

---

# GENERALITES SUR LE FORAGE ET INTRODUCTION A LA PROBLEMATIQUE DES FROTTEMENTS GARNITURE-PUITS

## I-1 GENERALITE SUR LE FORAGE

### I-1.1 Système de forage

Dans un premier temps, il apparaît nécessaire d'introduire la terminologie pétrolière de base utilisée par la suite. Nous allons donc brièvement rappeler le principe et la constitution des systèmes de forage les plus couramment utilisés aujourd'hui (forage rotary) ainsi que les termes techniques que nous reprendrons à notre compte.

Le principe de forage rotary consiste à mettre en rotation un outil sur lequel s'applique une force orientée dans la direction d'avancement. Ce procédé permet de creuser un trou de rayon égal à celui de l'outil. Les copeaux (*cutting*) générés au fond du trou suite à la destruction de la roche par l'outil remontent en continu à la surface grâce à la circulation du fluide de forage qui est généralement une boue bentonique à base d'eau ou d'huile. Ce fluide est pompé depuis la surface vers l'intérieur des tiges de forage pour être injecté au travers de l'outil sur le front de coupe. La boue remonte ensuite dans l'espace annulaire entre les tiges et les parois du puits et entraîne ainsi les copeaux de roche vers la surface. Le poids sur l'outil (*Weight On Bit* :WOB) est obtenu par gravité grâce à l'introduction de tiges lourdes appelées masses-tiges. Le couple de rotation est obtenu soit à partir d'un couple en surface transmis vers l'outil via un train de tiges soit à partir d'un moteur fond de trou au dessus de l'outil et piloté en surface.

Un système de forage rotary classique (figure 1.1 ) se compose principalement de :

- Un système de production d'énergie : l'énergie est produite par des moteurs diesels, puis elle est acheminée sous forme électrique ou mécanique vers les différents systèmes de l'installation : pompe à boue, treuil et table de rotation. Le coût énergétique est un facteur essentiel dans l'évaluation du coût global de forage ; il s'avère donc impératif de bien l'estimer et de le réduire au maximum tout en garantissant le succès de l'opération de forage. Notre étude qui se base sur la bonne prédiction des couples et des efforts en surface rentre dans ce cadre d'optimisation.
- Un appareil de levage : cet appareil est constitué d'un derrick, d'un crochet et d'un treuil. Il permet d'effectuer les manœuvres de tiges (remonté du puits ou descente) et la complétion, mais aussi de contrôler le poids appliqué sur l'outil. Nous présenterons plus en détail dans la deuxième partie de ce chapitre une description explicite des efforts au crochet notamment en manœuvres car la quantification de ces efforts (*Drag*) constitue un objet essentiel de notre étude.
- Un système de rotation : Il est constitué d'une table de rotation, d'une tige d'entraînement à section carré (*kelly*) ainsi que d'une tête d'injection qui peut être motorisée (*Top Drive*). Comme pour l'effort au crochet, la prédiction du couple en surface (*Torque*) fait aussi l'objet de notre étude. Nous y reviendrons en deuxième partie pour le décrire de manière plus précise.
- Un système hydraulique : ce système se compose d'un ensemble de bacs à boue, de pompes à boue ainsi que d'un système de traitement de la boue.
- Une garniture de forage : Le terme garniture de forage désigne toute la partie du système à l'intérieur du trou de forage. Sa composition sera donnée dans le paragraphe suivant.

### I-1.2 Garniture de forage

C'est cet élément qui nous intéresse le plus dans notre étude et nous tenterons de modéliser son comportement statique à l'intérieur du puits de forage. La connaissance des différents constituants de la garniture s'avère donc nécessaire pour la modélisation.

De manière générale, une garniture se compose, de bas en haut, des éléments suivants :

- Un outil de forage : extrémité basse de la garniture, l'outil est entraîné en rotation et permet la progression de la garniture par son action directe sur le front de taille. On distingue deux types d'outils, à molettes ( tricônes) et monoblocs (diamant, PDC).
- des masses-tiges ( *Drill Collars* , DC) : il s'agit d'une série de tubes massifs en acier (figure 1.2) dont le rôle est d'assurer une poussée suffisante sur l'outil. Par conséquent, pendant la phase de forage, le train de masses-tiges est en partie, voire en totalité, en état de compression.
- Un train de tiges ( *Drill Pipes*, DP) : c'est la partie la plus longue de la garniture ; elle est constituée d'une série importante de tubes minces d'acier qui s'étendent jusqu'à la surface et dont le rôle est de transmettre le couple vers l'outil et de soutenir plus ou moins le train de masses tiges. Chaque tige est munie à ses extrémités de renflements appelés *tool-joint* (TJ) (figure 1.2) servant pour le vissage des tiges entre elles et comme points d'appui du train de tiges sur la paroi de puits. En conditions normales, on s'arrange pour que le train de tiges soit en traction afin d'éviter son flambement car celui-ci favorise l'apparition de forces de contacts très élevées entre tiges et parois de puits. Ce train de tiges comporte parfois (cas du forage dirigé ou du forage horizontal) une série supplémentaire de tiges lourdes (*Heavy weight Drill Pipe*, HWDP) plus épaisses placées souvent juste après les masses tiges. Ces tiges lourdes ont pour but de réduire les risques de flambement des tiges.

Parmi les éléments complémentaires, on trouve :

- Le système de déviation : Ce système comporte le plus souvent des stabilisateurs et/ou des moteurs fonds du trou (PDM) . Les stabilisateurs sont des tubes d'une longueur souvent de 2m et dotés sur leur pourtour de lames droites ou spiralées (figure 1.2). Leur rôle essentiel est de contrôler la direction de forage en jouant sur leur nombre et leurs positions. On distingue deux types de stabilisateurs : ceux à diamètre fixe et ceux à diamètre variable pouvant être actionnés hydrauliquement ou mécaniquement à partir de la surface. Les moteurs fond du trou (PDM) sont incorporés dans la partie inférieure de certaines garnitures afin de permettre la rotation de l'outil de forage indépendamment de la rotation du train de tiges. Ce procédé est généralement utilisé pour amorcer des déviations ou pour faire des corrections de trajectoire (mode *sliding*).
- Les appareils de mesures (MWD) : Ce sont des appareils embarqués avec la garniture afin de mesurer l'évolution des certains paramètres comme l'inclinaison et l'azimut en fonction de la profondeur forée .
- Les raccords : Ce sont des pièces mécaniques servant à raccorder les différents composants de la garniture (PDM/DC, DC/HWDP, HWDP/DP,..etc). Elles sont généralement de petite taille afin de ne pas encombrer la garniture.

La partie inférieure de la garniture de forage est communément appelée la BHA (abréviation du mot anglais : *Bottom Hole Assembly*) . Elle est principalement constituée de l'outil de forage, des masses tiges et des stabilisateurs. La BHA a un effet prépondérant sur le comportement directionnel du système de forage.

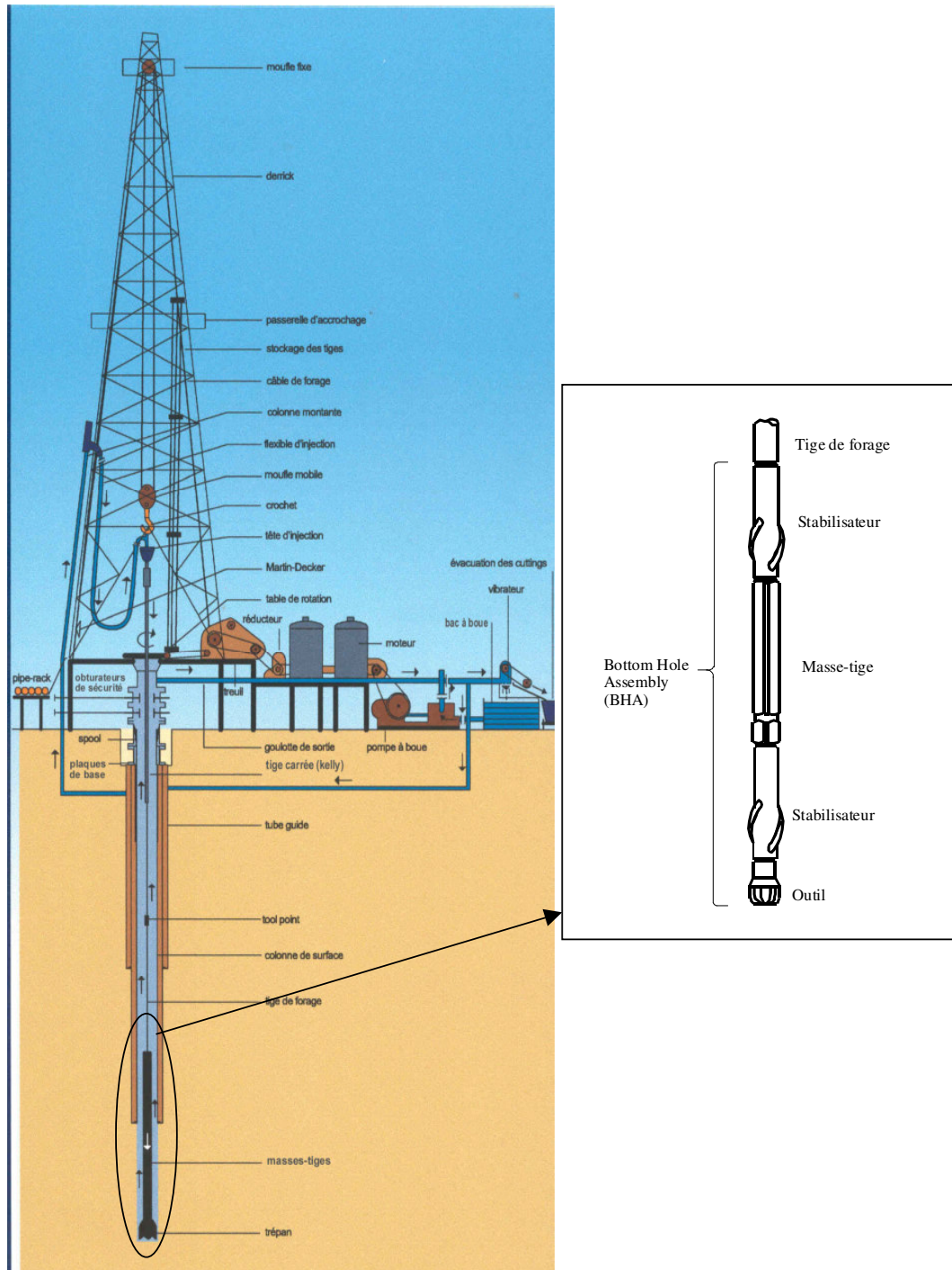


Figure 1.1 : Système de forage Rotary



Figure 1.2 : Quelques éléments de la garniture de forage

### I-1.3 Paramètres de forage

Les paramètres de forage sont les différents facteurs sur lesquels le foreur peut agir et qui conditionnent les performances d'un forage. On peut les classer en deux catégories :

#### a- Facteurs mécaniques

- Le poids sur l'outil (WOB, *Weight On Bit*) : Il correspond à la force appliquée par la garniture sur l'outil de forage suivant son axe de révolution pour qu'il puisse pénétrer la roche. C'est en fait la différence entre le poids au crochet outil suspendu et outil posé sur le front de taille. Cette valeur dépend du type d'outil et de la trajectoire du puits. Des différences entre la valeur effective du poids sur l'outil et sa valeur mesurée en surface peuvent être enregistrées lorsque des frottements interviennent notamment dans le cas du forage dévié. La quantification des frottements le long de la paroi entre la garniture et le puits en fonction de la forme de la trajectoire est le but principal de notre étude qui va suivre.
- Le couple à l'outil (TOB, *Torque On Bit*) : il correspond au couple de rotation effectif appliqué à l'outil ou transmis depuis la surface. De même que pour le poids à l'outil, son estimation passe par une bonne évaluation des frottements le long de la garniture.
- La vitesse de rotation : c'est la vitesse de rotation de l'outil par rapport à son axe de révolution. Cette vitesse varie en général de 50 à 250tr/mn pour le forage rotary classique et peut atteindre jusqu'à 1000tr/mn lorsqu'on utilise une turbine de forage. La vitesse de rotation en surface peut être contrôlée précisément mais elle peut différer sensiblement de la vitesse de rotation instantanée de l'outil. Ces différences sont dues généralement à des instabilités dynamiques due à des vibrations ( latérales : *Whirl*, de torsion : *stick-slip* et axiales : *bit bounce*) et à des frottements générés en forage dévié.

b- Facteurs hydrauliques

- Le type de la boue et sa densité : on entend par type de la boue, les caractéristiques physico-chimiques du fluide de forage et sa densité. On distingue généralement trois types de boue : des boues à base d'eau (*Water Based Mud*, WBM) et des boues à base d'huile (*Oil Based Mud*, OBM) et des boues synthétiques (*Synthetic Based Mud*, SBM). Le choix de la boue influe directement sur le coefficient de frottement garniture-parois de puits comme on le verra dans la suite. Enfin, la densité de la boue permet de contrôler la pression du fluide de forage sur les parois et le fond du puits. Les gammes de densité de boue généralement utilisées sont de l'ordre de 1 à 1.6 ; mais des valeurs beaucoup plus fortes peuvent être utilisées en cas de pressions anormales. Nous reviendrons sur ce facteur lorsqu'on parlera du tubage.
- Le débit et la pression d'injection : ces deux paramètres doivent permettre d'une part d'assurer un écoulement suffisant sur l'outil pour refroidir les éléments de coupe pendant le forage et d'autre part un régime de circulation de la boue permettant un nettoyage efficace du puits afin d'éviter que les débris s'accumulent par gravité sur la partie basse du trou notamment dans le cas de forage hautement dévié.

**I-1.4 Phases de forage et de tubage**

Le forage d'un puits pétrolier passe généralement par plusieurs phases. Le passage d'une phase à une autre se traduit par la diminution du diamètre du puits qui devient de plus en plus petit (26'', 17 ½'', 12 ½''..., voir tableau 1.1). Le forage ayant été accompli à la profondeur prévue pour une phase donnée, la garniture entière est remontée en surface pour le changement de l'outil et de la BHA en vue de la prochaine phase. Mais avant le début de la nouvelle phase, la phase déjà forée doit être tubée et cimentée. Le tubage consiste à descendre dans le puits des tubes en acier (*casing*) afin de consolider les parois du puits au fur et à mesure de l'avancement du forage et surtout de préparer l'infrastructure pour la production une fois la cible atteinte. Cette opération, périlleuse du fait du faible jeu tubage-trou et la quasi impossibilité de mettre en rotation la colonne de tubage, consiste en une manœuvre de descente par ajout unitaire de tubes. D'une phase de forage à l'autre, les tubages sont empilés les uns dans les autres depuis la surface (voir figure 1.3). A la fin de la descente et pendant chaque phase, c'est par circulation directe (c'est à dire injection du fluide par l'intérieur du tube et retour par l'annulaire) que l'on mettra en place le ciment dans l'annulaire (phase cimentation). La qualité de la cimentation dépend de la manière dont le ciment s'écoule dans l'annulaire. Un anneau de ciment ayant une épaisseur suffisante permet d'assurer un lien étanche et résistant entre le corps du tube et les parois du puits. Pour l'élaboration d'un programme de tubage, la considération du jeu entre le tubage et les parois du puits est très importante. D'autres considérations doivent aussi être prises en compte dans le programme du tubage comme les pressions des fluides dans les terrains forés ou la résistance mécanique des tubes utilisés.

Le tableau 1.1 donne un exemple de programme de forage et de tubage pour un puits d'exploration classique :

| Phase Forage (in) | Diamètre Tubage(in) | Profondeur de forage (m) |
|-------------------|---------------------|--------------------------|
| 36                | 30                  | 36                       |
| 26                | 18 5/8              | 300                      |
| 17 1/2            | 13 3/8              | 800                      |
| 12 1/4            | 9 5/8               | 2250                     |
| 8 1/2             | 7 (liner)           | 4500                     |

Tableau 1.1 : Exemple de programme de forage et de tubage

La densité de la boue utilisée pour le forage augmente lorsqu'on passe d'une phase à la suivante pour compenser l'augmentation de la pression du fluide de la formation forée. Il s'ensuit que pendant le forage, une partie basse du puits est en découvert (*open hole*) alors que la partie au dessus est tubée (*cased hole*). Ceci est très important pour nous dans la suite dans le cadre de la modélisation du comportement mécanique de la garniture à l'intérieur du puits ; en effet, comme nous le verrons plus loin , le coefficient de frottement garniture-formation (frottement métal-roche) doit être différencié du coefficient de frottement garniture-tubage (frottement métal-métal).

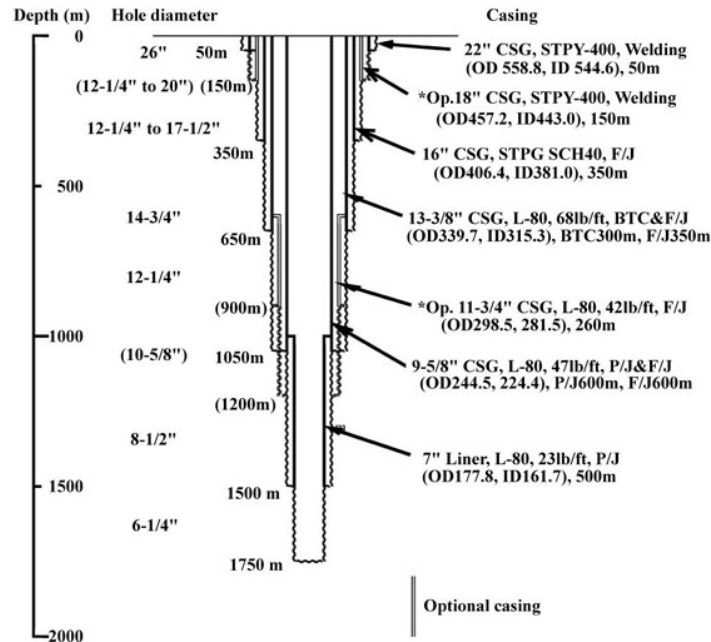


Figure 1.3 : Exemple d'une architecture d'un puits

## I-1.5 Trajectoires de puits de forage

### a-Introduction

Dans le passé, tous les puits forés étaient verticaux. Mais pour atteindre des cibles de plus en plus rares et de moins en moins accessibles (pour des raisons géographiques, topographiques, géologiques, ...) et grâce à des techniques de plus en plus sophistiquées, le forage directionnel (ou dirigé) est devenu de nos jours très courant et incontournable. Dès les années quatre-vingt dix, ce type de forage trouve son développement technologique dans plusieurs applications comme les puits à grand déport le forage horizontal et le forage multilatéral en plusieurs niveaux.

### b- Mesure de la trajectoire

La trajectoire d'un puits est obtenue à partir des mesures de la longueur forée, d'inclinaison et d'azimut. La profondeur mesurée ("*Measured depth*" : MD) est la longueur réellement forée, mesurée à partir de la surface et obtenue en additionnant les longueurs de tiges de forage introduites dans le puits (connus chacun à  $\pm 5$  mm près). L'inclinaison est l'angle que fait l'axe du puits avec la verticale, et l'azimut est l'angle entre le plan vertical contenant l'axe du puits et le plan vertical contenant une direction horizontale fixe donnée, par convention le Nord magnétique (voir figure 1.4). La variation de l'inclinaison induit généralement une courbure dans la trajectoire du puits.

La mesure de l'inclinaison est reposée sur le principe soit de la pendule soit des accéléromètres. La mesure de l'azimut se fait à l'aide d'une aiguille aimantée ou d'un gyroscope. Sa variation, lorsqu'elle est associée à une variation de l'inclinaison, induit généralement un gauchissement (critère tridimensionnel) de la trajectoire du puits.

L'incertitude sur la mesure d'inclinaison varie de  $\pm 0.18^\circ$  (pour les valeurs  $> 5^\circ$ ) et à  $\pm 0.25^\circ$  (pour les valeurs  $< 5^\circ$ ).

L'incertitude sur la mesure de l'azimut est plus élevée que celle de l'inclinaison. Elle varie de  $\pm 1.5^\circ$  (pour les valeurs  $> 5^\circ$ ) et à  $\pm 1.0^\circ$  (pour les valeurs  $< 5^\circ$ ).

Nous reviendrons plus en détails dans le prochain chapitre sur la description géométrique et la mise en équation de la trajectoire en fonction de ces trois paramètres.

### c - Planification de la trajectoire

La planification de la trajectoire commence par la définition de la cible. Une fois les positions du point de départ et de la cible définies, il faut dessiner la trajectoire à suivre. La figure 1.4 montre deux types de trajectoires classiques.

Les trajectoires en forme de "J" sont les plus répandues et les plus économiques. Elle sont constituées d'une première phase verticale jusqu'au KOP (*kick-off-point*) à partir duquel commence la déviation; sa position est déterminée en fonction de la nature géologique des terrains traversés lors de la première phase montante (*build-up*) au cours de laquelle l'angle d'inclinaison croît.

Une fois la courbure prévue réalisée et lorsqu'on se trouve dans la bonne direction, on initialise alors une phase rectiligne appelée stabilisée (*hold*) amenant directement (si c'est possible) à la cible. Il arrive que l'on impose de pénétrer le réservoir plus verticalement (pour effectuer ensuite le forage multilatéral ou un drain horizontal à partir d'une section principale) ce qui conduit à effectuer un profil en "S". Alors, la phase stabilisée sera poursuivie d'une courbure faisant diminuer l'inclinaison; c'est la phase descendante (*drop-off*). Il ressort donc que le forage dirigé est composé de plusieurs phases, et chacune d'entre elles nécessite des moyens et techniques spécifiques pour la réaliser.



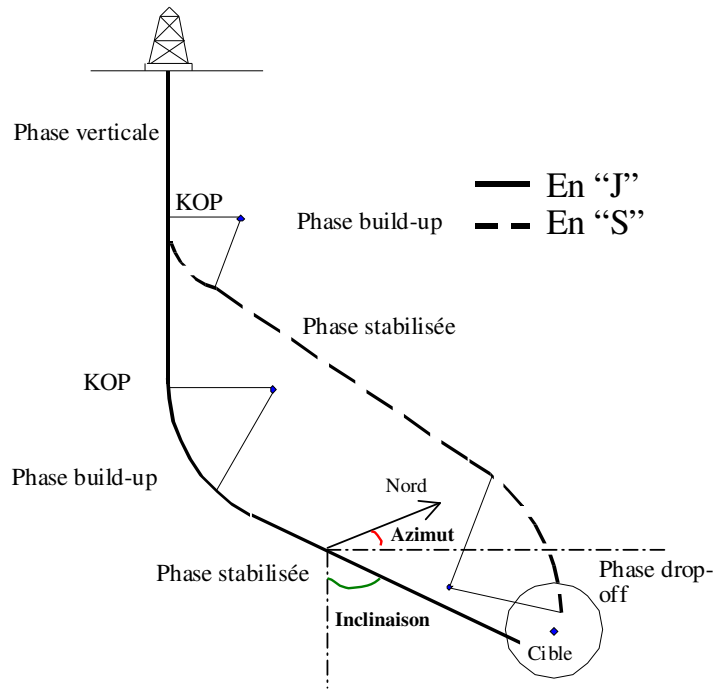


Figure 1.4 : Trajectoires classiques de type J et S

Ces deux classes de trajectoires bidimensionnelles sont les plus utilisées dans la phase planification. Toutefois, si, au cours du forage, de telles trajectoires ne sont pas possibles pour atteindre la cible, il faut avoir recours à des trajectoires plus complexes pouvant avoir un fort caractère tridimensionnel. De nos jours les trajectoires dites classiques commencent à laisser place à une nouvelle génération de trajectoires plus complexes où la courbure (par changement d'orientation dans le plan) et le gauchissement (par changement d'orientation dans l'espace) deviennent de plus en plus prononcés (figure 1.5).

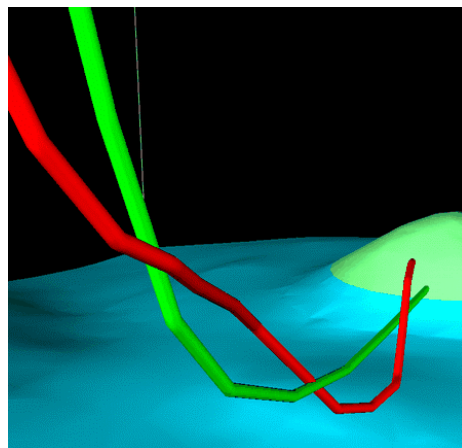


Figure 1.5 : Exemple de trajectoires complexes de forage



d-Les techniques du forage directionnel

Les techniques de forage dirigé comprennent l'ensemble des appareils et des opérations nécessaires à la réalisation de la déviation et au contrôle de sa direction. Ces appareils ont beaucoup évolués dans les deux dernières décennies. On distingue les techniques d'initiation de la déviation (les anciennes techniques du sifflet déviateur ou du jetting sont complètement remplacées par le système raccord coudé - moteur ou par des systèmes qui fournissent un effort latéral à l'outil) et les techniques de contrôle de la déviation consistant à suivre la trajectoire dessinée une fois la déviation amorcée (garniture Rotary conventionnelle avec un jeu sur le système de stabilisateurs, garniture de forage avec un moteur de fond avec ou sans raccord coudé avec alternance mode *rotary* - mode *sliding*, et plus récemment des systèmes *rotary geosteerable* ). Toutes ces techniques mises à disposition du foreur permettent actuellement d'atteindre des cibles de plus en plus éloignées (une ou plusieurs à la fois) suivant des trajectoires de plus en plus complexes.

e-Macro et micro-tortuosités

La tortuosité représente qualitativement la déviation (dans le plan ou dans l'espace) des trajectoires forées (réelles) par rapport aux trajectoires planifiées (théoriques). Elle peut s'exprimer quantitativement par le carré du rapport entre la longueur (moyenne) de la trajectoires réellement forée et la longueur planifiée.

On distingue deux types de tortuosités : la macro-tortuosité et la micro-tortuosité (figure 1.6):

- la macro-tortuosité est une notion relativement ancienne et mieux connue dans le métier de forage. Elle désigne la tortuosité qui se reproduit à une fréquence de longueur suffisamment importante ( entre 30 et 100 m) . Elle est généralement détectée par confrontation entre les mesures standards d'inclinaison et d'azimut (chaque 30m) de la trajectoire du puits foré avec les valeurs initialement planifiées. L'influence de ce type de tortuosité sur les modèles de calcul de frottement a bien été étudié et des méthodes pratiques pour en réduire l'importance ont été utilisée.
- contrairement à la notion de macro-tortuosité, la micro-tortuosité est une notion toute récente et ce phénomène commence à prendre peu à peu de l'importance. Elle désigne la tortuosité qui se manifeste souvent de manière inévitable (déviation instantanée de l'outil, passage par des alternances rocheuses, effets dynamiques, etc..) à un intervalle beaucoup plus réduit (1 à 5 m voire moins) dans la trajectoire foré. L'influence de la micro-tortuosité sur les modèles de calcul de frottements n'est pas encore bien étudiée et ses conséquences sur le comportement de la structure de forage n'ont pas été établies. Pour détecter la présence de la micro-tortuosité et la quantifier, il est impératif d'effectuer des mesures de l'inclinaison et d'azimut de manière presque continu (chaque mètre) car les mesures standard ( chaque 30 m) sont insuffisantes.

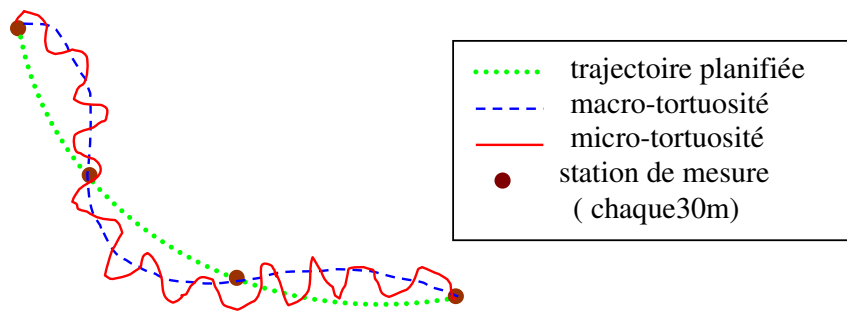
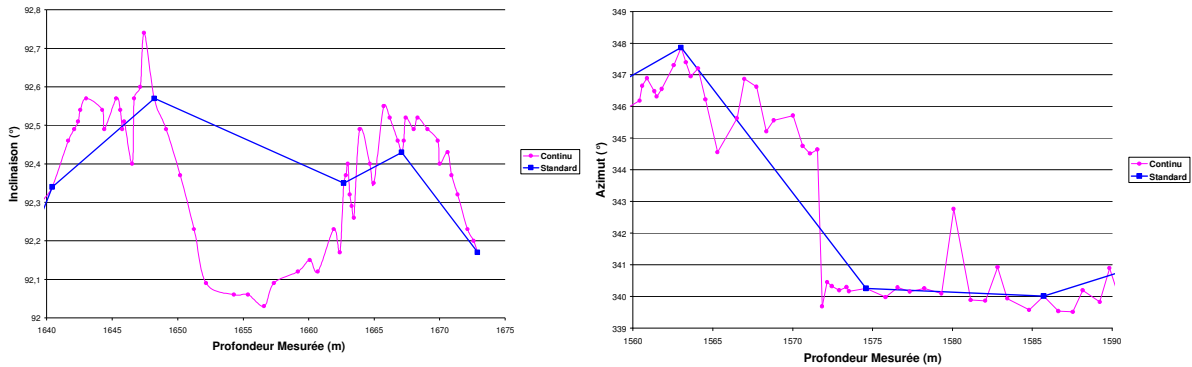


Figure 1.6 : Macro et micro-tortuosité

La figure 1.7 montre un exemple de mesures en continu de l'inclinaison et d'azimut de deux façon continu (chaque mètre environ) et standard (chaque 10 m environ) qui démontrent de façon nette la présence de la micro-tortuosité dans une section de puits de forage.



**Figure 1.7 : Mesures en continu d'inclinaison et d'azimut illustrant la micro-tortuosité**

### f-Conclusion

Grâce à des technologies de forage directionnel très évoluées, la trajectoire du puits se complexifie de plus en plus (dans le plan ou dans l'espace) et il est désormais indispensable de connaître l'influence des changements de trajectoire (macro-tortuosité, micro-tortuosité, etc,...) sur les capacités du système de forage en terme de forces de levage et de puissance en rotation de la garniture de forage. Une bonne modélisation du comportement mécanique de la garniture dans son puits à trajectoire variable permet d'abord de prédire correctement les efforts et couple en surface pour une trajectoire donnée et ensuite d'optimiser le choix de la trajectoire afin de réduire au maximum la taille de l'installation de forage et de réduire ainsi le coût global du forage. Cette modélisation fera l'objet principal de notre étude mais avant de l'aborder nous allons dans la partie suivante décrire les termes techniques dont nous nous servirons dans la suite.

## **I-2 L'ENJEU DE LA MAITRISE DES FROTTEMENTS GARNITURE-PUITS**

### **I-2.1 Définitions des termes “Torque & Drag”**

Nous donnons ci-dessous les définitions des termes “Torque & Drag” (figure 1.8) utilisées dans le métier pour décrire les pertes en frottements et qui font l'objet principal de notre travail et cela afin de préciser leurs significations.

- “Le Torque” est le couple nécessaire en surface pour faire tourner le train de tiges dans le puits de forage.
- “Le Drag” est la force nécessaire au crochet pour manœuvrer ( sortir ou descendre ) le train de tiges dans le puits de forage.

Remarque : ces définitions mettent en évidence les pertes, en couple et en force axiale le long du train de tiges, dues aux frottements garniture-paroi. Ainsi, le terme “*Drag*” correspond à l’effort au crochet lorsqu’on remonte ou on descend la garniture de forage englobant d’une part les pertes dues aux frottements (partie à déterminer) et d’autres part les forces dues à la gravité. L’effort de remontée est appelé PUW (abréviation de “*Pick Up Weight*”) et celui de descente, le SOW (“*Slack Off Weight*”). Chez certains auteurs, le PUW et SOW sont remplacés respectivement par POOH (“*Pull Out Of Hole*”) et RIH (“*Run In Hole*”). Dans le cas où la garniture est simplement suspendue, l’effort s’appelle STW (“*Static Weight*”) ou FRW (“*Free Rotating Weight*”). Quand au terme “*Torque*”, il correspond au couple fourni en surface pour faire tourner toute la garniture. On distinguera le “*Torque Off Bottom*” quand l’outil est suspendu dans le puits juste au dessus de la formation, et le “*Torque On Bottom*” quand l’outil fore la formation.

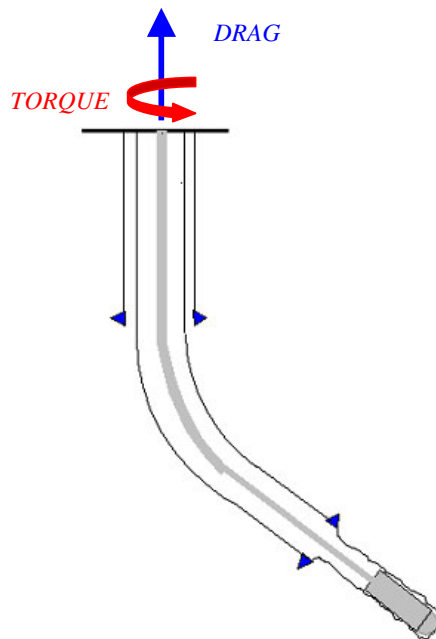


Figure 1.8 : Schéma simplifiée du principe du “*Torque & Drag*”

### I-2.2 Intérêts d’un Modèle de prédiction “*Torque & Drag*”

Disposer d’un bon modèle de prédiction de pertes en “*Torque & Drag*” est très bénéfique dans un projet de forage pétrolier complexe et cela dans toutes les phases du projet :

Phase Planification : un modèle apte à prédire correctement les pertes “*Torque & Drag*” garantit un choix optimal de la trajectoire du puits, un bon dimensionnement de l’installation de forage et aussi de la garniture de forage.

Phase Opératoire : un tel modèle permet le suivi en temps réel de l’opération de forage, prévoir les problèmes mécaniques à temps ( fortes forces de contact, coincement ou flambage des tiges...) pour y remédier. Avec des trajectoires qui se complexifient de plus en plus, un tel suivi en temps réel est de plus en plus préconisé pour réussir l’opération de forage.

Phase post-analyse : l'expérience acquise lors du forage de puits précédents (indication sur le coefficient de frottement, choix de la boue, choix des accessoires anti-frottements, ...etc) doit être utilisée pour optimiser de mieux en mieux les forages futurs.

Il est maintenant évident que lors du forage d'un puits pétrolier, l'idéal est de minimiser au maximum les valeurs du "Torque & Drag" afin de réduire le coût de l'opération de forage. En effet, des valeurs de "Torque & Drag" très élevées nécessitent des installations de forage énormes et peut aussi engendrer la rupture (par traction excessive) ou le coincement (par flambage due à une compression excessive) de certaines parties de la garniture notamment les tiges de forage. Cette minimisation est d'autant plus intéressante pour les puits à trajectoires complexes pour lesquels les valeurs du "Torque & Drag" deviennent de plus en plus élevées. De ce fait, une modélisation adéquate de ces pertes, dues aux frottements suite aux contacts garniture-paroi de puits, s'avère nécessaire.

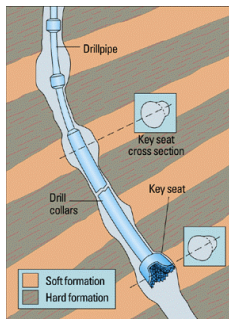
### I-2.3 Facteurs influençant le "Torque&Drag" dans un puits pétrolier

Les valeurs de "Torque & Drag" enregistrées lors du forage d'un puits pétrolier sont influencées par de nombreux facteurs. Une augmentation de ces valeurs peut être attribuée à deux classes de facteurs : facteurs opératoires difficiles à modéliser et facteurs liés aux frottements que l'on peut évaluer.

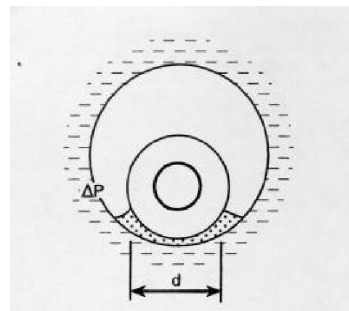
#### a-Facteurs opératoires liées à l'état du puits

Ces facteurs sont nombreux et dépendent fortement du mode opératoire lors du forage d'un puits (figures 1.9). Elles sont d'autant plus importantes que le mode opératoire est mauvais. En voici quelques exemples :

- coincement de la garniture par pression différentielle (*stuck pipe*,...)
- éboulement des parois du puits et dégradation de la qualité de trou (trou de serrure, puits étroit, etc,...)
- stagnation de déblais à l'intérieur du puits suite à un mauvais nettoyage du trou.



Key seat



Stuck pipe

Figure 1.9 : Quelques mauvais états du trou de forage

Pour réduire les pertes dues à des causes opératoires, il est conseillé au foreur d'assurer une bonne qualité des parois du trou foré (le plus lisse possible), d'éviter les changements brutaux de trajectoire de forage, et de procéder à un bon nettoyage de puits.

b- Facteurs liées aux frottements.

Ces sont les causes principales des pertes en “*Torque & Drag*”. Elles sont dues aux frottements entre les tiges et les parois du puits et dépendent principalement de la géométrie de la garniture, de la trajectoire du puits et des coefficients de frottements garniture-paroi de puits .

En outre, pour un puits bien entretenu, réduire les pertes de “*Torque & Drag*” revient à réduire les forces de frottements ([Sheppard, 1987]; [Johancsik, 1983]; [Aadnoy, 1998]).

Dans la suite de notre travail, nous supposons que le puits sur lequel nous travaillons est un puits bien entretenu et nous nous intéressons à modéliser les pertes du “*Torque & Drag*” dues aux frottements.

Bien évidemment, la différence entre les valeurs fournies par notre modélisation et celle mesurées peuvent être utilisées, dans la pratique en condition opérationnelle, comme indicateur de l'état du puits (notamment son nettoyage).

### **I-2.4 Méthodes pratiques de minimisation du “*Torque & Drag*”**

Qu'elles soient dues à des causes opératoires ou à des causes liées aux frottements, les pertes en “*Torque & Drag*” doivent être réduites au minimum afin de réussir l'opération de forage et de minimiser son coût (en réduisant au maximum la taille de l'installation).

Pour la minimisation des pertes principales liées aux frottements, il existe plusieurs manières d'y parvenir. Loin d'être exhaustif, nous allons citer ici les méthodes les plus utilisées en pratique :

Conception de la trajectoire du puits

Le calcul du “*Torque & Drag*” est la méthode la plus utilisée dans la phase de planification du puits et de conception de trajectoire. Les calculs se basent sur des modèles théoriques ou numériques de calcul de frottements . L'objectif consiste à choisir la trajectoire du puits qui exhibe le moins de pertes en frottement et réduit au maximum les efforts de contact. Pour que cette méthode soit efficace, il faut que le modèle théorique utilisé, sache prédire correctement ces pertes quel que soit la complexité géométrique de trajectoire du puits à forer. Le modèle que nous cherchons à élaborer dans le cadre de cette thèse devrait répondre à cette exigence.

Conception des tiges de forage

Sachant que les frottements deviennent plus importants quand le poids des tiges augmente, pour réduire les pertes en frottement, notamment dans les forages horizontaux, certains auteurs suggèrent l'utilisation de tiges de forage plus minces et plus légères. Des tiges en aluminium ou en titane peuvent remplacer les tiges classiques en acier. Cependant, cette méthode peut avoir une mauvaise répercussion sur le coût financier (matériaux plus cher) et peut engendrer un problème de flambage ou de rupture des tiges (tiges peu rigides).

Conception de la BHA

Historiquement, la BHA a été conçue d'une part pour fournir un poids suffisant sur l'outil de forage afin qu'il puisse forer et d'autre part pour assurer un comportement directionnel désiré. Mais l'expérience avec les puits horizontaux a montré souvent que le flambage par compression excessive des tiges situées au dessus de la BHA est devenu quasi-inévitable. Un tel flambage augmente de manière drastique les forces de contact et par suite les pertes en terme de *Torque & Drag*. Ainsi, il paraît nécessaire que la conception de la BHA pour de tels puits tienne compte de ce nouveau facteur et ne se restreigne pas uniquement au contrôle directionnel.

Conception de la boue

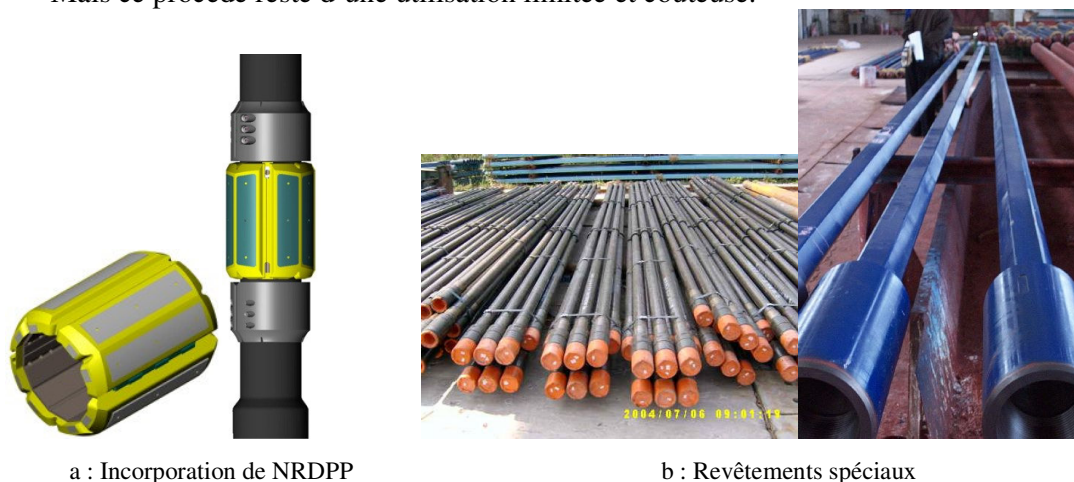
D'une manière générale et pour des raisons économiques, pratiques et environnementales, la boue préférée sera la boue à base d'eau (*Water Based Mud, WBM*). Il existe un autre type de boue à base d'huile (*Oil Based Mud, OBM*) qui assure une meilleure lubrification et fournit un coefficient de frottement garniture-parois du puits nettement inférieur (0.05 à 0.2 contre 0.2 à 0.5) à celui à base d'eau réduisant ainsi de manière directe et significative les pertes en "*Torque & Drag*". Ceci étant, l'utilisation d'une boue à base d'huile présente deux inconvénients majeurs : le premier c'est son coût élevé comparé à celui de celle à base d'eau et le deuxième c'est son impact néfaste sur l'environnement.

Il existe enfin un troisième type de boue de plus en plus utilisé, la boue synthétique à base d'eau (*Synthetic Based Mud, SBM*). Cette boue est obtenue en ajoutant des adjuvants (baryte, polymère...) à une boue initiale à base d'eau et cela afin d'augmenter sa lubrification et réduire le coefficient de frottement.

Incorporation de certains accessoires

Plusieurs accessoires peuvent être incorporés dans la garniture pour réduire les pertes en *Torque & Drag* ; nous citons notamment :

- NRDPP "*Non Rotating Drill Pipe Protectors*" (fig. 1.10a) : ce type d'accessoire incorporé autour des *Tool Joints* des tiges de forage peut réduire les pertes en Couple (*Torque*) jusqu'à 30%. Mais ce procédé présente plusieurs inconvénients : utilisation restreinte à la partie tubée de puits, perte de pression annulaire, réduction du glissement axial, temps et coût d'installation/désinstallation importants. En plus, une optimisation doit être faite pour déterminer le nombre de NRDPP à utiliser et surtout les bons emplacements.
- Paliers anti-frottement "*Bearing subs*" : ces accessoires jouent le même rôle que les NRDPP et ils sont conçus pour être utilisés dans la partie puits ouverts où les NRDPP ne conviennent pas. Ils présentent pratiquement les mêmes inconvénients que les NRDPP.
- Grains Lubrificateurs "*Lubricating Beads*" : ce procédé qui consiste à introduire des petites sphères de verre dans l'espace annulaire entre la paroi du puits et la garniture afin de rendre lisse le contact et réduire ainsi les frottements notamment celles liées au couple. Cependant, l'évacuation de ces grains par la boue pose un problème.
- Revêtements spéciaux "*Drillpipe Coating*" (figure 1.10b) : ce sont des traitements spéciaux de la face extérieure des BHA, des tiges de forage et de la face intérieure du tubage par des revêtements afin de diminuer le coefficient de frottement métal-métal. Mais ce procédé reste d'une utilisation limitée et coûteuse.



**Figure 1.10 : Solutions pratiques de réduction des frottements garniture-parois de puits**

## I-3 POSITION DU PROBLEME

### I-3.1 Introduction

Comme nous l'avons souligné dans le paragraphe consacré aux trajectoires, les cibles devenant de plus en plus complexes, les enjeux techniques et économiques pour atteindre ces cibles deviennent de plus en plus importants ; la réussite de l'opération de forage de ces puits, dont les trajectoires deviennent de plus en plus complexes, passe nécessairement par un bon dimensionnement de l'installation de forage (système de levage, système de rotation, système hydraulique, etc,...). Un modèle efficace de prédiction du "*Torque & Drag*" intégrant tous les paramètres nécessaires s'avère indispensable. Ainsi, une modélisation cohérente et réaliste du comportement mécanique de la garniture de forage à l'intérieur du trou de forage s'impose.

### I-3.2 Objectif de l'étude

L'objectif essentiel de notre étude est d'élaborer un modèle numérique tridimensionnel de calcul des frottements ("*Torque & Drag*") entre une garniture de forage et les parois d'un puits pétrolier à trajectoire complexe. Cet objectif exige une bonne modélisation de la garniture de forage dans le puits avec des hypothèses réalistes sur le comportement mécanique des tiges de forage à l'intérieur du trou foré.

### I-3.3 Plan de travail

Le travail à effectuer comprendra trois parties :

#### Etude bibliographique

Nous commençons cette partie par la description des trajectoires des puits pétroliers et les méthodes utilisées pour leur reconstitution en mettant l'accent sur la nouvelle méthode tridimensionnelle du minimum de torsion. Ensuite, nous ferons une étude bibliographique sur les modèles de prédiction de "*Torque & Drag*" que l'on peut rencontrer dans la littérature et généralement utilisés par l'industrie. En explicitant les principaux modèles utilisés, nous mettons l'accent sur les hypothèses et la démarche de modélisation utilisées par les différents auteurs et cela afin de dégager les points forts et les insuffisances éventuelles de ces approches.

#### Elaboration du nouveau modèle

Dans cette partie, nous détaillons la démarche théorique poursuivie pour l'élaboration du nouveau modèle. Les étapes de la modélisation ainsi que les nouveaux apports par rapports aux modèles existants notamment sur la modélisation des contacts garniture-paroi seront explicités. A la fin de cette partie, nous parlons de l'implantation du modèle dans un code de calcul numérique baptisé *ABIS*.

#### Exploitation du nouveau modèle pour la prédiction du "*Torque & Drag*"

Cette partie sera consacrée à l'évaluation du modèle développé en terme de prédiction du "*Torque & Drag*". D'abord, une étude de sensibilité des différents modèles par rapport à plusieurs paramètres comme le pas discrétisation de la garniture, le coefficient de frottement ou la tortuosité du puits sera conduite. Ensuite, nous effectuons une étude comparative avec les principaux modèles existants en terme de prédiction des tensions ainsi que du couple de torsion sur plusieurs puits réels et théoriques afin de dégager les avantages et les insuffisances de ces modèles. Enfin, la confrontation avec les mesures du terrain permettra de valider notre modèle.



## **CHAPITRE II**

### **ANALYSE BIBLIOGRAPHIQUE**