

**République Algérienne Démocratique Et Populaire**  
**Ministère De L'enseignement Supérieur Et De La Recherche**  
**Scientifique**



**Université KASDI MERBAH Ouargla**  
**Faculté Des Hydrocarbures**  
**Et Des Energies Renouvelables**  
**Et Sciences De La Terre Et De L'Univers**



**Département De Forage**  
**Et Mécanique Des Chantiers Pétrolières**

**Mémoire de Fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme de**  
**MASTER PROFESSIONNEL**

**Spécialité : FORAGE**

**Présenté par : MEKHENNENE Abd Eldjalil**  
**Thème**

**Optimalisation du projet de forage offshore**  
**« Dans le champ de Mahdia**  
**Au niveau du bassin Méditerrané occidentale »**  
**par la proposition d'un puits type représentatif**

**Soutenu publiquement**  
**le : 22/05/2016**  
**Devant le jury :**

HADJAB RIADH	Président	UKM Ouargla
KHELIFA cherif	Encadreur/rapporteur	UKM Ouargla
HELAL Yazid	Examineur	UKM Ouargla
Hadjadj Souad	Examineur	UKM Ouargla

**Année Universitaire : 2015 / 2016**

## **Résumé :**

Le forage offshore est une technique plus en plus utilisée dans le Monde. Le bassin méditerranéen est un domaine vaste, privilégiant, leur partie occidentale fait l'objet des plusieurs projets d'investissements et d'exploitation. Le champ tunisien nommée Mahdia, est exploré par la société Alger-tunisienne NUMHYD.

Pour quel que soit un projet de forage qu'aller de la phase d'exploration vers la phase de développement ; il est probable que les puits déjà réalisés étaient techniquement réussis, mais le problème est de savoir l'aspect, les profils, les détails, les paramètres etc...les plus optimisées pour les puits à forés prochainement.

Comme recommandation pour résoudre ce problème concernant le champ MAHDIA, on a proposé un puits type représentative qui se base sur trois parties :

- Partie forage, où on a fait une étude entre deux schémas de forage pour forer soit un puits dévié ; soit un puits horizontal. Cette étude consiste à comparer ces deux profils en terme de production, de coût et de choisir le meilleur entre eux en s'appuyant sur les puits déjà réalisés et on a trouvé que le profil horizontal est le plus rentable.
- Partie des Constructions, où on a proposé les plateformes et les structures les plus convenables pour ce projet et ce champ.
- Faire donner des recommandations concernant la partie environnementale pour réduire l'impact du projet de forage sur l'environnement.

Ce travail ouvre la voie vers d'autres études et recherches concernant des structures situées au niveau du bassin Méditerranéen occidentale précisément la partie orientale d'Algérie, qui est située dans un même environnement pétrolier.

**Mots clés :** offshore, NUMHYD, coût d'un puits, développement des champs, puits type représentative

## Sommaire :

Dédicaces

Sommaire

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction générale.....1

### Chapitre 1 : Généralités

Introduction.....2

I.1. Les grandes étapes d'un projet de développement d'un champ pétrolier.....2

I.1.1. La durée de vie d'un gisement d'hydrocarbures.....2

I.1.1.1. L'exploration pétrolière.....2

I.1.1.1.1. La découverte du champ.....2

I.1.1.1.2. L'évaluation du champ.....3

I.1.1.2. La production de pétrolière et de gaz.....3

I.1.1.2.1. Le développement du champ.....3

I.1.1.2.2. La production du champ.....3

I.1.1.2.3. L'abandon du champ.....3

I.1.2. Contrôle et suivi Des coûts des projets pétroliers .....4

I.1.2.1. Les différents types de coûts .....4

I.1.2.1.1. Les coûts d'exploration .....4

I.1.2.1.2. Les coûts de développement .....5

I.1.2.1.3. Facteurs influençant le coût du forage.....5

I.2. Technique de forage offshore.....6

I.2.1. Les Plateformes.....6

I.2.1.1. Architecture .....6

I.2.1.2. Types.....7

I.2.2. Spécifiques pour le forage offshore.....9

I.3. Forage directionnel et horizontal.....10

I.3.1.

Définitions.....10

I.3.2. Les Profils des puits.....10

1.3.3. Les techniques adoptées pour le forage en offshore.....	11
1.3.3.4. Le forage horizontal.....	11
1.3.3.1. Les applications.....	11
1.3.2.1.1. Réservoirs multicouches.....	11
1.3.2.1.2. Réservoirs à basse perméabilité.....	11
1.3.2.2. Les types de puits horizontaux.....	12
1.3.2.2.1. Les puits horizontaux.....	12
1.3.4. Planification de trajectoire.....	12
1.3.4.1. Méthode de calcul.....	12
I.4. HSE.....	13
I.4.1. Définition.....	14
I.4.2. Objectifs.....	14
I.4.3 Eléments et outils d'un système de management HSE.....	14
I.4.3.1. Système de management de la santé et de la sécurité au travail (SMS) .....	14
I.4.3.2. Système de management environnemental SME.....	14
<b>Chapitre 2 : Présentation du projet</b>	
<b>Introduction</b>	
II.1. Partie historique : .....	15
II.1.1 Historique de forage offshore dans le champs Méditerranée.....	15
II.1.2. Historique de forage offshore dans la Méditerranée occidentale.....	15
II.1.3. Historique de forage offshore dans la Tunisie.....	15
II.1.4. Historique de L'Entreprise Numhyd.....	15
II.1.5. Historique des projets de forage dans le champ de Kaboudia.....	16
II.2. Partie géographique : .....	16
II.2.1. Cadre géographique des puits forées dans le champ de Mahdia.....	16
II.3. Partie géologique.....	17
II.3.1. Description des réservoirs.....	17
II.4. Partie technique.....	17
<b>Chapitre 3 : Analyse et discussion</b>	
Introduction.....	18

<b>III.1. Optimisation de la partie Forage.....</b>	<b>18</b>
<b>III.1.1. Programme de forage .....</b>	<b>18</b>
<b>III.1.1.1. Calcul de trajectoire pour puits dévié X-1.....</b>	<b>18</b>
<b>III.1.1.2. Calcul de trajectoire pour puits horizontal X-2.....</b>	<b>20</b>
<b>III.1.2. Programme de tubage.....</b>	<b>21</b>
<b>III.1.2.1 Choix des côtes de sabots.....</b>	<b>21</b>
<b>III.1.2.2. Sélection du poids, grade et couplage des tools-joints du cuvelage.....</b>	<b>27</b>
<b>III.1.3. Programme de cimentation.....</b>	<b>28</b>
<b>III.1.4. Calcul de potentiel de production.....</b>	<b>32</b>
<b>III.1.4.1 Potentiel de production de puits X-1.....</b>	<b>32</b>
<b>III.1.4.2 Potentiel de production de puits X-2.....</b>	<b>34</b>
<b>III.1.5. Estimation de coût.....</b>	<b>35</b>
<b>III.1.6. Résultats et recommandations.....</b>	<b>40</b>
<b>III.2. Optimisation de la partie des constructions.....</b>	<b>42</b>
<b>III.2.1. Plateforme autoélévatrice.....</b>	<b>42</b>
<b>III.2.2. Plateformes Fixe.....</b>	<b>42</b>
<b>III.2.3. Plateformes mobiles.....</b>	<b>43</b>
<b>III.2.4. Traitement.....</b>	<b>44</b>
<b>III.3. Optimisation de la partie environnemental (HSE) .....</b>	<b>44</b>
<b>III.3.1. Boues et déblais de forage.....</b>	<b>44</b>
<b>III.3.2. Ciment.....</b>	<b>45</b>
<b>III.3.3. Eau produite.....</b>	<b>45</b>
<b>III.3.4. Eaux grises / noires.....</b>	<b>46</b>
<b>III.3.5. Rejets du compartiment machines.....</b>	<b>46</b>
<b>III.3.6. Eau de refroidissement.....</b>	<b>46</b>
<b>III.3.7. Déchets solides.....</b>	<b>46</b>
<b>III.3.8. Rejets atmosphériques.....</b>	<b>47</b>
<b>Conclusion.....</b>	<b>47</b>
<b>Conclusion générale.....</b>	<b>48</b>
<b>Recommandations.....</b>	<b>49</b>
<b>Bibliographie des références</b>	

Annexes

Résumé

Liste des figures :

Figure I.1 : Durée de vie d'un champ pétrolier. ....	2
Figure I.2 : Répartition des couts avec les principales phases. ....	4
Figure I.3 : Facteurs influençant le coût du forage.....	5
Figure I.4 : composantes d'une plate-forme.....	7
Figure I.5 : Les différents types de plateformes.....	8
Figure I.6 : Les différents profils de puits et applications des puits déviés .....	11
Figure I.7 : Profil de puits dévié.....	12
Figure II.8 : L'offshore en Méditerrané .....	13
Figure II.9 : L'emplacement des puits dans le permis de Kaboudia.....	16
Figure III.10 : profil de puits X-1.....	18
Figure III.11 : profil de puits X-2.....	20
Figure III.12 : Méthode graphique pour déterminer les côtes de sabot.....	20
Figure III.13 : Programme de cuvelage des "Offset wells".....	25
Figure III.14 : Cimentation étagé en continue.....	29
Figure III.15: Courbe "jours VS profondeur" de MAH-2.....	37
Figure III.16 : Répartition de coût de puits horizontal DIDON NORTH-2.....	38
Figure III.17 : Répartition de coût de puits horizontal BARAKA-1.....	39
Figure III.18 : Monopod Structure.....	43
Figure III.19 : 3 or 4 Leg Fixed Structure .....	43
Figure 20 : self-installing GBS platform .....	43
Figure III.21 : suction pile foundation.....	43

**Liste des tableaux :**

<b>Tableau I.1 : Equations de mesure des profondeurs de puits dévié.....</b>	<b>13</b>
<b>Tableau III.2 : Calcul trajectoire puits X-1.....</b>	<b>19</b>
<b>Tableau III.3 : Calcul trajectoire puits X-2.....</b>	<b>20</b>
<b>Tableau III.4 : Pression en fonction de profondeur. ....</b>	<b>22</b>
<b>Tableau III.5 : Programme de cuvelage à partir de méthode graphique. ....</b>	<b>24</b>
<b>Tableau III.6 : Programme de cuvelage des puits X-1 et X-2. ....</b>	<b>27</b>
<b>Tableau III.7 : Résumé final de conception de cuvelage. ....</b>	<b>28</b>
<b>Tableau III.8 : Equations de calcul de volume de cimentation. ....</b>	<b>30</b>
<b>Tableau III.9 : Définitions des paramètres des équations de calcul. ....</b>	<b>30</b>
<b>Tableau III.10 : Résultats de calcul de cimentation. ....</b>	<b>31</b>
<b>Tableau III.11 : Calcul de production de puits X-1. ....</b>	<b>33</b>
<b>Tableau III.12 : Calcul de production de puits X-2. ....</b>	<b>35</b>
<b>Tableau III.13 : Puits MAH-2. ....</b>	<b>36</b>
<b>Tableau III.18 : Résumé de deux puits. ....</b>	<b>40</b>

## **Introduction générale :**

On estimait que 20 % des réserves de pétrole et plus de 40 % des réserves de gaz se trouvaient dans les fonds marins. Et l'exploitation offshore a fourni au niveau mondial 30 % du pétrole et 27 % du gaz. Le pétrole extrait des fonds marins est passé de 10 % de la production mondiale en 1960 à 30 % en 2008.

L'exploration et le développement d'un champ pétrolier font face à de nombreuses incertitudes liées aux rendements et aux coûts tout au long du cycle de vie du projet. Comme l'environnement économique est incertain, notamment pour le marché pétrolier, les projets risquent de rencontrer différents aléas. De fait, la gestion des projets et les optimiser ont un grand rôle à jouer pour faire face aux changements inattendus de l'environnement économique.

Parmi les champs pétroliers celle de golf Hammamet du permis offshore KABOUDIA en Tunisie. On veut comme objectif pour ce champ de forer un puits nommé MAH-01 à productivité élevée, Dans ce cadre, s'est inscrit ce Projet de Fin d'Études comme essais d'optimiser le possible ce projet en trois parties principales :

- Partie forage, où on va faire une étude entre deux schémas de forage pour forer soit un puits dévié nommé X-1 afin d'augmenter la surface de contact de la colonne de production avec le réservoir multicouche. Soit un puits horizontal nommé X-2 afin de capter une seule couche productrice par une colonne de production. Cette étude consiste aussi à comparer ces deux puits en termes de production, de coût et de choisir le meilleur entre eux en s'appuyant sur les puits déjà réalisés.
- Partie des constructions, où nous allons proposer les plateformes et les structures les plus convenables pour ce projet et ce champ.
- Faire donner des recommandations concernant la partie environnementale.

Pour faciliter la lecture et la compréhension de ce document, la planification du travail a été faite en intégrant une partie bibliographique avec la partie de calcul.



## Introduction :

L'exploitation d'un champ de forage - en mer – est une combinaison et contexture des plusieurs disciplines et métiers. Pour bien faire une optimisation d'un projet de forage il faut savoir et comprendre quelques principes et notions techniques.

Dans ce chapitre, nous allons exposer une revue bibliographique, concernant quatre grands titres de l'axe de recherche.

## I.1. Les grandes étapes d'un projet de développement d'un champ pétrolier :

### I.1.1. La durée de vie d'un gisement d'hydrocarbures :

De la découverte d'un gisement à sa mise en production, les opérations d'exploration puis de production s'étalent sur plusieurs dizaines d'années. On distingue cinq étapes principales dans la vie d'un champ pétrolier ou gazier :

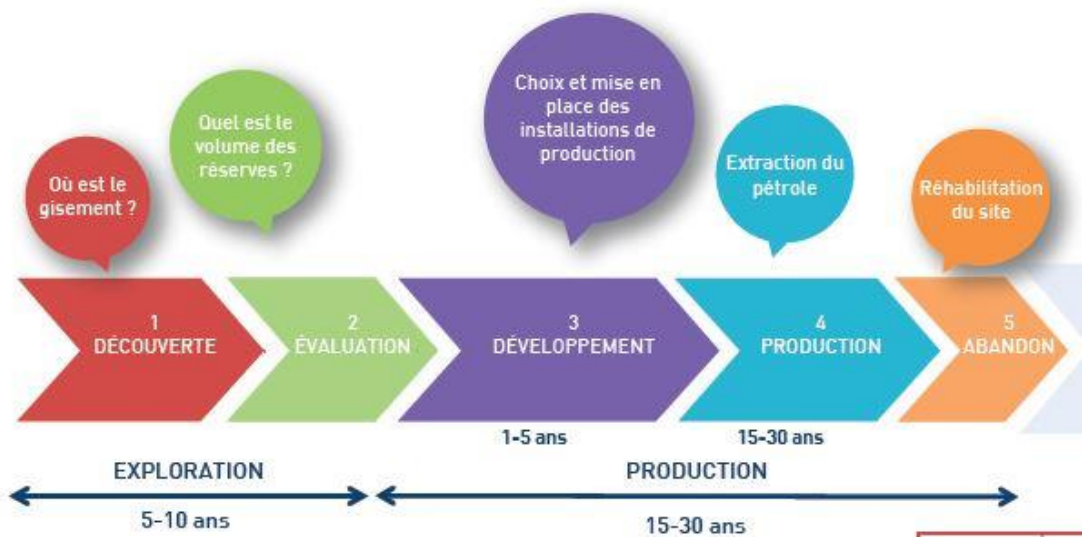


Figure 1 : Durée de vie d'un champ pétrolier

#### I.1.1.1 L'exploration pétrolière :

##### I.1.1.1.1. | La découverte du champ :

Le pétrole et le gaz sont piégés dans des roches réservoirs qui sont enfouies sous les océans ou sous les continents.

Des forages d'exploration, qui peuvent atteindre plusieurs kilomètres de profondeur, sont nécessaires pour confirmer la présence d'hydrocarbures dans le gisement.

##### I.1. 1. 1. 2. | L'évaluation du champ :

Une fois la découverte est confirmée, des modèles numériques du gisement (en 3D) sont réalisés sur ordinateur pour :

- Créer des scénarios potentiels de mise en production du champ, en fonction de divers facteurs tels que les techniques d'extraction, le nombre de puits, la taille et le type des installations de production, etc.

Des forages d'appréciation du gisement sont implantés pour obtenir de nouvelles données sur les caractéristiques du réservoir. Si la balance entre la quantité des « ressources en place » et le coût estimé du développement est jugée économiquement satisfaisante, le gisement sera développé puis mis en production.

### **I.1.1.2. LA PRODUCTION DE PÉTROLE ET DE GAZ :**

#### **I.1.1.2.1. | Le développement du champ :**

C'est la phase d'exploitation du gisement qui demande la mise en place de tous les équipements nécessaires. Le plan de développement du champ définit :

- Le nombre de puits à forer pour pouvoir produire,
- Le type et le coût des installations comme les plates-formes, en fonction des aléas du milieu marin.
- Les sites de traitements pour préserver l'environnement.

#### **I.1.1.2.2 | La production du champ :**

La période pendant laquelle on extrait les hydrocarbures varie généralement de 15 à 30 ans et peut se prolonger jusqu'à 50 ans et plus pour les « champs géants ».

La durée de vie du gisement se compose de différentes phases successives :

- Une période de croissance,
- Une phase de stabilisation ou « plateau »,
- Des phases de récupération du pétrole et maintenir un volume satisfaisant de ressources produites,
- Une phase d'épuisement : la production de pétrole décline progressivement.

#### **I.1.1.2.3. | L'abandon du champ :**

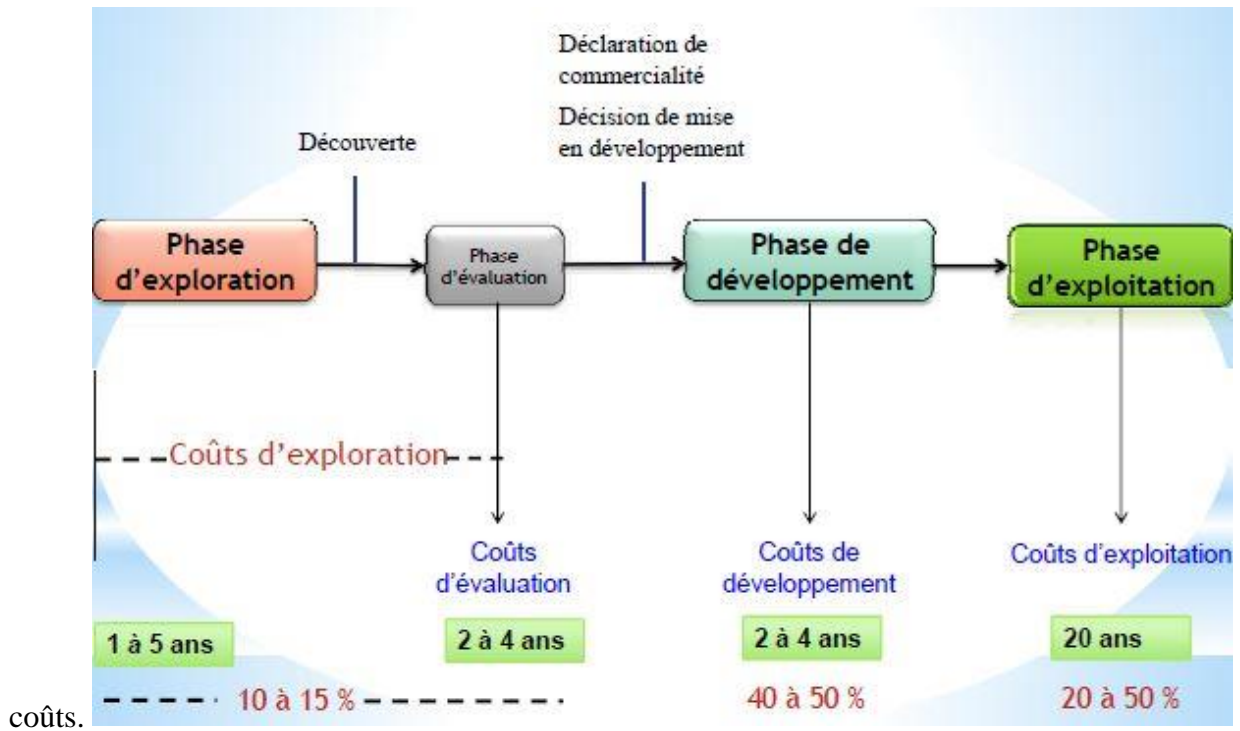
Quand le débit d'hydrocarbures devient minimum, le gisement est épuisé ; c'est la phase d'abandonnement du gisement. [9]

### **I.1.2. Contrôle et suivi Des coûts des projets pétroliers :**

Les activités d'exploration et de production sont en général très onéreuses et très risquées (risques géologiques, économiques...). C'est pourquoi, il faut non seulement assurer leur réalisation suivant les règles de l'art en vigueur de ce domaine, mais aussi, dans des conditions économiques maîtrisables et acceptables, d'où l'importance du suivi et du contrôle des coûts.

#### **I.1.2.1. Les différents types de coûts :**

Il existe trois grandes phases séquentielles schématisées ci-dessous, correspondant aux différents types de



**Figure I.2 : Répartition des coûts avec les principales phases**

#### **I.1.2.1.1. Les coûts d'exploration :**

Toutes les dépenses réalisées dans les différentes opérations de recherche en vue de la découverte d'un gisement d'une manière générale, ce sont :

- Les coûts d'acquisition du permis ou du bloc pétrolier
- Les coûts de forage d'exploration/d'évaluation
- Les coûts d'analyse des données recueillies au cours des forages d'exploration.

On note cependant une phase charnière entre l'exploration et le développement qu'on appelle phase d'évaluation ou d'appréciation.

Cette phase englobe tous les travaux, les forages et les études qui permettront de mieux évaluer les réserves afin de déterminer la viabilité économique du gisement.

Il s'agit d'opter pour la réalisation dans un délai relativement court et, à moindre coût, des opérations essentielles qui pourront aider à la prise de décision ultime de développer le gisement.

#### **I.1.2.1.2. Les coûts de développement :**

La phase de développement est la plus coûteuse et consiste à fabriquer et à mettre en place des installations et équipements de production qui permettront l'exploitation du gisement pendant toute la durée de vie du champ. Ce sont :

- Les coûts de conception et de design du schéma du plan de développement
- Les coûts des études préliminaires de ce plan de développement.
- Les coûts de réalisation du plan de développement
- Les coûts des forages de développement (puits producteurs et puits injecteurs)
- Les coûts de la plate-forme de production (fabrication, construction, ou modification et livraison).

- Les opérations de cette phase doivent être menées avec beaucoup de diligence, surtout pour le choix définitif du schéma de développement et le dimensionnement des équipements. Les réductions de coûts les plus importantes sont réalisées au niveau du choix du concept final.

Mieux les coûts de cette phase seront maîtrisés, mieux le coût du projet le sera rentable.

### I.1.2.1.3. Facteurs influençant le coût du forage :

Le coût des opérations de forage représente un pourcentage important. Plusieurs facteurs se combinent pour influencer sur le coût du forage comme il est indiquée dans la figure 4 [11] :

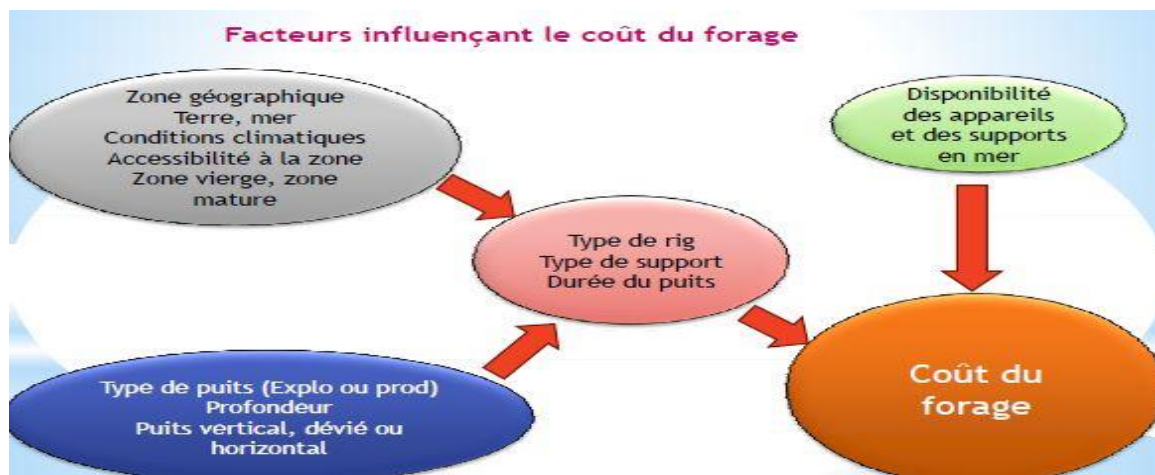


Figure I.3 : Facteurs influençant le coût du forage

## I.2. Technique de forage offshore :

Le terme « offshore » signifie "loin des côtes" en anglais. Une exploitation d'hydrocarbures, pétrole et/ou gaz, est donc dite « offshore » lorsqu'elle se trouve en pleine mer.

L'offshore représente aujourd'hui 35% de la production mondiale de pétrole et 19% de la production de gaz. Plus de la moitié des découvertes ont lieu aujourd'hui en offshore, dont un tiers en offshore profond.

Chaque année, environ 200 à 250 nouveaux gisements sont découverts, 3% des forages réalisés sont des forages offshore. Plus de 10 000 puits ont déjà été forés en offshore profond, 27% du personnel de l'exploration-production travaille en offshore.

Le coût journalier moyen d'une unité de forage à terre est d'environ 30 k€. Tandis qu'en mer, il est d'environ 200 k€ pour un jack-up, 400 k€ pour une semi-sub et 500 k€ pour un bateau.

### I.2.1. Les Plateformes :

L'implantation d'un forage pétrolier en mer requiert l'utilisation d'un support flottant ou posé sur le fond capable de reproduire toutes les fonctions que l'on trouve normalement sur un chantier de forage à terre.

Certaines plates-formes permettent également de transformer le pétrole, le gaz ou les condensats de gaz naturel extraits, de façon à ce qu'il soit plus facile à transporter et à exporter.

#### I.2.1.1. Architecture :

Une plateforme pétrolière se compose de deux parties :

- Les « topsides » : constitués de modules préfabriqués, ils correspondent à la partie utile au-dessus de la surface.
- La « structure porteuse » : en treillis tubulaire métallique pour les compactes rig et les jackets, en caissons cylindrique pour une SPAR, en pontons et les ponts en cas d'une semi-submersible ou bien TLP, ou encore sous la forme de barge flottante dans le cas d'une drillship ou FPSO, elle sert à maintenir la partie utile au-dessus de l'eau.

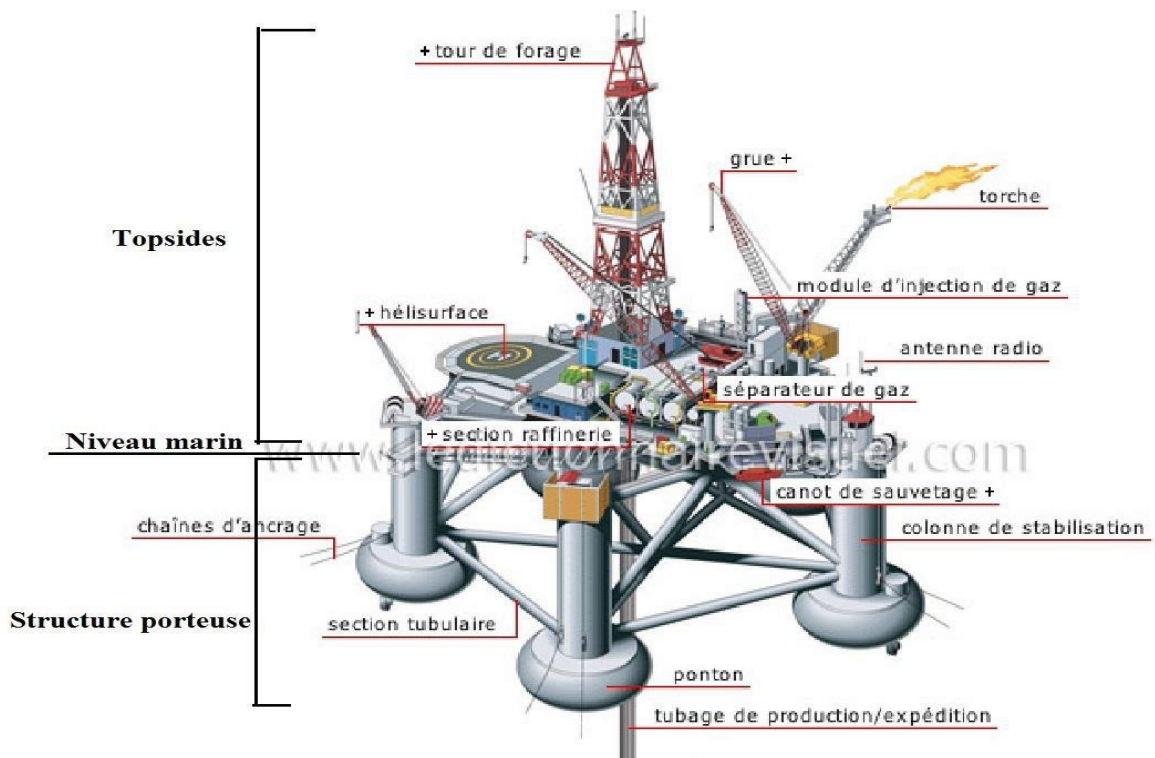


Figure I.4 : composants d'une plate-forme

### I.2.1.2. Types :

On distingue 3 types de plateformes selon leurs utilisations :

- Les MODU (*Module Offshore Drilling Unit*) servant uniquement au forage et pouvant loger du personnel ;

- Les PP (*Production Platform*) servant à la production et/ou au prétraitement du brut, mais sans logement ;
- Les LQ (*Living Quarters*) servant uniquement au logement, alors tout stockage et transit d'hydrocarbures est interdit pour des raisons de sécurité.

On distingue 2 grandes catégories de plateformes selon leurs mobilités :

- Les plateformes intégrées à des structure fixes de production (Utilisé généralement pour le forage de développement) tels que :
  - Appareil intégrés ou compact rig.
  - Support en tender (barge ou autoélévatrice)
- Les appareils mobiles posés sur le fond :
  - Jack-up rig : plateformes autoélévatrices composées d'une coque et des jambes, conçues pour les exploitations en eaux peu profondes. La structure peut être déplacée mais aussi élevée ou abaissée. Ainsi que ces plateformes peuvent se déployer en de multiples endroits tout en ayant un appui sur le sol.
- Les plateformes mobiles et unités flottantes :

Les plate-formes flottantes sont essentiellement utilisées pour l'exploitation de champs pétroliers dans les grands fonds (supérieurs à 400 mètres environ). Lorsque la plateforme est flottante, les installations de tête de puits lui sont reliées par des conduites flexibles ou bien des Risers.

- TLP (Tension Leg Platforms) : plateformes possédant un excès de flottabilité et maintenues en place par des câbles tendus les reliant au fond.
- SPAR : plateformes plus classiques qui n'intègrent que la production et sont reliées à des pipelines pour l'exportation du gaz et/ou du pétrole produit. Les SPAR reposent sur un énorme flotteur cylindrique.
- Les plateformes semi-submersibles : plateformes ballastées par remplissage d'eau lorsqu'elles se trouvent en position, puis Elles sont ancrées.

- FPSO (Floating Production Storage and Offloading) : plateformes en forme de coque, qui produisent du pétrole, le stockent temporairement et chargent les navires pétroliers. Elles sont ancrées au fond de la mer. [13]

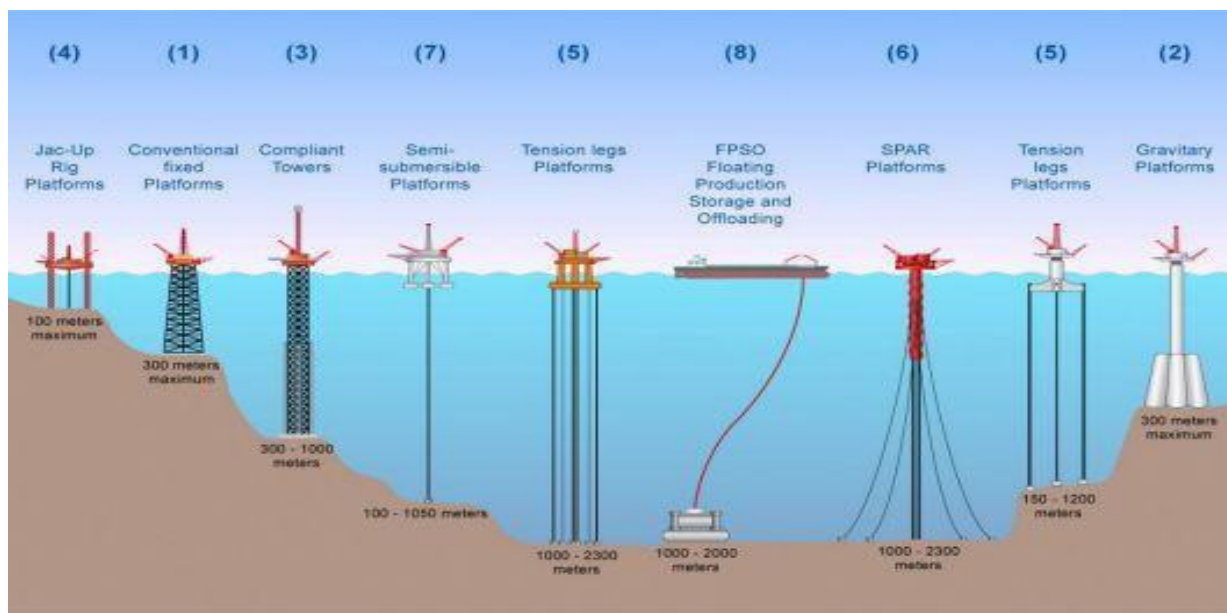


Figure I.5 : Les différents types de plateformes

### I.2.2. Spécifiques pour le forage offshore :

- L'appareil de forage remplit les mêmes fonctions qu'un appareil de forage à terre. La différence principale est qu'il est placé sur (ou intégré à) un support marin (fixe ou mobile) et que le forage est opéré à travers d'une tranche d'eau, ce qui nécessite un certain nombre d'équipements supplémentaires.
- L'emplacement de la tête de puits, est donc lié à de l'unité de forage qui va réaliser les travaux, Elle va être guidé essentiellement par :
  - Le souci d'éviter des zones à forts risques d'instabilité du fond de la mer (glissements de terrain) susceptibles de déstabiliser les pieds de l'installation de forage (pour celles qui s'appuient sur le fond de la mer) ou de mettre en péril l'intégrité de la partie superficielle du puits ;
  - Le souci de limiter les impacts écologiques, notamment sur la faune marine ;
  - Pour les puits de développement, le souci de regrouper si possible les puits en *cluster*, afin de rassembler géographiquement les infrastructures nécessaires à la production, au traitement, au stockage et au transbordement des hydrocarbures. Comme pour les forages à terre, un nombre optimal de puits par cluster regroupe typiquement entre 6 et 8 puits.
- En raison de l'isolement, le support doit contenir en permanence un certain nombre de services qui ne seraient présents qu'au moment de l'emploi lors d'un forage à terre (cimentation, *logging*) ainsi que des services ou installations spécifiques supplémentaires (hélicoptère, plongeurs, service météo, base de vie, etc.). De plus, des bateaux de support logistique (*supply boats*) doivent être présents en soutien de l'unité de forage pour assurer la sécurité, la logistique, récupérer les déchets, etc.
- Les travaux de forage Reposent globalement sur la même organisation qu'à terre, à la différence près qu'elle fait intervenir quelques acteurs supplémentaires : La société en charge du véhicule commandé à distance (*remotely operated vehicle, ROV*). Le ROV est un engin descendu au fond de l'eau dès le début des opérations de forage. Il dispose de caméras et de bras articulés commandés à distance permettant de visualiser les opérations au fond et d'effectuer des interventions légères sur les équipements sous-marins. [10]

### **I.3. Forage directionnel et horizontal :**

#### **I.3.1. Définitions :**

Le forage directionnel est le procédé de forage qui consiste à diriger le puits à forer suivant une trajectoire déviée par rapport à la verticale. Il fait désormais partie intégrante des techniques conventionnelles de forage car il est devenu très courant en développement de gisements. Il ne consiste pas uniquement à choisir et dessiner la trajectoire mais également à définir les mesures, les appareils de



mesure, les outils de déviation, les paramètres de forage appropriés, l'architecture du puits compatible avec la trajectoire.

L'application de la technique de forage dirigé est très répandue en l'off-shore. En effet La construction d'une seule plateforme fixe est excessivement coûteuse et cette technique permet le forage de plusieurs puits à partir d'une plateforme unique.

### I.3.2. Les profils des puits :

L'implantation d'un forage directionnel commence par la mise en place de la plateforme de forage et le repérage de la cible. Une fois le point de départ et d'arrivée sont définis, il faut dessiner la trajectoire à suivre comme le montre la figure. Selon la forme de cette dernière on peut distinguer :

- Puits en J : débute par une phase verticale puis en une montée et enfin une autre phase rectiligne. C'est le plus simple des profils.
- Puits en S : ayant une phase de remontée et une phase de chute d'inclinaison séparé par des phases rectilignes.
- Puits horizontaux ou sub-horizontaux : ce sont des puits à inclinaison avariant de 80° à 100°.

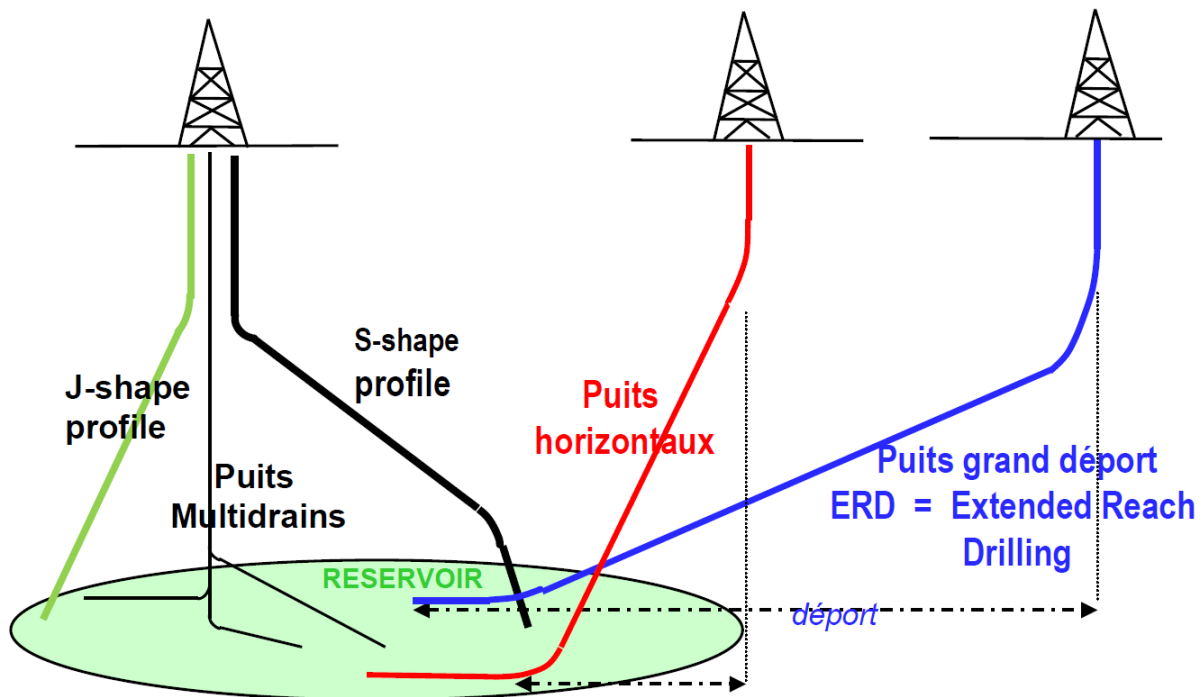


Figure I.6 : Les différents profils et applications des puits déviés

### I.3.3. Les techniques adoptées pour le forage en offshore :

\* Les puits en long radius,

\* La multiplicité des puits,

\* La multilatéralité.

#### **I.3.3.4. Le forage horizontal :**

Le forage horizontal est une évolution de technique de forage directionnel. Il Consiste à forer horizontalement dans le réservoir permettant d'augmenter le contact avec celui-ci et d'accroître la productivité du puits.

**I.3.3.1. Les applications :** Parmi les applications On cite :

##### **I.3.2.1.1. Réservoirs multicouches :**

Dans un réservoir multicouche un puits horizontal peut remplacer plusieurs puits verticaux ou déviés.

##### **I.3.2.1.2. Réservoirs à basse perméabilité :**

Le forage horizontal dans un réservoir à basse perméabilité est une alternative à la fracturation de ce réservoir. Le drain horizontal se comporte comme une fracture à direction contrôlée, facile à forer et économique que cette dernière.

##### **I.3.2.2. Les types de puits horizontaux :**

###### **I.3.2.2.1. Les puits horizontaux :**

- Les puits à long rayon (Long radius) utilisant des rayons de courbure excédant 200 mètres (gradients  $< 3 \text{ deg}/10\text{m}$ ).
- Les puits à moyen rayon (moyen radius) utilisant des rayons de courbure compris entre 80 et 200 m ( $3 < \text{deg}/10\text{m} < 7$ ).
- Les puits à rayons court ou ultra-court (court radius or Ultra court radius) avec des rayons de courbure pouvant atteindre 5 à 6 mètres, seulement réalisable avec des équipements spécifiques.

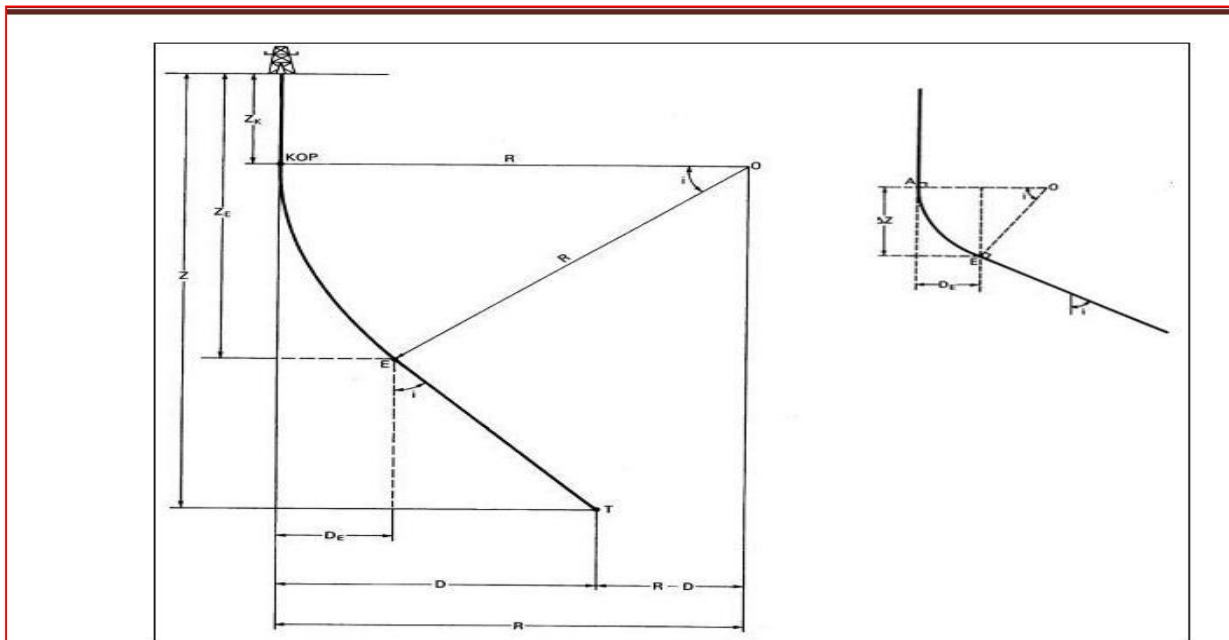
#### **I.3.4. Planification de trajectoire :**

Pour un forage directionnel, la clé d'atteindre le réservoir est le bon calcul de trajectoire suivi par le puits. Il existe plusieurs modèles géométriques utilisés pour le calcul.

##### **I.3.4.1. Méthode de calcul :**

Toutes les méthodes de calcul existantes se basent sur la trigonométrie et les hypothèses de bases effectuées quant à la forme de la section joignant 2 points consécutifs (segment de droite, arc de cercle).

**Figure I.7 : Profil d'un puits dévié**



les équations de calcul de trajectoire basées sur la trigonométrie qui sont les suivantes [20]:

$AE = L$  (m) : Longueur foré de A jusqu'à E.....I.1

$R = \frac{573}{gbu}$  : Rayon de courbure Avec gbu (°/ 10 m).....I.2

$DE = R (1 - \cos i)$  (m) : Déplacement horizontal entre A et E.....I.3

$\Delta Z = R \sin i$  (m) : Déplacement vertical entre A et E.....I.4

$i = 180 - \tan^{-1} \left[ \frac{Z - Z_k}{R - D} \right] - \cos^{-1} \left[ \frac{R}{Z - Z_k} \sin \tan^{-1} \frac{Z - Z_k}{R - D} \right]$  Avec i est l'inclinaison.....I.5

	Longueur foré L (TMD)	Profondeur verticale (TVD)	Inclinaison	Déplacement
Kickoff point (K)	$Z_K$	$Z_K$	0	0
Fin de déviation (E)	$L_E = Z_K + \frac{\pi i R}{180}$	$Z_E = Z_K + R \sin i$	i	$DE = R(1 - \cos i)$
Cible (T)	$L_T = Z_K + \frac{\pi i R}{180} + \frac{Z - Z_K - R \sin i}{\cos i}$	Z	i	D+D <sub>E</sub>

**Tableau 1 : Equations de mesure des profondeurs de puits dévié**

**I.4. HSE :**

La sécurité industrielle comme elle n'est pas consacré qu'aux gestes à faire et de ne pas faire ou bien aux personnes et équipements... elle est plus vaste, elle est concernée en plus par l'environnement et l'impact des industries pétrolières par exemple sur lui.

Les responsables des projets de forage offshore incluent tout un chapitre pour tracer (et ensuite évaluer) les politiques des entreprises et les normes de travail, tout cela pour réduire l'impact des opérations pétrolières sur l'environnement.

#### **I.4.1. Définition :**

C'est une politique internationale de gestion destinée à mettre en oeuvre les conditions et les dispositions d'hygiène, de sécurité et de l'environnement dans le milieu de travail

#### **I.4.2. Objectifs :**

- Fournir un lieu de travail sain et sans danger pour tous les employés.
- Minimiser l'impact des activités, des produits et des services sur l'environnement.
- Application des réglementations de l'environnement, l'hygiène et la sécurité par intégration dans l'ensemble des pratiques de travail.
- Amélioration continue de fonctionnement de l'entreprise.

#### **I.4.3 Eléments et outils d'un système de management HSE :**

##### **I.4.3.1. Système de management de la santé et de la sécurité au travail (SMS) :**

Un système de management de la santé et de la sécurité au travail (SMS) est un dispositif (outil) de gestion combinant personnes, politiques, moyens et visant à améliorer les performances d'une entreprise en matière de santé et de sécurité au travail (S&ST). C'est une démarche volontaire qui vise à :

- Limiter les dysfonctionnements en SST,
- Assurer une cohérence globale avec les autres démarches de management.

##### **I.4.3.2. Système de management environnemental SME :**

Le management environnemental, aussi appelé gestion environnementale, ou éco-management, désigne les méthodes de gestion d'une entité (entreprise, service...) visant à prendre en compte l'impact de ses activités sur l'environnement, à l'évaluer et à le réduire. Il s'inscrit dans une perspective de développement durable et la valorisation de l'image de l'entreprise. [14]

## Introduction :

Le champ de Mahdia va de la phase d'exploration vers le développement. Dans ce chapitre on va décrire l'aspect générale du projet d'exploitation au sein de champ, concernant son historique, sa situation géographique, sa structure géologique et les informations sur les puits modèle utilisés dans cette étude.

## II.1. Partie historique :

### II.1.1. Historique de forage en offshore au sein de la Méditerranée :

La Méditerranée compte environ 232 plateformes d'exploitation d'hydrocarbures dont le tiers est pour le pétrole. Des exploitations pétrolières sont situées dans la partie orientale ainsi que dans la partie occidentale de la Méditerranée. [1]

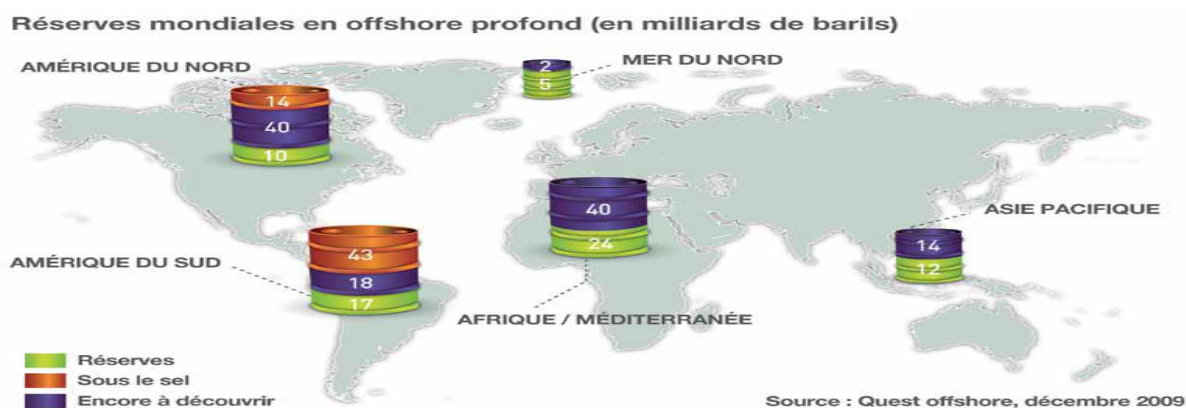


Figure II.8 : l'offshore en Méditerrané

### II.1.2. Historique de forage en offshore dans le champ Méditerranée occidentale :

La méditerranée occidentale est également à la recherche de nouvelles ressources pétrolières et de gisements d'hydrocarbures. Cette partie regroupe le Golfe du Lion, la mer Ibrise et l'Afrique du nord. C'est une zone très riche qui attire les industriels en quête de nouvelles ressources. [1]

Les compagnies pétrolières s'intéressent à nouveau à la Méditerranée, intérêt conforté par la découverte d'un immense gisement au large des côtes d'Algérie et de la Tunisie, ainsi que les explorations se multiplient en Méditerranée occidentale. [2]

### II.1.3. Historique de forage offshore dans la Tunisie :

En Tunisie, les gisements offshore ont été localisés dans le golfe de Gabès mais ne sont encore pas exploités.

Il semble en outre que les gisements trouvés soient de petite taille. Mais si la production de pétrole et de gaz reste modeste, l'exploration demeure assez active. [2]

La Tunisie vient en tête des pays qui accueillent le plus des plateformes ; 43 exactement ont posé pied au large de pays. Sans parler des nombreux forages qui sont en cours. [1]

#### II.1.4. Historique de L'Entreprise Numhyd :

Numhyd est une nouvelle société créée grâce à l'impulsion des ministères algérienne et tunisienne respectifs et la volonté des deux sociétés, SONATRACH et l'ETAP (Entreprise tunisienne des activités pétrolières), qui ont exprimé le souhait de fonder un cadre de coopération doté de structures et de moyens pour activer ensemble dans le domaine de l'industrie pétrolière.

La création d'une Société Mixte, ayant pour objet la réalisation des activités de prospection, de recherche, d'exploration, en Algérie qu'en Tunisie ou dans toutes autres régions du monde a été adopté.

Le 4 avril 2003, Numhyd a été créée. Elle a été enregistrée à l'Île de Jersey (U.K.), comme Société de droit privé. Les travaux des experts des deux compagnies ont abouti à la sélection des deux Périmètres, qui feront l'objet de la signature des contrats de prospection : 220a/220b en Algérie et Kaboudia (E3) en Tunisie. [5]

#### II.1.5. Historique des projets de forage dans le champ de Kaboudia :

En Avril 2008 ; la signature à Tunis, d'un accord portant cession de 30% des intérêts de l'ETAP, à la société mixte algéro-tunisienne Numhyd, sur les permis dits Nord des Chotts (frontière algéro-tunisienne) et une convention concernant l'octroi à Numhyd du permis de recherche sur le périmètre offshore dénommé Kaboudia, en territoire tunisien, entre l'Etat tunisien, d'une part, et l'ETAP et Numhyd, d'autre part. [6]

##### 2.1. Partie Géographique :

##### 2.1.1. Cadre géographique des puits forés dans le champ de Mahdia :

Le champ de Mahdia est uniquement exploré par deux puits. Le puits MAH-2 est situé au Sud du permis offshore Kaboudia, qui se trouve sur la côte Est de la Tunisie. Cette zone est administrativement rattachée au Gouvernorat de Mahdia.

Tandis que Le puits MAH-1 est implanté à environ 0,5 km au sud du puits MAH-2, et à environ 25.5 km au large des côtes de la ville de Mahdia. [7]



## **Figure II.9 : L'emplacement des puits dans le permis de Kaboudia**

### **II.3. Partie géologique :**

#### **II.3.1. Description des réservoirs :**

##### **Réservoir Allam :**

Cette partie de réservoir n'a révélé aucun intérêt, à l'exception de l'intervalle 2766.2m à 2767.1m, qui montre un niveau à hydrocarbures de 0.9 m d'épaisseur.

##### **Réservoir Serj supérieur :**

Il contient des hydrocarbures dans l'intervalle compris entre 2804-2813.5m et l'intervalle 2831-2835.2m. Le Net pay total au niveau de ce réservoir est de l'ordre de 14m.

##### **Réservoir Serj inférieur :**

Ce réservoir est compact avec des propriétés pétrophysiques médiocres. [8]. Voir **Annexe 1**

### **II.4. Partie technique : [7]**

L'étude comparative, les données, les caractéristiques du réservoir...nécessaires dans ce mémoire sont appuyée principalement sur les cas des puits suivants (**figure 9**) :

Mah-1 : La structure MAHDIA, préalablement Investiguée en 1974 par le forage Mahdia-1 (MAH-1). Au cours duquel ce réservoir a produit un faible débit d'huile, de l'ordre de 2 m<sup>3</sup>/h, qui n'était pas représentatif du potentiel réel de cette formation, car ce faible débit est essentiellement dû au bouchage de la duse de fond. Voir **Annexe 2**.

Mah-2 : En cours de DST, le puits a débité sur duse 20/64 un volume supérieur à 1700 bbl/j d'huile avec une concentration en H<sub>2</sub>S et CO<sub>2</sub> de 10000 ppm et 20 %. Voir **Annexe 2**.

En plus des puits de référence suivantes : SKT-1 : forée en 1993, KSF-1 : forée en 1976, DIDON NORTH-2, BARAKA-1. Voir **Annexe 3**.

## **Conclusion générale :**

On a pu calculer le trajectoire, élaborer un programme de cuvelage et estimer le coût et la production pour deux schémas de forage, à la lumière de cette étude, on a comparé ces deux schémas et constater que le forage horizontal X-2 est mieux adéquat pour exploiter le réservoir serj-supérieur avec une production presque la double de forage X-1, un même programme de cuvelage travail en plus de sécurité que pour X-1, ceci peut éliminer la contrainte de son coût élevé. Dans l'optique de choisir de forer le puits X-2 au lieu de puits X-1 on a estimé sa production en fonction des budgets qu'elle coûtera et on la trouve profitable.

Ainsi On a suggéré des solutions pour optimaliser l'exploitation du champ par la proposition et le choix des plateformes convenables et rentables, ainsi qu'on a proposé des instructions concernant la partie environnementale pour un futur puits d'exploitation.

Enfin, j'espère ainsi avoir participé, aussi peu soit-il, à donner le conseil à la société de concession de bien choisir l'aspect d'un puits type représentative à réaliser afin de y parvenir des profits importants, pourquoi pas ouvre la voie vers d'autres succès au niveau des structures situées au Nord de Mahdia, et au niveau du bassin Méditerrané occidentale précisément la partie orientale d'Algérie, qui sont situées dans un même environnement pétrolier.



# Recommandations :

Les solutions de rechange sont des méthodes différentes, au point de vue fonctionnel, pour arriver aux résultats plus profitables. Il n'y a pas de solution de rechange viable au forage exploratoire puisque l'exploitation de gisements ne peut être exécutée avec précision que par l'acquisition de données sur le terrain, c'est-à-dire par d'autres forages exploratoires, et puisque l'environnement économique, géologique, technique...est parfois imprévue, notamment pour le marché pétrolier, mais comme recommandations on peut citer :

- Mettre en considération prochainement l'optimisation de la partie environnementale, la partie d'exploitation et de la partie de forage proposée dans cette étude.
- Préparation d'un programme pour l'acquisition d'une sismique 3D de haute résolution, pour couvrir le gisement MAHDIA et les structures MAHDIA-Nord et MAHDIA-Nord Est, pour une meilleure définition de l'architecture de ces structures et de réservoir.
- Elaborer un programme de forage d'un puits de délinéation sur le compartiment Nord de la structure MAH, afin de confirmer l'extension de ce gisement dans cette partie, et par conséquence, augmenter les réserves, sur la base desquels un plan de développement définitif sera établi.
- Le test en Barre foot réalisé à MAH-2, n'a pas été exécuté conformément au programme préétabli, surtout en ce qui concerne les temps impartis aux ouvertures (en débit) et fermetures (remontés de pressions) et ce a cause, des fortes concentrations en H<sub>2</sub>S et CO<sub>2</sub> ainsi que le dépassement des capacités des brûleurs qui ont conduit à l'arrêt de l'opération. Pour ces raisons, nous suggérons :
  - Faire un test de formation tenant compte des équipements qui sont adaptables à la situation de MAH-2, à savoir les fort taux de concentration de H<sub>2</sub>S et CO<sub>2</sub>, au niveau du puits d'appréciation ou lors de la reprise du puits MAH-2.
  - Réaliser une étude de réservoir engineering dont les résultats permettront de mieux définir les travaux complémentaires d'appréciation et/ou de développement qui seront entrepris.
  - Réaliser des analyses PVT durant le prochain Test sur un échantillon de fluide représentatif afin de mieux cerner les propriétés de ce dernier dans les conditions initiales de réservoir.

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUE :

[1] « Projet Eyesea », Projet collectif Master 2 spécialité E-Rédactionnel de l'UFR Ingémédia de La Garde, disponible sur l'internet :

<http://projet-eyesea.reaco.fr/category/offshore> , consulté le 22 Novembre 2013.

[2] « L'exploitation offshore en Méditerranée », revue par l'institut Française de la Mer (n° 3/12) ,2012.

[3] « Bassin offshore d'Algérie », Revue par NAFTOGAZ.

[4] KHELIFA.L, « Le ministre de l'Énergie l'a confirmé aujourd'hui : Le 1er forage off-shore en Algérie pour fin 2014 ». Eco News, [En ligne] [www.leconews.com/fr/actualites/nationale/energie](http://www.leconews.com/fr/actualites/nationale/energie) consultée le 8 juin 2014.

[5] Babaghayou, « Allocution de Monsieur vice-Président Amont du Sonatrach », Signature d'un Contrat de Prospection sur le Périmètre de " HAMRA " entre SONATRACH et NUMHYD, le 07 Juillet 2003.

[6] Rapport annuel 2008 de SONATRACH.

[7] NUMHYD team, « Rapport de découverte NUMHYD », MARS 2012.

[8] HRIZI TAHER, « Etude des schémas de forage pour le champ de Numhyd », 2013.

[9] « Quelles sont les grandes étapes d'un projet de développement d'un champ pétrolier ? » IFP école d'application des métiers de l'énergie et des transports, disponible sur l'internet : [www.IFPschool.com](http://www.IFPschool.com).

[10] « contexte et aspects fondamentaux du forage et de l'exploitation des puits d'hydrocarbures », INERIS, 06/05/2015.

[11] « Contrôle et suivi des couts des projets pétroliers », disponible sur l'internet

[12] NGUYEN, JP. Technique d'exploitation pétrolière, le forage. Ecole nationale supérieure du pétrole et du moteur, institut français du pétrole, Centre supérieure de forage et d'exploitation des gisements. Paris, Edition Technip, 1993.

[13] « Développement d'un champ pétrolier en mer », Académie des Technologies (National Academy of Technologies of France,2010, [En ligne], Disponible sur internet :

< [Http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/plateformes-petrolieres](http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/plateformes-petrolieres) > (Consultée le 20 Avril 2016).

[14] HADJADJ SOUIAD, « cours HSE, 2ème Master forage », Université Ouargla.

[15] « Description de projet - Forage d'un puits d'exploration - Gisement de Old-Harry – PP 1105 », Corridor Ressources Inc. Halifax, Février 2011.

[16] RAHMAN, Sheikh S.; CHILINGARIAN, George (1995). Casing Design-Theory and Practice: Netherlands: Elsevier Science, 392p.

[17] RABIA H, Well engineering and construction, Entrac Consulting, 2002, 789 p.

[18] « Etude de puits type représentative des puits forés au Quebec », ph. Ali now Mooz, Félix- Antoine comeau, Jean Michel, Université Laval, Québec.

[19] HADJADJ SOUIAD, « cours Forage Offshore, 2ème Master forage », Université Ouargla.

[20] Boyun, Ali et William, «Petroleum Production Engineering "

# Annexes


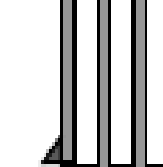
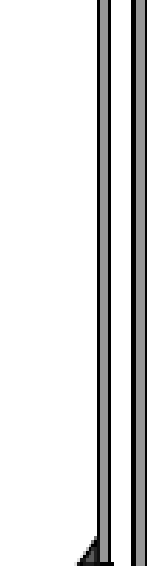
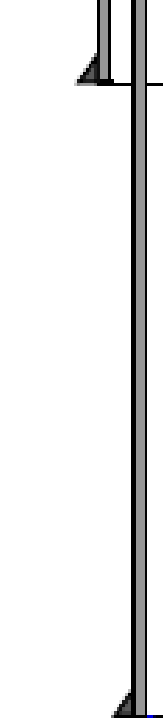
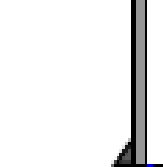



# Annexe 1 : Structure de Mahdia

AGE	Formations	Tops m / RKB	Lithology Log	Lithology description	Casing / Hole	Mud	Logging	Hazards	Coring/DST
				Sea level					
MIOCENE	PLIOCENE	89.65		Sand, bioclastic, Shales, soft, plastic					
		96		Sand, silt bioclastic, grey green Shales, soft, plastic					
		117		Bioclastic limestones, Grainstone, vuggy frissured with thin sandy shale intercalation	@ 150 m	26" * 20"	SWH-VIS MW: 1.05-1.08		
		285		Sandy, Silty, Calcareous shales, green-grey, and sandstone sheet at the base;	@ 500m		WBM - KCI Polymer MW: 1.06 - 1.10		
		506		Sandstones grey-green fine, medium, moderately consolidated, argillaceous cement with shales grey green to red brown  GR-CAL-AIT-DSI-					
		859		Sandstones, grey, medium, fine, moderately consolidated with shale stringers.					
		1074		Biomicrite, white with shales, common glauconite					
		1130		fine medium sandstone with silty shales at the top	16" * 13 3/8"		LT OBM MW: 1.10 - 1.15		
		1210		Shales grey-olive, silty -sandy With sandstone stringer at the top, common, pyrite and glauconite					
		1462		Bioclastic micrite, white, argillaceous at the base					
OLIGOCENE	Fortuna	1478		Sand, medium, coarse grained, moderately consolidated					
Eocene	Souar	1502		Silty-sandy claystone, grey-green, pyrite					
Paleocene	Bou Dabbous	1515		biomicrite argillaceous with glauconie grains					
	El Haria Paleocene	1535		Claystone and argillaceous					
	El Haria Cretaceous	1573		Claystone and argillaceous micrite/limestone	@ 1340m				
Upper Cretaceous	SENONIAN	1586		Chalky micrite, white slightly argillaceous					
		1722		biomicrite argillaceous with claystone					
	CENOMANIAN	1750		shale, claystone and marl, grey-olive, sub-fissile with micrite stringers at the top	12" 1/4 * 9 5/8"		LT OBM MW: 1.12 - 1.15  GR-CAL-AIT-DSI LDT-CNL-GR CBL-VDL-GR Casing 13 3/8" Intermediate VSP CBL-VDL-CCL-GR Casing 9 5/8"		
Lower Cretaceous	ALBIAN	2398		Claystone, grey green to beige calcareous, sub-fissile with occasionally argillaceous dolomitic stringers grey to beige and inclusion of volcanic rocks					
		2660		Micrite, dark to beige soft to compact argillaceous locally Fissured with volcanic rock and intrusion claystone stringers	@ 2760m				
	APTIAN	2795		Interbedding of argillaceous dolomicrosparite and dolomicrosparite.					
		2847		Dolomicrosparite, microfissured, hard compact	8" 1/2		WBM-HEC 1.02 - 1.05  LWD: GR-Rest- NPHI-RHOB-CAL WL: GR-CAL-AIT- TNPH-RHOB TLB-APS-SONIC SC/ FMI-HNGS VSP CBL-VDL-CCL-GR	ML ↻	C1

TD= 2860m

**Annexe 2 : offset wells (Mah-2)**

Drilling HAZARD	CASING SEAT (m/RKB)	CASING / MUD SYSTEM	DRILL BIT SELECTION
		30"-1,25" - X52 CP - 150m Sea Water + HI Vis	26" Drill Bit IADC 111 & 36" Hole Opener
Bit Balling; <u>SHALLOW GAS !!!</u>		20"-133# K55 BTC RIII - 520m WBM - KI Polymer MW: 8.8 to 9.2 ppg	26" Drill Bit IADC 111 Make / Type : Smith / DSJC (Same Drill Bit used in the above section)
Losses; Stuck Pipe; Problem to deal with a huge amount of cutting at surface			<u>Primary:</u> 16" Drill Bit IADC 135 Make / Type : Smith / MGGH+CPS
Reactive shale			<u>Backup:</u> 16" Drill Bit IADC 415 Make / Type : Smith / GS038VCPS
Reactive Shale		13 3/8"-72# N80 BTC RIII SD 12.25" - 1,525m <u>Low Toxic I.E. 75 QBM</u> MW: 9.2 to 9.6 ppg	
Reactive Shale			<u>Primary:</u> 12 <sup>1/4</sup> " PDC Bit Make / Type : Smith / MI616LHBPX
			<u>Backup:</u> 12 <sup>1/4</sup> " Drill Bit IADC 135 Make / Type : Smith / GG+C
Losses; Stuck Differential pressure; <u>H2S</u>		9 5/8"-53.5# L80 VAM TOP RIII SD 8.5" - 2,760m <u>Low Toxic I.E. 75 QBM</u> MW: 9.4 to 9.8 ppg	
		WBM - HEC MW: 8.5 to 8.8 ppg	<u>Primary &amp; Backup:</u> 8 <sup>1/2</sup> " Drill Bit IADC 517 Make / Type : Smith / GF20PS

## Annexe 2 : Offset wells (Mah-1)

MAH-1					
RKB/MSL: 28m - MSL/Sea Bed: 65m - Rig: PENDRO 70 - Drilled by ELF on 1974					
Formation	Top/MSL (m)	Casing Data (Depth in m) / MSL	Drilling Data	Drilling Problem encountered	
		30" @ 104m	Sea water+HiVis	No problem was encountered	
		20" @ 237m	Sea water+HiVis	No problem was encountered	
Oum Douil	488	9 5/8" @ 1098m	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Drill Bit Size: 12 1/4" - MF: HT - Type: OSC3 - Jet 1/32": 3x14 - ROP: 32 m/hr</li> <li>2. Mud System: WBM + CMC Polymer</li> <li>3. MW: 9,8 ppg.</li> <li>4. WOB: 17 MT - 150 RPM - Total Flow Rate: 4,000 l/min - Pump Press: Up to 2,400 PSI.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Section drilled on Two days.</li> <li>2. Drag of 25 MT from 522 to 634m/MSL (base of Oum Douil and Upper of Cap-Bon fm); with a huge volume of cutting recovered. Reaming this section was performed.</li> </ol>	
Cap-Bon	675			<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Thirteen Drill Bits Size 8 1/2" were used during this section; - Jet 1/32": 3x12 (Average ROP: 6,5 m/hr).</li> <li>2. Mud System: Sea Water + Gypsum</li> <li>3. MW: 10 ppg.</li> <li>4. WOB: 15 to 18 MT - 100 to 170 RPM - Total Flow Rate: 1,300 to 1,600 l/min - Pump Press: 1,700 PSI.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Drill to a 2770 m/MSL (till the Top of Serj reservoir then spot a CMT Plug till 2727 m/MSL), High ROP @ 2745 m/MSL, Losses of 7m3/hr on base of Allam fm.</li> <li>2. Tight Hole at the base of Fahdene.</li> <li>3. Total drilling time of this section: 18 days (including 1 x day logging, 1 x day Coring "9m", 1 x day treat losses, 2 x days cmt plug &amp; drill cmt and 1,5 days running 7" csg).</li> <li>4. Drag during wiper trip in Aleg fm. Max. Drag 50 MT.</li> </ol>
EL Haria	1402				
Aleg-Abiod	1434				
Fahdene	1711				
Allam	2621	7" @ 2712m	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Sixteen Drill Bit Size: 6" were used.</li> <li>2. Mud System: WBM</li> <li>3. MW: 8.7 to 8.8 ppg.</li> <li>4. Coring F/ 2768 TO 2778 m/MSL.</li> <li>5. WOB: 10 to 20 MT - 80 RPM - Total Flow Rate: 700 l/min - Pump Press: Up to 1000 PSI.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. PARTIAL LOSSES ENCOUNTERED STARTING FROM THE FIRST 5m OF TOP SERJ.</li> </ol>	
SERJ	2799	6" OPEN HOLE			
TD:	3188				



**Annexe 3 : offset wells (KST-1 ET KSF-1)**

SKT-1				
RKB/MSL: 26,5m - MSL/Sea Bed: 75,5m - Drilled by SOVEREIGN O&G on 1993				
Formation	Top/MSL (m)	Casing Data (Depth in m) / MSI	Drilling Data	Drilling Problem encountered
			Sea water+HiVis (Guar Gum)	No problem was encountered
Porto-Farina	76	30" @ 151m	<p><u>1.</u> One Drill Bit Size: 17 1/2" - MF: HTC - Type: ATX-1 - IADC: 114 - Jet 1/32": 4x18 - ROP: 17.4 m/hr (Condition when POOH: GOOD).</p> <p><u>2.</u> Mud System: WBM + GEL - CMC Polymer</p> <p><u>3.</u> MW: 8.9 to 9.6 ppg.</p> <p><u>4.</u> WOB: 35,000 lbs - 180 RPM - Total Flow Rate: 1,000 gpm - Pump Press: Up to 2,550 PSI.</p>	<p><u>1.</u> Section drilled on Four days.</p> <p><u>2.</u> No major problem.</p>
Oued Bel Khedim	242			
Melqart	348			
Birsa - Saouaf	476			
Mahmoud	775			
		13 5/8" @ 832m	<p><u>1.</u> Three Drill Bits Size 12 1/4" were used during this section; one ATX-G1 (IADC: 115) &amp; Two ATX-G3 (IADC: 135); Jet 1/32": 3x15 (Average ROP: 13 m/hr for the first &amp; 10 m/hr for the two others bits).</p> <p><u>2.</u> Mud System: WBM + Gypsum, Lignosulphonate.</p> <p><u>3.</u> MW: 9.2 to 9.7 ppg.</p> <p><u>4.</u> WOB: 15 to 18 MT - 100 to 170 RPM - Total Flow Rate: 800 gpm - Pump Press: 3,000 PSI.</p>	<p><u>1.</u> A minor bore hole stability problem were encountered during drilling reactive shale layers.</p> <p><u>2.</u> Total drilling time of this section: 08 days (including 2 x day logging, 1 x day Coring).</p>
Ain Grab	934			
Salamambo	969			
Ketatna	1056			
	1082			
Abiod				
Abiod - Aleg TZ	1399			
Aleg	1484			
Fahdene	1611			
TD:	1824			

### KSF-1

RKB/MSL: 26m - MSL/Sea Bed: 54m - Drilled by ELF on 1976

Formation	Top/MSL (m)	Casing Data (Depth in m) / MSL	Drilling Data	Drilling Problem encountered
		30" @ 101m	Sea water+HiVis (VM: 42)	No problem was encountered
		20" @ 253m	Sea water+HiVis (VM: 45)	No problem was encountered
Souaf	259	13 3/8" @ 1144m	<u>1.</u> Drill Bit Size: 17 3/8" - MF: SMF - Type: TS2J - Jet 1/32": 2x20 + 1x22 <u>2.</u> Mud System: Sea Water + Bio-Polymer <u>3.</u> MW: 9.0 to 9.5 ppg. <u>4.</u> WOB: 80,000 to 85,000 lbs - 140 RPM - two mud pumps (6 3/4" liner ea.): 80 SPM ea. - Pump Press: Up to 1,500 PSI.	<u>1.</u> Maxi drag during wiper trips: 90,000 lbs (depths m/RKB: 657; 905; 995). <u>2.</u> flow line plugged with Gumbo many times.
Beglia	349			
Mahmoud	506			
Ain Grab	691			
Fortuna	714			
Souar	825			
Bou Dabbous	1101			
EL Haria	1125	13 3/8" @ 1144m	<u>1.</u> Drill Bit Size: 12 1/4" - MF: SMF - Type: TS3KJ - Jet 1/32": 3x14 <u>2.</u> Mud System: Sea Water + Bio-Polymer <u>3.</u> MW: 9.4 to 10.0 ppg. <u>4.</u> A formation Test was performed at 1,177 m/MSL (1,203 m/RT) - RPT: 11 (EMW=1.63 SG; 13.5 ppg). <u>5.</u> WOB: 15,000 to 30,000 lbs - 125 RPM - two mud pumps (6 3/4" liner ea.): 60 SPM ea. - Pump Press: Up to 2,900 PSI.	<u>1.</u> Rig Engines & Electrical Mud Pump problems occurred many times . <u>2.</u> Total drilling time of this section: around 20 days. <u>3.</u> Tight Hole From 1378 to 1517 m/MSL (lower Aleg & Upper Fahdene fm). <u>4.</u> Stuck Pipe at 1517 m/MSL (Base Aleg); One hour working string to get free. <u>5.</u> Tight hole in the Upper Fahdene fm (F/ 1,555 to 1582 m/MSL). <u>6.</u> Tight hole in the Mid & lower Fahdene fm (1872; 2137; 2360 m/MSL). <u>7.</u> Background Gas were noticed at 1,989 m/MSL (Up to 12.5% - RPT N°:16). <u>8.</u> Maxi. drag reached during wiper trip is 65,000 lbs (in the Fahdene formation). <u>9.</u> No drilling problem was noticed during the drilling of Allam formation. <u>10.</u> No drilling/coring problems were noticed during the drilling/coring of the Upper Serj reservoir.
Abiod	1304			
Aleg	1436			
Fahdene	1585			
Allam	2528			
SERJ	2796	Drill 12 1/4" OH to 2896m		
	3109 TD	Drill 8 1/2" OH to 3109m	<u>1.</u> Drill Bit Size: 8 1/2" - MF: SMITH - Type: F-2 - Jet 1/32": OUT	<u>1.</u> Total losses occurred at 3135m.

