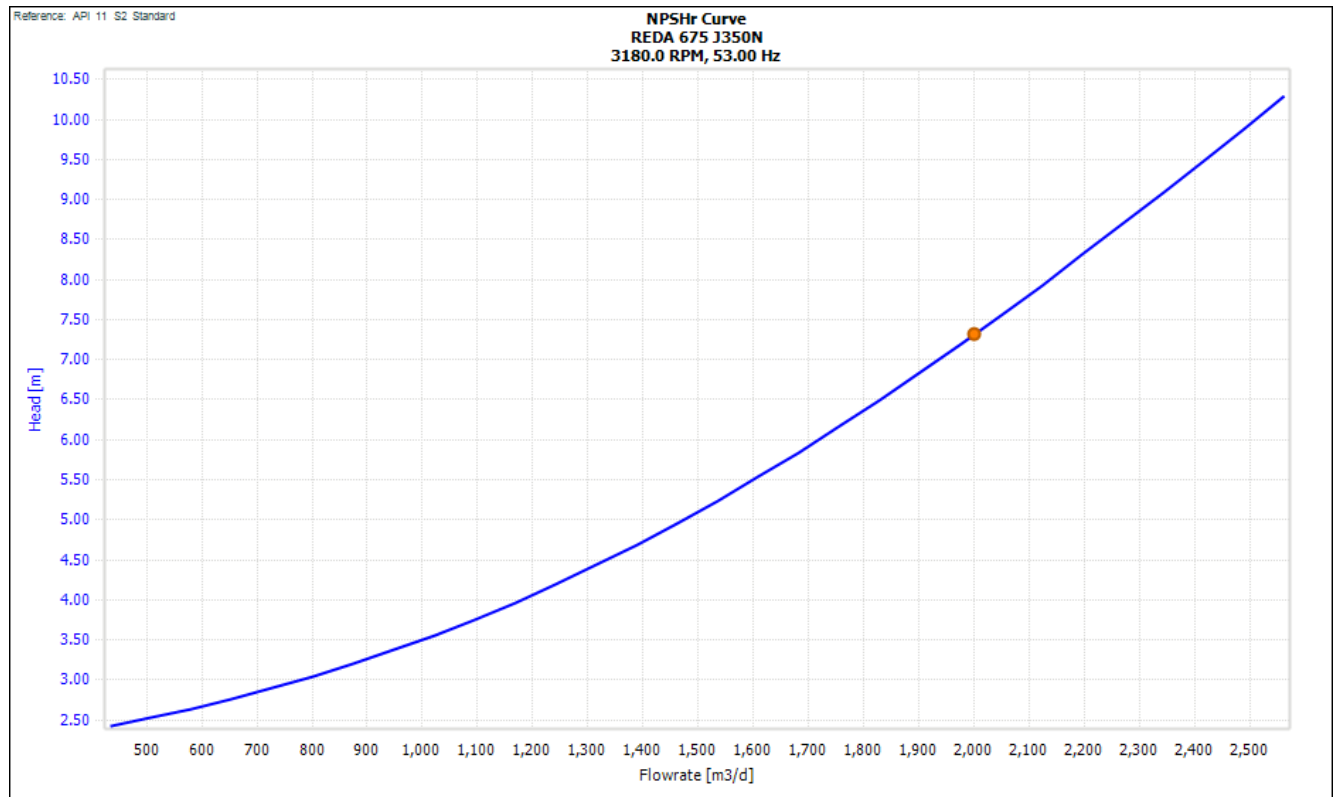
Actual Pump Curve



Company:
Engineer: Kheliouen Lilia et Zineb Marouf

Project: HPS Design
Date: 5/8/2017

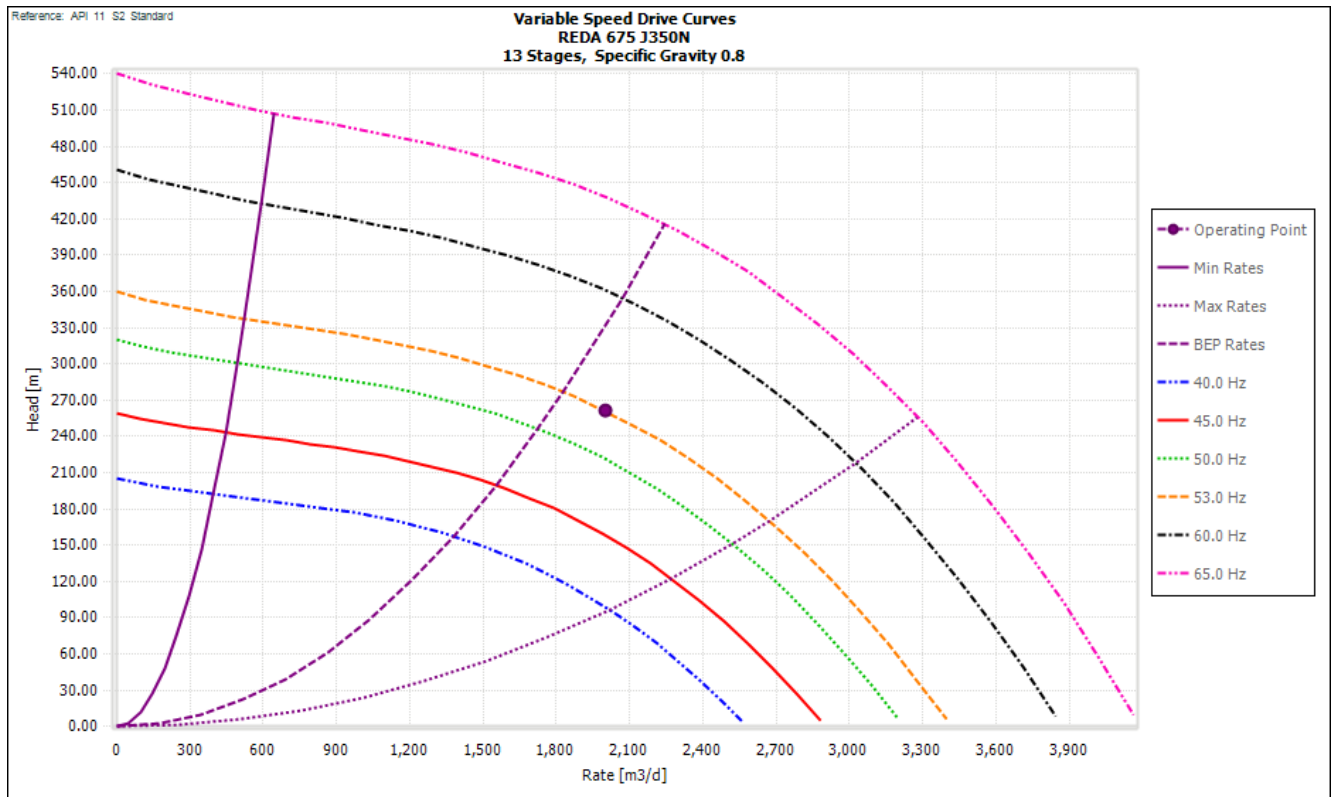
NPSHr Actual Pump Curve



Company:
Engineer: Kheliouen Lilia et Zineb Marouf

Project: HPS Design
Date: 5/8/2017

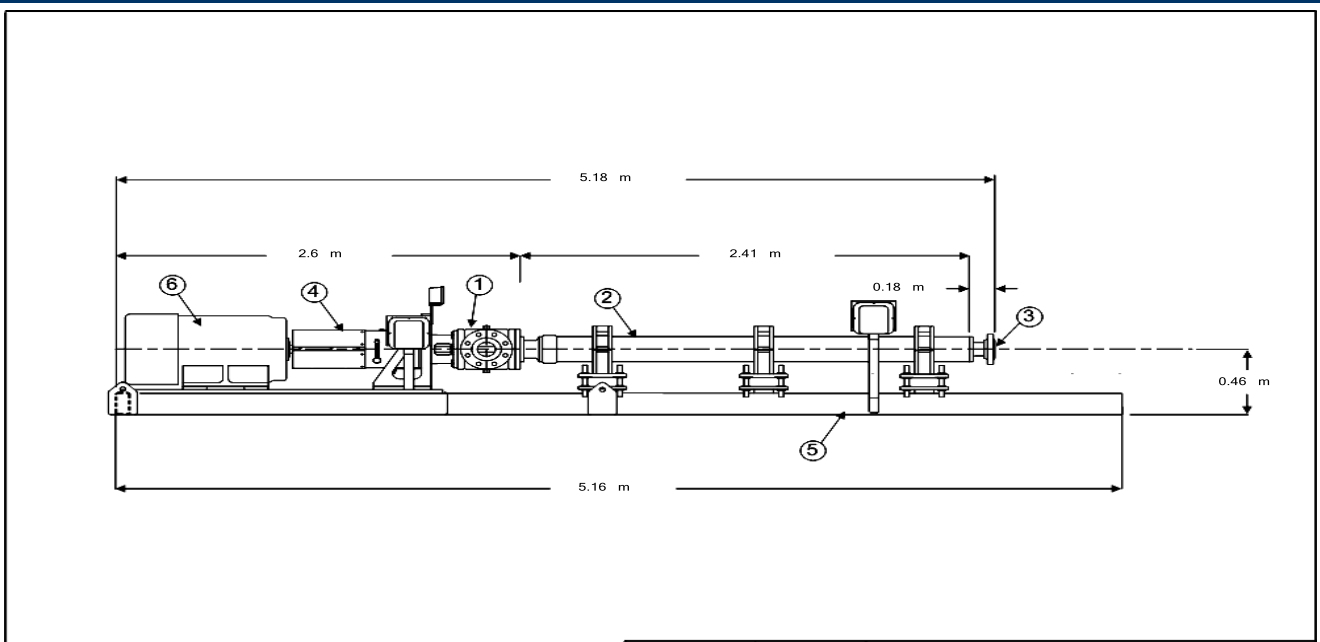
VSD Curves Plot



Company: Kheliouen Lilia et Zineb Marouf
 Engineer:

Project: HPS Design
 Date: 5/8/2017

Skid Diagram



| Parts List | | | | For quotation purposes only, this drawing contains estimated dimensions and weights. Drawing not to scale. DO NOT CERTIFY | Confidential and trade secret. Do not disclose or reproduce without prior written approval from Manufacturer | HPS Design | |
|---------------------|-------------------|-----------|----------|---|--|---------------------------------|------------------------|
| Item | Description | | Quantity | | | Design Data | Dimensions and Weights |
| 1 | Intake Flange: | 152.4 mm | ANSI | 150 | Designed By: | Kheliouen Lilia et Zineb Marouf | Length: 5.18 m |
| 2 | Pump: | Stage 13 | J350N | | Approved By: | | Width: 0.99 m |
| 3 | Discharge Flange: | 101.6 mm | ANSI | 300 | Date: | 5/8/2017 | Weight: 0 kgf |
| 4 | Thrust Camber: | Bearing 1 | | 2267.96 kgf | | | |
| 5 | Skid Assembly: | LD | Clamps 2 | | | | |
| 6 | Motor: | 74.6 KW | TEFC | 380 Volts | | | |
| © Schlumberger 2006 | | | | | Reda-HPS | | |