

N° Ordre...../FHC/UMBB/2024.

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE
UNIVERSITÉ M'HAMED BOUGARA BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie
Département Gisements Miniers et Pétroliers
Mémoire de fin d'études
en vue de l'obtention du diplôme :

M A S T E R

Présenté par :

OURAK Abdelmalek Amir
HENAOUI Mohamed Walid

Filière : Hydrocarbures.

Spécialité : Génie Pétrolier : Forage des Puits d'Hydrocarbures.

Thème

**Étude des problèmes liés au Torque et Drag lors du Forage
Horizontal (Cas d'étude : Puits OML-121 Hassi Messaoud)**

Devant le jury :

BELIMANE Zakarya

MELLAK Abderrahmane

MADI Youcef

MA(A)

Professeur

MC(A)

UMBB

UMBB

IAP

Président

Encadrant

Examineur

Année Universitaire : 2023/2024.

Remerciements

À l'issue de ce projet de fin d'études, nous souhaitons exprimer notre profonde gratitude à tous nos enseignants, avec une mention spéciale pour notre professeur encadrant et tuteur de ce projet :

Monsieur le Professeur MELLAK Abderrahmane,

Pour sa rigueur scientifique, la pertinence de ses critiques, et surtout la confiance et l'autonomie qu'il nous a accordées dans la recherche et la rédaction de ce travail.

Nous adressons également nos sincères remerciements aux membres du jury pour avoir pris le temps de discuter et d'évaluer notre travail de recherche.

Un immense merci à toute l'équipe professorale du génie pétrolier dont l'enseignement de qualité a nourri notre réflexion et représenté une véritable satisfaction intellectuelle. Merci aux enseignants-chercheurs.

Nous tenons également à remercier particulièrement Messieurs **TABTI Amine**, superviseur SH – Division Production, et **LAISSAOUI Arezki**, géologue de la Division Exploration, pour leur soutien et leur immense aide durant nos recherches, ainsi que le personnel de TP-201, spécialement **MOKHTARI Belkacem**, superviseur en HSE.

Nous exprimons notre reconnaissance envers nos amis et collègues de la faculté des hydrocarbures et de la chimie, qui nous ont apporté leur soutien moral et intellectuel tout au long de notre démarche, en particulier tous nos amis du groupe **MAFP19**.

Que chacun trouve dans ces pages un modeste témoignage de notre infinie reconnaissance.

Amir et Walid.

Dédicaces

Je remercie Allah, Le Tout-Puissant, pour m'avoir accordé la force et la sagesse nécessaires pour accomplir ce travail. Sans Sa bénédiction, rien n'aurait été possible.

”À mes parents, pour leur amour inconditionnel, leur soutien constant et leurs prières. Vous êtes ma source d'inspiration et de motivation. Que Dieu vous bénisse et vous protège toujours. Avec gratitude et reconnaissance, je dédie ce modeste mémoire à ceux qui me sont chers et proches, à ceux qui ont semé en moi à tous égards, et à ceux qui n'ont ménagé aucun effort pour façonner la personne que je suis aujourd'hui : Nouredine et Lydia BOUHADF. Leur dévouement, leurs sacrifices et leur inculcation du goût de l'effort par leur rigueur, leur dévotion et leur patience ont été inestimables.

À mes sœurs Laetitia et Kenza, à mes frères Mehdi, Aziz et Saïd pour leurs encouragements et leur soutien.

À mon oncle Farid AZRINE pour m'avoir guidé et accompagné du début à la fin.

À tous mes amis, où qu'ils soient.

À tous ceux et celles qui ont souhaité ma réussite et qui, pour diverses raisons, ne sont pas mentionnés ici, je dédie ce travail.

Tanmirt-nwen.”

Amir.

Dédicaces

”Tout d’abord, je rends grâce à Dieu pour m’avoir orienté vers ce sujet et aidé à sa réalisation. Dieu fasse que ce travail soit bénéfique pour tous.

À ma chère maman celle qui a su être présente et continue de l’être pour faire mon bonheur celle qui dans un regard comprend un monde, à celle sur qui nous avons pu compter dans les moments les plus difficiles ; aucun mot ne peut être à la hauteur pour te remercier.

À mon très cher père, qui a toujours répondu présent dans les moments les plus difficiles, son soutien et son encouragement m’ont toujours donné la force de poursuivre mes études.

À mon cher frère Mouhssine, à ma chère sœur Houda merci de m’avoir toujours supporté dans mes décisions et pour votre énorme soutien pendant toutes les années de Boumerdes plus particulièrement aux moments des examens.

Un remerciement particulier autant de phrases et d’expressions aussi éloquentes soient-elles ne saurait exprimer ma gratitude et ma reconnaissance envers mes deux chers amis BOUHAMIDI Abdelwahab et OURAK Abdelmalek Amir qui m’ont soutenu et aidé durant les 5 années à Boumerdès.

Un remerciement particulier à mon compagnon de ma chambre Mohamed, n souvenir de tout ce qu’on a vécu ensemble, j’espère de tout mon cœur que notre amitié durera éternellement.

Aux plus belles rencontres que j’ai faites durant mes années d’étude.

Sans oublier tous les professeurs que ce soit du primaire, du moyen, du lycée ou de l’enseignement supérieur.”

Walid.

Résumé

Ce mémoire de fin d'études examine en profondeur l'analyse et la simulation du torque et du drag lors du forage horizontal, avec une étude de cas sur le puits OML-121 à Hassi Messaoud. Le champ de Hassi Messaoud, l'un des plus importants gisements pétroliers d'Algérie, présente des défis uniques en matière de gestion et d'optimisation de la production. Le puits OML-121 a été repris en Work-over pour maximiser sa production, nécessitant des opérations de forage horizontal complexes pour augmenter la zone de drainage et améliorer l'efficacité de l'extraction des hydrocarbures. En utilisant le logiciel spécialisé Landmark, nous avons pu optimiser les trajectoires de forage, évaluer l'usure du tubage et analyser les forces de torque et de drag. Ces outils nous ont permis de simuler différents scénarios et d'identifier les configurations optimales pour réduire les forces de frottement et améliorer l'efficacité du forage. Nos résultats montrent que des ajustements ciblés des paramètres de forage, tels que la vitesse de rotation, le poids sur l'outil et l'optimisation de la garniture de forage, peuvent réduire significativement les forces de friction, prolonger la durée de vie du tubage et améliorer la sécurité et l'efficacité des opérations. En conclusion, cette étude souligne l'importance d'une gestion efficace du torque et du drag pour assurer la réussite des opérations de forage.

Mots clés : Forage horizontal, Forge directionnel, Torque et Drag, Scénarios de simulation, Paramètres de Forage, Usure du Tubage, Logiciel Landmark.

الملخص

تلقي هذه الأطروحة نظرة متعمقة على تحليل ومحاكاة عزم الدوران والسحب في الحفر الأفقي، مع دراسة حالة البئر OML-121 في حاسي مسعود. يمثل حقل حاسي مسعود، وهو أحد أكبر حقول النفط في الجزائر، تحديات فريدة من نوعها من حيث إدارة الإنتاج وتحسينه. تم إعادة العمل في بئر OML-121 لزيادة الإنتاج إلى أقصى حد، مما يتطلب عمليات حفر أفقية معقدة لزيادة مساحة التصريف وتحسين كفاءة استخراج المحروقات. وباستخدام برامج متخصصة مثل Landmark، تمكنا من تحسين مسارات الحفر وتقييم تآكل الغلاف وتحليل قوى العزم والسحب. مكنتنا هذه الأدوات من محاكاة سيناريوهات مختلفة وتحديد التكوينات المثلى لتقليل قوى الاحتكاك وتحسين كفاءة الحفر. تُظهر نتائجنا أن التعديلات المستهدفة لمعدات الحفر، مثل سرعة الدوران والوزن على الأداة وتحسين سلسلة الحفر، يمكن أن تقلل بشكل كبير من قوى الاحتكاك وإطالة عمر الغلاف وتحسين سلامة وكفاءة العمليات. وختاماً، تسلط هذه الدراسة الضوء على أهمية الإدارة الفعالة لعزم الدوران والسحب في ضمان نجاح عمليات الحفر، وتقليل التكاليف التشغيلية وتحسين الأداء العام للحفر.

الكلمات المفتاحية: الحفر الأفقي، الحفر الاتجاهي، عزم الدوران والسحب، سيناريوهات المحاكاة، معدات الحفر، تآكل الغلاف، برنامج لاندمارك.

Abstract

This thesis takes an in-depth look at the analysis and simulation of torque and drag in horizontal drilling, with a case study of the OML-121 well at Hassi Messaoud. The Hassi Messaoud field, one of Algeria's largest oil fields, presents unique challenges in terms of production management and optimisation. The OML-121 well has been re-worked to maximise production, requiring complex horizontal drilling operations to increase the drainage area and improve the efficiency of hydrocarbon extraction. Using specialist software Landmark, we were able to optimise drilling trajectories, assess casing wear and analyse torque and drag forces. These tools enabled us to simulate different scenarios and identify the optimum configurations for reducing friction forces and improving drilling efficiency. Our results show that targeted adjustments to drilling parameters, such as rotation speed, weight on the tool and optimisation of the drill string, can significantly reduce friction forces, extend the life of the casing and improve the safety and efficiency of operations. In conclusion, this study highlights the importance of effective torque and drag management in ensuring successful drilling operations.

Key words : Horizontal drilling, Directional drilling, Torque and drag, Simulation scenarios, Drilling parameters, Casing wear, Landmark software.

Sommaire

Introduction générale	8
1 Généralités sur le forage directionnel	14
1.1 Vocabulaire et définitions [39] [7]	14
1.2 Développement de la technologie du forage directionnel : [21]	16
1.2.1 La première génération de technique directionnelle	16
1.2.2 La deuxième génération de technique directionnelle	16
1.2.3 La troisième génération de technique directionnelle	17
1.2.4 La quatrième génération de technique directionnelle	18
1.3 Conception de la trajectoire	19
1.3.1 Représentation des puits [39]	19
2 Le Torque and Drag	25
2.1 Introduction	25
2.2 Le Torque	26
2.3 Le Drag	28
2.4 Le Frottement (Friction) :	30
2.4.1 Le coefficient de frottement :	30
2.5 Les forces qui agissent sur un train de tiges :	32
2.5.1 Flottabilité :	32
2.5.2 Force latérale et force axiale	32
2.5.3 Effet cabestan	33
2.5.4 Flambage	33
2.6 Facteurs influençant le “Torque & Drag” dans un puits pétrolier	34
2.6.1 Facteurs opérationnels liés à l’état du puits : [5]	34
2.6.2 Facteurs liés aux frottements : [5]	36
2.7 Méthodes pratiques de minimisation du “Torque & Drag”	36
2.7.1 Conception de la trajectoire du puits (Wellpath) [5]	36
2.7.2 Conception des tiges de forage [5]	36
2.7.3 Conception de la BHA [5]	37
2.7.4 Systèmes rotatifs orientables	37
2.7.5 Conception de la boue [5]	37
2.7.6 Réduction mécanique Techniques	37
2.7.7 Incorporation de certains accessoires [5]	38
2.8 Modélisation du Torque & Drag	38
2.8.1 Soft-string Modèle :	39

2.8.2	Stiff-String modèle :	40
2.8.3	Soft-string vs Stiff-string	40
3	L'usure du Tubage	41
3.1	Le Tubage : [32]	41
3.1.1	Rôle des colonnes de tubage : [32]	41
3.1.2	Contraintes subies par une colonne de tubage : [32]	41
3.2	Contexte de l'usure :	42
3.2.1	Définition de l'usure et de l'usure du tubage : [35]	42
3.2.2	Formules mathématiques d'Usure : [11]	42
3.2.3	Causes de l'usure du tubage : [17]	43
3.2.4	L'effet de l'usure du tubage et ses conséquences :	45
3.2.5	Types d'usure du tubage : [35]	45
3.2.6	Prévention : [17]	46
3.3	Quelques études faites :	46
4	Présentation du Puits OML-121	48
4.1	Introduction	48
4.2	Intérêt de l'intervention :	48
4.3	Données du puits :	48
4.4	Profil du Puits OML-121 [34]	49
4.5	Historique du puits : [33]	49
4.5.1	Historique de production :	50
4.6	Short-Radius réalisé :	51
4.7	Garnitures de fond utilisées :	51
4.7.1	BHA utilisées :	51
4.7.2	Programme des outils :	51
4.8	Paramètres de boue :	53
4.9	Différentes phases réalisées :	53
4.9.1	Phase 3"3/4 (De 3426.5 à 3735 m) KOP @ 3291 m	53
4.9.2	Phase de Complétion :	54
5	Modélisation du Torque and Drag	55
5.1	Introduction	55
5.2	Logiciel Landmark :	55
5.2.1	Compass :	55
5.2.2	CasingWear :	55
5.2.3	WellPlan :	55
5.3	Activités pertinentes pendant le forage d'un puits :	56
5.4	Méthodologie de modélisation du couple et de la traînée :	56
5.4.1	Analyse des données existantes :	56
5.4.2	Entrée des données dans Compass :	57
5.4.3	Entrée des données dans WellPlan :	60
5.4.4	Module d'analyse du couple et de la traînée Wellplan :	64
5.4.5	Calibrer le coefficient de frottement :	64
5.4.6	Analyse normale :	64
5.4.7	Graphes de tension effective :	64
5.5	Méthodologie de modélisation de l'usure du Tubage :	65

5.5.1	Module CasingWear	65
5.5.2	Entrées générales	66
5.5.3	Sorties Générales :	67
6	Résultats et discussions :	68
6.1	Drilling Data de la phase 3 $\frac{3}{4}$ " :	68
6.1.1	Poids sur l'outil (Weight On Bit) :	68
6.1.2	Torque appliqué à la table de rotation :	69
6.1.3	Rotation par minute (RPM) :	69
6.2	Résultats du module Compass :	70
6.3	Résultats du module WellPlan :	71
6.3.1	Sorties générales :	71
6.3.2	Torque and Drag :	72
6.4	Le schéma du torque et du drag (Torque and drag well schematic)	75
6.4.1	Modèle de la tige souple (Soft string Model) :	75
6.4.2	Modèle de tige rigide (Stiff-string Model) :	76
6.5	Proposition pour remédier au problème de flambage de la garniture :	78
6.5.1	Le schéma dévié du torque et du drag (Avec la solution proposée)	79
6.5.2	Simulation des forces latérales :	79
6.5.3	Simulation du Torque :	80
6.5.4	Recommandations pour éviter le flambage :	81
6.6	Resultats du module CasingWear :	81
6.6.1	Calcul linéaire de la résistance à l'éclatement (Burst strenght)	81
6.6.2	Calcul linéaire de la résistance à l'écrasement (Collapse strenght)	82
6.6.3	Profondeur de la rainure en fonction de la profondeur (Groove depth)	83
6.6.4	Volume et Pourcentage % d'usure en fonction de la profondeur :	83
6.6.5	3D Casing Wear	84
6.6.6	Mesures préventives de l'usure de tubage :	85
	Conclusion Générale	86
	Recommandations	87
	Bibliographie	87
	Annexes	90
A	Fiche Technique du Whipstock 7"	91
B	Fiche technique du puits OML-121-SR1	92
C	Équations de Torque et de Drag de Wellplan	93
C.1	Calcul du Torque	93
C.2	Calcul du Drag	93
C.3	Force Axiale	93
C.4	Force Latérale Supplémentaire due aux Calculs de Flambage	94

Table des figures

1.1	Le Forage Horizontal	15
1.2	(a) Whipstock amovible (b) Whipstock permanent [21]	16
1.3	Le schéma d'un outil mwd typique [21]	17
1.4	Le schéma de principe d'un Bent sub et d'un ensemble défecteur	18
1.5	La quatrième génération	18
1.6	Nord Géographique, Magnétique et Système	19
1.7	Les différents Azimuts d'un puits	20
1.8	Convergence	20
1.9	Méthodes de calcul	22
2.1	Schéma simplifié du "Torque & Drag"	25
2.2	Phénomène du Torque	26
2.3	Les forces de frottement et les forces agissant sur la surface [3]	27
2.4	Forces exercées sur le train de tiges en contact avec le trou de forage lors d'une rotation [26]	27
2.5	Représentation schématique des forces génératrices de couple [3]	27
2.6	Forces opposées de la colonne de forage [3]	28
2.7	Forces de Drag et de Pick Up [3]	29
2.8	Traînée dans un trou vertical et incliné [6]	29
2.9	Frictional Force & Normal Force	30
2.10	Frictional Force & Normal Force	30
2.11	Fourchettes des coefficients de friction pour différents types de fluides [36]	30
2.12	Frottement entre garniture et puits de forage	31
2.13	Forces latérales sur la tige dans les orientations du puits (Bennetzen et al.2010)	31
2.14	Flottabilité [11]	32
2.15	Effet simple de la force de frottement (Raksagati, 2008)	33
2.16	Force de Cabestan	33
2.17	Flambage sinusoïdal	33
2.18	Flambage hélicoïdal	34
2.19	Key seats	35
2.20	Stuck pipe	35
2.21	Conception de la trajectoire du puits	36
2.22	a : Incorporation de NRDPP b : Revêtements spéciaux	38
2.23	Modèles Soft-string et Stif-string	39
2.24	Modèle Soft-string	39
2.25	Élément court dans une chaîne [25]	39

2.26	Stiff-String sans contact	40
2.27	Stiff-String avec contact	40
3.1	Éclatement de tubage dû à une usure excessive	42
3.2	Représentation de Vrot et Vslide	43
3.3	Aperçu de la force latérale le long d'une Tige de forage	44
3.4	L'usure en forme de croissant	44
3.5	Tool joint hardbanding	46
3.6	Tableau : facteurs d'usure du tubage des tooljoints. [28]	47
4.1	Profil du Puits OML-121-SR1	49
4.2	Historique de production du puits [33]	50
4.3	Trajectoire du Short-Radius [34]	51
4.4	BHA utilisée pour la phase 6" [15]	52
4.5	BHA utilisée pour la phase 3 $\frac{3}{4}$ " [15]	52
5.1	Interface du module COMPASS	57
5.2	Propriétés de la compagnie	58
5.3	Propriétés du projet	58
5.4	Propriétés du projet	58
5.5	Propriétés du site	58
5.6	Propriétés du site	58
5.7	Propriétés du site	58
5.8	Propriétés du site	59
5.9	Propriétés du puits	59
5.10	Propriétés du puits	59
5.11	Propriétés de conception du plan	59
5.12	Propriétés de conception du plan	59
5.13	Propriétés de conception du plan	59
5.14	Propriétés des mesures	60
5.15	Propriétés des mesures	60
5.16	Interface du module WellPlan	61
5.17	Généralités	61
5.18	Hole Section Editor	62
5.19	Editeur de la garniture	62
5.20	Editeur de mesures	63
5.21	Editeur de fluides	63
5.22	Editeur de fluides	63
5.23	Interface du module CasingWear	66
5.24	Operation Wear Analysis Table	66
5.25	Bibliothèque de facteurs d'usure	67
6.1	Weight On Bit	68
6.2	Torque à la table de rotation	69
6.3	Rotation Par Minute (rpm)	70
6.4	Trajectoire du puits (1)	70
6.5	Trajectoire du puits (2)	70
6.6	Vertical section	71
6.7	Azimuth	71

6.8	Inclinaison	71
6.9	Dogleg Severity	72
6.10	Tension Effective	73
6.11	Torque	74
6.12	Fatigue	74
6.13	Well Schematic	75
6.14	Well Schematic	75
6.15	Le torque lors de la descente	75
6.16	Les forces latérales lors de la descente	75
6.17	Le torque lors de la rotation sur le fond	76
6.18	Les forces latérales lors de la rotation sur le fond	76
6.19	Les forces latérales lors de la descente	76
6.20	Le torque lors de la descente	76
6.21	Le torque lors de la rotation sur le fond	77
6.22	Les forces latérales lors de la rotation sur le fond	77
6.23	Le torque lors de la remontée	77
6.24	Les forces latérales lors de la remontée	77
6.25	BHA Prproposée	78
6.26	BHA Prproposée	78
6.27	Les forces latérales lors de la remontée	79
6.28	Les forces latérales lors de la descente	79
6.29	Forces latérales lors de la rotation sur le fond	79
6.30	Le torque lors de la descente	80
6.31	Le torque lors de la remontée	80
6.32	Torque lors de la rotation sur le fond	80
6.33	Résistance à l'éclatement	82
6.34	Résistance à l'écrasement	82
6.35	Profondeur de la rainure	83
6.36	Casing wear volume (mm^3/m)	83
6.37	Casing wear percentage (%)	84
6.38	Usure du tubage en 3D (avec garniture de forage)	84
6.39	Usure du tubage en 3D (sans garniture de forage)	85

Liste des tableaux

1.1	Calculs de la moyenne déviation	23
1.2	Les distances entre les positions terminales	24
1.3	Calculs de la forte déviation	24
1.4	Les distances entre les positions terminales	24
1.5	Calculs de l'extrême déviation	24
1.6	Les distances entre les positions terminales	24
4.1	Paramètres de boue	53
6.1	Coefficients de frottement	72

Introduction Générale

L'industrie pétrolière et gazière joue un rôle crucial dans l'économie mondiale en fournissant l'énergie nécessaire à de nombreuses activités. Le forage des puits d'hydrocarbures, en particulier le forage horizontal, est une étape essentielle dans l'exploitation de ces ressources. Lors de ce processus, des défis majeurs tels que le torque et le drag peuvent survenir, affectant la performance et l'efficacité des opérations de forage.

Dans le cadre de notre formation en spécialité forage des puits d'hydrocarbures, nous avons eu l'opportunité d'effectuer un stage enrichissant sur le puits OML-121, situé dans un champ pétrolier en Algérie, au sein d'une entreprise nationale. Ce stage nous a permis de nous familiariser avec les techniques de forage horizontal et de comprendre l'impact du torque et du drag sur la progression des opérations.

Ce mémoire se propose donc d'explorer en détail le forage horizontal, en mettant l'accent sur la conception de la trajectoire, la représentation des puits et les calculs de trajectoire. Nous présenterons les aspects clés de la conception de la trajectoire, tels que la représentation des puits et les méthodes de calcul. Ensuite, nous aborderons les concepts théoriques du torque et du drag, en expliquant leur importance et leurs effets sur les opérations de forage.

Nous consacrerons également une analyse pratique du forage du puits OML-121. Nous présenterons tout d'abord le puits en détaillant son emplacement, son historique, ainsi que les différentes opérations et phases réalisées, notamment le forage, le repêchage et la complétion. Nous examinerons également les problèmes rencontrés lors de ces opérations, tels que le poisson, et les solutions mises en œuvre pour les résoudre.

Nous analyserons ensuite les paramètres de forage du puits, en analysant les données recueillies pendant les opérations. Pour cela, nous utiliserons le logiciel Landmark, notamment les modules Compass, WellPlan et CasingWear, pour une analyse approfondie du torque et du drag. Enfin, nous conclurons ce mémoire en proposant des recommandations pour améliorer les performances du forage horizontal et minimiser les problèmes liés au torque et au drag.

Généralités sur le forage directionnel

Le forage horizontal est une technique avancée de forage de puits d'hydrocarbures qui permet d'accéder à des réserves situées à des profondeurs ou des distances inatteignables par des puits verticaux. Cette technique implique la conception précise d'une trajectoire courbe ou horizontale à travers les couches de roche pour atteindre la zone de production optimale. Le forage horizontal offre de nombreux avantages, tels qu'une augmentation de la récupération des hydrocarbures, une réduction des coûts et des impacts environnementaux réduits.

La conception de la trajectoire lors du forage horizontal est un processus complexe qui implique la prise en compte de divers facteurs, tels que la géologie du réservoir, les contraintes de l'environnement et les objectifs de production. Cette conception vise à maximiser la longueur de l'intervalle de contact entre le puits et la formation pétrolifère, ce qui permet d'optimiser le débit de production et la récupération des hydrocarbures.

1.1 Vocabulaire et définitions [39] [7]

Emplacement de surface : L'emplacement de la tête de puits.

Cible(s) : Le(s) point(s) visé(s) en sous-sol.

Direction de la cible : L'azimut relatif entre la tête de puits et la cible.

Référence de profondeur : L'origine des mesures de profondeur.

Trajectoire : Le cheminement du puits depuis la tête de puits jusqu'à sa profondeur finale.

Kick-off point : Le point où le puits quitte la verticale.

Profondeur mesurée : La longueur du puits mesurée le long de la trajectoire.

Profondeur verticale : La distance verticale entre le plan horizontal contenant un point du puits et le plan de la référence de profondeur.

Inclinaison : L'angle du puits par rapport à la verticale.

Azimut : La direction du puits par rapport au Nord (Géographique/Magnétique).

Azimut initial : Azimut du puit en fin de phase d'orientation.

Déplacement horizontal : Distance horizontale entre un point du puits et la projection verticale de la tête de puits.

Course Length : Longueur mesurée entre les stations (MD2 - MD1).

Latitude : Distance horizontale d'une station à une autre dans le sens Nord - Sud.

Departure : Distance horizontale d'une station à une autre dans le sens Est - Ouest.

Montée en inclinaison (Build-up) : Section du puits où l'inclinaison augmente.

Gradient de montée (Build-up rate) : Croissance de l'inclinaison par unité de longueur exprimé positivement en deg/10m, deg/30m ou deg/100ft.

Chute d'inclinaison (Drop-off) : Section du puits où l'inclinaison diminue.

Gradient de chute (Drop-off rate) : Décroissance de l'inclinaison par unité de longueur exprimé négativement en deg/10m, deg/30m ou deg/100ft

Rayon de courbure : Le rayon d'une section curviligne du puits

Section droite : Section rectiligne du puits

Drain : Section horizontale or sub-horizontale du puits située dans le réservoir

Dog-leg : Le dogleg est une mesure du changement angulaire total dans le puits de forage. Il s'agit du changement angulaire tridimensionnel calculé à partir de l'inclinaison et de l'azimut (direction du trou) entre deux stations de survey. Tous les changements d'inclinaison sont représentés par le dogleg. Les changements d'azimut à des inclinaisons plus élevées auront un effet plus important sur le dogleg que le même changement d'azimut à des inclinaisons plus faibles. La sévérité du dogleg est le dogleg calculé sur une longueur standard (100 ft ou 30 m).

Garde : L'angle entre la direction de la cible et la direction initiale (lead angle) de la trajectoire.

Atterrissage : Ensemble des opérations et procédures pour atteindre l'horizontale.

Point d'entrée : L'intersection du puits avec l'objectif ou le toit du réservoir (surtout utilisé en forage horizontal).

Station : Une position dans le puits où sont mesurés l'inclinaison et l'azimut.

Mesure (survey) : Ensemble des trois valeurs mesurées - profondeur mesurée, inclinaison et azimut.

Faire une mesure : Procédure permettant d'obtenir les mesures d'inclinaison et d'azimut à une profondeur mesurée donnée (celle de l'instrument de mesure).

Correction (de trajectoire) : Modification volontaire de la trajectoire d'un puits.

Tool-face : Angle caractérisant la direction de l'outil de forage par rapport à l'axe du puits. Le contrôle du tool-face permet d'orienter le puits dans la direction souhaitée.

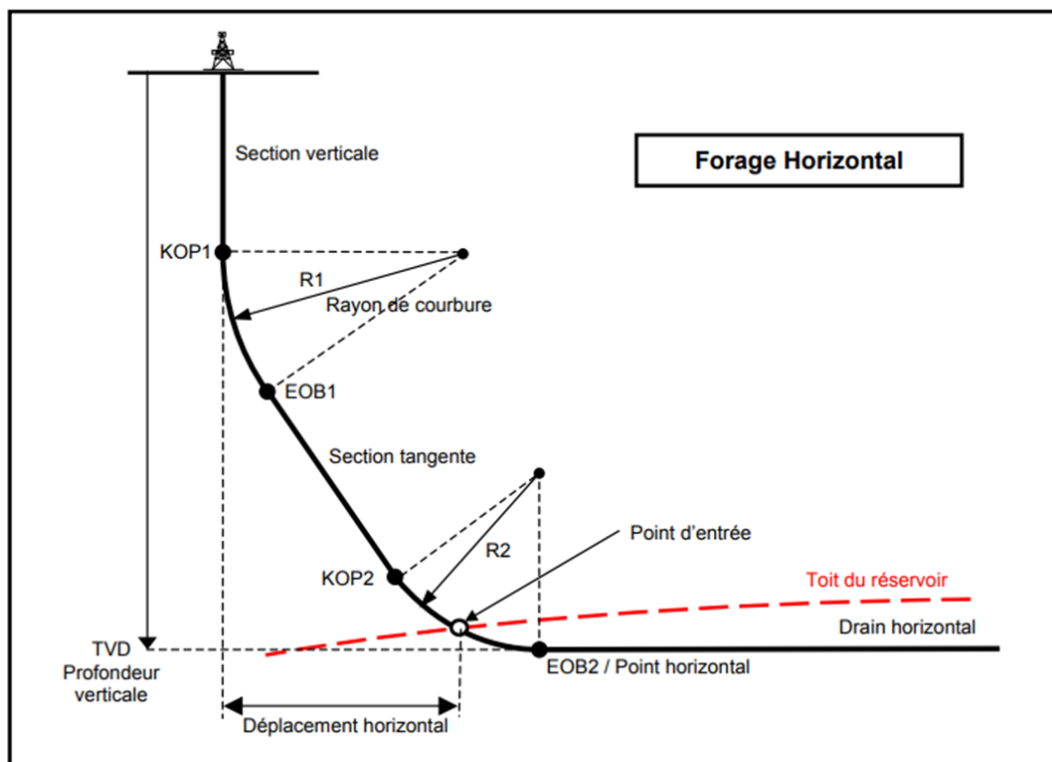


FIGURE 1.1 – Le Forage Horizontal

1.2 Développement de la technologie du forage directionnel : [21]

1.2.1 La première génération de technique directionnelle

La première génération de techniques de forage directionnel comprend deux types :

a. Forage directionnel passif : Le puits suit naturellement la direction des formations géologiques, sans contrôle précis de la trajectoire.

b. Forage directionnel actif : Des dispositifs spéciaux et des mesures technologiques sont utilisés pour contrôler activement la trajectoire du puits en déplaçant l'axe de l'outil par rapport à l'axe du trou de forage. On utilisait alors l'assemblage de fond de trou conventionnel (BHA) et le Whipstock pour forer des puits directionnels. Le BHA conventionnel sert à contrôler l'angle de déviation du trou, tandis que le Whipstock est un dispositif en acier utilisé pour forcer l'outil à glisser le long de la paroi et à sortir du puits initial. Bien que cette méthode puisse contrôler l'azimut, elle présente des inconvénients tels que des trajets multiples et répétitifs, des échecs de déviation, une perte de temps et de coûts, des opérations complexes et une faible précision de contrôle. [21]

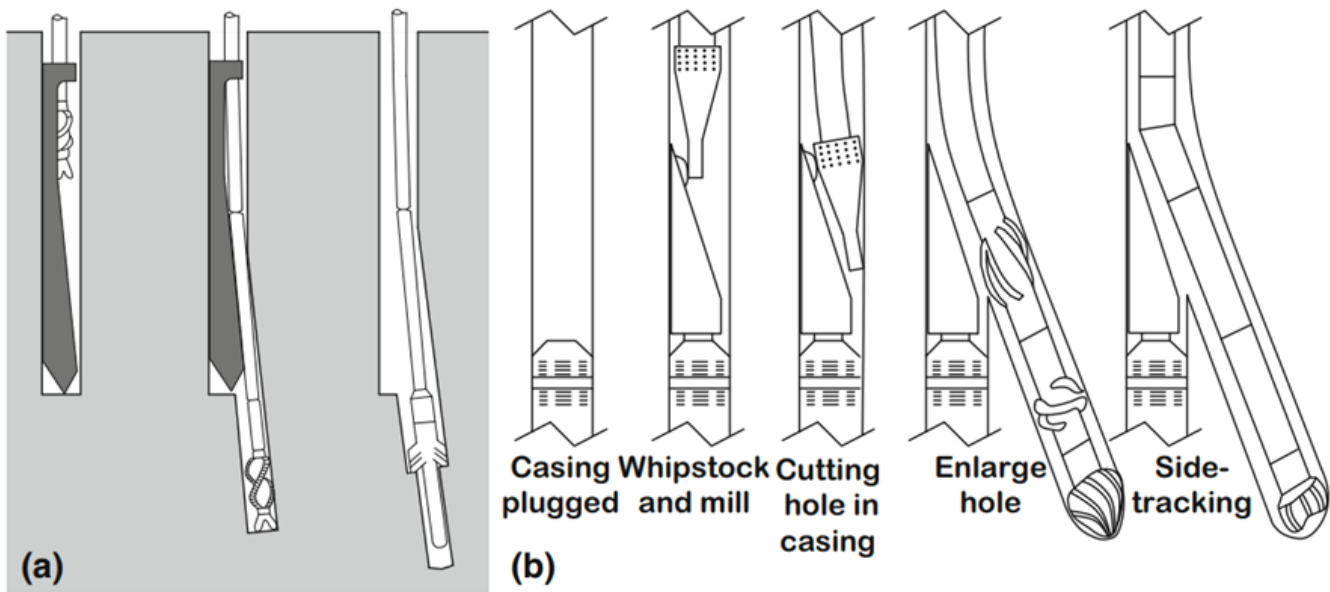


FIGURE 1.2 – (a) Whipstock amovible (b) Whipstock permanent [21]

1.2.2 La deuxième génération de technique directionnelle

La deuxième génération de techniques directionnelles est caractérisée par l'invention et le développement d'outils. Pendant cette période, la caractéristique principale est l'invention du moteur de fond de trou et de la méthode de surveillance.

a. Le moteur de fond de trou : est généralement composé d'un moteur à déplacement positif (PDM), d'une turboforeuse et d'une foreuse électrique. Le PDM et la turboforeuse sont actionnés par la pression et le volume de la boue de circulation, tandis que la foreuse électrique utilise l'énergie électrique. Associés à d'autres outils tels que des tiges de cintrage (bending rod), des joints de cintrage (bending joint), des joints excentriques (eccentric joint) ou des outils similaires, ils offrent une méthode efficace pour changer la direction du trou de forage.

b. Bent sub : Pour ajuster l'azimut, il est crucial de maintenir la colonne de forage fixe pendant que le moteur de fond de trou fait tourner le trépan. Cela signifie que le toolface reste immobile pendant

l'ajustement, ce qui est appelé le mode de colonne de forage fixe. Ce mode permet d'ajuster en continu Le toolface, ce qui entraîne la création d'un nouveau trou dans un plan effilé par rapport au trou d'origine. Comparée à la première génération, cette méthode produit une trajectoire plus lisse et plus précise. De plus, une autre méthode directionnelle appelée jetting ou nudging est apparue pendant cette période. Cette méthode permet de dévier le trou sans utiliser d'assemblages directionnels conventionnels. [21]

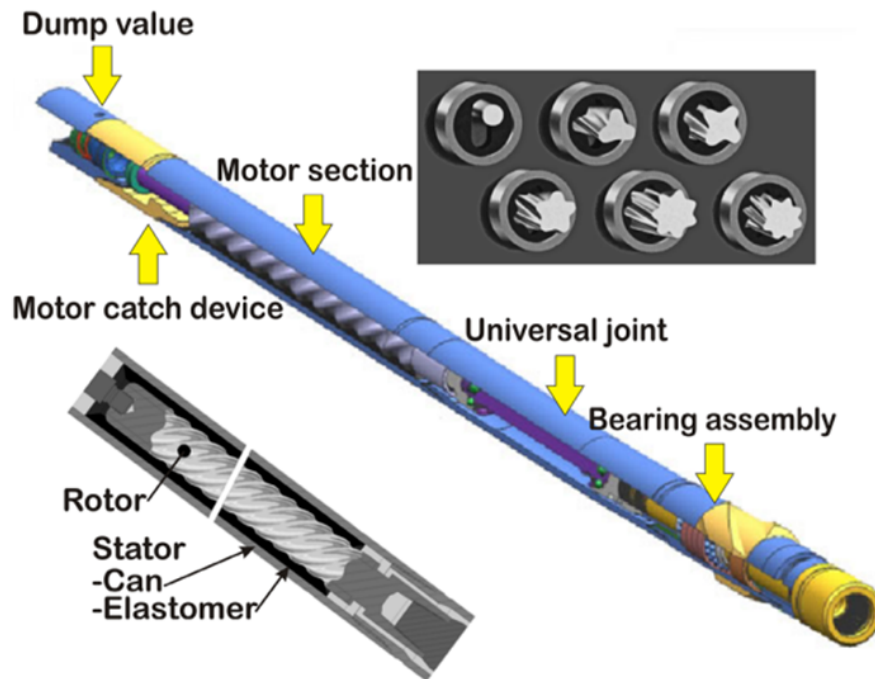


FIGURE 1.3 – Le schéma d'un outil mwd typique [21]

1.2.3 La troisième génération de technique directionnelle

La troisième génération de techniques directionnelles est caractérisée par l'utilisation de méthodes ou d'outils de mesure avancés. Pendant cette période, l'avènement du forage avec MWD (Measurement While Drilling) a permis d'améliorer la précision mesurée et contrôlée, permettant ainsi d'effectuer des opérations directionnelles pendant le forage. Les MWD mesurent l'inclinaison et l'azimut du puits à l'aide de capteurs sophistiqués tels que des accéléromètres et des magnétomètres, déterminant ainsi le tool-face. Une seconde génération d'outils mesure certains paramètres de formation, appelée LWD (Logging While Drilling). De plus, l'utilisation des raccords coudés tend à disparaître avec le développement des coudes incorporés dans le moteur (bent-housing). Grâce aux progrès réalisés dans les méthodes de mesure et les outils, les opérations directionnelles ont été grandement simplifiées. À ce jour, la troisième génération reste la principale méthode pour le forage directionnel et horizontal.

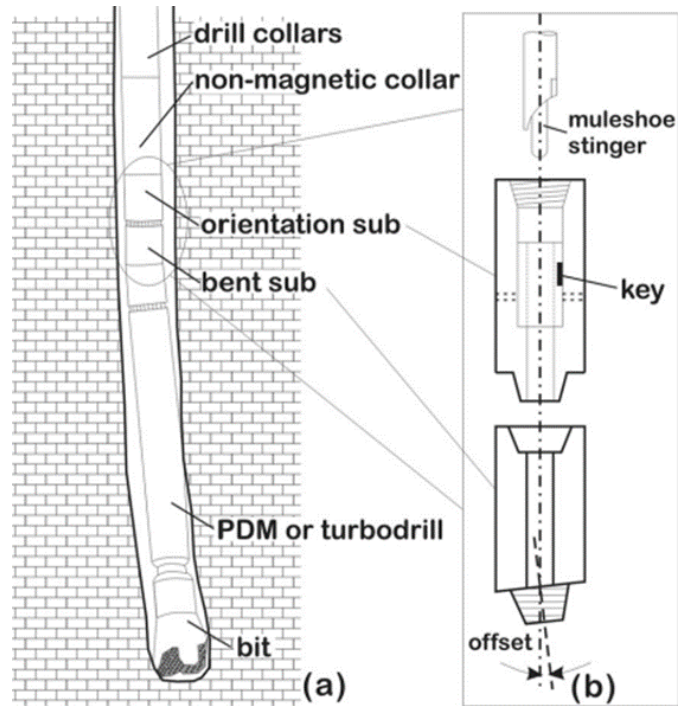


FIGURE 1.4 – Le schéma de principe d'un Bent sub et d'un ensemble défecteur

1.2.4 La quatrième génération de technique directionnelle

La quatrième génération de techniques directionnelles se distingue par l'automatisation du forage, notamment grâce à l'invention du système de forage rotatif directionnel (RSDS). Contrairement aux générations précédentes, le RSDS permet une rotation continue de la colonne de forage tout en dirigeant le puits, éliminant ainsi le mode de "sliding" des moteurs conventionnels. Cette avancée a été initiée par Schlumberger en 1999 pour améliorer l'efficacité du forage, la qualité du trou et la précision du contrôle. Le RSDS permet de planifier des géométries complexes de puits, y compris des puits directionnels et horizontaux. Les RSDS sont classés en deux groupes :

- a. Les systèmes de "contrôle des dog-legs" : comprennent les systèmes "push-the-bit" plus courants et les systèmes "point-the-bit" moins matures, qui permettent une amélioration de la précision directionnelle et de la qualité du trou de forage.
- b. Les systèmes de "contrôle de déviation" : développés à partir de l'assemblage de fond de trou conventionnel, utilisent un stabilisateur à diamètre variable (DVS) pour contrôler la déviation. [21]

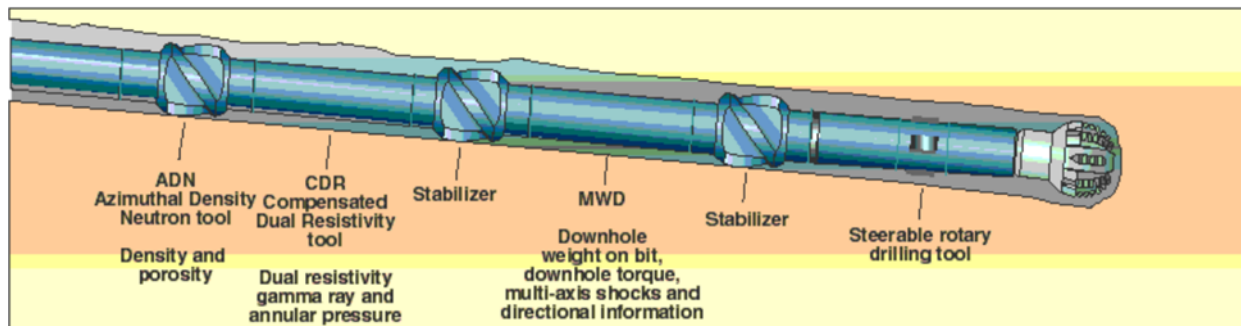


FIGURE 1.5 – La quatrième génération

1.3 Conception de la trajectoire

1.3.1 Représentation des puits [39]

La nécessité de localiser et de représenter les puits dans l'espace est évidente, et il est logique de s'appuyer sur l'un des nombreux systèmes de cartographie existants. De nombreuses projections ont été proposées pour résoudre le problème de représenter la sphère terrestre (ou plutôt le sphéroïde) sur une surface plane. De plus, les instruments utilisés pour localiser un puits déterminent les azimuts de deux manières : soit à partir d'une centrale inertielle permettant de repérer le Nord géographique, couramment appelés "gyroscopes", soit en utilisant le Nord magnétique (boussoles, compas) ou en mesurant le champ magnétique terrestre (magnétomètres), ces instruments étant qualifiés de "magnétiques".

1.3.1.1 Systèmes de coordonnées [39]

Le choix du système de coordonnées pour la localisation des puits varie selon les pays et dépend des autorités locales et des compagnies pétrolières. Les systèmes couramment utilisés comprennent le système UTM (Universal Transverse Mercator), le système Lambert, ainsi que les coordonnées géographiques ou polaires.

1.3.1.2 Projections horizontales [39]

1.3.1.2.1 Les différents Nord :

a/ Nord géographique : Point fixe où l'axe de rotation de la Terre intersecte son hémisphère, identifiant chaque point de la Terre par sa direction vers ce point, appelée azimut géographique ou azimut vrai.

b/ Nord magnétique : Direction déterminée par une boussole, correspondant à la direction du "Nord magnétique" qui est mobile par rapport au Nord géographique en raison des variations du champ magnétique terrestre. L'angle entre les directions magnétique et géographique est appelé "déclinaison magnétique".

c/ Nord Système : Direction indiquée sur une carte par le quadrillage vertical de la carte, avec un angle entre les directions Nord Système et Nord géographique appelé "Convergence"

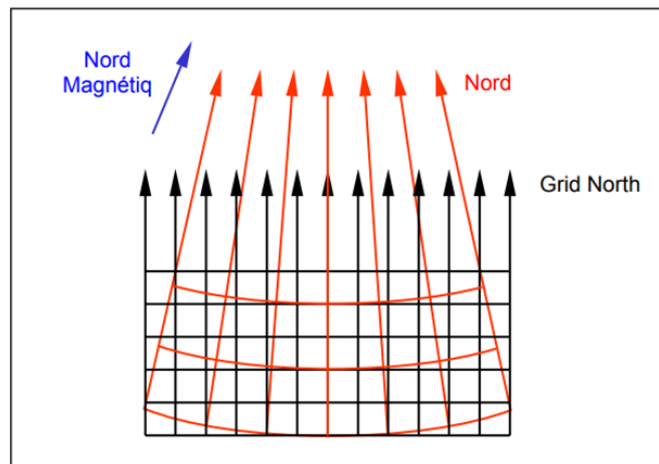


FIGURE 1.6 – Nord Géographique, Magnétique et Système

1.3.1.2.2 Déclinaison magnétique [39] :

Les mesures d'azimut effectuées pendant les opérations de forage utilisent des instruments calibrés sur le champ magnétique terrestre, qui varie en direction et en intensité selon la position géographique et le temps. Le champ magnétique terrestre peut être décrit par son intensité, son inclinaison et sa direction. La déclinaison magnétique est l'angle entre le Nord magnétique et le Nord géographique, exprimé vers l'est ou l'ouest.

Les cartes isodynamiques montrent les lignes de même intensité horizontale du champ magnétique, les cartes isoclines montrent les lignes de même inclinaison, et les cartes isogoniques montrent les lignes de même déclinaison magnétique. Ces cartes sont établies à une date précise, avec la variation annuelle indiquée.

Les mesures d'azimut avec des instruments magnétiques sont des mesures "à un instant donné" et doivent être corrigées pour être ramenées dans le référentiel permanent du Nord géographique. La connaissance de la déclinaison magnétique au moment du forage permettra cette correction.

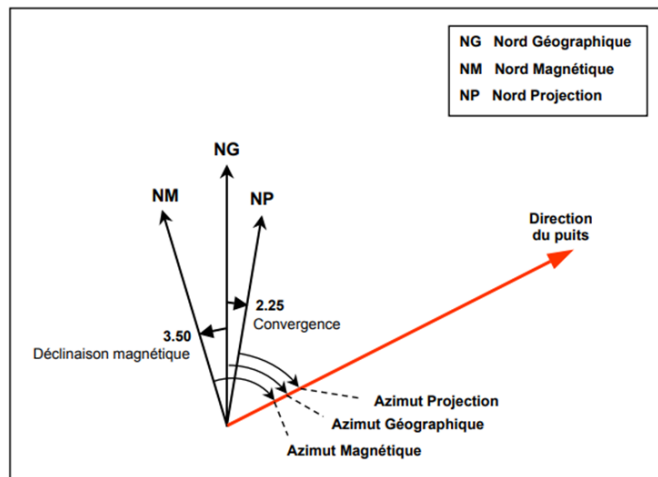


FIGURE 1.7 – Les différents Azimuts d'un puits

1.3.1.2.3 La Convergence : C'est l'angle entre le Nord géographique et le Nord système, exprimé comme un angle de référence par rapport à l'est ou à l'ouest. Elle dépend de la position géographique de la tête de puits par rapport au système de référence utilisé. [39]

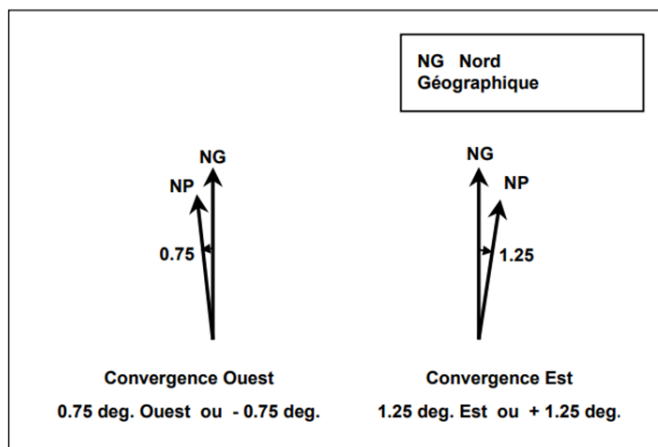


FIGURE 1.8 – Convergence

1.3.1.3 Calculs de trajectoire [39]

L'objectif est de déterminer la position du puits dans un référentiel géométrique et donc géographique spécifique.

1.3.1.3.1 Principe du calcul :

Le calcul de la position du puits est effectué point par point à partir du point de surface comme origine. Cela implique des mesures régulières à partir desquelles la position du puits est calculée progressivement, avec une évaluation des erreurs pour déterminer un "domaine d'incertitude" où se situe effectivement le puits.

À une profondeur donnée x du puits, les paramètres de base sont la profondeur verticale, les coordonnées Est/Ouest et Nord/Sud. Ces paramètres ne sont pas directement mesurables, donc on utilise des paramètres mesurables (profondeur mesurée, inclinaison, azimut) et un calcul de transformation pour obtenir ces paramètres. La profondeur mesurée à la station x est notée MD_x en mètre, l'inclinaison à la station x est notée I_x en degré, et l'azimut à la station x est noté A_x en degré.

1.3.1.3.2 Conditions et options initiales :

La détermination de plusieurs paramètres initiaux et options est nécessaire pour le calcul de la trajectoire :

a) Niveau de référence :

Toutes les profondeurs sont mesurées à partir de ce point, qui peut être le niveau de la table de rotation (RT ou KB pour Kelly Bushing), le niveau du sol ou le niveau de la mer (ou niveau hydrostatique).

b) Système de coordonnées :

Le système de coordonnées à utiliser, ainsi que les paramètres associés tels que les coordonnées X , Y , Z de la tête de puits, la déclinaison magnétique et la convergence si nécessaire, doivent être déterminés par le programme de forage.

c) Méthode de calcul :

La méthode de calcul est déterminée par le programme de forage.

d) Azimut de projection :

L'azimut de projection, nécessaire à la projection verticale, est généralement choisi égal à la direction de la cible. Dans le cas de puits tridimensionnels, plusieurs azimuts peuvent être utilisés.

e) Autres paramètres :

D'autres paramètres doivent être déterminés pour le calcul ou le rapport, tels que l'altitude du sol, la hauteur de la table de rotation par rapport au sol et la profondeur d'eau (si offshore).

1.3.1.3.3 Calculs :

Chaque mesure fournit les paramètres de base suivants :

- Profondeur mesurée (MD_x) : Obtenu par la mesure du train de tiges et corrigé pour déterminer la profondeur des instruments de mesure à la station x , en mètres ou en pieds.
- Inclinaison (I_x) : Obtenu à partir de l'outil au fond du puits à la station x , en degrés.
- Azimut (A_x) : Obtenu à partir de l'outil au fond du puits et corrigé en fonction du type d'outil utilisé (déclinaison magnétique) et du système de projection (déclinaison), en degrés Nord.

Selon la méthode de calcul utilisée, le choix de l'azimut initial en surface peut avoir un impact significatif sur les résultats du premier calcul, surtout pour des mesures profondes. Lorsque l'inclinaison est nulle, on ne peut pas parler d'azimut du puits. Une valeur est néanmoins nécessaire pour le calcul, généralement soit zéro, soit égale à l'azimut de la première station.

1.3.1.3.4 Méthodes de calcul :

Il n'existe pas de solution purement mathématique pour résoudre le problème du calcul de trajectoire des puits. Un grand nombre de méthodes ont été développées pour déterminer la position du puits dans l'espace géométrique, dérivant toutes de considérations trigonométriques. Leur précision varie en fonction des hypothèses de base sur la forme de la section entre deux points consécutifs (droite, arc de cercle, etc.).

a. La méthode tangentielle : qui suppose un segment de droite entre deux mesures consécutives, offre une précision limitée et n'est plus utilisée.

b. La méthode tangentielle moyennée : qui suppose deux segments de droite entre deux mesures consécutives, offre une bonne précision mais nécessite des calculs manuels relativement complexes.

c. La méthode de l'angle moyen : qui utilise des inclinaisons et des azimuts moyens entre deux mesures consécutives, offre une précision adéquate et était largement utilisée avant l'avènement des ordinateurs en raison de sa simplicité.

d. La méthode du rayon de courbure : qui suppose une section courbe entre deux mesures consécutives, offre une très bonne précision et est utilisée avec les ordinateurs.

e. La méthode de courbure minimale : également appelée méthode de l'arc circulaire, qui suppose une section courbe de rayon minimum entre deux mesures consécutives, offre une très bonne précision et est également utilisée avec les ordinateurs. La méthode de la courbure minimale est généralement considérée comme la meilleure approche pour calculer les trajectoires des puits, en supposant que la trajectoire du puits se trouve sur une sphère. La TVD (True Vertical Depth) est déterminée en fonction de l'inclinaison et de l'azimut, tandis que les déplacements sont calculés à partir des azimuts et des doglegs. Chaque section reliant deux points est assimilée à un arc de cercle inscrit sur une sphère de rayon maximum, correspondant à la courbure minimale.

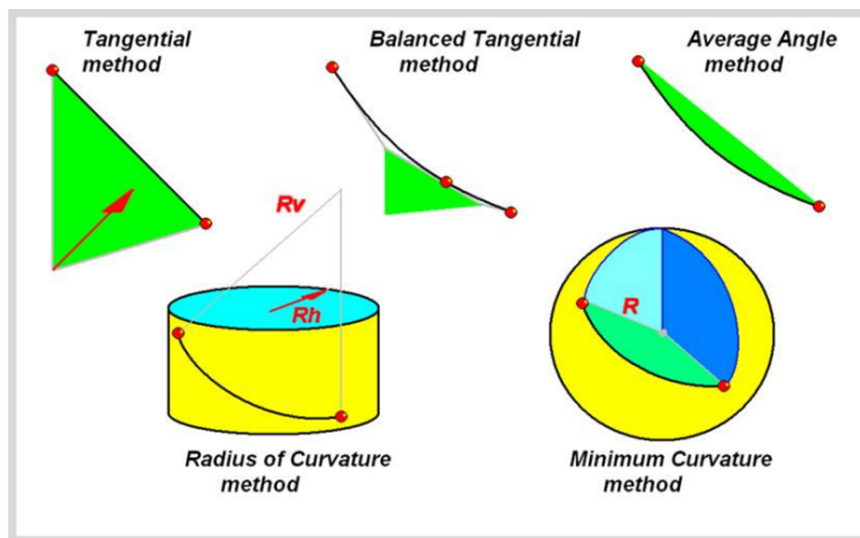


FIGURE 1.9 – Méthodes de calcul

1.3.1.3.5 Exemples de calculs : Soit :

A1 et I1 : l'azimut et l'inclinaison du forage au 1er point de mesure (en degrés)

A2 et I2 : l'azimut et l'inclinaison du forage au 2e point de mesure (en degrés)

L : la distance le long du forage entre les deux points de mesure

N : déplacement (calculé) vers le nord du point 1 vers le point 2.

E : déplacement (calculé) vers l'est du point 1 vers le point 2.

D : déplacement (calculé) vers le bas du point 1 vers le point 2.

a - Tangentielle équilibrée (point milieu)

On étend la direction et l'inclinaison jusqu'à mi-distance.

$$N = \frac{L}{2} [\sin(I_1) \cos(A_1) + \sin(I_2) \cos(A_2)]$$

$$E = \frac{L}{2} [\sin(I_1) \sin(A_1) + \sin(I_2) \sin(A_2)]$$

$$D = \frac{L}{2} [\cos(I_1) + \cos(I_2)]$$

b - Rayon de courbure (radius of curvature)

La méthode suppose que la trajectoire suit un arc de cercle sur une sphère dont les dérivées partielles aux points 1 et 2 correspondent aux mesures d'azimut et d'inclinaison.

$$N = \frac{180^2 L [\cos(I_1) - \cos(I_2)] [\sin(A_2) - \sin(A_1)]}{\pi^2 (I_2 - I_1)(A_2 - A_1)}$$

$$E = \frac{180^2 L [\cos(I_1) - \cos(I_2)] [\cos(A_1) - \cos(A_2)]}{\pi^2 (I_2 - I_1)(A_2 - A_1)}$$

$$D = \frac{180L [\sin(I_2) - \sin(I_1)]}{\pi(I_2 - I_1)}$$

c - Courbure minimale (minimum curvature)

La méthode suppose que la trajectoire suit l'arc de cercle le plus lisse possible.

$$\beta = \cos^{-1} [\cos(I_2 - I_1) - \sin(I_1) \sin(I_2)(1 - \cos(A_2 - A_1))]$$

$$F = \frac{2}{\beta} \tan(\beta / 2)$$

$$N = \frac{FL}{2} [\sin(I_1) \cos(A_1) + \sin(I_2) \cos(A_2)]$$

$$E = \frac{FL}{2} [\sin(I_1) \sin(A_1) + \sin(I_2) \sin(A_2)]$$

$$D = \frac{FL}{2} [\cos(I_1) + \cos(I_2)]$$

1- Moyenne déviation (dA=5 et dI=5) sur 50 m

	Tangentielle	Rayon de courbure	Courbure minimale
N	19.39	19.46	19.41
E	37.36	37.38	37.40
D	26.84	26.86	26.87

TABLE 1.1 – Calculs de la moyenne déviation

La distance entre positions terminales obtenues par les différentes méthodes est :

	Tangentielle	Rayon de courbure	Courbure minimale
Tangentielle	0	0.08	0.05
Rayon de courbure	0.08	37.38	0.05
Courbure minimale	0.05	0.05	0

TABLE 1.2 – Les distances entre les positions terminales

Soit une différence relative maximale de 0.2% seulement !

2- Forte déviation ($d_a=10$ et $d_I=15$) sur 50 m

	Tangentielle	Rayon de courbure	Courbure minimale
N	32.84	33.27	33.07
E	15.74	15.52	15.85
D	33.49	33.68	33.73

TABLE 1.3 – Calculs de la forte déviation

La distance entre positions terminales obtenues par les différentes méthodes est :

	Tangentielle	Rayon de courbure	Courbure minimale
Tangentielle	0	0.52	0.35
Rayon de courbure	0.52	0	0.39
Courbure minimale	0.35	0.39	0

TABLE 1.4 – Les distances entre les positions terminales

Soit un écart maximum de 1% seulement.

3- Déviation extrême ($d_A=50$ et $d_I=15$) sur 50 m

	Tangentielle	Rayon de courbure	Courbure minimale
N	-32.48	-34.39	-33.79
E	-6.77	-9.21	-7.05
D	33.49	33.68	34.84

TABLE 1.5 – Calculs de l'extrême déviation

distance entre positions terminales obtenues par les différentes méthodes est :

	Tangentielle	Rayon de courbure	Courbure minimale
Tangentielle	0	3.1	1.9
Rayon de courbure	3.1	0	2.5
Courbure minimale	1.9	2.5	0

TABLE 1.6 – Les distances entre les positions terminales

Soit un écart maximum de 6% pour ce cas plutôt extrême.

Le Torque and Drag

2.1 Introduction

Le Torque représente le couple nécessaire en surface pour faire tourner le train de tiges dans le puits de forage.

Le Drag désigne la force requise au crochet pour manœuvrer (remonter ou descendre) le train de tiges dans le puits de forage.

Friction ou Frottement est la force qui résiste au mouvement ($\mathbf{F} = \mu * \mathbf{N}$)

”Coefficient de friction (μ)” valeur empirique qui définit le rapport entre la force de friction et la force normale. Ne pas le confondre pas avec le facteur de friction (FF).

”Force normale (N)” force poussant dans le trou perpendiculairement à la trajectoire du puits.

Ces définitions expliquent les pertes de couple et de force axiale le long du train de tiges, causées par les frottements entre la garniture et la paroi du puits. Le ”Drag” correspond à la force ressentie au crochet lors de la montée ou de la descente de la garniture, incluant les pertes de frottement et les forces gravitationnelles. Le ”Torque” désigne le couple appliqué en surface pour faire tourner la garniture. On parle de ”Torque Off Bottom” lorsque l’outil est suspendu juste au-dessus de la formation, et de ”Torque On Bottom” lorsque l’outil fore la formation. [5]

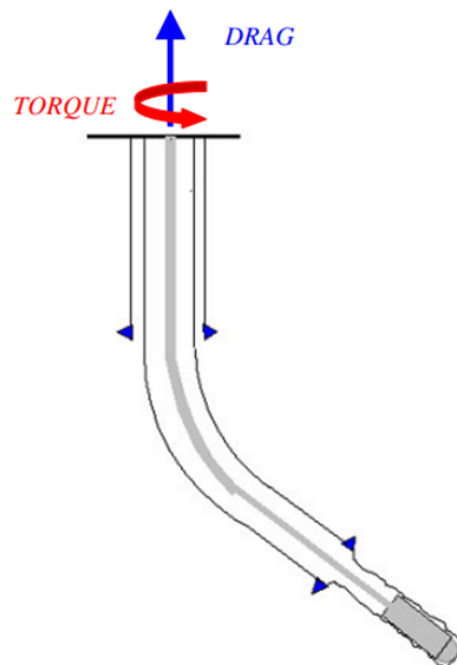


FIGURE 2.1 – Schéma simplifié du “Torque & Drag”

2.2 Le Torque

Le Torque est une force de rotation appliquée à un arbre ou à un mécanisme rotatif pour le faire tourner, mesurée en unités de longueur et de force (comme N.m ou lbf.ft). Dans le forage, le couple est utilisé pour faire tourner le train de tiges et le trépan. Il est généré par l'entraînement supérieur pour surmonter les forces de frottement qui s'opposent à la rotation.

Le couple appliqué diminue le long du train de tiges avant d'atteindre le trépan, où il est utilisé pour broyer la roche. Les sections de puits déviées ou horizontales nécessitent un couple supplémentaire en raison de la plus grande résistance à la rotation. Dans les puits longs, le frottement peut dépasser les limites du train de tiges, rendant le forage impossible.

Le couple de surface doit surmonter le frottement contre le puits (couple de frottement), la viscosité entre le train de tiges et le fluide de forage (couple dynamique) et le couple du trépan.

Par conséquent, le torque de surface peut être divisé en trois catégories distinctes :

- Le couple de l'outil.
- Le couple de friction.
- Le couple mécanique.

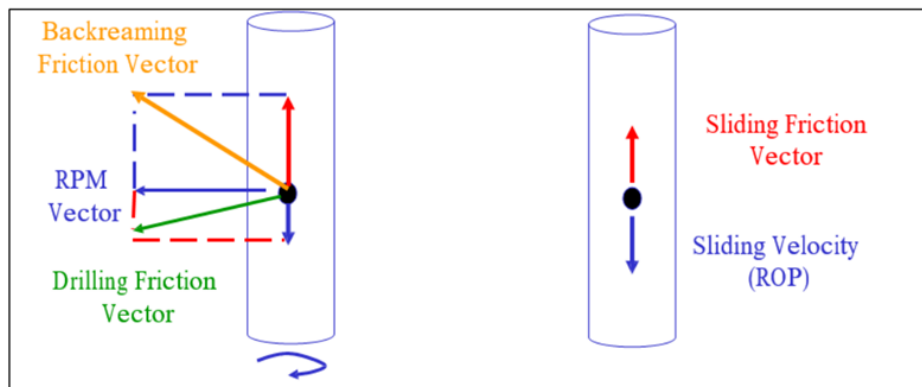


FIGURE 2.2 – Phénomène du Torque

a. Le couple de l'outil : Il s'agit de la partie productive du couple, influencée par l'agressivité des outils, le poids sur l'outil (WOB) et le diamètre de l'outil.

b. Le couple mécanique : Ce type de couple est créé par les effets des stabilisateurs, les centralisateurs de tubage et d'autres composants mécaniques. Sa quantification précise est difficile.

c. Le couple de frottement : Il est généré par les charges de contact entre la garniture de forage ou le tubage et la paroi du trou. Il est le seul type de couple présent lors de la rotation dans un puits parfaitement nettoyé. Ce couple augmente avec les pertes par frottement torsionnel, dépendant du coefficient de frottement, des forces latérales, de la charge axiale et du profil du puits.

Le total du couple à la surface (TQ) peut être calculé comme la somme du couple de l'outil, du couple le long du puits et du couple mécanique :

$TQ \text{ à la surface} = TQ \text{ outil} + TQ \text{ le long du puits} + TQ \text{ mécanique}$ où :

- TQ outil est le couple de l'outil, calculé par :

$TQ \text{ outil} = WOB \times \text{Diamètre outil} \times \text{Agressivité outil}$

- TQ le long du puits est le couple le long du puits de forage, résultant de l'interaction entre le train de tiges et la paroi du puits.

- TQ mécanique est le couple mécanique généré par les divers éléments mécaniques impliqués dans le processus de forage.

Dans les puits à déviation, la force de frottement entre la paroi du trou de forage ou du tubage

et le tube est un facteur crucial. Cette force est directement proportionnelle au rayon du tube en rotation, au coefficient de frottement et à la force normale exercée par la paroi sur le tube.

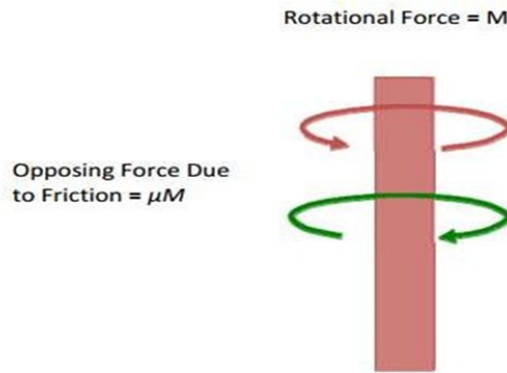


FIGURE 2.3 – Les forces de frottement et les forces agissant sur la surface [3]

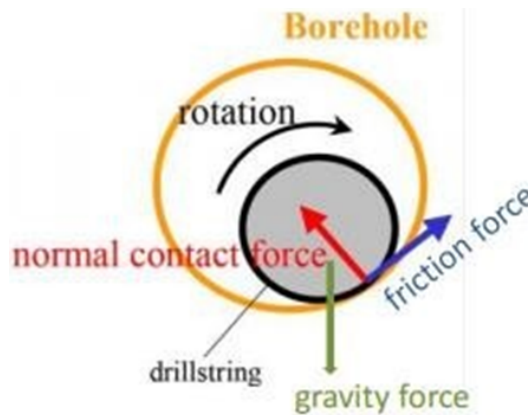


FIGURE 2.4 – Forces exercées sur le train de tiges en contact avec le trou de forage lors d'une rotation [26]

L'amplitude du couple est mesurée en multipliant la composante perpendiculaire de la force appliquée par la distance entre l'axe de rotation et le point où la force est appliquée. Dans les applications de forage, cette distance correspond au rayon de la tige de forage. Mathématiquement, le couple peut être représenté comme suit : $\text{Couple} = \text{Force} \times \text{Distance}$
 Où : - La Force est la composante perpendiculaire de la force appliquée.
 - La Distance est la distance entre l'axe de rotation et le point où la force est appliquée, correspondant au rayon de la tige de forage dans le contexte du forage.

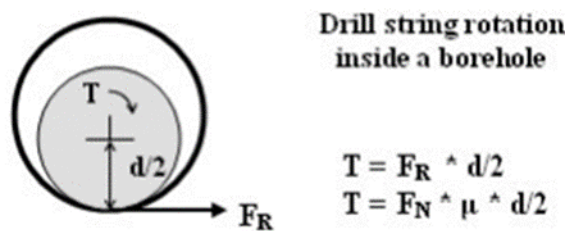


FIGURE 2.5 – Représentation schématique des forces génératrices de couple [3]

L'ampleur du couple dans le forage est influencée par plusieurs facteurs, notamment :

- La tension ou la compression dans la colonne de forage.
- La "Dog Leg Severity" (DLS), qui mesure la déviation du puits par unité de longueur.
- Les dimensions de la colonne de forage et du trou.
- Le poids de la colonne de forage.
- Les changements directionnels du puits, comme l'inclinaison et l'azimut.
- Le facteur de lubrification ou de frottement entre le train de tiges et la paroi du trou.

Le couple se développe différemment le long du puits en fonction de sa conception et des opérations de forage. L'analyse et les projections du couple doivent tenir compte de sa composition en plusieurs éléments. Cela permet une meilleure définition de la friction pour les projections de couple et pour la hiérarchisation des mesures de gestion du couple. Les techniques de prédiction du couple de l'outil sont utiles pour évaluer les implications de l'utilisation de différents types d'outils.

2.3 Le Drag

Le Drag, ou traînée, est une force de résistance au mouvement qui agit dans la direction opposée au déplacement d'un objet le long d'une trajectoire. Dans le forage, le Drag représente la force supplémentaire nécessaire pour tirer ou abaisser le train de tiges dans le trou de forage, ou les forces de frottement qui s'opposent au glissement du train de tiges dans le trou.

En opération de forage, le Drag est le résultat du contact entre les éléments du train de tiges et la paroi du trou de forage ou du tubage lors du déplacement du train de tiges vers le haut ou vers le bas. Il est principalement généré par le frottement de la tige de forage contre la paroi du trou ou l'intérieur du tubage. Le Drag agit toujours dans la direction opposée au déplacement du train de tiges. Son unité dépend du système d'unités utilisé : newton (N) dans le système métrique et livre de force (lbf) dans le système impérial.

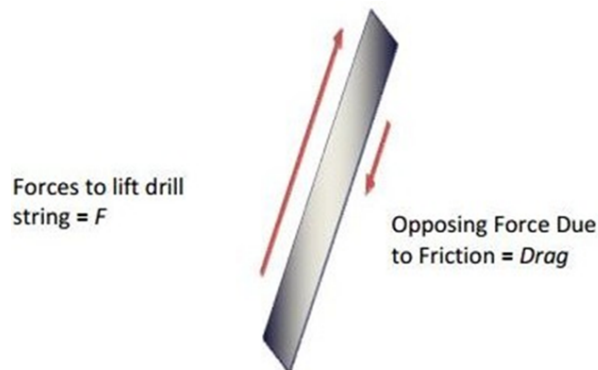


FIGURE 2.6 – Forces opposées de la colonne de forage [3]

La magnitude des forces de traînée est également liée aux forces de frottement de glissement ou de frottement du trou de forage. Elle dépend de deux facteurs principaux : la force de contact normale et le coefficient de frottement entre les surfaces en contact, basé sur le frottement de Coulomb [25]. Ces forces sont nécessaires pour surmonter le frottement axial entre le tube et le puits, ainsi que la force hydrodynamique visqueuse entre le train de tiges et le fluide de forage [30]. De nombreux éléments contribuent au frottement total dans le puits. Certains de ces effets peuvent être modélisés, mais la plupart sont regroupés dans le facteur de frottement, qui représente un ensemble de frottements provenant de différentes sources telles que les doglegs ou la micro-tortuosité.

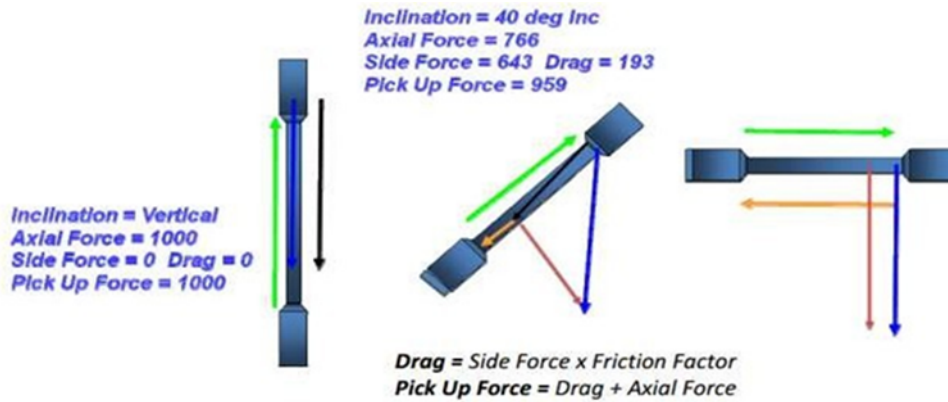


FIGURE 2.7 – Forces de Drag et de Pick Up [3]

Les forces de traînée dépendent de divers facteurs. L'inclinaison du trou est cruciale car les forces de traînée ne posent généralement pas de problème dans les trains de tiges verticaux. En effet, dans les puits déviés ou horizontaux, le train de tiges repose sur la paroi du trou de forage ou du tubage, et la gravité ainsi que les forces de compression poussent le train de tiges contre la paroi du trou de forage. En revanche, dans les puits verticaux, le train de tiges ne repose pas sur la paroi du trou de forage. La Figure 1.23 illustre la traînée dans les puits verticaux et inclinés. La traînée se produit principalement lors de l'accélération, du ralentissement ou pendant le forage orienté avec moteur. Elle augmente avec l'inclinaison et la courbure du trou en raison de l'effet de gravité et de la compression qui poussent le train de tiges contre le côté bas du trou, ainsi que de la tension du train de tiges qui tire celui-ci vers le côté haut du trou [6].

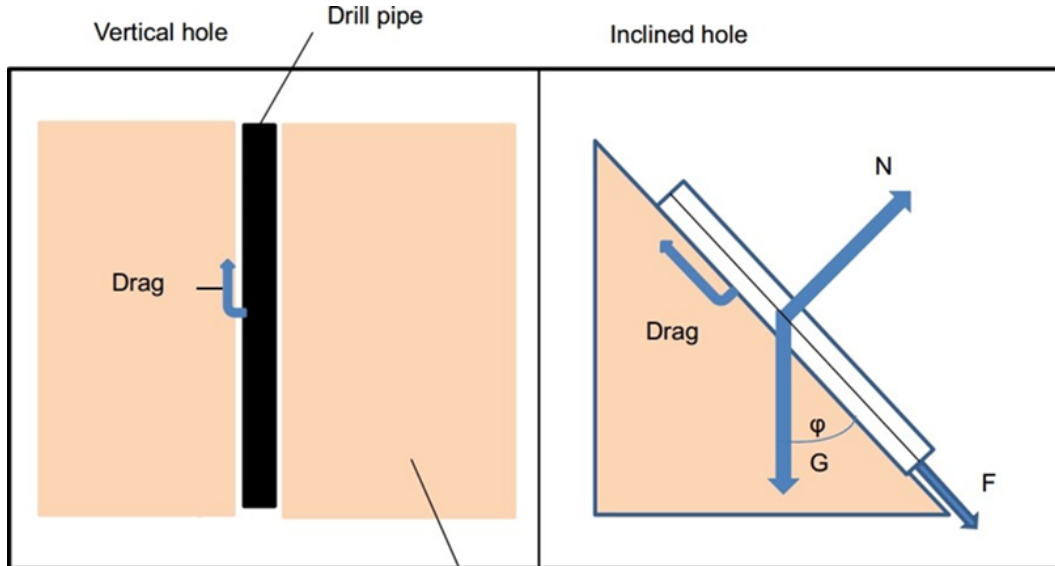


FIGURE 2.8 – Traînée dans un trou vertical et incliné [6]

Il est essentiel de minimiser le "Torque & Drag" lors du forage de puits pétroliers, surtout pour les trajectoires complexes. Des valeurs élevées de "Torque & Drag" entraînent des coûts d'exploitation plus élevés et peuvent causer la rupture ou le coincement des tiges de forage. Réduire ces valeurs permet de réduire les coûts et d'éviter ces problèmes potentiels.

2.4 Le Frottement (Friction) :

Le frottement est une force qui s'oppose au mouvement entre deux surfaces en contact. Cette force est proportionnelle à la force de contact entre les surfaces et est calculée dans le modèle de couple et de traînée en multipliant la force normale ou latérale par le coefficient de frottement μ . Il existe deux types de frottement : statique et cinétique. Le frottement statique se produit lorsque les deux corps en contact ne bougent pas l'un par rapport à l'autre, tandis que le frottement cinétique se produit lorsque les deux corps sont en mouvement relatif l'un par rapport à l'autre. Dans le contexte du forage, les deux types de frottement sont importants, mais pour les simulations de Torque & Drag, c'est le frottement cinétique qui est principalement pris en compte [24].

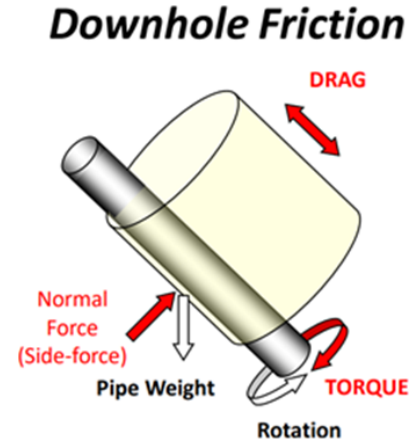
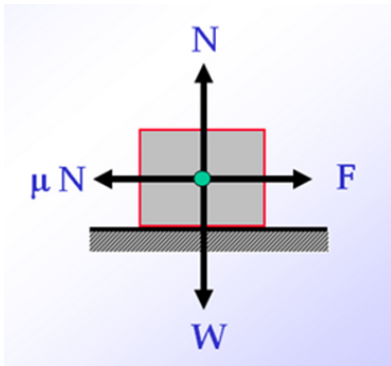


FIGURE 2.9 – Frictional Force & Normal Force FIGURE 2.10 – Frictional Force & Normal Force

2.4.1 Le coefficient de frottement :

Dans le calcul du Torque & Drag, le coefficient de frottement est un paramètre clé influençant la force de frottement. Il est déterminé en multipliant la force latérale par ce coefficient, qui dépend de divers facteurs physiques tels que les propriétés des matériaux en contact, la présence de fluides, les déviations du puits, la zone de contact et les obstructions comme les déblais de forage. Le choix du coefficient de frottement est principalement basé sur l'effet lubrifiant du fluide. Dans la modélisation du Torque & Drag, le coefficient de frottement est crucial car il décrit l'interaction au point de contact, élément central du modèle. Lorsque des portions significatives du puits sont tubées et non tubées, il peut être nécessaire d'utiliser différents coefficients de frottement, un pour le train de tiges dans le tubage et un autre pour le train de tiges dans la formation.

Fluid Type	Friction Factor	
	Cased hole	Open hole
Oil-based	0.16-0.20	0.17-0.25
Water-based	0.25-0.35	0.25-0.40
Brine	0.30-0.4	0.3-0.4
Polymer-based	0.15-0.22	0.2-0.3
Synthetic-based	0.12-0.18	0.15-0.25
Foam	0.30-0.4	0.35-0.55
Air	0.35-0.55	0.40-0.60

FIGURE 2.11 – Fourchettes des coefficients de friction pour différents types de fluides [36]

Le coefficient de frottement entre la garniture de forage et les parois du puits est crucial pour les calculs de Torque & Drag. Il existe généralement deux coefficients de frottement pour un même puits : l'un pour le frottement entre la garniture et le tubage dans la partie tubée du puits, et l'autre pour le frottement entre la garniture et la roche dans la partie non tubée du puits de forage. Ces coefficients dépendent de nombreux paramètres et sont généralement déterminés en ajustant les modèles de prédiction du Torque & Drag aux mesures réelles de tensions en surface et de couple de rotation, pour plusieurs puits dans une même zone pétrolière.

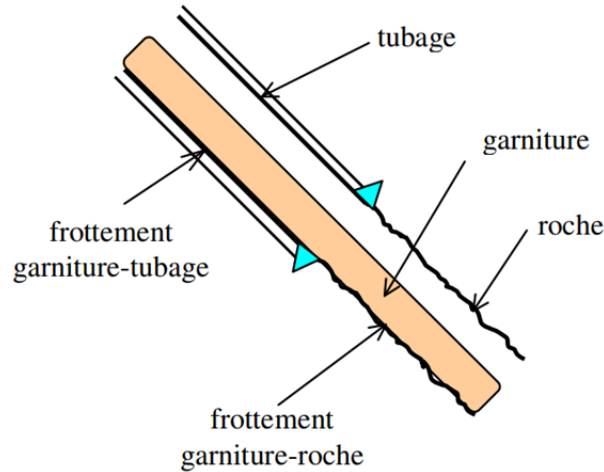


FIGURE 2.12 – Frottement entre garniture et puits de forage

Dans les forages en direction horizontale, le frottement joue un rôle crucial, contrairement aux puits verticaux où il est moins significatif. Cette différence est illustrée dans la figure 2.13 : dans un forage horizontal, le train de tiges est poussé contre la paroi du puits, ce qui entraîne une usure et des pertes d'énergie plus importantes dans le système tubulaire. En revanche, dans un puits vertical, le train de tiges est généralement centré, réduisant ainsi le contact avec la paroi et les pertes de charge. Pendant une section de construction, le train de tiges est comprimé ou étiré contre la paroi supérieure du trou, générant des forces de T&D variables. En revanche, pendant une section tangentielle, le train de tiges est en contact avec la partie inférieure du trou, soumis à des forces de tension ou de compression.

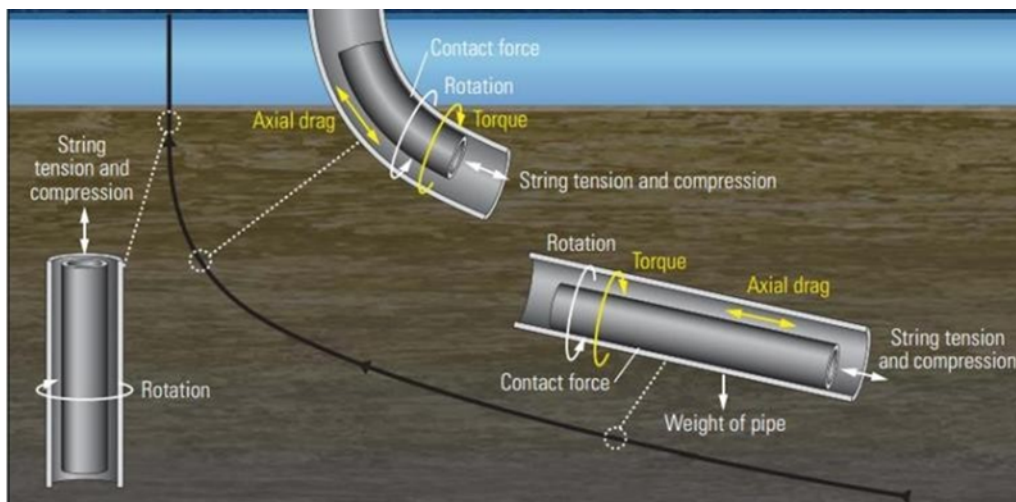


FIGURE 2.13 – Forces latérales sur la tige dans les orientations du puits (Bennetzen et al.2010)

Les coefficients de frottement entre la garniture de forage et les parois du puits, dans les sections tubées et non tubées, sont difficiles à quantifier avec précision. Ils dépendent de plusieurs paramètres, tels que la nature et la densité de la boue, la nature de la formation géologique, l'utilisation de lubrifiants ou d'accessoires anti-frottement, les conditions opératoires, etc. Ces coefficients sont généralement déterminés en ajustant les modèles de prédiction du Torque & Drag avec les mesures réelles de tensions en surface et de couple de rotation, pour plusieurs puits dans une même zone pétrolière. Une fois déterminés, ces coefficients servent de données d'entrée pour prédire le Torque & Drag des futurs puits dans la même zone.

2.5 Les forces qui agissent sur un train de tiges :

La force principale agissant sur un joint de tuyau dans un puits de forage est la force due à la gravité agissant vers le bas.

2.5.1 Flottabilité :

Un joint de tuyau suspendu dans un puits de forage contenant de la boue de forage ou un autre fluide subira une force de flottaison du fluide agissant contre la gravité. Le tuyau semble alors peser moins lourd. Il s'agit du poids flottant, qui est utilisé pour calculer les forces latérales.

- Flottement de tubage
- Lorsqu'une partie de la Garniture est vide.
- Un diaphragme est installé pour isoler l'air. La garniture au-dessus du diaphragme est remplie au fur et à mesure que le forage se poursuit.
- C'est ce qu'on appelle la boue sur l'air.
- Le diaphragme est communément appelé collier de flottement sélectif ou dispositif d'isolation.

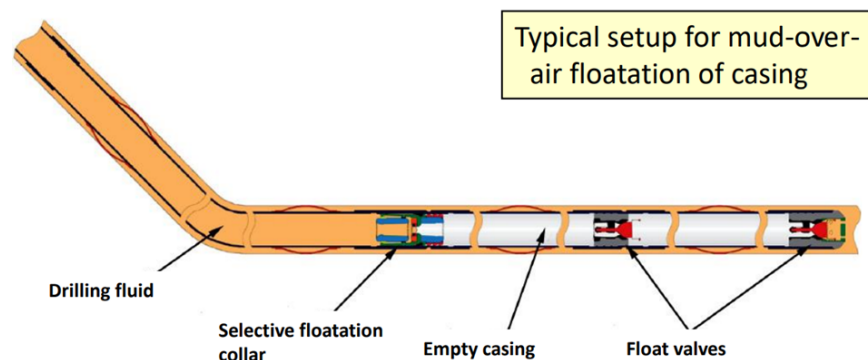


FIGURE 2.14 – Flottabilité [11]

2.5.2 Force latérale et force axiale

Dans un puits parfaitement vertical, il n'y a pas de force latérale et le poids de la flottabilité agit dans la direction axiale.

Si le puits est incliné et que le tuyau repose sur le fond du trou, le poids de la bouée peut être divisé en deux composantes : la force axiale et la force latérale. La composante latérale de la force est appelée force normale.

À une inclinaison de 90 degrés, le poids flottant agit uniquement dans la direction verticale et il n'y a pas de force dans la direction axiale.

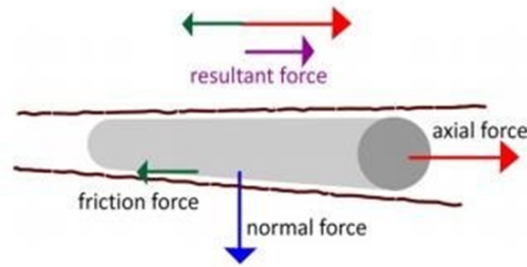


FIGURE 2.15 – Effet simple de la force de frottement (Raksagati, 2008)

2.5.3 Effet cabestan

Lorsque l'on tire un train de tiges dans un virage, la tension augmente. Cela est dû à l'effet cabestan. L'effet cabestan explique le principe selon lequel la tension d'un côté d'un cabestan est plus importante que l'autre en raison de la force de frottement créée par le changement d'angle ou d'enroulement, de l'augmentation de la force normale et du facteur de frottement.

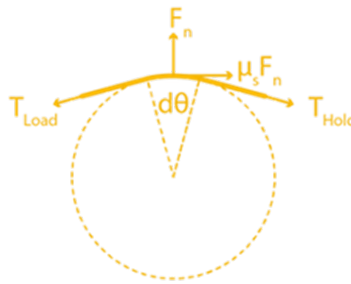


FIGURE 2.16 – Force de Cabestan

2.5.4 Flambage

Le flambage est le changement soudain de la forme sous une charge de compression en raison d'une défaillance de la stabilité. Lorsqu'une charge de compression est appliquée à une longueur de tige de forage, celle-ci se déforme une fois que la limite de flambage est dépassée. La première limite est la limite sinusoidale, lorsque la tige prend la forme d'une sinusoïde.

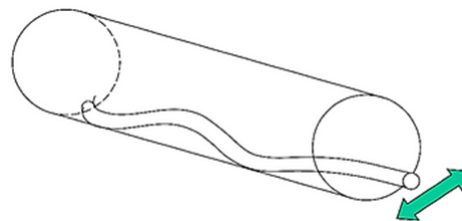


FIGURE 2.17 – Flambage sinusoidal

Une charge de compression supplémentaire entraînera un dépassement de la limite hélicoïdale, après quoi la tige prendra la forme d'une hélice où la flexion se produit dans deux plans.

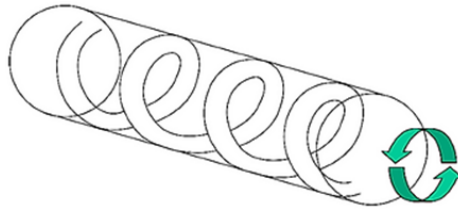


FIGURE 2.18 – Flambage hélicoïdal

Une fois que le flambage hélicoïdal s’est produit, une charge de compression supplémentaire est transférée sur les côtés du puits de forage sous la forme d’une force latérale supplémentaire qui augmente encore la traînée. Cela conduit rapidement à un blocage où le train de tiges ne peut plus avancer dans le trou.

2.6 Facteurs influençant le “Torque & Drag” dans un puits pétrolier

2.6.1 Facteurs opérationnels liés à l’état du puits : [5]

a. Trajectoire du puits :

Les niveaux de couple dans les puits horizontaux dépendent principalement de la trajectoire du puits. L’inclinaison, l’angle entre la verticale et la trajectoire du puits, varie de 0 degré (trou vertical) à plus de 90 degrés (puits horizontaux). Les puits à angle élevé tendent à réduire les niveaux de couple globaux pendant le forage, car une plus grande partie du train de tiges est en compression et le profil de tension dans la section de construction est réduit. Cependant, des valeurs de couple plus élevées et des problèmes tels que l’usure accélérée du carter et des sièges de clavette sont observés lors des opérations de backreaming. Il existe de nombreuses options de trajectoires disponibles dans ces puits. Le processus de sélection ou d’optimisation doit tenir compte des limites de T&D de chaque trajectoire et de leur influence sur le forage. La trajectoire qui minimise les valeurs de T&D doit être choisie.

La trajectoire du puits est un facteur critique dans le Torque et Drag (T&D), car elle influence le frottement à travers des facteurs tels que la tortuosité, la courbure du trou et la sévérité du dogleg.

b. Instabilité du trou :

L’instabilité du trou se produit lorsque la taille, la forme et les conditions structurelles d’un trou de forage ne sont pas bien conservées.

c. Key seats :

Ce sont des gouttières creusées dans le terrain par le frottement des tiges pendant le forage ou les manœuvres, se développant au niveau des dog legs ou des décrochements.

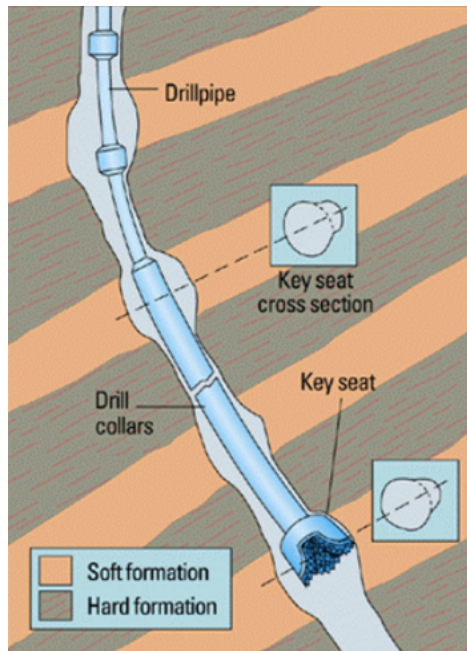


FIGURE 2.19 – Key seats

d. Le collage par pression différentielle :

Il est à l'origine de 60 à 80 % des coincements selon les régions, affectant une partie importante du train de tiges, en particulier les éléments lisses de gros diamètre. Il se produit lorsque la garniture de forage vient en contact avec le "cake" au niveau d'une formation poreuse perméable, à cause de la pression différentielle qui plaque la garniture contre la paroi du trou.

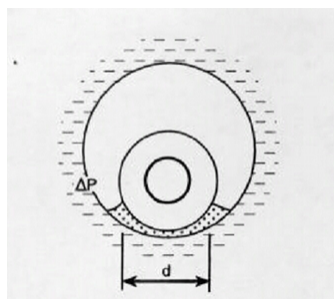


FIGURE 2.20 – Stuck pipe

e. La tortuosité :

La tortuosité du puits, qui se réfère aux écarts par rapport à la trajectoire prévue, est une source potentielle de couple et de traînée lors du forage. Avec l'approfondissement et la complexification des puits directionnels, ces écarts deviennent plus fréquents. Cette tortuosité, si elle n'est pas maîtrisée, peut entraîner des pertes supplémentaires en Torque & Drag (T&D) lors du forage. Elle est principalement influencée par le contrôle de la surface de l'outil et du taux de déviation [4]. Une forte tortuosité peut rendre l'orientation d'un moteur orientable plus difficile, entraînant ainsi un T&D plus élevé et aggravant les problèmes d'orientation initiaux. Il est crucial de minimiser la tortuosité pour réussir les opérations de forage, car une tortuosité excessive peut considérablement limiter la profondeur de forage [3].

2.6.2 Facteurs liés aux frottements : [5]

Les frottements entre les tiges et les parois du puits sont les principales causes de pertes en Torque & Drag. Ils dépendent de la géométrie de la garniture, de la trajectoire du puits et des coefficients de frottement entre la garniture et les parois du puits. Réduire les pertes de Torque & Drag revient à réduire les forces de frottement, ce qui est essentiel pour un puits bien entretenu.

2.7 Méthodes pratiques de minimisation du “Torque & Drag”

Pour assurer le succès d’une opération de forage et minimiser les coûts, il est crucial de réduire au minimum les pertes en “Torque & Drag”, qu’elles soient dues à des causes opérationnelles ou liées aux frottements. Plusieurs méthodes sont utilisées pour minimiser ces pertes, notamment :

2.7.1 Conception de la trajectoire du puits (Wellpath) [5]

Le calcul du “Torque & Drag” est une méthode couramment utilisée lors de la planification et de la conception de la trajectoire d’un puits. Cette méthode repose sur des modèles théoriques ou numériques pour calculer les frottements, visant à choisir la trajectoire avec le moins de pertes en frottement et à minimiser les efforts de contact. Le modèle théorique doit être capable de prédire correctement ces pertes, quelle que soit la complexité géométrique du puits à forer. Réduire la tortuosité du trou peut considérablement diminuer le Torque & Drag (T&D) pendant le forage. L’utilisation de systèmes rotatifs orientables (RSS) est recommandée pour obtenir un puits aussi lisse que possible, car de petits ajustements peuvent réduire le couple. La réduction de la DLS (Dog Leg Severity) dans les montées, les descentes et les courbes peut également réduire significativement le T&D, notamment au sommet du puits où les forces de tension sont les plus importantes.

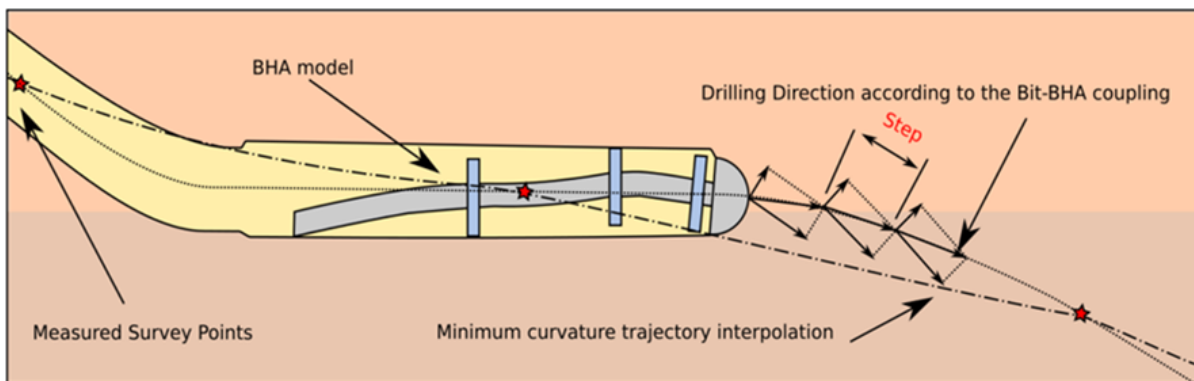


FIGURE 2.21 – Conception de la trajectoire du puits

2.7.2 Conception des tiges de forage [5]

Étant donné que les frottements augmentent avec le poids des tiges, certains auteurs suggèrent d’utiliser des tiges de forage plus minces et plus légères pour réduire les pertes en frottement, notamment dans les forages horizontaux. Ces tiges en aluminium ou en titane peuvent remplacer les tiges classiques en acier. Cependant, cette méthode peut entraîner des coûts plus élevés en raison du prix plus élevé de ces matériaux et peut également poser des problèmes de flambage ou de rupture des tiges en raison de leur moindre rigidité.

2.7.3 Conception de la BHA [5]

Historiquement, la conception de la BHA visait à fournir un poids suffisant sur l'outil de forage pour permettre le forage et à assurer un comportement directionnel désiré. Cependant, l'expérience des puits horizontaux a montré que le flambage par compression excessive des tiges situées au-dessus de la BHA est devenu presque inévitable. Ce flambage augmente de manière significative les forces de contact et donc les pertes en termes de Torque & Drag. Il est donc nécessaire que la conception de la BHA pour de tels puits prenne en compte ce nouveau facteur et ne se limite pas uniquement au contrôle directionnel.

2.7.4 Systèmes rotatifs orientables

Un trou foré à l'aide d'un moteur à boue muni d'une tige coudée présente généralement une plus grande tortuosité qu'avec un système rotatif orientable (RSS), en raison du principe de direction de ces outils. Les foreurs directionnels ajustent la Dog Leg Severity (DLS) souhaitée en passant du forage rotatif au forage coulissant autant de fois que nécessaire. Le forage rotatif avec moteur crée un trou plus petit que le forage coulissant. Le forage avec un moteur crée un trou plus grand qu'un RSS. Pendant le glissement, une DLS élevée est obtenue pour corriger la direction obtenue par le forage rotatif, en raison de la gravité et du placement du centralisateur. Cette altération continue est la raison pour laquelle les moteurs créent beaucoup plus de tortuosité qu'un RSS. L'ajout d'un moteur à boue à un RSS peut augmenter le taux de pénétration (ROP), tandis que le nombre de tours par minute (RPM) à la surface peut être réduit au minimum, réduisant ainsi le couple. L'utilisation d'un RSS avec moteur à boue intégré peut réduire le couple en surface par rapport à un RSS conventionnel [22].

2.7.5 Conception de la boue [5]

En général, pour des raisons économiques, pratiques et environnementales, la boue préférée est la boue à base d'eau (Water Based Mud, WBM). Une autre option est la boue à base d'huile (Oil Based Mud, OBM), qui offre une meilleure lubrification et un coefficient de frottement garniture-parois du puits nettement inférieur (0,05 à 0,2 contre 0,2 à 0,5) à celui de la boue à base d'eau, réduisant ainsi de manière significative les pertes en "Torque & Drag". Cependant, l'utilisation de la boue à base d'huile présente deux inconvénients majeurs : son coût élevé par rapport à celui de la boue à base d'eau et son impact néfaste sur l'environnement. Il existe également 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 tels que la baryte et les polymères à une boue initiale à base d'eau pour augmenter sa lubrification et réduire le coefficient de frottement.

2.7.6 Réduction mécanique Techniques

Les amortisseurs de frottement mécaniques ont été testés et se sont avérés efficaces pour réduire les frottements. Ils ont été déployés en cas d'urgence dans des puits où les forces T&D étaient plus élevées que prévu, interrompant ainsi le forage avant d'atteindre la profondeur totale prévue. Les amortisseurs sont généralement placés un par stand dans les sections du puits qui subissent la force latérale la plus élevée. Il convient de noter que ces outils réduisent également l'usure du tubage (Long et al., 2009) .

2.7.7 Incorporation de certains accessoires [5]

Plusieurs accessoires peuvent être intégrés dans la garniture pour réduire les pertes en Torque & Drag. Voici quelques exemples :

- **Les NRDPP (Non Rotating Drill Pipe Protectors) :** Ces accessoires, placés autour des Tool Joints des tiges de forage, peuvent réduire les pertes de couple jusqu'à 30%. Cependant, ils présentent plusieurs inconvénients, tels qu'une utilisation limitée à la partie tubée du puits, une perte de pression annulaire, une réduction du glissement axial, ainsi que des temps et des coûts élevés d'installation et de désinstallation. De plus, une optimisation est nécessaire pour déterminer le nombre de NRDPP à utiliser et leurs emplacements.
- **Les paliers anti-frottement "Bearing subs" :** Ces accessoires remplissent le même rôle que les NRDPP mais sont conçus pour être utilisés dans la partie des puits ouverts où les NRDPP ne conviennent pas. Ils présentent pratiquement les mêmes inconvénients que les NRDPP.
- **Les grains lubrificateurs "Lubricating Beads" :** Ce procédé consiste à introduire de petites sphères de verre dans l'espace annulaire entre la paroi du puits et la garniture pour rendre le contact plus lisse et réduire les frottements, notamment ceux liés au couple. Cependant, l'évacuation de ces grains par la boue peut poser problème.
- **Les revêtements spéciaux "Drillpipe Coating" :** Ces traitements spéciaux appliqués sur la face extérieure des BHA, des tiges de forage et la face intérieure du tubage permettent de réduire le coefficient de frottement métal-métal. Cependant, ce procédé est peu utilisé en raison de son coût élevé et de son utilisation limitée.



FIGURE 2.22 – a : Incorporation de NRDPP b : Revêtements spéciaux

2.8 Modélisation du Torque & Drag

Le Torque & Drag (T&D) est crucial dans la planification et l'exécution des puits, une mauvaise compréhension étant souvent la cause d'échecs. La modélisation du T&D est essentielle pour anticiper les problèmes. Un excès de T&D peut être un obstacle majeur dans le forage des puits horizontaux. Les premiers travaux sur la prédiction du T&D remontent aux années soixante-dix, avec Fontenot [9] étudiant les facteurs influençant le T&D et cherchant à établir des corrélations empiriques. Des équations pour prédire les forces de frottement ont été développées dans les années quatre-vingt. Le modèle fondamental de T&D a été créé par Johancsik et al. en 1984, puis formalisé par Sheppard et al. en 1987 [25].

Depuis, les logiciels de T&D sont largement utilisés, bien que les équations de modélisation aient peu évolué (McCormick, Melissa et Chiu, 2011) [25].

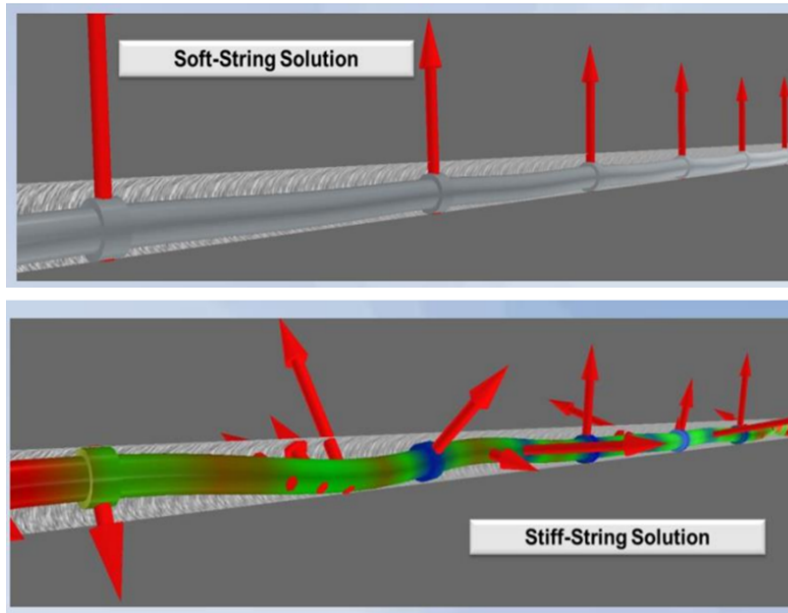


FIGURE 2.23 – Modèles Soft-string et Stif-string

2.8.1 Soft-string Modèle :

La plupart des logiciels de Torque & Drag (T&D) se basent sur le modèle du train de tiges souple de Johancsik et al. [18]. Ce modèle suppose que le train de tiges repose contre le puits sans considérer sa rigidité. Il représente le train de tiges comme un câble divisé en éléments supportant uniquement les charges axiales et le couple, les forces de contact étant supportées par le puits. Les T&D sont calculés en considérant les segments générés depuis la base jusqu'à la surface. Johancsik a supposé que les T&D sont causés par les forces de frottement de glissement résultant du contact avec le puits, définissant la force de frottement comme fonction de la force normale et du coefficient de frottement. Les modèles de train de tiges souples ne tiennent pas compte des moments de flexion dus à la rigidité de la tige et au jeu radial. Certains estiment que la précision du modèle est affectée par cette omission, mais son adéquation dépend de la situation spécifique du puits) [25].

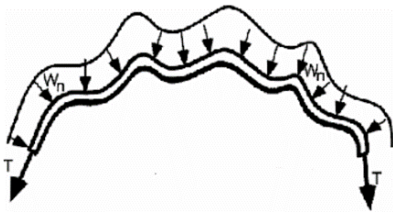


FIGURE 2.24 – Modèle Soft-string

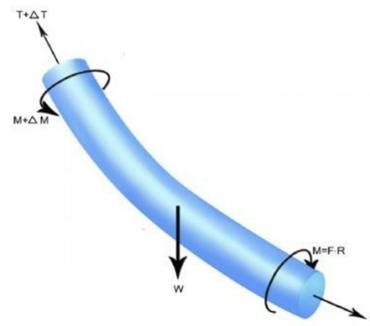


FIGURE 2.25 – Élément court dans une chaîne [25]

2.8.2 Stiff-String modèle :

En plus des modèles de tiges souples, des modèles de tiges rigides ont été développés pour la modélisation du Torque & Drag (T&D). Ces modèles prennent en compte la rigidité réelle de la corde au lieu de la traiter comme un câble. Le modèle de chaîne rigide inclut le moment de flexion dans le tubulaire et le jeu radial dans le puits, ce qui est utile pour les puits complexes. Comparé au modèle de tiges souples, le modèle de chaîne rigide est plus complexe en raison des données d'entrée supplémentaires et des calculs nécessaires pour tenir compte des forces de flexion. Plusieurs méthodes numériques sont utilisées pour obtenir une analyse T&D plus réaliste pour les puits complexes, bien qu'il soit difficile de prendre en compte précisément les forces de flexion tubulaire et le jeu radial. Sheppard et al. [38] ont adapté le modèle de Johancsik en prenant en compte la pression de la boue, montrant qu'une trajectoire sous-section pourrait réduire les frottements. Maidla et Wojtanowicz [23] ont proposé une méthode pour évaluer un coefficient de frottement global entre le puits et la colonne de tubage, basée sur des données de terrain. Bret et al. [8] ont utilisé le modèle de Johancsik pour planifier un puits en rétro-calculant les coefficients de frottement apparents pour identifier les problèmes de forage. Ho [16] a amélioré le modèle de Johancsik en un modèle rigide, montrant que l'effet de rigidité est mineur pour la plupart des parties du train de tiges. Payne et al. [31] ont abordé les préoccupations concernant les couples et les traînées, incluant le flambage et le lit de déblais. Opeyemi et al. [2] ont effectué la planification des puits en tenant compte de toutes les contraintes potentielles. Feiber et al. (1999) ont développé un modèle informatique pour l'analyse en ligne de la T&D. Aadnoy et Andersen [1] ont établi des solutions analytiques pour le frottement du puits de forage pour différentes géométries de profil de puits. Rae et al. [40] ont utilisé un simulateur T&D pour planifier un puits de forage. Kaarstad et Aadnoy [19] ont étudié expérimentalement la dépendance du facteur de frottement à la température.

Les modèles les plus utilisés aujourd'hui incluent le modèle de Johancsik [18], le modèle modifié de Texas A&M et le modèle analytique de T&D en 3D développé par Aadnoy, Fazaeli et Hareland [27].

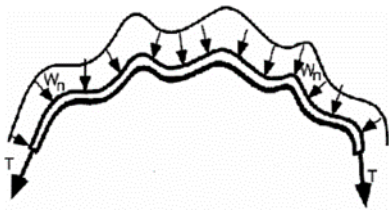


FIGURE 2.26 – Stiff-String sans contact

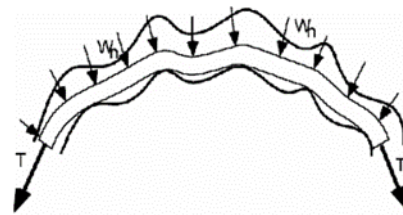


FIGURE 2.27 – Stiff-String avec contact

2.8.3 Soft-string vs Stiff-string

Les modèles de soft-string présentent des limitations, ne permettant pas de prédire l'apparition de la garniture dans un puits de forage tortueux, sous-estimant parfois le torque du train de tiges, évaluant mal les forces latérales de contact sur le train de tiges et ne contrôlant pas efficacement l'intégrité mécanique. En comparaison, les modèles de garnitures rigides offrent un meilleur contrôle de cette intégrité. La résistance au mouvement, régie par le coefficient de frottement, est proportionnelle au poids de l'objet en mouvement, similaire à la force normale entre les surfaces en contact. Bien que la traînée apparente ne se résume pas uniquement au frottement de glissement, la modélisation de la T&D reste utile en comprenant ses limites.[11]

L'usure du Tubage

3.1 Le Tubage : [32]

Le tubage est l'opération qui consiste à introduire une colonne de tubes dans le puits. L'espace annulaire ainsi formé est ensuite rempli de ciment pour protéger les parois du trou.

3.1.1 Rôle des colonnes de tubage : [32]

La colonne de tubage a pour rôle de prévenir l'effondrement des parois du puits, permettant ainsi de poursuivre le forage en toute sécurité et sans problème. Le choix du tubage doit se faire en fonction de plusieurs facteurs principaux :

- La profondeur prévue
- Les pressions attendues
- Le type d'effluent (huile ou gaz)
- Les risques de corrosion.

3.1.2 Contraintes subies par une colonne de tubage : [32]

a. Contraintes à l'écrasement : Les contraintes à l'écrasement résultent de la pression hydrostatique exercée par le fluide présent dans l'espace annulaire entre le tubage et le trou. Cette pression est contrebalancée par la pression régnant à l'intérieur de la colonne de tubage. Ces contraintes agissent à l'extérieur du tube et sont d'autant plus importantes que la profondeur est élevée, ce qui signifie que les tubes les plus bas sont les plus sollicités.

b. Contraintes à l'éclatement : Ces contraintes proviennent de la pression intérieure due aux fluides pouvant être produits par le puits. Cette pression intérieure est contrebalancée par la pression hydrostatique présente dans l'espace annulaire entre le tubage et le trou. Ces contraintes agissent à l'intérieur du tube.

c. Contraintes à la traction : Chaque tube descendu dans le puits subit une contrainte de traction due au poids de l'ensemble des tubes situés en dessous de lui, elle est d'autant plus importante que la profondeur du puits est élevée elle correspond au poids de la colonne dans l'air.

3.2 Contexte de l'usure :

3.2.1 Définition de l'usure et de l'usure du tubage : [35]

En science des matériaux, l'usure se réfère à l'érosion de la matière d'une surface solide due à l'action d'une autre surface. Elle découle des interactions de surface, notamment de l'enlèvement de matière d'une surface par une interaction mécanique. Dans les forages dirigés, la tension du câble de forage pousse les joints de l'outil rotatif contre la paroi interne du tubage pendant de longues périodes. Ce contact crée de l'érosion sur les joints de l'outil et le tubage, entraînant une perte de matière des surfaces solides. L'ampleur de l'usure dépend de plusieurs facteurs, notamment la vitesse de rotation (en particulier le nombre total de tours), les propriétés de la boue, les variations de charge et la sévérité de la courbe en dents de scie. Ces paramètres, ainsi que d'autres, seront examinés plus en détail dans ce chapitre. Les mouvements prolongés et répétés, tant axiaux que rotatifs, à l'intérieur du tubage entraînent une usure de sa paroi interne, pouvant provoquer des éruptions, des pertes de production et d'autres problèmes dangereux et coûteux. Pendant la phase de forage, le composant le plus coûteux est le tubage. En plus des matériaux coûteux utilisés pour le tubage et des coûts associés à sa coupe, son retrait et son remplacement en cas d'usure ou de dommages, l'usure du tubage pose des problèmes plus graves pour les opérateurs en raison des incidents catastrophiques potentiels. Ces incidents peuvent inclure des venues, des éruptions ou la perte du puits.



FIGURE 3.1 – Éclatement de tubage dû à une usure excessive

3.2.2 Formules mathématiques d'Usure : [11]

L'usure est causée par le frottement, qui se produit dans la direction de la somme vectorielle des vitesses. Généralement, la vitesse de rotation (v_{rot}) est supérieure à la vitesse de glissement (v_{slide}). Par exemple, en considérant un frottement à 120 tours par minute (tr/min) et un diamètre de 5 pouces ($D = 5''$), on obtient une usure correspondant à 157 pieds par minute, ce qui équivaut à environ 40 secondes par stand.

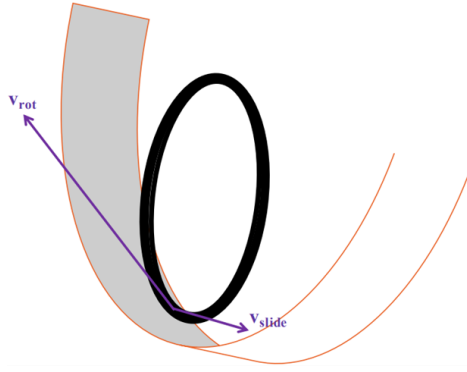


FIGURE 3.2 – Représentation de V_{rot} et V_{slide}

La formule du volume d'usure (W.B. Bradley ou R.W. Hall et al.) [11] :

$$\mathbf{Vw} = \mathbf{k} * \mathbf{Fside} * \mathbf{Lmove}$$

où k est le facteur d'usure [1/pression] influencé par la rugosité et la lubrification, et $Lmove$ représente le mouvement de glissement et de rotation. Il est important de noter que cette formule ne dépend pas de la section transversale du contact. Cependant, en cas de rotation, la section transversale du contact devient dépendante. La localisation de l'usure est déterminée par le modèle choisi.

3.2.3 Causes de l'usure du tubage : [17]

Pour analyser les forces à l'origine de l'usure du tubage, il est essentiel d'étudier le couple et la traînée (T&D) de la tige de forage pendant les opérations de forage. Le modèle mathématique et physique de base du couple et de la traînée n'a pas connu de changement significatif depuis la publication par Johancsik et al. de leur article sur la prédiction du couple et de la traînée. Tout mouvement de la tige dans un puits de forage dévié entraîne un amortissement et une dilatation le long de la tige. Le forage en avant ou le tripping génère un couple, tandis que la rotation produit une traînée. L'ampleur de l'effet de levier dépend de la combinaison de ces deux mouvements. Alors que le tripping crée une résistance, la rotation de la conduite convertit cette résistance en couple. Étant donné que les puits dits verticaux sont rares (l'action tourbillonnante de l'outil crée généralement une trajectoire de puits micro-hélicoïdale), le contact entre la tige de forage et son joint d'outil avec l'intérieur du tubage est inévitable. La force gravitationnelle agissant sur la tige de forage tend à la tirer vers le bas du puits de forage, tandis que la tension axiale sur la tige, dans une section d'accumulation, la pousse vers le haut du puits de forage. Selon le poids de la tige, la sévérité du rétrécissement du puits et la force axiale le long de la tige, celle-ci peut toucher le haut ou le bas du puits de forage.

L'analyse typique de la T&D commence par la division de la tige en petits éléments. On commence par l'élément inférieur, où le poids sur l'outil (WOB) et le couple sur l'outil (TOB) sont appliqués. Pour chaque élément, la force et le couple sont équilibrés, et la T&D au sommet de l'élément est calculée. Ce processus est répété pour chaque élément de la tige, de bas en haut, jusqu'à ce qu'elle atteigne le sol de l'appareil de forage. Cette analyse détermine également la direction et l'ampleur de la force latérale qui pousse la tige de forage contre le puits de forage.

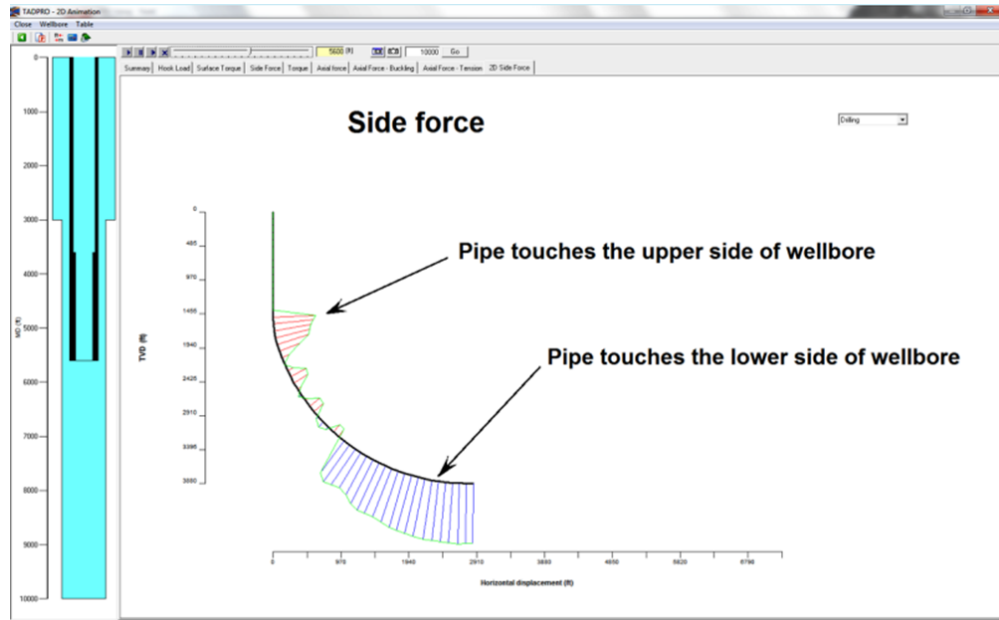


FIGURE 3.3 – Aperçu de la force latérale le long d’une Tige de forage

Sous l’effet de cette force latérale, l’articulation de l’outil rotatif sur la tige de forage frotte contre l’intérieur du tubage, progressivement l’acier de la paroi du tubage, formant ainsi une usure en forme de croissant, comme illustré dans la figure 3.4.



FIGURE 3.4 – L’usure en forme de croissant

L’intensité du frottement entre deux surfaces en contact dépend de la nature des surfaces en contact et de la composition de la boue de forage. Dans ce contexte, le revêtement du joint de l’outil est plus critique que celui de la paroi du tubage. L’évolution des revêtements de joint d’outil, passant du carbure de tungstène brut (qui pouvait endommager le tubage) à des matériaux plus respectueux du tubage, illustre cette importance.

Bien que le carbure de tungstène soit un excellent protecteur des joints d’outil, il peut provoquer une usure agressive du tubage. Ainsi, le choix du revêtement du joint d’outil est crucial pour réduire l’usure du tubage. Une fois un revêtement compatible avec le tubage sélectionné, le rôle de la boue de forage et de ses additifs devient plus significatif. Par exemple, les boues à base d’eau entraînent une usure du tubage environ deux fois plus importante que les boues à base d’huile. Les additifs lubrifiants peuvent réduire la friction et, par conséquent, l’usure.

En général, un angle d'attaque élevé entraîne une force latérale plus importante et une usure plus prononcée du tubage. Le profil d'usure correspond souvent à la sévérité de l'angle d'attaque. De plus, un régime plus élevé et une vitesse de rotation plus faible augmentent le temps de contact entre l'articulation de l'outil et le tubage, entraînant une usure plus agressive.

3.2.4 L'effet de l'usure du tubage et ses conséquences :

Bien que l'usure des tubages soit un problème ancien, la littérature publiée à ce sujet n'est pas abondante, ce qui peut entraîner un manque de documentation sur les conséquences et parfois une sous-estimation du risque associé. L'érosion de la paroi du tubage entraîne une modification de sa géométrie. Lorsque la force axiale exercée par la tige de forage maintient les articulations de l'outil rotatif contre la paroi interne du tubage, l'érosion peut réduire le diamètre de la paroi.

Les différents aspects qui affectent les conséquences de l'usure du tubage sont les suivants :

a. Intégrité du puits :

- Une réduction du diamètre de la paroi peut entraîner une diminution de la pression d'éclatement et de la pression d'effondrement du tubage, ce qui peut nécessiter l'abandon du puits si le problème n'est pas identifié à temps.

b. Durée de vie du puits :

- L'usure réduit la durée de vie des équipements de forage et des garnitures de tubage, ce qui peut affecter la résistance à l'éclatement et à l'effondrement du tubage.
- Dans les cas où les plateformes de forage ont un nombre limité d'emplacements, il est nécessaire de réutiliser les emplacements pour créer de nouvelles voies de forage. Cependant, l'usure du tubage doit être prise en compte pour garantir la sécurité de cette pratique.

c. Coût :

- Le coût économique de l'usure du tubage est difficile à calculer, mais il peut inclure les coûts de remplacement anticipé des actifs, les temps d'arrêt de l'appareil de forage, les réparations du tubage, les travaux de garniture liés à l'usure du tubage, la nécessité d'utiliser des chaînes de tubage supplémentaires pour sceller une zone usée, ainsi que les coûts de nettoyage de l'environnement et de contrôle du puits.

3.2.5 Types d'usure du tubage : [35]

Les principales formes d'usure rencontrées dans les tubages de forage sont les suivantes :

a. Usure par adhérence : Cette forme d'usure se produit lorsque deux surfaces en contact glissent l'une contre l'autre, entraînant le transfert de matière d'une surface à l'autre. Dans le contexte du tubage, cela se produit lorsque l'articulation de l'outil rotatif frotte contre la paroi interne du tubage, provoquant une usure de la paroi.

b. Usure par particules abrasives : Cette forme d'usure résulte de la présence de particules abrasives dans la boue de forage ou dans le fluide de forage. Ces particules peuvent éroder progressivement la paroi du tubage, en particulier dans les zones où la vitesse de rotation ou de translation est élevée.

c. Usure par polissage : Cette forme d'usure se produit lorsque les surfaces en contact se frottent l'une contre l'autre de manière répétée, ce qui entraîne l'élimination progressive des aspérités de surface. Cela peut se produire dans les zones où la tige de forage est en contact constant avec le tubage, provoquant un polissage de la paroi. Il est important de reconnaître que ces formes d'usure peuvent se produire simultanément mais dans des parties différentes du puits, en fonction des conditions de forage et des caractéristiques de la boue de forage.

3.2.6 Prévention : [17]

Les connaissances accumulées au fil des décennies à travers des études, des essais en laboratoire, des analyses post-travaux et la modélisation informatique fournissent une base solide pour les mesures préventives suivantes en matière d'usure du tubage :

- Minimiser la sévérité de la déviation et anticiper une déviation réelle d'au moins 1,5 fois la valeur prévue.
- Réduire la vitesse du rotor et utiliser un moteur de fond de puits.
- Améliorer le rendement global du processus.
- Sélectionner le type de boue approprié et ajouter des lubrifiants pour réduire l'usure et la friction.
- Installer des protecteurs de tiges de forage pour prévenir les dommages lors des opérations.
- Opter pour un tubage à paroi épaisse dans les zones sujettes à une usure prévue.
- Utiliser des logiciels spécialisés pour réduire les risques et améliorer la planification des opérations.

3.3 Quelques études faites :

La préoccupation concernant l'usure du tubage se pose généralement lors de l'étude de faisabilité ou de l'examen technique d'un programme de forage. Une vérification de la force latérale est effectuée pour les opérations de forage, de rotation hors du fond et de refoulement.

Il est important de noter que l'usure du tubage ne se limite pas au forage, mais peut également se produire lors de toute opération impliquant une rotation du train de tiges. Les forces latérales, le temps et la vitesse de rotation augmentent l'usure. Par exemple, la diagraphie par câble peut entraîner une usure ponctuelle en raison de la tension élevée du câble, qui exerce une force latérale importante sur une courte distance.

L'usure du tubage peut varier selon les conditions. Par exemple, la rotation hors du fond peut réduire la tension le long du tubage et diminuer ainsi l'usure dans certains cas. Cependant, dans d'autres cas, la rotation hors du fond peut entraîner un flambage du tubage, provoquant ainsi des forces latérales élevées sur la partie inférieure du train de tiges et augmentant l'usure.

La composition de la boue utilisée peut également influencer l'usure du tubage. Les boues à base d'huile peuvent réduire l'usure en raison de leur pouvoir lubrifiant élevé, tandis que les lubrifiants ajoutés aux boues à base d'eau peuvent également contribuer à réduire l'usure en réduisant la friction.

Les tooljoints sont la principale source d'usure du tubage.



FIGURE 3.5 – Tool joint hardbanding

Les tooljoints sont principalement les points de contact entre le train de tiges de forage et le tubage, et le matériau du joint d'outil ainsi que le rechargement dur sont les principaux facteurs de l'usure du tubage. Le Tableau 1 montre les facteurs d'usure du tubage définis expérimentalement pour différents types de joints d'outil (plus le chiffre est bas, mieux c'est). Notez que le carbure de tungstène rugueux produit des facteurs d'usure du tubage extrêmement élevés. Cela est dû à la pression de contact élevée entre un rechargement dur et le tubage, comparé au carbure de tungstène lisse qui entraîne des pressions de contact plus faibles. Une large gamme de facteurs d'usure du tubage dans les boues à base d'eau peut être attribuée à une variation des propriétés de la boue (additifs de pesée, lubrification, teneur en sable). Une première vérification que doit effectuer l'ingénieur de forage lorsqu'il tente d'évaluer l'usure potentielle du tubage est : le matériau de rechargement dur et son état. Un nouveau train de tiges de forage avec un rechargement dur respectueux du tubage peut parfois être le moyen le plus simple d'éviter les problèmes d'intégrité du puits.

Table 1. List of Experimentally Determined Wear Factors		
	Selections	Wear Factor (E-10 psi⁻¹)
Mud type	Water or Water based, Steel tool joint	0.5 to 40
	Oil based mud, Steel tool joint	0.3 to 5
Tool joint material	Smooth tungsten carbide	8.5
	Very rough tungsten carbide	1625
	Other proprietary casing-friendly hardbanding	1 to 6
Rotating Drill Pipe protector	Pipe protector started with rusted casing	4.1
	Pipe protector with average casing interior	2.1
	Pipe protector after polishing casing	0.06

FIGURE 3.6 – Tableau : facteurs d'usure du tubage des tooljoints. [28]

L'usure du tubage n'est pas un problème exclusif aux puits à déviation horizontale. Elle résulte principalement de forces latérales élevées entre le train de tiges de forage et le tubage, couplées à la rotation et à la durée d'utilisation. Dans les puits verticaux en eaux profondes, une tortuosité excessive peut entraîner des forces latérales très élevées en raison des charges de traction importantes dans la partie supérieure du trou, ce qui entraîne une usure significative du tubage. L'optimisation de la trajectoire peut en partie réduire l'usure du tubage. Cependant, dans les puits ERD et complexes, cette optimisation est souvent limitée par la géométrie du réservoir, les contraintes de surface, les limitations des outils d'anticollision et de complétion. Pendant l'exécution, maintenir une tortuosité minimale est crucial pour réduire les forces latérales et donc l'usure du tubage.

Pour simuler l'usure du tubage, le modèle de Torque & Drag (T&D) de la garniture peut être utilisé, mais son efficacité dépend du niveau de risque et de la complexité du puits. Pour les puits critiques à haut risque, un modèle de garniture rigide offre une prédiction plus précise de l'usure. Cependant, pour les puits à faible risque, un modèle de garniture souple peut suffire. Il est également important d'utiliser un logiciel qui tienne compte de la distribution radiale de l'usure, car les points de contact peuvent varier en fonction de l'opération.

Présentation du Puits OML-121

4.1 Introduction

Pendant notre stage pratique à l'entreprise nationale, nous avons travaillé sur le puits OML-121, foré et complété le 19/08/2017 avec une complétion 4"1/2 ancrée. Ce puits, équipé en gaz lift le 19/11/2019, a fait l'objet d'une étude réservoir et géologique montrant qu'une intervention Workover serait bénéfique pour améliorer sa productivité.

Le Workover, qui consiste à reprendre un puits pour le rééquiper, a pour objectif de maintenir ou d'améliorer ses performances. Pour ce puits, l'intervention vise à le reprendre en Short-Radius Slim-Hole 3"3/4 afin de le remettre en production optimale. Les forages à rayon court (short radius) nécessitent des équipements spécifiques comme des moteurs et des garnitures articulées, limitant la longueur des drains à environ 300 mètres. Le forage "slim hole", avec des diamètres plus petits que les puits conventionnels, permet de réduire les coûts mais exige des taux de rotation plus élevés. Nous prévoyons de sortir du trou vertical existant à partir d'une fenêtre de 6" créée à l'intérieur du tubage de 7" en réalisant un Side-track. Cette opération consiste à créer un nouveau trou à partir d'un puits existant pour contourner un obstacle ou ajuster la trajectoire. Dans notre cas, la section courbe de 6" sera forée jusqu'au sommet du réservoir (Cambrian Ra), avec un tubage de 4 1/2" fixé à 3347 m TVD. Ensuite, la section du trou de 3 3/4" permettra un atterrissage en douceur suivi d'un drainage horizontal jusqu'au TD prévu à 3381m TVD à travers le réservoir Cambrien R2.

4.2 Intérêt de l'intervention :

L'objectif de l'intervention est d'améliorer la performance de production du puits en effectuant un short radius. Les puits voisins forés dans le R2, ont montré de bonnes performances. Le travail vise à réaliser un sidetrack sur le puits OML-121 à partir d'un tubage de 7", en déviant de la verticale d'environ +/- 3292 m avec un azimut de 165 degrés.

4.3 Données du puits :

Coordonnées de location : X = 821045.146 , Y= 142439.639
Z (sol)=160.08 m , Z (Table) = 171.78 m , Elévation table de rotation : 7.94 m.

4.4 Profil du Puits OML-121 [34]

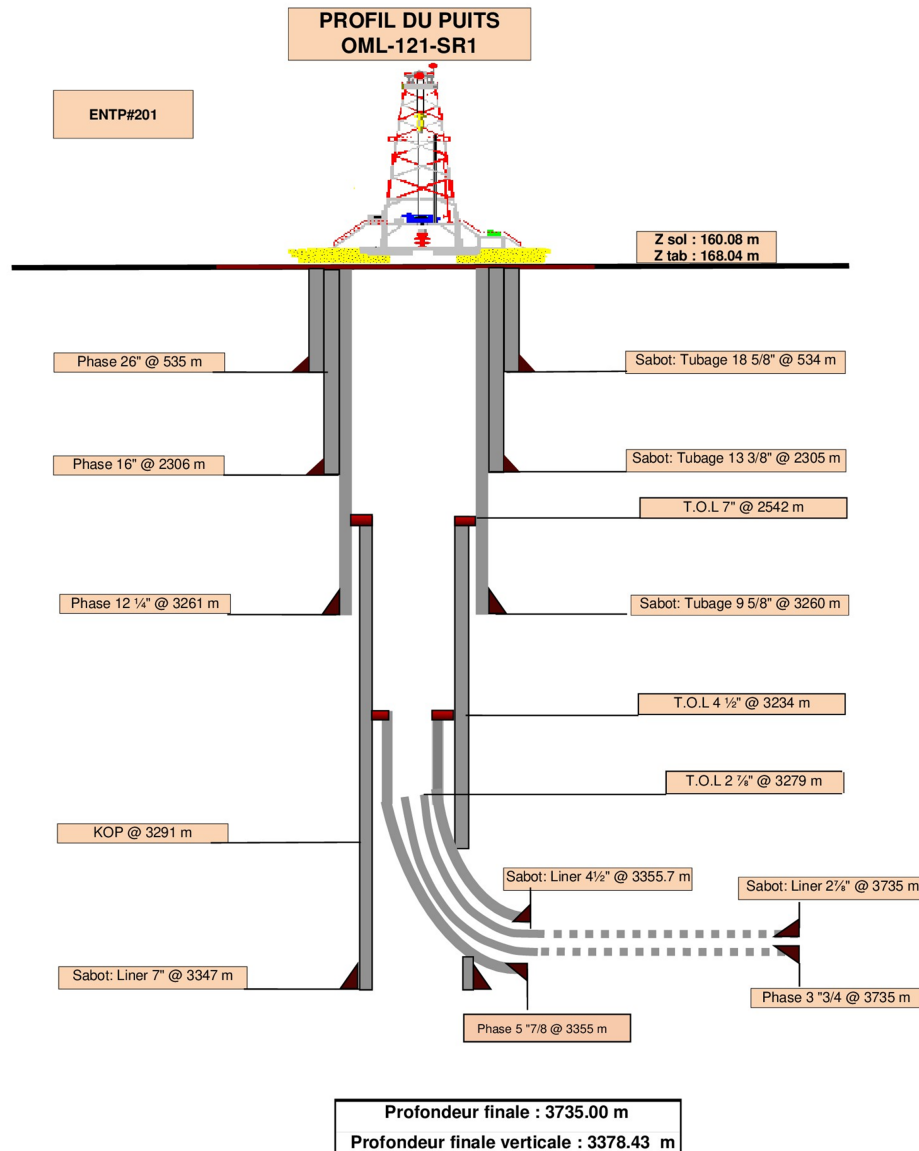


FIGURE 4.1 – Profil du Puits OML-121-SR1

4.5 Historique du puits : [33]

Le puits OML-121 est un puits producteur d'huile de la zone 8, foré et complété le 19/08/2017 avec un tubing de 4 1/2" ancré et un réservoir en open hole. Voici un résumé des principales opérations et mesures effectuées sur le puits qui ont permis de maintenir le puits en bon état de production et de surveiller sa performance au fil du temps :

- 02/08/2017 : Test de production (DST) avec un débit Q_0 de 3,63 m³/h, un IP de 0,149, un PG de 212,76 kg/cm² et un PFD de 182,8 kg/cm².
- 31/10/2017 : Opération spéciale de mise en production avec un nettoyage du puits à l'azote nitrifié et une descente jusqu'à Tag @ 3368 m. Le puits est laissé en torche avec Whp = 220 Psi.
- 01/01 - 12/01/2018 : Opération de Snubbing N°1 pour nettoyage du fond de puits.

- Opérations régulières de Slickline pour grattage et contrôle des dépôts.
- 01/11/2018 : Opération spéciale de nettoyage avec retour en production après nettoyage du puits.
- 19/12/2018 : Opération spéciale de nettoyage (clean out) avec retour de tous les fluides utilisés.
- 19/08 - 26/08/2019 : Opération Snubbing N°2 pour nettoyage du fond de puits et descente CCE.
- 16/06/2020 : Mesure de pression PFS avec $P_g = 192 \text{ kg/cm}^2$.
- 30/08/2020 : Mesure de pression PFD avec $P_{fd} = 91.51 \text{ kg/cm}^2$.
- 29/05 - 08/06/2021 : Opération Snubbing N°3 pour changement CCE et nettoyage du puits.

4.5.1 Historique de production :

Ce graphique illustre parfaitement le profil de production, de 2017 à 2022, mettant en évidence l'augmentation du GOR (Gas-Oil Ratio) et la diminution de la production après les opérations de forage et de gaz-lift. Cette tendance à la baisse de la productivité justifie pleinement la reprise du puits en short radius, proposée comme solution optimale pour la remise en production du puits.

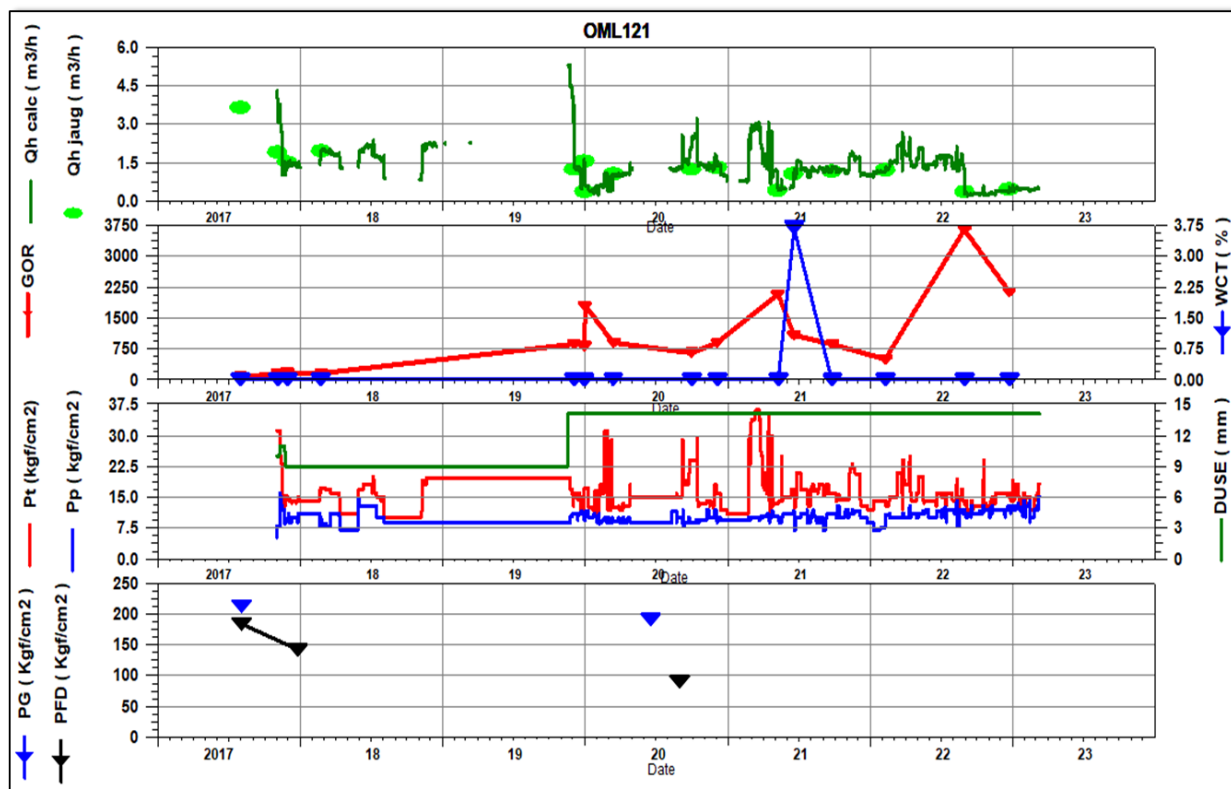


FIGURE 4.2 – Historique de production du puits [33]

4.6 Short-Radius réalisé :

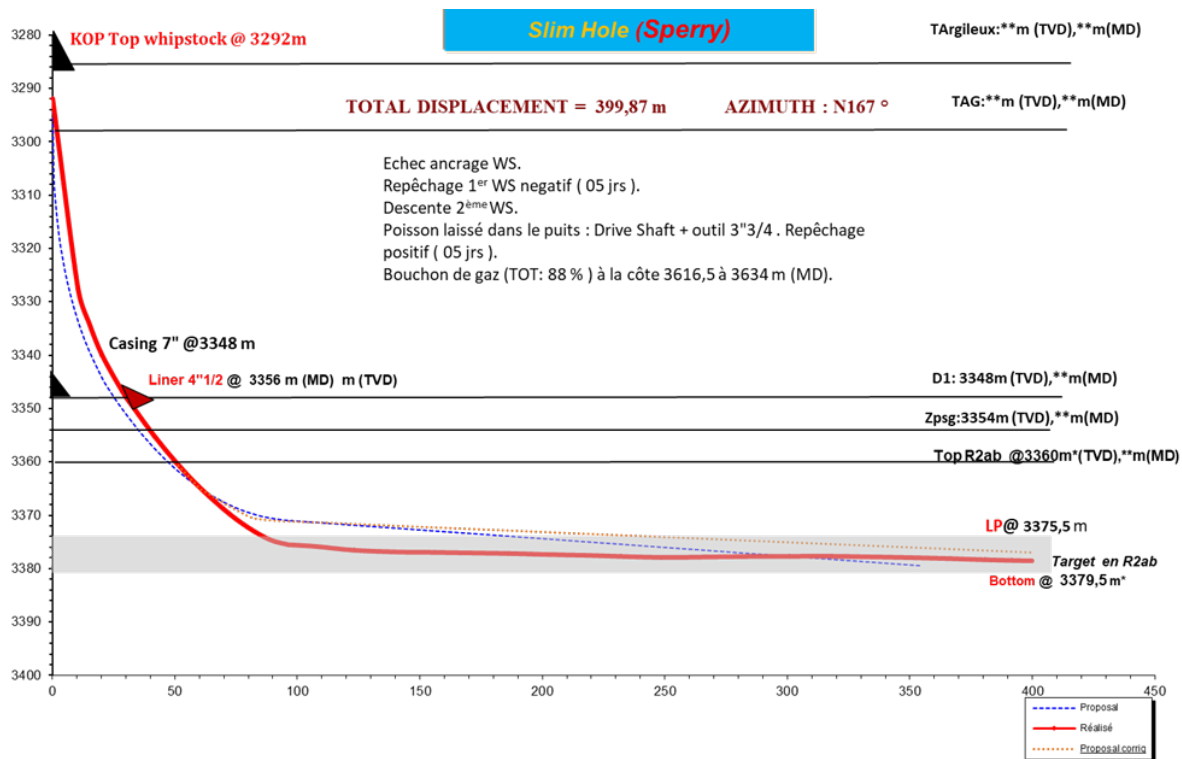


FIGURE 4.3 – Trajectoire du Short-Radius [34]

4.7 Garnitures de fond utilisées :

4.7.1 BHA utilisées :

Les assemblages de fond de trou utilisés pour le forage comprennent différents éléments essentiels. Dans la première section, une BHA de 6" (ou 5 7/8") est utilisé, avec un foret tricône TCI de Sperry-Drill et un moteur de forage PDM réglé à un angle de courbure de 3° ou ± 2.97 , associé à des outils MWD standard. Pour la deuxième section, une BHA de 3 3/4" est utilisé, avec un foret diamanté imprégné monté avec un PDM Sperry-Drill et des outils MWD DGWD Super Slim. La configuration du PDM comprend un réglage de courbure de 1,04° et est équipée d'un stabilisateur de manchon de 3 1/2".

4.7.2 Programme des outils :

Le programme de forage varie en fonction de la section de trou. Ainsi, pour la section courbe de 5 7/8" (ou 6"), un outil tricône TCI est utilisé, tandis que pour la section de drainage de 3 3/4", un outil diamanté imprégné est préféré. Ces choix de forets sont stratégiques, visant à optimiser les performances de forage en fonction des caractéristiques géologiques de chaque section. La configuration du PDM et l'utilisation de stabilisateurs contribuent à maintenir la trajectoire du puits de forage, assurant ainsi un forage précis et efficace.

COMPONENT DATA										
Item #	Description	Serial Number	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Weight (lbpf)	Top Connection	Bottom Connection	Length (m)	Cumulative Length (m)
1	TCI Tricone Bit		4.750	2.000	6.000	49.69	P 3-1/2" REG		0.20	0.20
2	4 3/4" TerraForce (3° FB) or (2.97° Stealth)		4.750	2.901		48.01	NC38	B 3-1/2" REG	5.07	5.27
	Btm Sleeve Stabilizer				5.500					
3	X-Over Sub		4.750	1.250		56.21	P 3-1/2" IF	P 3-1/2" IF	0.40	5.67
4	MWD		4.750	1.250		56.21	B 3-1/2" IF	P 3-1/2" IF	9.50	15.17
5	Downhole Screen		4.750	2.250		46.84			2.20	17.37
6	Float Sub		4.750	2.500		43.66	B 3-1/2" IF	P 3-1/2" IF	0.90	18.27
7	Cir Sub/UBHO in 1st run		4.750	2.500		43.66	B 3-1/2" IF	P 3-1/2" IF	0.80	19.07
8	12x DP 3-1/2" X 2.764" - 13.3#		3.500	2.764		14.49			110.40	129.47
9	31x 3-1/2" X 2-1/16" HWDP #25.30		3.500	2.063		21.40			285.20	414.67
10	Drilling Jar		4.750	2.250		46.84	B 3-1/2" IF	P 3-1/2" IF	9.00	423.67
11	5x 3-1/2" X 2-1/16" HWDP #25.30		3.500	2.063		21.40			46.00	469.67
12	45X DP 3-1/2" X 2.764" - 13.3#		3.500	2.764		12.34			414.00	883.67
13	X-Over Sub		4.750	2.813		39.21			0.80	884.47
14	DP's X 5" X 4.276" - 19.5#		5.000	4.276		21.92			9.30	893.77

FIGURE 4.4 – BHA utilisée pour la phase 6" [15]

COMPONENT DATA										
Item #	Description	Serial Number	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Weight (lbpf)	Top Connection	Bottom Connection	Length (m)	Cumulative Length (m)
1	Diamond Impreg Bit		3.125	1.125	3.750	22.75	P 2-3/8" REG		0.18	0.18
2	3 1/8" TerraForce Lobe 7/8 - 3.0 stg		3.375	1.958		18.80	B 2-3/8" REG	B 2-3/8" REG	4.22	4.40
	Btm Sleeve Stabilizer				3.500					
3	X-Over Sub		3.125	2.250		12.59	B 2.75" SA 8	P 2-3/8" REG	0.73	5.13
4	DGWD Super Slim		3.125	1.250		21.96	B 2.875" SA6	P 2.75" SA 8	7.81	12.94
5	Super Slim Flow Sub		3.280	2.750		8.55	B 2.875" SA 6	P 2.875" SA 6	0.95	13.89
6	Super Slim Cross -Over Sub		3.375	2.250		16.94	B 2-3/8" IF	P 2.875" SA6	0.86	14.75
7	X-Over Sub		2.870	1.060		19.04	B 2-3/8" REG	P 2-3/8" IF	0.12	14.87
8	X-Over Sub		2.870	1.060		19.04	B 2-7/8" PAC	P 2-3/8" REG	0.41	15.28
9	45x 2-7/8" X 2.151" - PAC		2.875	2.151		10.27			414.00	429.28
10	X-Over Sub		2.870	1.060		19.04	B 2-3/8" REG	P 2-7/8" PAC	0.28	429.56
11	X-Over Sub		2.870	1.060		19.04	B 2-3/8" IF	P 2-3/8" REG	0.38	429.94
12	12x DP 2-3/8" X 1.815"		2.375	1.815		7.01			110.40	540.34
13	X-Over Sub		3.500	2.812		11.62	B 3-1/2" IF	P 2-3/8" IF	1.17	541.51
14	Downhole Screen		4.820	3.375		31.70	B 3-1/2" IF	P 3-1/2" IF	2.19	543.70
15	Float Sub		4.650	2.250		44.33	B 3-1/2" IF	P 3-1/2" IF	0.94	544.64
16	15x 3-1/2" X 2-1/16" HWDP		3.500	2.063		25.30			141.00	685.64
17	Drilling Jar		4.750	2.250		46.84	B 3-1/2" IF	P 3-1/2" IF	4.90	690.54
18	5x 3-1/2" X 2-1/16" HWDP		3.500	2.063		25.30			46.00	736.54
19	57X DP's 3-1/2" X 2.764" - 13.3#		3.500	2.764		14.49			524.40	1260.94
20	X-Over Sub		4.750	2.813		39.21			0.80	1261.74
21	DP's X 5" X 4.276" - 19.5# (To surface)		5.000	4.276		21.92			9.30	1271.04

FIGURE 4.5 – BHA utilisée pour la phase 3 3/4" [15]

4.8 Paramètres de boue :

MW (s.g)	FV (sec/l)	PV (cps)	YP (g/100cm ²)	Gel 0/10 (g/100cm ²)	Filtrat (cc/30')	O/W
0.90-0.92	46-49	8	6 - 8	6/8	5 - 6	90/10

TABLE 4.1 – Paramètres de boue

4.9 Différentes phases réalisées :

4.9.1 Phase 3”3/4 (De 3426.5 à 3735 m) KOP @ 3291 m

La phase a débuté le 10 mars 2024, avec le forage commençant le 11 mars 2024 et se terminant le 7 avril 2024, suivie de la clôture de la phase le 8 avril 2024, pour une durée totale de 29 jours. L'intervalle de profondeur exploré s'étend de 3426,5 m à 3735 m.

1. Descente de la première garniture de forage dirigé avec un outil imprégné 3 3/4” N^o 1 dans le tubage jusqu'à la cote 3355.7 m (Sabot 4 1/2”). Continuation de la descente librement dans le découvert jusqu'à la cote 3426.5 m, puis forage dévié de 3426.5 m jusqu'à 3433.5 m, avec un avancement moyen de 2.60 m/hr.
2. Descente de la deuxième garniture de forage dirigé avec un outil imprégné 3 3/4” jusqu'à la cote 3355.7 m (Sabot 4 1/2”). Continuation de la descente librement dans le découvert jusqu'à la cote 3433.5 m, puis forage dévié de 3433.5 m jusqu'à 3454.3 m, avec un avancement de 2.04 m/hr.
3. Descente de la troisième garniture de forage dirigé avec un outil imprégné 3 3/4” jusqu'à la cote 3355.7 m (Sabot 4 1/2”). Continuation de la descente jusqu'à 3454.3 m, puis forage dévié de 3454.3 m jusqu'à 3509 m, avec un avancement moyen de 1.99 m/hr. Après l'outil fut remonté.
4. Suite à la constatation que l'outil était resté au fond, une opération de repêchage a été tentée plusieurs fois, mais sans succès. En termes techniques, un "fish" (ou bien poisson) peut être n'importe quel objet qui a été perdu ou bloqué dans un trou de forage, et qui a un impact négatif sérieux sur les opérations de puits. Les "fish" peuvent être de tout type, que ce soit une garniture de forage qui s'est détachée, un cône de trépan, ou même un outil à main qui a été accidentellement lâché dans le puits. Pour résoudre ce problème, le "fishing" (ou bien repêchage) implique l'utilisation d'outils spéciaux et de procédures pour récupérer le "fish" et permettre la poursuite du forage.
5. Changement de Die collar et tentative de repêchage infructueuse jusqu'à la cote 3351 m en raison d'un problème d'impasse. Un "Die collar", est un outil spécial de repêchage externe qui s'engage avec les objets tubulaires tombés tels que les tiges de forage et les tubages pétroliers, en tapant sur la paroi externe des objets.
6. Nouvelle tentative de repêchage avec un Die collar plus petit, mais le poisson reste au fond.
7. Réussite du repêchage à la cote 3476 m en utilisant un Overshot 3”5/8.
Un Overshot est un outil de pêche qui est attaché au tubage ou à la tige de forage et abaissé sur la paroi extérieure du tubage ou des tiges de pompage perdues ou coincées dans le puits. Un dispositif de friction dans l'overshot, généralement soit un panier soit un crochet en spirale, saisit fermement le tubage, permettant au fish d'être retiré du trou.
8. Descente de la quatrième garniture de forage dirigé avec un outil imprégné 3 3/4” N^o 02 jusqu'à la cote 3355.7 m (Sabot 4 1/2”). Continuation de la descente jusqu'à 3509 m, puis forage dévié jusqu'à 3582 m, avec un avancement moyen de 1.75 m/hr. Ainsi l'outil fut remonté.
9. Descente des cinquième et sixième garnitures de forage dirigé jusqu'à différentes profondeurs, avec des avancements moyens de 1.46 à 1.30 m/hr, suivies de remontées pour nettoyage du puits.

4.9.2 Phase de Complétion :

La complétion consiste à préparer le puits à produire. Elle débute à l'issue de la phase de forage d'exploration. Il s'agit de réaliser la liaison couche-trou en forant le réservoir et de traiter la couche, puis d'équiper et de mettre le puits en production. La configuration de la complétion permet d'assurer la tenue des parois de trou ainsi que la sélection du fluide ou du niveau à produire, tout en permettant un passage aisé du fluide. Elle doit aussi assurer la sécurité du puits, en faciliter les mesures et l'entretien et permettre de réguler le débit de production. La phase a débuté le 8 mars 2024 et s'est achevée le 13 mars 2024. Le Top Liner crépine 2 7/8" a été installé à une profondeur de 3279 m, et le Sabot Liner crépine 2 7/8" à 3735 m. La durée a été de 4 jours.

- Descente avec une colonne de liner crépines composée de 40 joints de tubing crépines et 08 joints pleins jusqu'à 3735 m, puis largage de la colonne et remontée des tiges 3"1/2 en surface.
- Descente d'une garniture lisse munie d'un outil PDC 3"3/4 pour confirmer le top du Liner 2"7/8 à 3279 m, suivie d'une circulation de nettoyage du puits avant de remonter l'outil à la surface.
- Descente d'un scraper 7" pour gratter l'intervalle de 3120 jusqu'à 3233 m.
- Contrôle du passage à l'intérieur du Liner 2"7/8 par une garniture munie d'un Junk Mill.

Modélisation du Torque and Drag

5.1 Introduction

Comme indiqué précédemment, la modélisation T&D dans ce projet a été réalisée à l'aide du logiciel Landmark. Le logiciel Landmark comporte plusieurs applications, parmi elles on trouve : COMPASS™, WellPlan™ et CasingWear™. Dans ce projet, la modélisation T&D sera réalisée à l'aide de WellPlan™, mais certaines données doivent être saisies dans COMPASS afin d'obtenir la géométrie du puits. Avant de passer au processus de modélisation, il est nécessaire d'expliquer brièvement le logiciel Landmark et ses composants.

5.2 Logiciel Landmark :

5.2.1 Compass :

Compass est un logiciel de planification de puits directionnel développé. Il est utilisé pour la planification des trajectoires, la gestion des données de mesures et l'analyse anti-collision. Le logiciel est déployé sur le modèle de données de l'ingénieur (Landmark's Engineer's Data Model EDM) de Landmark, ce qui permet d'assurer la cohérence des données et de réduire la durée des cycles de planification en partageant des données communes. Compass a trois fonctions principales : la planification pour concevoir la forme des trajectoires de puits proposées, l'étude pour calculer la position de la trajectoire du puits tel qu'il a été foré, et l'anti-collision pour calculer la distance entre les trajectoires de puits.[13]

5.2.2 CasingWear :

À mesure que la complexité des puits augmente, la demande de solutions de conception de puits plus fiables et plus rentables nécessite l'innovation et la modernisation des techniques traditionnelles, y compris celles qui affectent l'intégrité des puits. Le logiciel CasingWear Well Integrity est intégré à la suite complète Engineer's Desktop™ (EDT™), qui partage les données entre toutes les applications de forage et de complétion Halliburton Landmark pour aider à réduire les coûts et à optimiser la production tout au long du cycle de vie de la construction des puits. [12]

5.2.3 WellPlan :

Wellplan, un composant du logiciel Landmark, est utilisé pour résoudre divers défis techniques comme l'ERD, le forage de trous étroits, le forage en eaux profondes et les zones sensibles sur le

plan environnemental. Utilisé sur site ou en bureau, il intègre des fonctions d'ingénierie pendant les phases de conception et d'exploitation des puits, anticipant les problèmes potentiels et évaluant divers scénarios tels que le comportement de l'assemblage de fond de trou, le couple et la traînée, les risques de blocage, la cimentation, l'hydraulique et l'amorçage de puits. Pour ce projet, le module T&D sera examiné.[14]

Le module T&D de Wellplan analyse les charges prévues lors des opérations de forage et de tubage, diagnostiquant les poids et couples attendus pendant l'amorçage, l'extraction, la rotation sur et hors du fond, le forage par glissement et le refoulement. Cela permet aux ingénieurs de vérifier si l'appareil de forage sélectionné répond aux exigences de conception du puits et d'évaluer le déroulement des opérations.

L'analyse T&D repose sur le modèle de câble de Dawson, où la corde de travail est considérée comme un câble extensible avec une rigidité en flexion nulle. On suppose que la ligne centrale de la corde suit celle du puits, bien que la corde soit en contact avec le côté du puits pour l'analyse de la force de contact. Le frottement est pris en compte dans une seule direction, définie par le type d'analyse (entrée, sortie, rotation).

Le modèle Wellplan T&D n'inclut pas le nettoyage du puits et suppose que tous les déblais sont enlevés. Pour ce projet, la modélisation T&D sera réalisée pour les opérations suivantes :

- Tripping in
- Tripping out
- Rotating on bottom
- Rotating off bottom

5.3 Activités pertinentes pendant le forage d'un puits :

Les activités qui peuvent être réalisées pendant le forage d'un puits et identifiées à partir de données en temps réel comprennent :

- Forage sans mouvements dans la direction axiale, ou avec des mouvements négligeables.
- Alésage (Reaming and Back-reaming)
- Tripping in sans rotation, RIH
- Tripping out sans rotation, POOH
- Pick up/rotate/slack off, PRS, test.

5.4 Méthodologie de modélisation du couple et de la traînée :

5.4.1 Analyse des données existantes :

Le processus d'analyse comprend la révision des données disponibles sur les puits et les champs pour comprendre et recueillir les informations nécessaires à la modélisation, telles que :

- Les données de surface et de sous-surface du champ et des puits, y compris celles concernant l'emplacement de la cible.
- Les données relatives au Bas-Hole Assembly (BHA) et au train de tiges du puits.
- La trajectoire du puits.
- Les propriétés de la boue.
- Les données de Torque & Drag (T&D) sur le terrain.

Ensuite, toutes ces données sont chargées dans le logiciel Landmark pour obtenir la géométrie des puits et simuler le Torque & Drag.

5.4.2 Entrée des données dans Compass :

Dans le cadre de ce projet, Compass doit générer la trajectoire ou le profil des puits pour le puits horizontal OML-121. Avant de saisir les données, voici un aperçu de l'interface Compass.

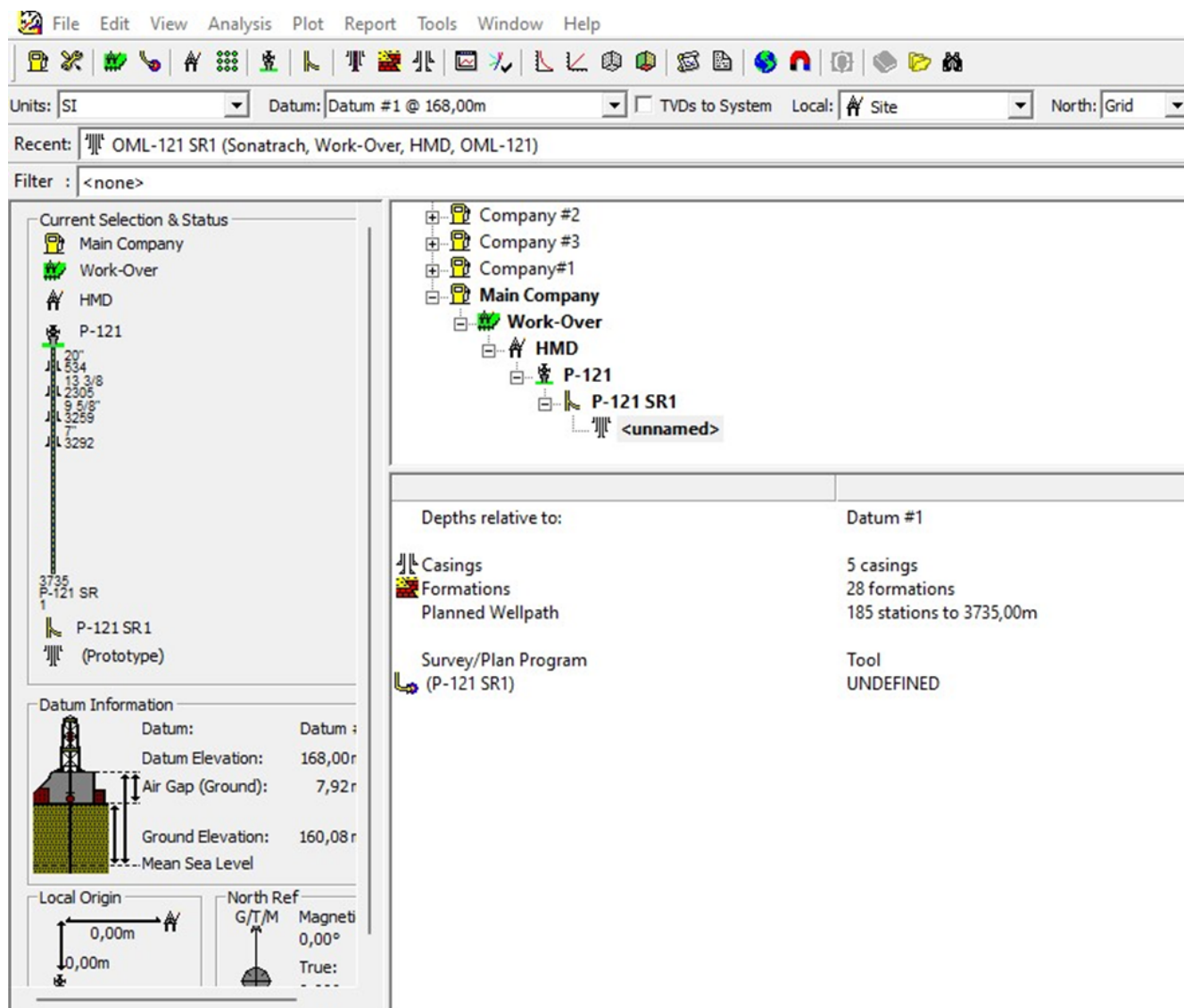


FIGURE 5.1 – Interface du module COMPASS

Pour obtenir la géométrie du puits, certaines données de base doivent être saisies, telles que : nouvelle société, nouveau champ, nouveau site, nouveau puits et nouvelle trajectoire de puits. Les figures illustrent les données saisies dans chaque section respectivement. Ensuite, les données de l'étude seront saisies à partir du rapport du plan de puits.

Les figures qui suivent illustrent les propriétés de la compagnie(5.2), du projet(5.3, 5.4), du site(5.5, 5.6, 5.7, 5.8), du puits(5.9, 5.10), de conception du plan(5.11, 5.12) et les propriétés de mesures(5.13, 5.14, 5.15).

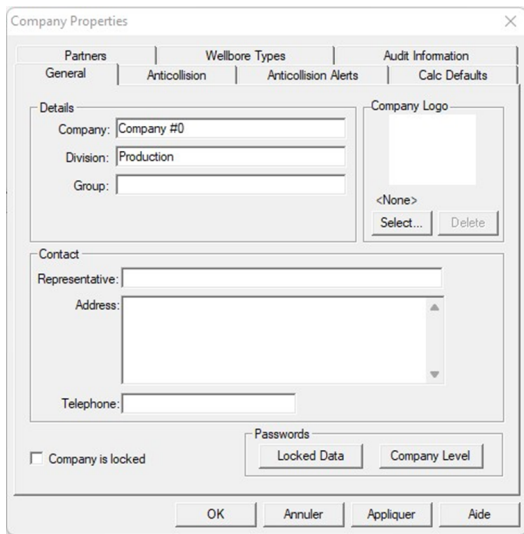


FIGURE 5.2 – Propriétés de la compagnie

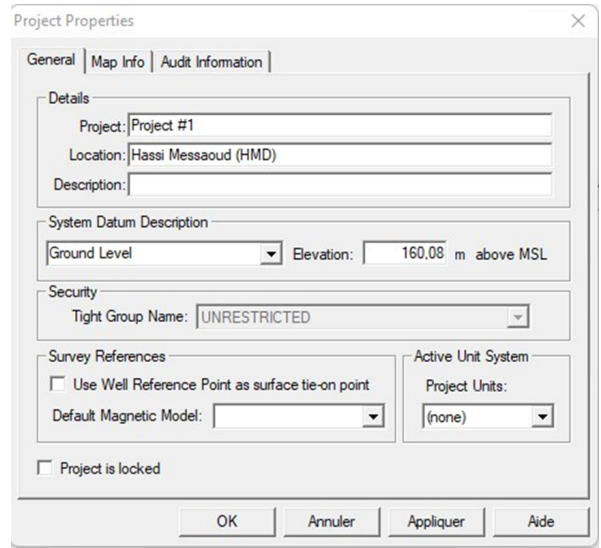


FIGURE 5.3 – Propriétés du projet

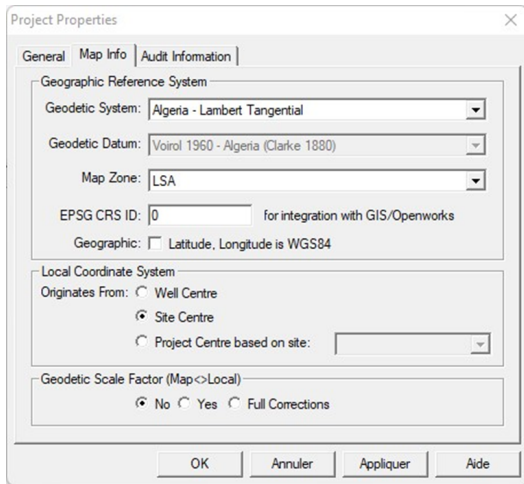


FIGURE 5.4 – Propriétés du projet

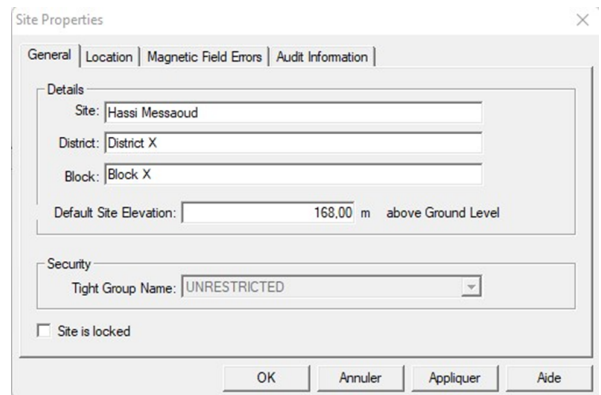


FIGURE 5.5 – Propriétés du site

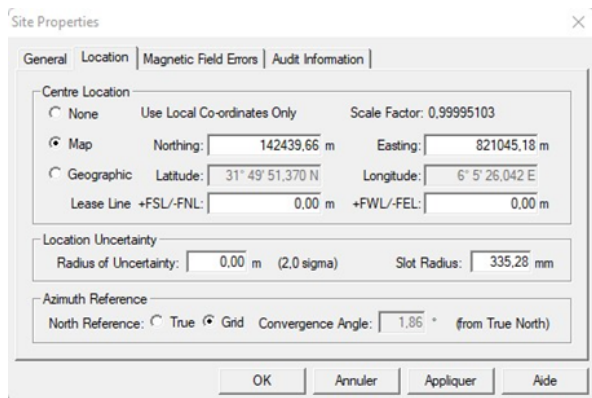


FIGURE 5.6 – Propriétés du site

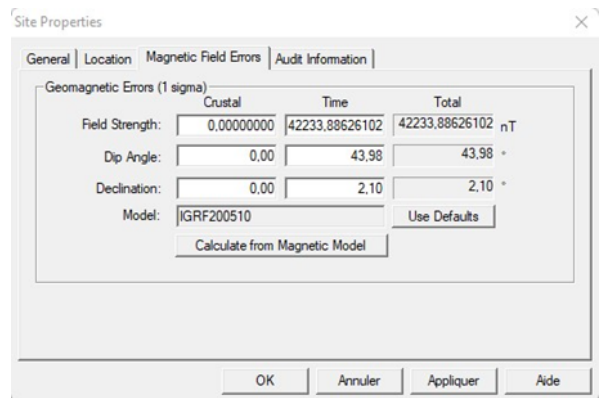


FIGURE 5.7 – Propriétés du site

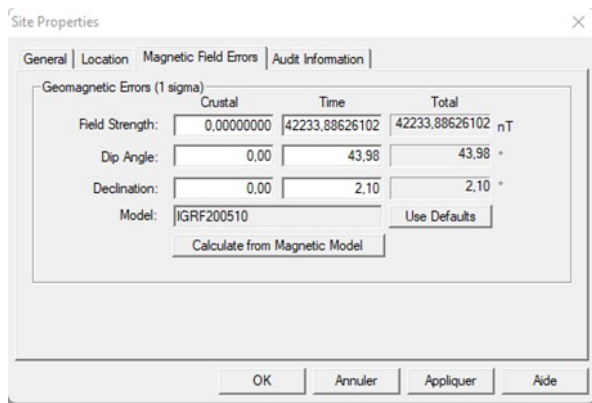


FIGURE 5.8 – Propriétés du site

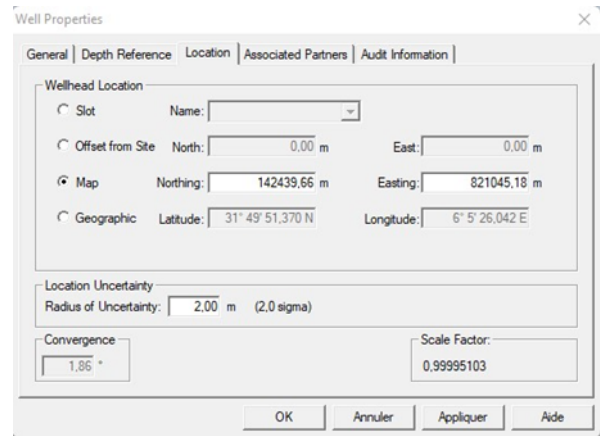


FIGURE 5.9 – Propriétés du puits

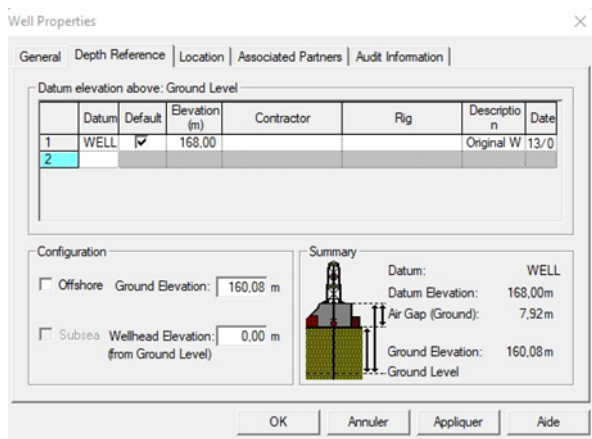


FIGURE 5.10 – Propriétés du puits

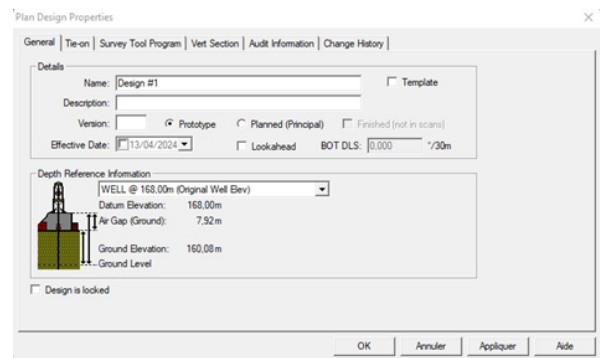


FIGURE 5.11 – Propriétés de conception du plan

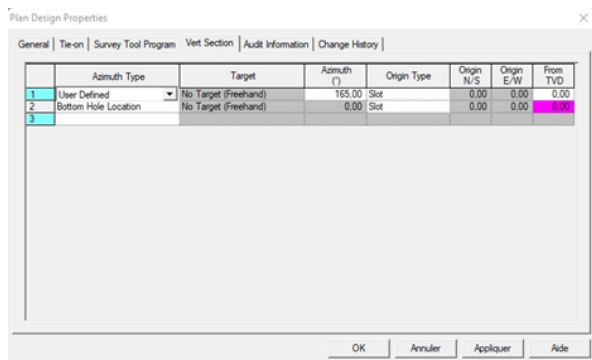


FIGURE 5.12 – Propriétés de conception du plan

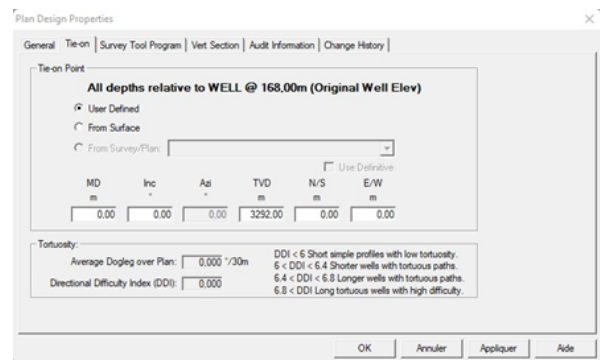


FIGURE 5.13 – Propriétés de conception du plan

	MD (m)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (m)	N/S (m)	E/W (m)	V.Sec. (m)	Dogleg (°/30m)	T.Face (°)
122	3292,00	0,00	0,00	3292,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,00
123	3294,00	1,76	152,59	3294,00	-0,03	0,01	0,03	26,473	152,59
124	3300,00	7,06	152,59	3299,98	-0,44	0,23	0,48	26,473	0,00
125	3306,00	12,35	152,59	3305,89	-1,33	0,69	1,46	26,473	0,00
126	3312,00	17,65	152,59	3311,69	-2,71	1,41	2,97	26,473	0,00
127	3318,00	22,94	152,59	3317,31	-4,56	2,36	4,98	26,473	0,00
128	3324,00	28,24	152,59	3322,72	-6,86	3,56	7,50	26,473	0,00
129	3329,60	33,18	152,59	3327,53	-9,40	4,87	10,27	26,473	0,00
130	3330,00	33,43	152,74	3327,87	-9,59	4,97	10,49	19,692	18,06
131	3337,50	38,14	155,19	3333,95	-13,53	6,89	14,76	19,692	17,93
132	3342,00	42,07	156,92	3337,39	-16,18	8,07	17,61	27,233	16,53
133	3345,60	45,23	158,13	3340,00	-18,48	9,02	20,07	27,233	15,20
134	3346,70	46,23	158,97	3340,77	-19,22	9,31	20,85	31,681	31,36
135	3349,75	49,02	161,15	3342,82	-21,33	10,07	23,09	31,681	30,77
136	3352,80	51,84	163,15	3344,76	-23,57	10,79	25,43	31,681	29,30
137	3355,85	54,70	165,01	3346,59	-25,92	11,46	27,87	31,681	28,02
138	3356,70	55,50	165,50	3347,07	-26,59	11,64	28,57	31,681	26,91
139	3360,00	56,23	164,01	3348,93	-29,23	12,36	31,30	13,009	-59,87
140	3362,50	56,79	162,90	3350,30	-31,23	12,95	33,38	13,009	-59,04
141	3372,00	59,23	164,74	3355,34	-38,96	15,19	41,43	9,146	33,09
142	3375,00	60,23	165,15	3356,85	-41,47	15,87	44,02	10,572	19,43
143	3382,00	62,56	166,06	3360,20	-47,42	17,39	50,16	10,572	19,22
144	3390,00	64,92	166,93	3363,74	-54,39	19,07	57,33	9,328	18,58
145	3392,30	65,60	167,18	3364,70	-56,43	19,54	59,42	9,328	18,19
146	3404,00	69,26	169,00	3369,19	-67,00	21,76	70,22	10,326	25,02
147	3410,00	71,61	168,70	3371,20	-72,55	22,86	75,87	11,840	-6,97
148	3413,80	73,10	168,51	3372,35	-76,09	23,57	79,49	11,840	-6,87
149	3420,00	76,38	169,92	3373,99	-81,97	24,69	85,46	17,172	22,73
150	3423,10	78,02	170,61	3374,67	-84,95	25,20	88,48	17,172	22,36
151	3425,95	81,59	171,00	3375,18	-87,72	25,65	91,28	37,785	6,12
152	3429,00	85,41	171,40	3375,52	-90,71	26,11	94,30	37,785	6,06
153	3431,10	88,04	171,68	3375,64	-92,79	26,42	96,38	37,785	6,01

FIGURE 5.14 – Propriétés des mesures

	MD (m)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (m)	N/S (m)	E/W (m)	V.Sec. (m)	Dogleg (°/30m)	T.Face (°)
154	3432,05	89,22	171,80	3375,66	-93,72	26,56	97,33	37,698	5,87
155	3432,50	89,79	171,86	3375,67	-94,17	26,62	97,78	37,698	5,87
156	3435,00	89,07	171,88	3375,69	-96,65	26,98	100,27	8,613	178,40
157	3442,50	86,92	171,94	3375,96	-104,07	28,03	107,73	8,613	178,40
158	3450,00	87,39	170,49	3376,33	-111,47	29,18	115,20	6,093	-72,20
159	3457,90	87,88	168,96	3376,65	-119,23	30,58	123,08	6,093	-72,13
160	3475,70	90,03	169,86	3376,98	-136,73	33,85	140,85	3,928	22,72
161	3480,00	89,86	169,92	3376,98	-140,96	34,61	145,14	1,280	160,17
162	3490,90	89,42	170,08	3377,05	-151,69	36,50	156,02	1,280	160,17
163	3506,00	89,81	170,97	3377,15	-166,59	38,99	171,09	1,930	66,34
164	3510,00	89,71	170,34	3377,17	-170,54	39,64	175,08	4,772	-99,35
165	3521,10	89,42	168,60	3377,25	-181,45	41,66	186,16	4,772	-99,35
166	3536,10	89,17	166,60	3377,44	-196,10	44,89	201,16	4,031	-97,14
167	3540,00	89,29	166,25	3377,49	-199,89	45,80	205,06	2,834	-71,34
168	3552,30	89,66	165,15	3377,60	-211,80	48,84	217,36	2,834	-71,33
169	3567,00	88,74	165,77	3377,81	-226,03	52,53	232,05	2,264	146,03
170	3570,00	88,94	166,02	3377,87	-228,94	53,26	235,05	3,234	51,40
171	3583,50	89,85	167,16	3378,01	-242,07	56,39	248,55	3,234	51,39
172	3601,50	90,71	169,64	3377,93	-259,70	60,01	266,54	4,375	70,87
173	3618,90	89,91	167,85	3377,83	-276,77	63,40	283,92	3,380	-114,07
174	3630,00	90,15	167,94	3377,83	-287,62	65,73	295,02	0,694	20,73
175	3636,00	90,28	167,99	3377,80	-293,49	66,98	301,02	0,694	20,73
176	3653,50	89,78	166,78	3377,79	-310,57	70,80	318,52	2,244	-112,45
177	3660,00	89,61	165,56	3377,83	-316,88	72,36	325,02	5,690	-97,74
178	3667,60	89,42	164,13	3377,89	-324,21	74,35	332,61	5,690	-97,74
179	3684,80	89,63	162,57	3378,03	-340,69	79,27	349,79	2,745	-82,34
180	3690,00	89,44	163,10	3378,08	-345,66	80,81	354,97	3,222	109,58
181	3701,20	89,04	164,23	3378,23	-356,40	83,96	366,16	3,222	109,57
182	3716,00	89,32	164,55	3378,44	-370,66	87,94	380,95	0,862	48,81
183	3720,00	89,33	164,46	3378,48	-374,51	89,01	384,94	0,714	-83,42
184	3727,00	89,35	164,29	3378,56	-381,25	90,89	391,94	0,714	-83,42
185	3735,00	89,50	167,00	3378,64	-389,00	92,88	399,94	10,178	86,85

FIGURE 5.15 – Propriétés des mesures

5.4.3 Entrée des données dans WellPlan :

Comme indiqué précédemment, la modélisation du Torque & Drag dans ce projet sera réalisée à l'aide de Wellplan. Cela implique l'utilisation d'un module T&D, de cas et de paramètres spécifiques

qui doivent être saisis. Voici une brève explication des données qui ont été saisies et de celles qui doivent l'être.

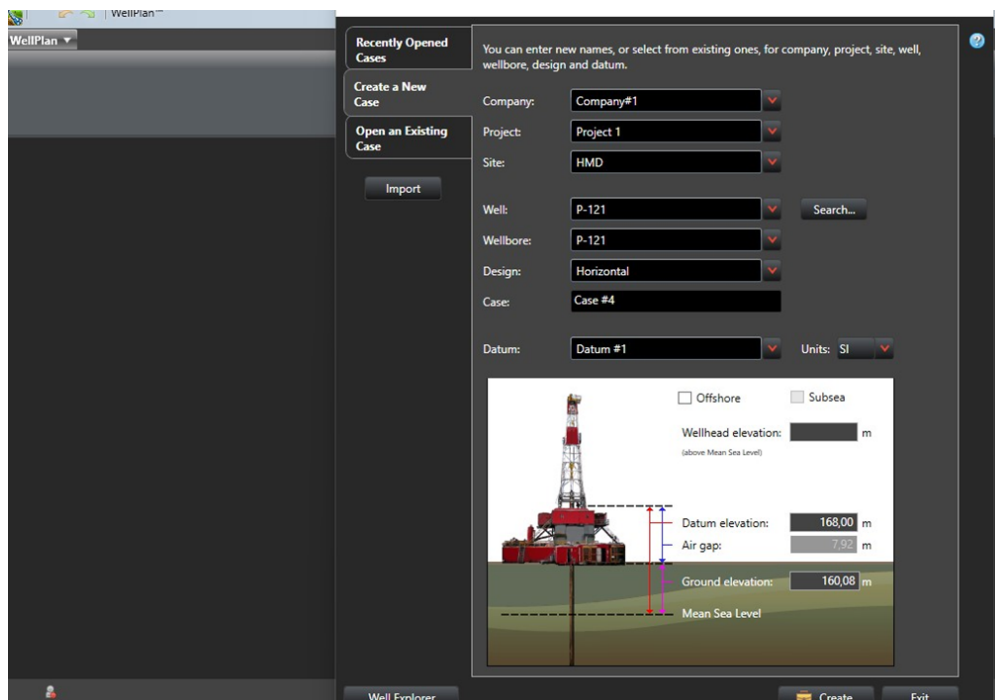


FIGURE 5.16 – Interface du module WellPlan

5.4.3.1 Généralités :

Dans cette section, les données générales du puits, telles que l'origine Nord, Est, l'azimut, la profondeur du puits en profondeur mesurée (MD) et le point de référence, sont saisies.

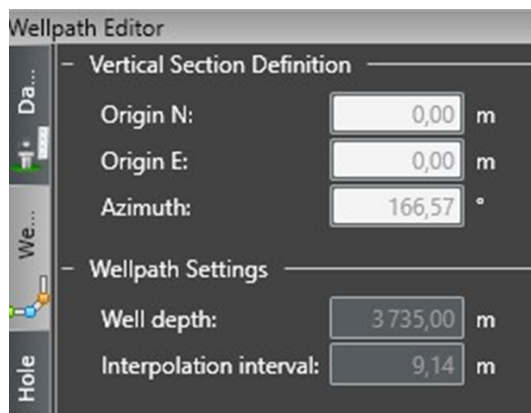


FIGURE 5.17 – Généralités

5.4.3.2 Éditeur de puits de forage :

L'éditeur de puits permet à l'utilisateur de saisir les informations relatives au puits pour le tubage et le trou ouvert, telles que la longueur, le diamètre interne (ID) et le facteur de friction. Le facteur de friction est supposé ou peut être comparé ultérieurement avec les données réelles. Il convient de noter que dans ce projet, le facteur de friction est adapté aux données réelles de Torque & Drag disponibles.

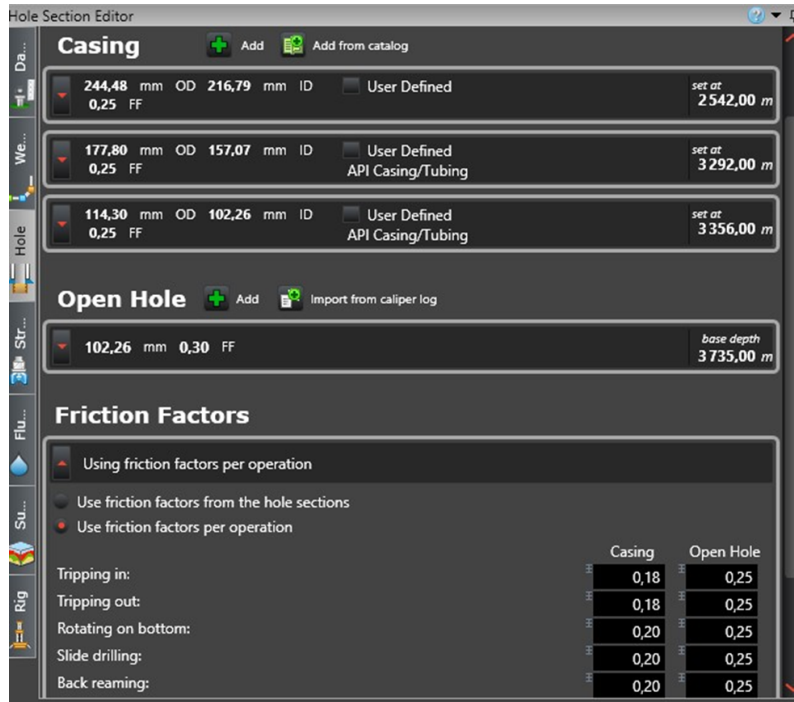


FIGURE 5.18 – Hole Section Editor

5.4.3.3 Éditeur de la garniture :

Les données relatives au câble et à la Bas-Hole Assembly (BHA) peuvent être saisies dans l'éditeur de câble. Elles comprennent le diamètre extérieur, la limite d'élasticité, la résistance à la torsion, le poids, etc.

String name: Assembly
String depth: 3 735,00 m
Sort order: Bottom to Top

	Section Type	Length (m)	MD (m)	OD (mm)	ID (mm)
1	Bit	0,198	3 735,00	95,25	
2	Stabilizer	1,524	3 734,80	76,20	31,75
3	Sub	0,914	3 733,28	82,30	42,67
4	Drill Pipe	354,000	3 732,36	60,33	46,10
5	Sub	0,914	3 378,36	88,39	30,48
6	Heavy Weight	60,230	3 377,45	88,90	57,15
7	Jar	9,754	3 317,22	96,00	57,15
8	Sub	0,280	3 307,47	88,39	30,48
9	Sub	0,914	3 307,19	96,00	54,86
10	Drill Pipe	141,000	3 306,27	88,90	70,21
11	Sub	0,914	3 165,27	152,40	54,86
12	Heavy Weight	175,860	3 164,36	88,90	57,15
13	Sub	0,914	2 988,50	88,39	42,67

FIGURE 5.19 – Editeur de la garniture

5.4.3.4 Éditeur de mesures :

Dans l'éditeur de levés, le MD, l'inclinaison et l'azimut sont insérés à partir du fichier de levés du rapport journalier de forage (DDR) du puits. Le TVD, le dogleg et la section verticale sont calculés automatiquement à partir des données de MD, d'inclinaison et d'azimut insérées. Comme indiqué, les données de l'éditeur de levés se trouvent à l'annexe A sous la forme d'un rapport de levés standard.

MD (m)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (m)	DLS (°/30m)	AbsTort (°/30m)	RelTort (°/30m)	VSect (m)	North (m)	East (m)	Build (°/30m)	Walk (°/30m)
3292,00	0,00	0,00	3292,00	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000
3294,00	1,76	152,59	3294,00	26,473	0,016	0,000	0,03	-0,03	0,01	26,473	0,000
3300,00	7,06	152,59	3299,98	26,473	0,064	0,000	0,48	-0,44	0,23	26,473	0,000
3306,00	12,35	152,59	3305,89	26,473	0,112	0,000	1,46	-1,33	0,69	26,473	0,000
3312,00	17,65	152,59	3311,69	26,473	0,160	0,000	2,97	-2,71	1,41	26,473	0,000
3318,00	22,94	152,59	3317,31	26,473	0,207	0,000	4,98	-4,56	2,36	26,473	0,000
3324,00	28,24	152,59	3322,72	26,473	0,255	0,000	7,50	-6,86	3,56	26,473	0,000
3329,60	33,18	152,59	3327,53	26,473	0,299	0,000	10,27	-9,40	4,87	26,473	0,000
3330,00	33,43	152,74	3327,87	19,692	0,301	0,000	10,49	-9,59	4,97	18,728	11,080
3337,50	38,14	155,19	3333,95	19,692	0,345	0,000	14,76	-13,53	6,89	18,841	9,809
3342,00	42,07	156,92	3337,39	27,233	0,381	0,000	17,61	-16,18	8,07	26,198	11,556
3345,60	45,23	158,13	3340,00	27,233	0,410	0,000	20,07	-18,48	9,02	26,335	10,055
3346,70	46,23	158,97	3340,77	31,681	0,420	0,000	20,85	-19,22	9,31	27,139	22,829
3349,75	49,02	161,15	3342,82	31,681	0,449	0,000	23,09	-21,33	10,07	27,431	21,464
3352,80	51,84	163,15	3344,76	31,681	0,477	0,000	25,43	-23,57	10,79	27,803	19,711
3355,85	54,70	165,01	3346,59	31,681	0,505	0,000	27,87	-25,92	11,46	28,112	18,232
3356,70	55,50	165,50	3347,07	31,681	0,513	0,000	28,57	-26,59	11,64	28,285	17,401
3360,00	56,23	164,01	3348,93	13,009	0,526	0,000	31,30	-29,23	12,36	6,612	-13,536

FIGURE 5.20 – Editeur de mesures

5.4.3.5 Éditeur de fluides :

Les options de l'éditeur de fluide permettent à l'utilisateur de saisir le fluide utilisé pour le forage, y compris les propriétés rhéologiques, la base de la boue et d'autres caractéristiques de la boue.

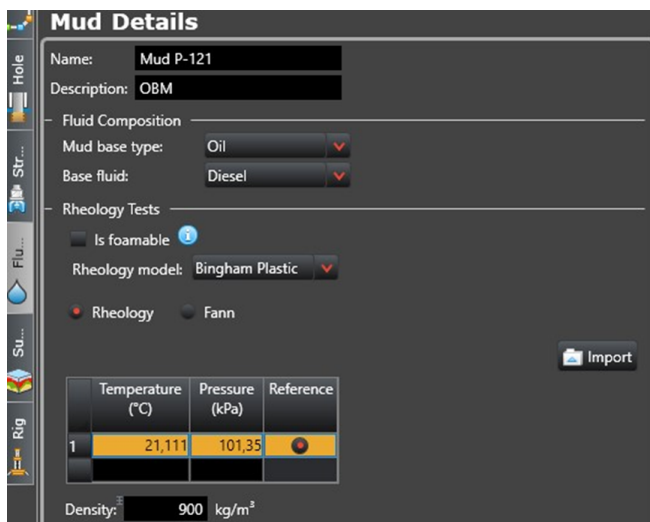


FIGURE 5.21 – Editeur de fluides

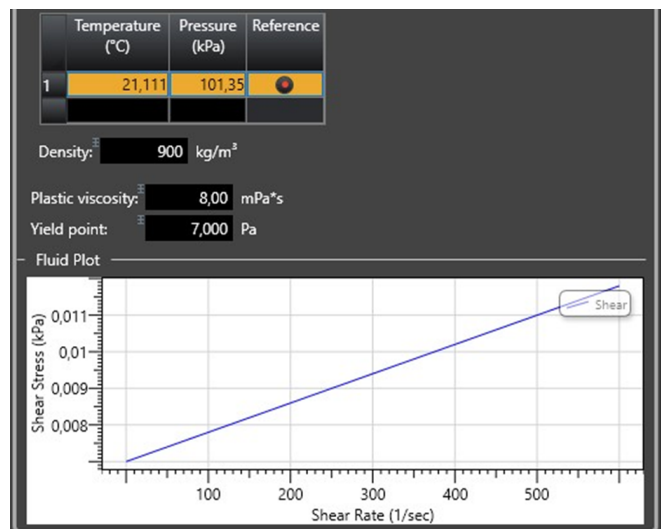


FIGURE 5.22 – Editeur de fluides

5.4.4 Module d'analyse du couple et de la traînée Wellplan :

Le module d'analyse Torque & Drag (T&D) de Wellplan peut être utilisé pour prédire les poids et les couples mesurés auxquels il faut s'attendre lors de différentes opérations telles que l'amorçage, l'extraction, la rotation sur le fond, la rotation hors du fond, le forage à l'avancement et l'avancement à contre-courant. Ces informations peuvent être utilisées pour déterminer si le puits peut être foré ou pour évaluer l'état du trou pendant le forage. Le module peut également être utilisé pour analyser les garnitures de forage et les tubages.

Le module T&D propose quatre modes d'analyse, mais dans ce projet, seuls trois de ces modes seront étudiés. Les paragraphes suivants expliquent les modes d'analyse couverts par ce projet ainsi que les données introduites dans chacun d'entre eux.

5.4.5 Calibrer le coefficient de frottement :

Comme mentionné précédemment, il est difficile de déterminer avec précision le coefficient de frottement. La calibration du coefficient de frottement permet de calculer ce dernier le long du trajet, à partir des données réelles collectées lors du forage. Cela permet d'ajuster le modèle par rapport aux résultats observés sur le terrain. Le coefficient de frottement doit d'abord être calculé dans la section du tubage, puis dans le trou ouvert. Cette démarche est nécessaire car les données enregistrées dans la section du trou ouvert incluent les effets combinés du frottement entre le train de tiges et le tubage, ainsi que le frottement entre le train de tiges et le trou ouvert. Par conséquent, le coefficient de frottement dans la section du trou tubé doit être déterminé avant celui du trou ouvert.

5.4.6 Analyse normale :

L'analyse normale calcule le couple, la traînée, la force normale, la force axiale, la force de flambage, le point neutre, la contrainte et d'autres paramètres pour un train de tiges dans un puits de forage tridimensionnel. Dans le cadre de cette analyse, tous les calculs sont effectués avec le trépan à une position donnée dans le puits de forage et avec un ensemble de paramètres opérationnels déterminés. Le mode d'analyse normale calcule les forces agissant le long de la corde et à la surface pour plusieurs conditions d'exploitation, y compris : l'entrée, la sortie et la rotation sur le fond, la rotation hors du fond et le refoulement. En se basant sur les spécifications de l'API concernant la classe, le matériau et la qualité du tube, les cas de charge spéciaux suivants sont également calculés : poids maximum sur le trépan pour éviter le flambage sinusoïdal, poids maximum sur le trépan pour éviter le flambage hélicoïdal, et surpuissance maximum pour ne pas dépasser la limite d'élasticité lors du déclenchement de la sortie du trou.

Les résultats d'une analyse normale sont présentés sous forme de tableaux, de graphiques et de rapports. Dans ce projet, seuls les graphiques seront utilisés pour afficher les résultats.

5.4.7 Graphe de tension effective :

La tension effective est un indicateur clé pour prédire le flambage éventuel des tiges de forage. Lorsque la courbe de tension effective croise la courbe de flambage, le risque de flambage des tiges augmente. Si la tension effective dépasse la limite de tension, les tiges sont susceptibles de se rompre à ce point. Le graphique de tension effective affiche la tension dans toutes les sections du train de tiges pour les modes de fonctionnement spécifiés. Il est calculé en utilisant la méthode de flottabilité. Ce graphique montre les données pour des profondeurs allant de la surface jusqu'à la

profondeur spécifiée pour le train de tiges. La tension effective peut être utilisée pour déterminer le moment où le flambage peut se produire. Le graphique comporte des courbes représentant les charges nécessaires pour déformer le train de tiges. Lorsque la courbe de tension effective croise la courbe de flambage, le train commence à se déformer dans le mode de flambage correspondant. Le graphique indique également la limite de tension pour chaque composant du train de tiges à la profondeur correspondante. Si la courbe de tension effective dépasse la courbe de tension limite, le train de tiges risque de se rompre à cet endroit.

Il existe d'autres graphiques disponibles dans le mode d'analyse normal :

a - Tracé du couple

Le graphique du moment (Torque) affiche le couple de torsion et le couple de serrage (make up torque) pour la garniture. Si la courbe de torsion pour un mode d'opération particulier dépasse la limite de couple à la même profondeur mesurée, les outils joints des tiges risquent d'être soumis à un couple excessif ou de se rompre.

b - Tracé de la force latérale

Ce graphe affiche la force latérale par unité de longueur dans toutes les sections de la garniture.

c - Graphique de fatigue

Ce graphe représente la profondeur mesurée en fonction du rapport de fatigue de la garniture. Le rapport de fatigue est le rapport entre les contraintes de flexion et de flambage calculées et la limite d'endurance en fatigue de la tige.

5.5 Méthodologie de modélisation de l'usure du Tubage :

5.5.1 Module CasingWear

L'usure interne des tubages résultant des opérations de forage et de reconditionnement constitue une préoccupation constante dans le développement des champs pétroliers et gaziers. La prévision précise de l'usure du tubage est cruciale pour l'intégrité du puits, permettant de réduire les coûts de développement du champ associés au tubage, en particulier dans les puits profonds et/ou longs, déviés ou horizontaux.

La réduction de la résistance du tubage, en particulier la résistance à l'effondrement, représente un risque pour la sécurité, pouvant conduire à des problèmes de contrôle du puits et même à des éruptions. Les exploitants peuvent ne pas se rendre compte du risque d'usure du tubage jusqu'à ce qu'une catastrophe se produise. En outre, le coût de la réparation d'un tubage usé est élevé.

Le logiciel CasingWear™ fournit une solution complète pour l'évaluation de l'usure du tubage. Cette application répond aux besoins de l'industrie concernant les techniques améliorées de modélisation de l'usure du tubage appliquées à des scénarios de forage réels. Un élément clé de cette méthode est le modèle de rigidité de la garniture, permettant d'estimer la position de contact de la garniture de forage à toute profondeur de tubage donnée et de calculer des charges de contact plus précises, en tenant compte de la rigidité de flexion de la garniture de forage. CasingWear améliore la précision de la prédiction de l'usure du tubage, rendant la conception du tubage plus rentable.

Nous avons utilisé le logiciel CasingWear™ pour estimer l'usure du liner de 4 ½" résultant des différentes opérations dans cette section. Le liner 4 ½" a été installé à 3234 m de profondeur mesurée (MD), et le sabot a été mis en place à 3355.5 m de profondeur mesurée (MD).

La section 3 ¾" a été forée de 3356 à 3730 m avec un PDM et a été laissée en Open Hole. Les opérations de remontée, descente, rotation sur le fond et de rotation hors du fond ont été effectuées pendant cette section. Nous avons analysé l'usure du tubage pour plusieurs opérations pendant le forage de la section 3 ¾".

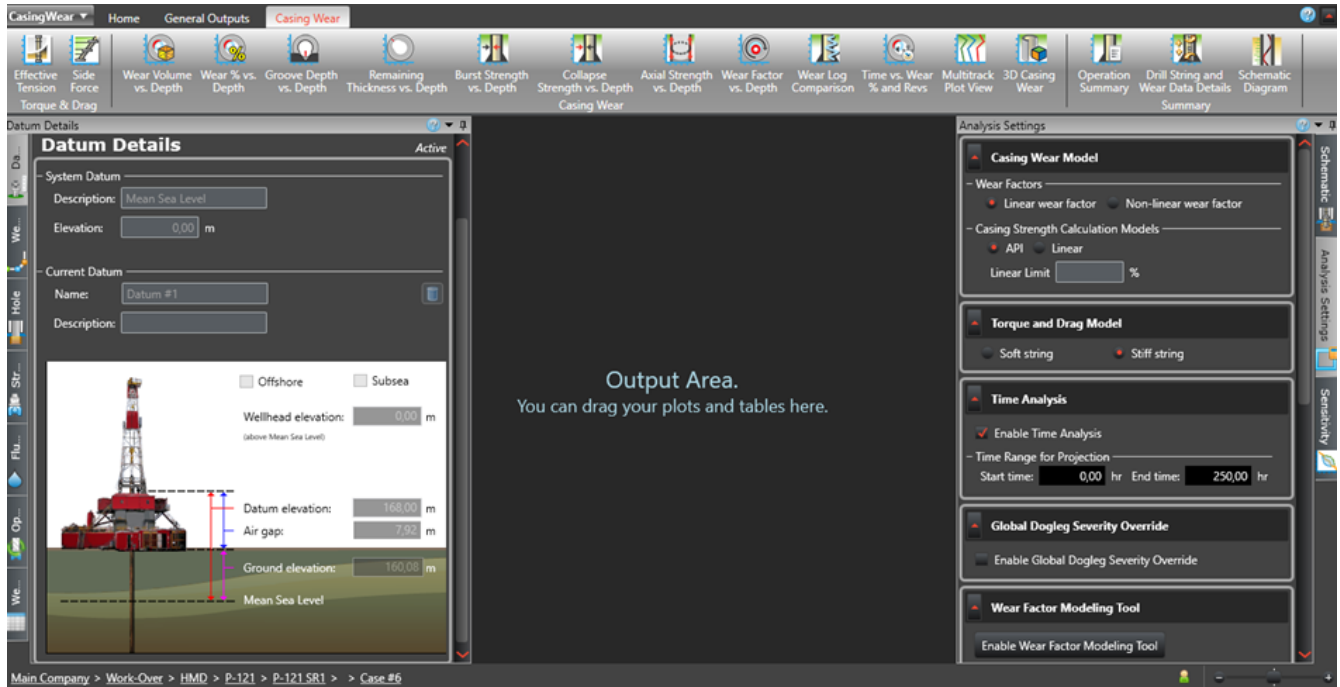


FIGURE 5.23 – Interface du module CasingWear

5.5.2 Entrées générales

5.5.2.1 Opérations réalisées :

	Operation Name	Operation Type	Section Start MD (m)	Section End MD (m)	Prior Wear	
1	Oper #1	Tripping In	0,00	3 355,00	None	
2	Oper #2	Drilling	3 356,00	3 735,00	None	
3	Oper #3	Backreamin	3 735,00	3 356,00	None	
4	Oper #4	Slide Drillin	3 356,00	3 735,00	None	
5	Circulation	Rotating OI	3 735,00	3 735,00	None	

FIGURE 5.24 – Operation Wear Analysis Table

5.5.2 Bibliothèque de facteurs d'usure :

Casing Material	Mud Type with Additives	Hardbanding/Tool Joint/Drill Pipe	Wear Factor (E-10/tPa)
13%CR-80 (Statoil)	12.5% Brine 87.5% Water	Agip-1; TUNGS-CARB	0,000
AMPLATE COATING	25% Brine 75% Water	Agip-2; AUSTENITE	0,003
ARMACOR-M	50% Brine 50% Water	Agip-3	0,004
ARMACOR-M (Shell)	6.25% Brine 93.75% Water	Agip-4	0,006
ARNCO-200X Coating	Air	AL-BR	0,009-0,189
AR-PLATE/US Steel	ASP-POL 2%S/K-37SPHERES	ARMACOR M	0,010
BP Coated Surf.	ASP-POL/K-37SPHERES	ARMACOR M*2	0,012
C-110 (BP-4)	Brine (Supersaturated)	ARMACOR/STEEL FLUSH	0,013
C-75 (PB-4)	Mineral Oil	ARMACOR-M (HVS)	0,013-1,276
C-90 (MOBIL 1)	Mineral Oil 7% Sand	ARMACOR-M (Smooth)	0,015
C-95 (MOBIL 2)	OB	ARNCO #8349	0,016
C-95 (ORYX)	OB 2% Sand	ARNCO #8349-2	0,017
Colmonoy #5	OB 2% Sand 5% Barite	ARNCO #8349-2D	0,020
Fiber Glass	OB 32% Hematite	ARNCO #8349-3 (1-8hr)	0,022
H.TR.Colmonoy #5	OB 5% Barite	ARNCO #8349-3 (9-16hr)	0,025
UTP Sealite	OB 7% Sand		0,020

FIGURE 5.25 – Bibliothèque de facteurs d'usure

5.5.3 Sorties Générales :

Volume de l'usure (Wear Volume vs. Depth) : Le graphe représente le volume d'usure par unité de longueur. Ce volume d'usure est calculé en tenant compte de plusieurs facteurs comme les forces latérales sur l'outil, son diamètre extérieur, la vitesse de rotation et la durée de l'opération.

Pourcentage d'usure (Wear% vs. Depth) : Le graphe Wear% vs. Depth affiche le pourcentage d'usure par unité de longueur sur toutes les sections du tubage. Il est basé sur les modes de fonctionnement spécifiés dans le tableau d'analyse de l'usure des opérations.

Profondeur de la rainure (Groove Depth vs. Depth) : Sur la base du volume d'usure du tubage, il est possible de déterminer la surface et la profondeur de la rainure. La profondeur de la rainure est calculée à partir du sommet du tubage de surface M jusqu'au dernier sabot du tubage.

Résistance à l'éclatement (Burst Strength vs. Depth) : Le graphe de la résistance à l'éclatement en fonction de la profondeur montre la résistance à l'éclatement du tubage après qu'il ait commencé à s'user. Les rainures d'usure modifient les dimensions physiques du tubage en réduisant l'épaisseur nominale de la paroi. Au-delà, la pression interne dépasse la pression externe, ce qui entraîne une rupture par éclatement.

Résistance à l'écrasement (Collapse Strength vs. Depth) : Le graphe de la résistance à l'effondrement en fonction de la profondeur montre la résistance à l'effondrement du tubage après qu'il a commencé à s'user. Les rainures d'usure modifient les dimensions physiques du tubage en réduisant l'épaisseur nominale de la paroi. Pour les tubages usés, la résistance à l'effondrement représente la charge de pression d'effondrement tolérable que le tubage peut supporter.

Diagramme schématique : Le diagramme schématique affiche la position de la garniture de forage et de la colonne montante par rapport au tubage et au trou ouvert (le cas échéant), ainsi qu'un paramètre d'intérêt sélectionnable.

Résultats et discussions :

6.1 Drilling Data de la phase 3 $\frac{3}{4}$ '' :

6.1.1 Poids sur l'outil (Weight On Bit) :

Notons que la phase de forage en 3 $\frac{3}{4}$ '' a été réalisée à l'aide d'un moteur PDM. Le poids sur l'outil (WOB) est maintenu à des niveaux relativement constants (2-3 tonnes) dans la section de courbure, de 3429 à 3501 mètres, avec un pic à la fin de la section (3510 mètres) à 5 tonnes, pour ensuite se stabiliser à 2-3 tonnes. Ces valeurs restent relativement faibles, car une augmentation du poids sur l'outil entraîne généralement une augmentation des exigences en couple et en puissance pour le PDM. Le moteur doit fournir une force de rotation supplémentaire pour faire avancer l'outil dans la formation rocheuse.

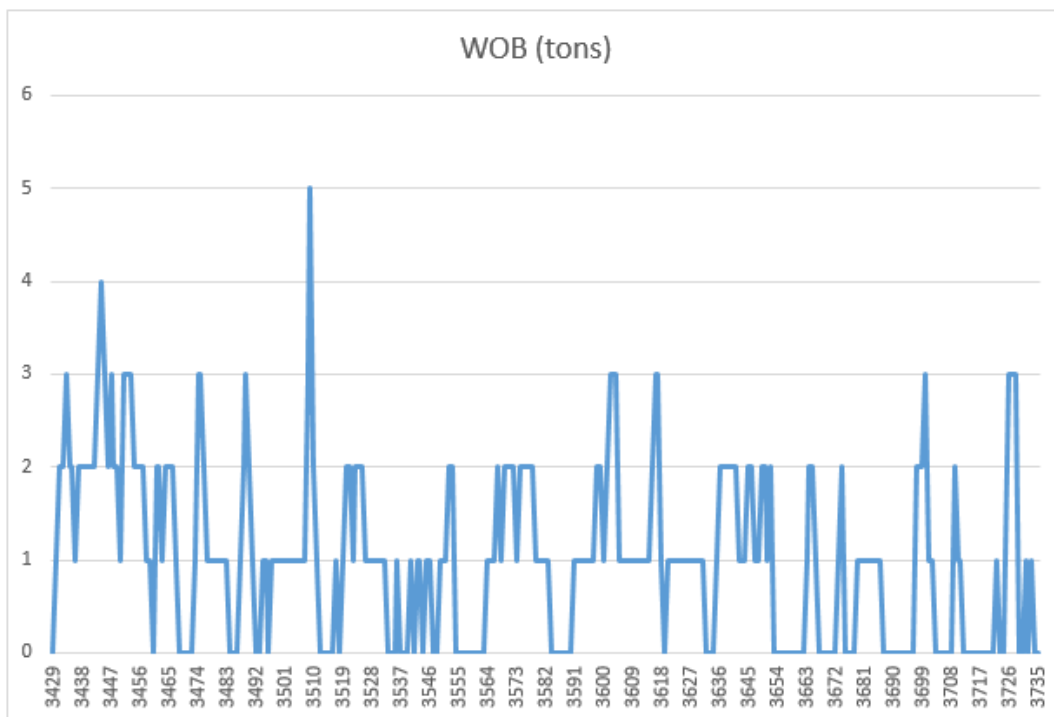


FIGURE 6.1 – Weight On Bit

6.1.2 Torque appliqué à la table de rotation :

Sur le graphique, on constate que le torque à la table de rotation pendant la section de courbure, entre 3456m et 3501m, affiche des valeurs moyennes de 600 lb*ft. Cette valeur augmente significativement lorsque le forage du drain horizontal débute, car à partir de 3510m, les valeurs passent à une moyenne de 1100 lb*ft. Cette augmentation est nécessaire car, dans le forage horizontal, le torque en surface, qui mesure la résistance à la rotation de la colonne de forage, doit être doublé lorsque l'outil passe de la section courbure à la section de drain horizontal. Cette augmentation est essentielle en raison de l'angle plus prononcé du puits, qui accroît la résistance à la rotation, de l'effet de la gravité qui crée un couple supplémentaire, et du frottement accru entre la colonne de forage et la paroi du puits. En doublant le torque, on garantit que la colonne de forage peut progresser efficacement dans la section horizontale en surmontant ces résistances accrues.

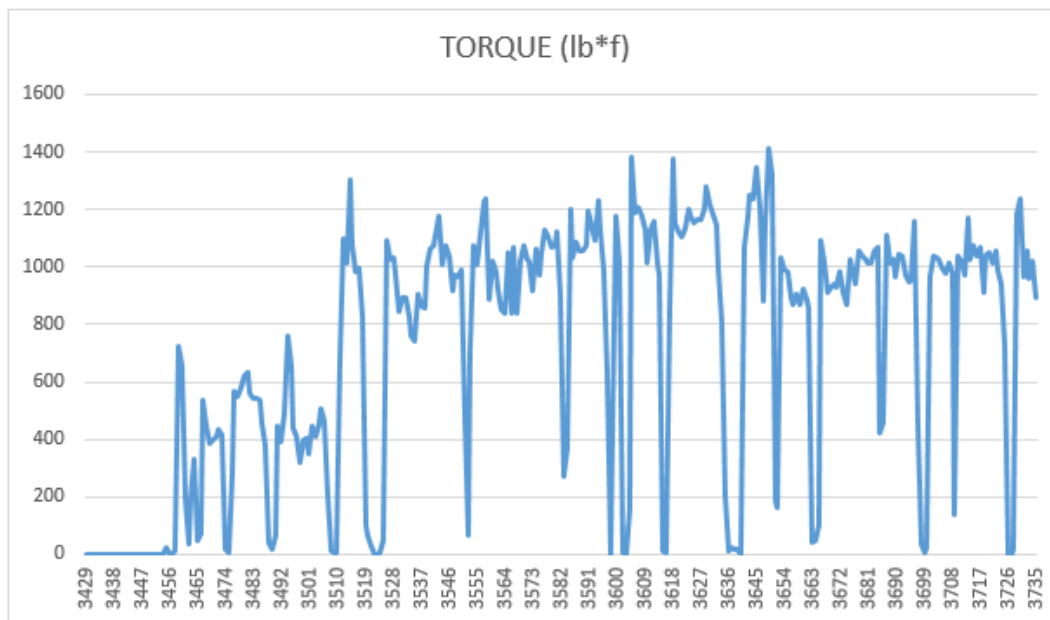


FIGURE 6.2 – Torque à la table de rotation

6.1.3 Rotation par minute (RPM) :

Les valeurs de RPM sont relativement stables tout au long de la section 3 $\frac{3}{4}$ "', variant de 8 à 10 rpm. Dans la section courbure, où la trajectoire du puits commence à s'incliner progressivement vers l'horizontale, la rotation par minute (RPM) peut être maintenue à un niveau relativement stable, généralement dans la plage normale de fonctionnement du moteur de forage. Cependant, lors du passage au drain horizontal, où la trajectoire du puits est presque horizontale, il est souvent nécessaire de réduire légèrement la RPM pour éviter une augmentation excessive du torque en surface. Cette réduction est nécessaire en raison de la plus grande quantité de colonne de forage en contact avec la paroi du puits dans le drain horizontal, ce qui entraîne une augmentation de la résistance à la rotation. En réduisant légèrement la RPM, on peut diminuer le couple requis pour faire avancer l'outil dans cette section, contribuant ainsi à prévenir le calage du moteur et à assurer une progression efficace du forage.

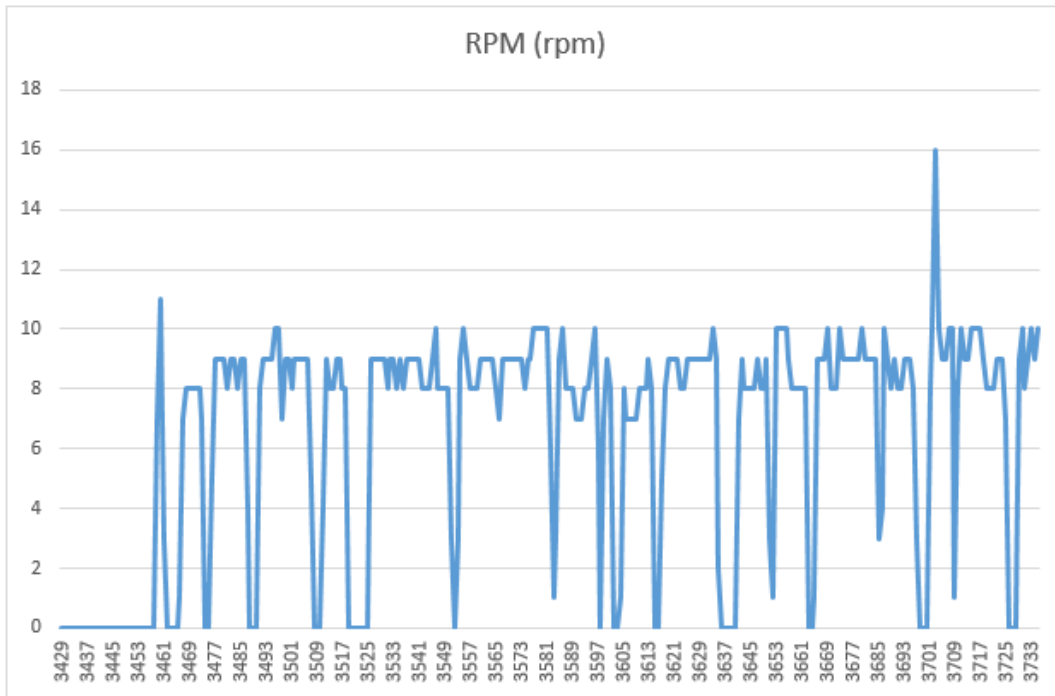


FIGURE 6.3 – Rotation Par Minute (rpm)

6.2 Résultats du module Compass :

La figure ci-dessous représente la géométrie du puits après la réalisation du short radius.

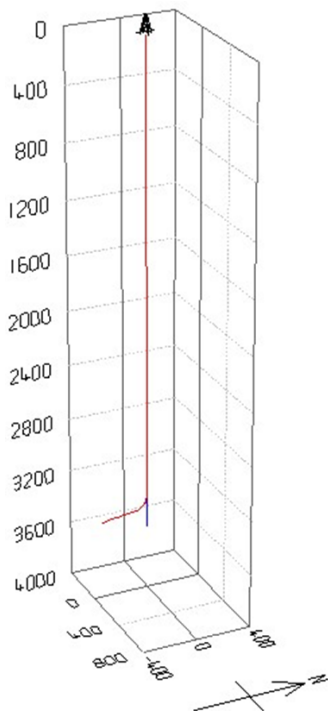


FIGURE 6.4 – Trajectoire du puits (1)

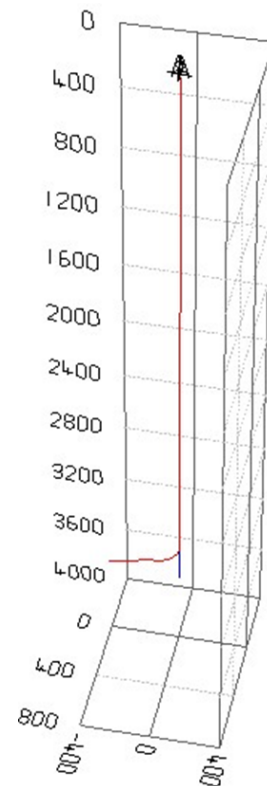


FIGURE 6.5 – Trajectoire du puits (2)

6.3 Résultats du module WellPlan :

6.3.1 Sorties générales :

Les figures suivantes présentent les caractéristiques géométriques et les paramètres du puits :

- Figure 6.6 : La section verticale par rapport à la profondeur vraie verticale (TVD).
- Figure 6.7 : L'azimut par rapport à la profondeur mesurée (MD).
- Figure 6.8 : L'inclinaison par rapport à la profondeur mesurée (MD).

Ces figures fournissent une visualisation détaillée de la trajectoire et des caractéristiques du puits, essentielles pour l'analyse du torque et du drag.

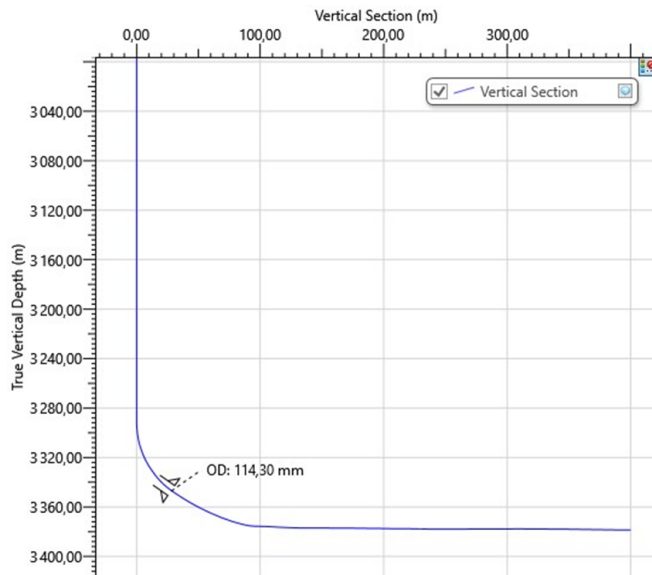


FIGURE 6.6 – Vertical section

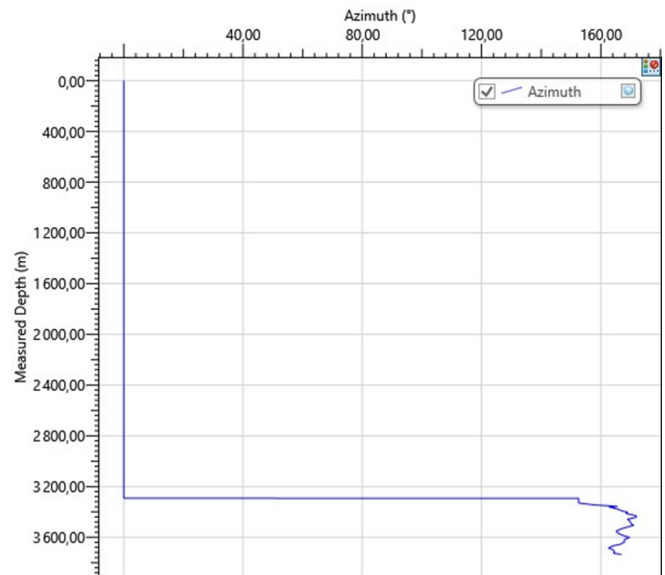


FIGURE 6.7 – Azimuth

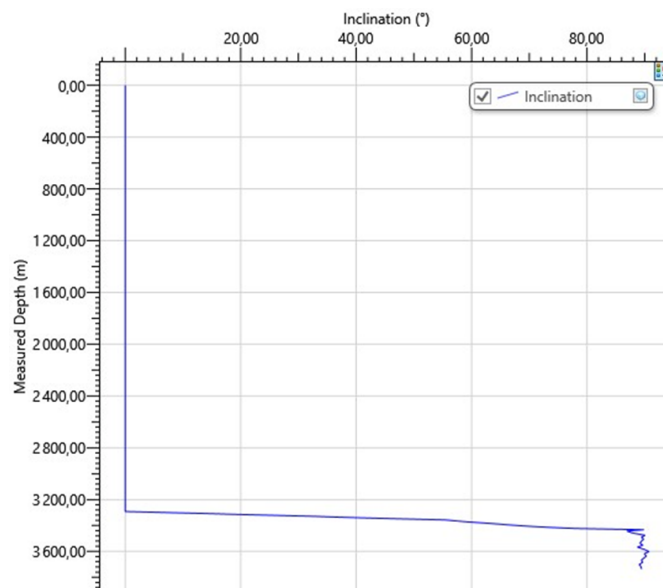


FIGURE 6.8 – Inclinaison

- Dogleg Severity :

Les valeurs de la Dogleg Severity deviennent significativement élevées dès la sortie de la verticale. On observe des valeurs de $26^{\circ}/30\text{m}$ entre 3294m et 3329m, puis de $31^{\circ}/30\text{m}$ entre 3346m et 3356m. Ensuite, ces valeurs diminuent pour se situer entre 9 et $17^{\circ}/30\text{m}$, avant de se stabiliser à $37^{\circ}/30\text{m}$ entre 3425m et 3432.5m. Enfin, elles descendent progressivement à des valeurs minimales à partir de 3435m jusqu'à 3727m.

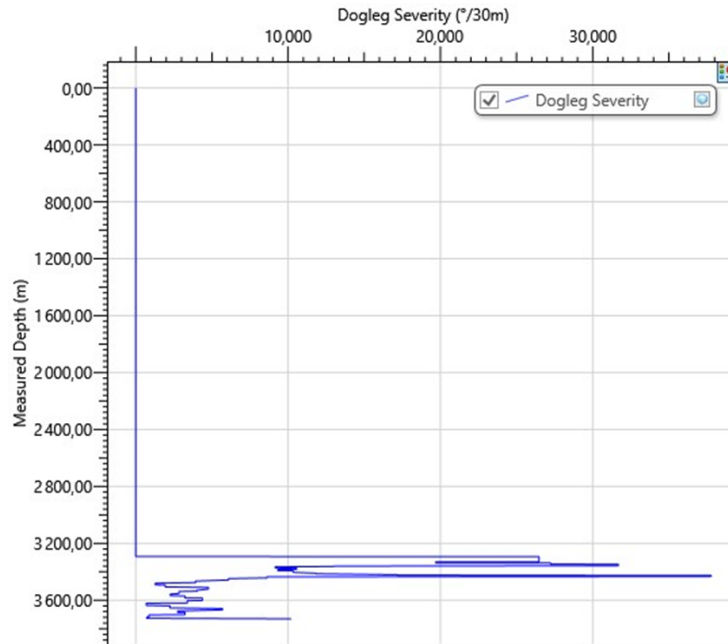


FIGURE 6.9 – Dogleg Severity

6.3.2 Torque and Drag :

6.3.2.1 Coefficients de frottement :

Type de section	Coefficient de frottement
Casing	0.18
Casing	0.20
Open Hole	0.25

TABLE 6.1 – Coefficients de frottement

6.3.2.2 Graphe de la Tension Effective :

La courbe de tension effective est utilisée pour déterminer le risque de flambage. Les lignes de charge de la descente de la garniture, de la rotation en fond de trou et du slide drilling croisent les lignes de charge de flambage à plusieurs profondeurs, indiquant un risque élevé de flambage, qu'il soit sinusoïdal ou hélicoïdal. La tension effective lors de la rotation en fond de trou est particulièrement proche des risques de flambage en raison de la compression précoce causée par la transmission partielle du poids à l'outil. De plus, la tension effective pendant la descente est inférieure à celle de la remontée, augmentant ainsi le risque de flambage. Il est donc crucial de prendre des précautions extrêmes, surtout à une profondeur mesurée de 3240 m, où le risque de

flambage hélicoïdal est très élevé. Pour éviter le blocage, il est recommandé de réduire les charges de compression. De plus, la limite de tension des composants de la colonne n'est jamais dépassée, ce qui signifie qu'il n'y a aucun danger de rupture de la colonne de forage à aucune profondeur.

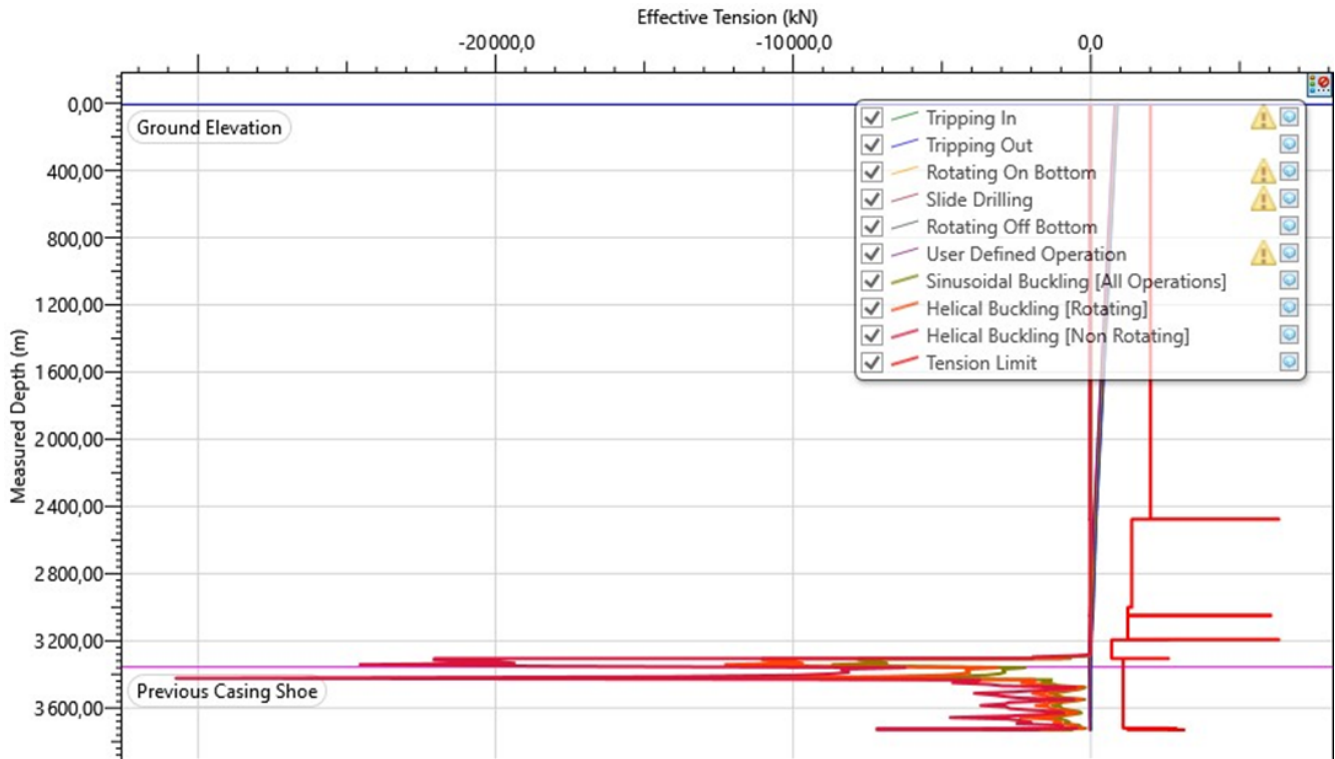


FIGURE 6.10 – Tension Effective

6.3.2.3 Graphe du Torque :

Comme le montre la figure (6.11) ci-dessous, le graphe du couple (Torque Plot) illustre le couple de la garniture lors des différentes opérations dans le puits OML-121, telles que la rotation hors fond, la rotation en fond de trou, les manœuvres de remontée et de descente, ainsi que le slide drilling.

Il est évident que le couple en surface pendant la rotation en fond de trou est plus élevé que lors de la rotation hors fond de trou. En effet, le couple en surface est le plus élevé parmi tous les points de la garniture de forage. Cette valeur diminue avec l'augmentation de la profondeur mesurée jusqu'à atteindre son minimum au niveau de l'outil, connu sous le nom de couple sur le trépan (Torque on bit).

Il convient de noter que les valeurs de couple pendant les opérations de descente et de remontée sont nulles, car il n'y a pas de rotation dans la colonne de forage.

De plus, toutes les courbes de couple affichées pendant les différents modes d'opération ne dépassent pas la limite du couple, ce qui signifie que les raccords d'outil (tool joints) ne sont pas soumis à une contrainte excessive qui pourrait les endommager.

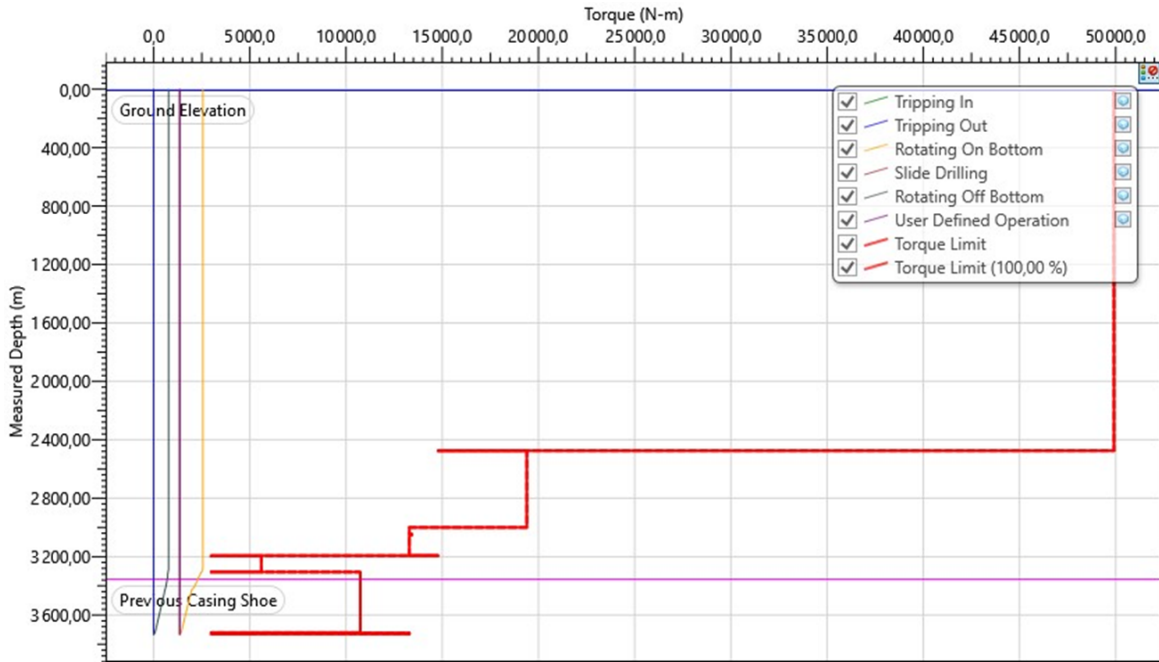


FIGURE 6.11 – Torque

6.3.6.4. Graphe de Fatigue :

Ce graphique représente la profondeur mesurée en fonction du rapport de fatigue de la garniture. Ce rapport de fatigue est défini comme le rapport entre les contraintes de flexion et de flambage calculées et la limite d'endurance en fatigue de la tige de forage. Nous observons une augmentation du rapport de fatigue de la garniture lors des opérations de rotation sur le fond et de rotation hors fond, à partir de 3290 m, atteignant des ratios de 1,5. Ensuite, ce rapport diminue à 0,4, puis augmente de nouveau pour atteindre des valeurs de 4 et 5 à une profondeur de 3700 m.

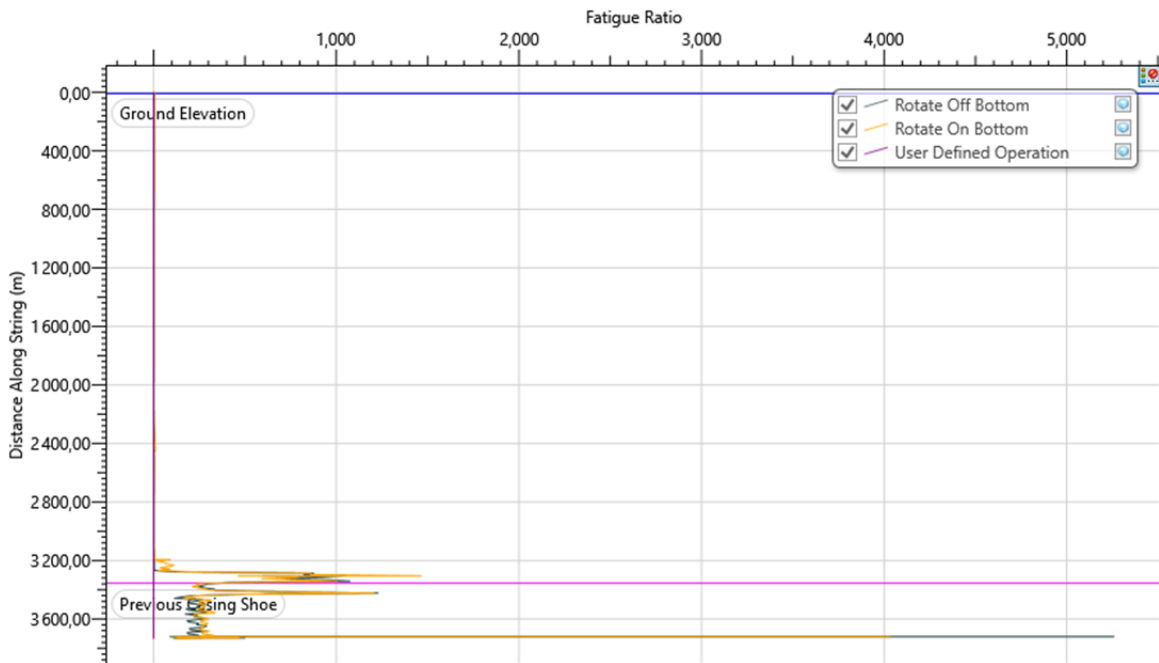


FIGURE 6.12 – Fatigue

6.4 Le schéma du torque et du drag (Torque and drag well schematic)

Nous avons utilisé ce graphique pour illustrer la position de la colonne de forage dans le puits lors des analyses de colonne lisse et rigide. Nous avons également examiné la répartition du torque et des forces latérales lors des opérations de descente, de remontée et de rotation au fond du puits. La couleur de la garniture indique le risque de flambage :

- Grise : aucun flambage.
- Jaune : risque de flambage sinusoïdal.
- Orange : risque de flambage hélicoïdal.
- Rouge : risque de rupture de la garniture.

L'amplitude des forces latérales est représentée par des barres de couleur verte dans les figures qui suivent. Lorsque la contrainte ou la fatigue atteint la limite, ces barres commencent à devenir rouges, indiquant que la limite de contrainte ou de fatigue est atteinte.

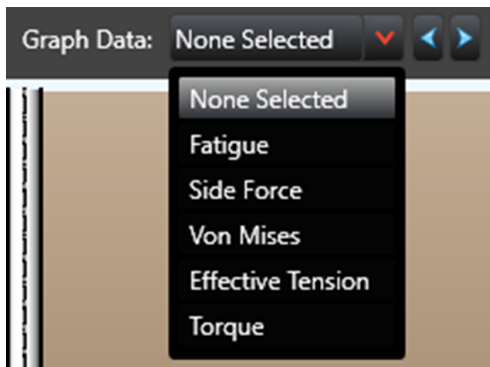


FIGURE 6.13 – Well Schematic

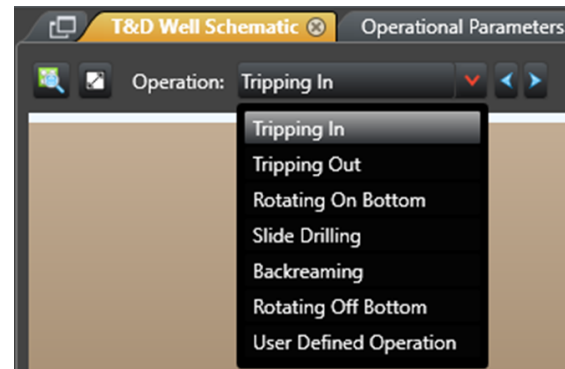


FIGURE 6.14 – Well Schematic

6.4.1 Modèle de la tige souple (Soft string Model) :

La simulation du modèle de colonne lisse n'a pas pris en compte la rigidité de la colonne de tiges.

6.4.1.1 Opération de descente de la garniture (Tripping In) :

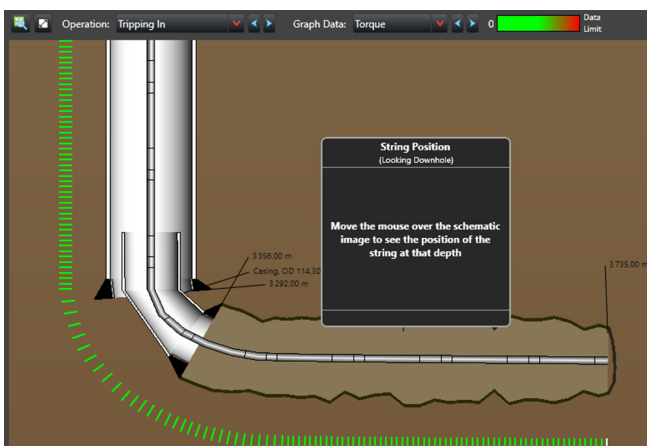


FIGURE 6.15 – Le torque lors de la descente

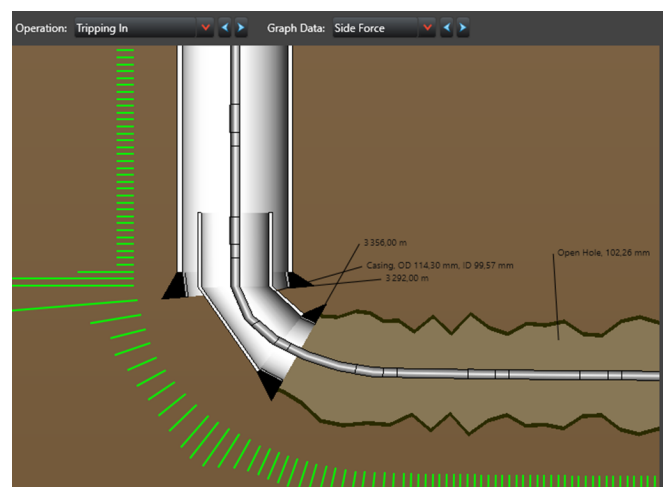


FIGURE 6.16 – Les forces latérales lors de la descente

6.4.1.2 Opération de rotation sur le fond (Rotating On Bottom) :

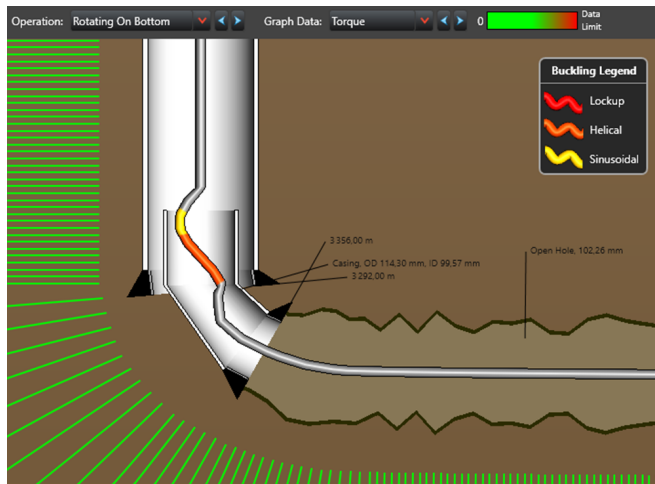


FIGURE 6.17 – Le torque lors de la rotation sur le fond

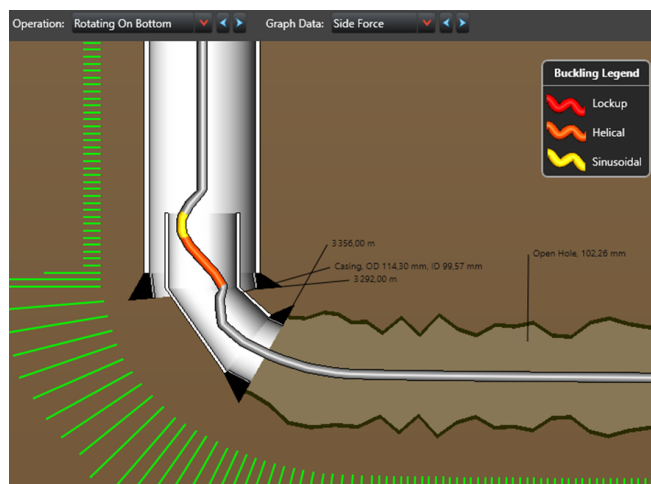


FIGURE 6.18 – Les forces latérales lors de la rotation sur le fond

6.4.2 Modèle de tige rigide (Stiff-string Model) :

La simulation avec le modèle de colonne rigide a pris en compte les forces latérales générées en raison de la résistance à la flexion de la colonne des tiges, ce qui a entraîné des forces latérales du côté haut du trou.

6.4.2.1 Opération de descente de la garniture (Tripping In) :

Opération de descente de la garniture.

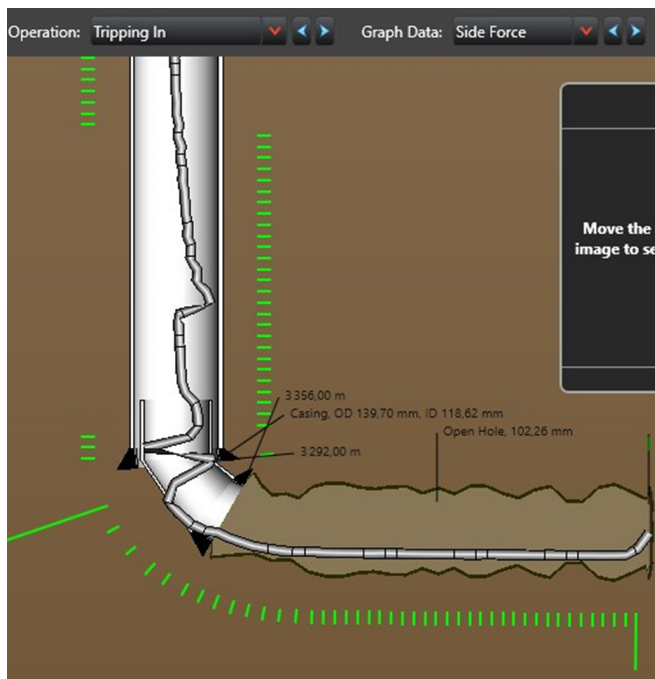


FIGURE 6.19 – Les forces latérales lors de la descente

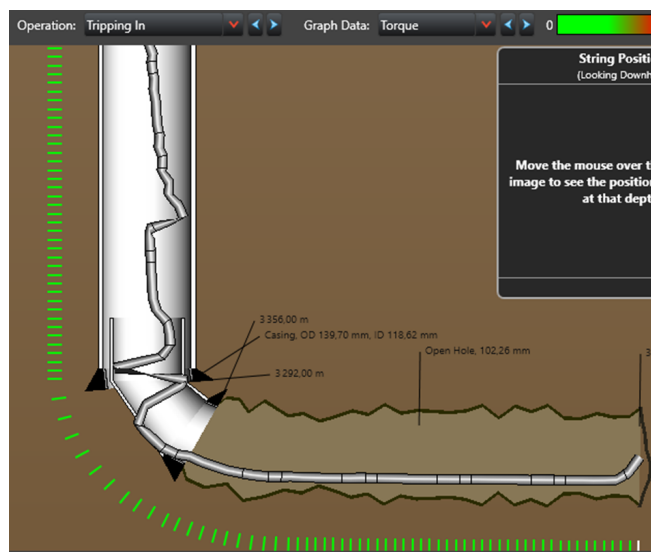


FIGURE 6.20 – Le torque lors de la descente

6.4.2.2 Opération de Rotation sur le fond (Rotating On Bottom) :

Opération de rotation sur le fond.

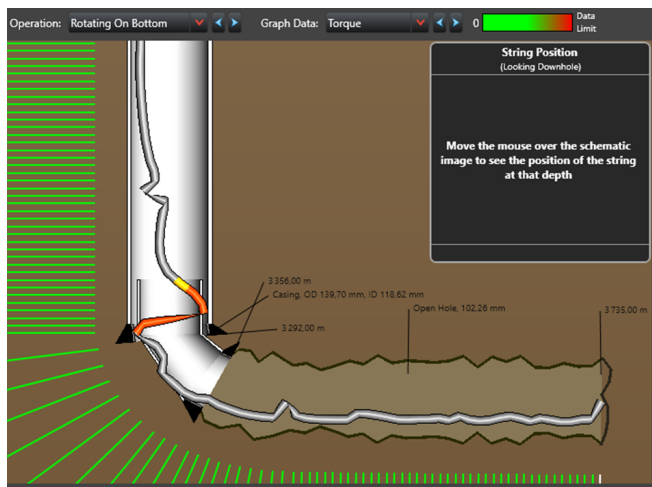


FIGURE 6.21 – Le torque lors de la rotation sur le fond

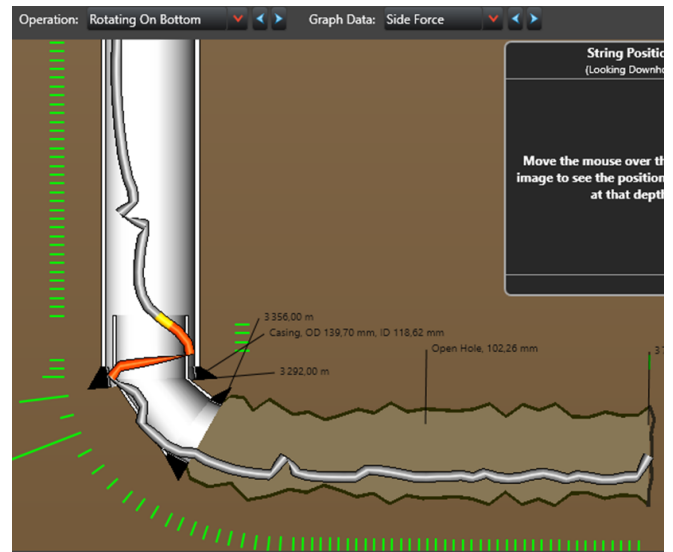


FIGURE 6.22 – Les forces latérales lors de la rotation sur le fond

6.4.2.3 Opération de Remontée de la garniture (Tripping Out) :

Opération de remontée de la garniture.

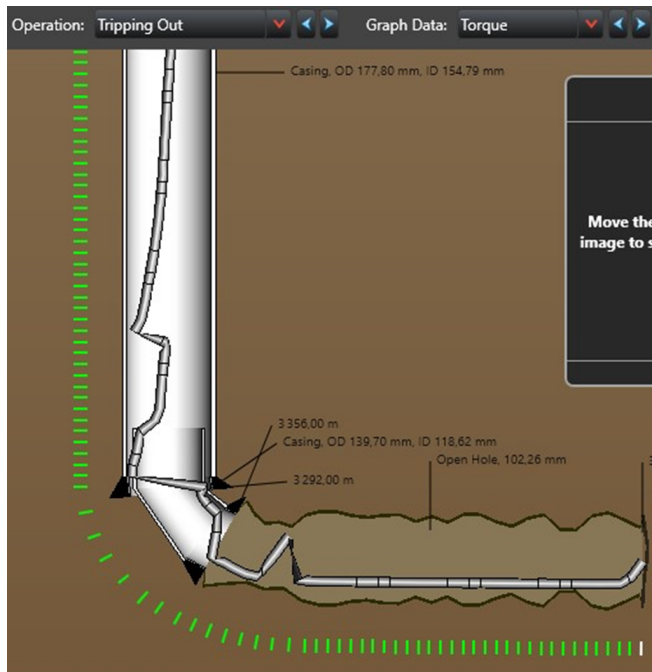


FIGURE 6.23 – Le torque lors de la remontée

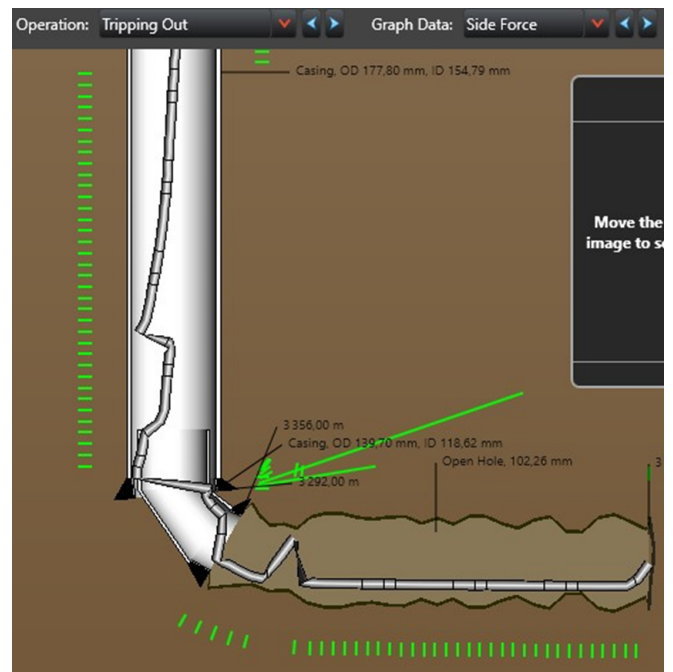


FIGURE 6.24 – Les forces latérales lors de la remontée

6.5 Proposition pour remédier au problème de flambage de la garniture :

Le flambage de la garniture peut entraîner plusieurs problèmes : changements d'angle d'attaque de l'outil sur le front de taille, frottements importants dans le puits pouvant diminuer voire annuler le poids sur l'outil, et augmentation de l'usure des tubulaires (garniture et tubages). De plus, le flambage peut induire une fatigue supplémentaire de la garniture, pouvant conduire à des ruptures. Il est donc crucial d'éviter autant que possible de faire travailler la garniture en flambage. Dans notre cas, il faut remédier à ces problèmes à des profondeurs (MD) d'environ 3300 m.

Notre proposition est d'optimiser la conception de la BHA (Bottom Hole Assembly). Historiquement, la conception de la BHA visait à fournir un poids suffisant sur l'outil de forage pour permettre le forage, à assurer un comportement directionnel souhaité, et à offrir une flexibilité lors des sections de courbure. Cependant, l'expérience des puits horizontaux a montré que le flambage par compression excessive des tiges situées au-dessus de la BHA est devenu presque inévitable. Ce flambage augmente de manière significative les forces de contact, et donc les pertes en termes de Torque & Drag.

Nous proposons d'ajouter plusieurs tiges lourdes (HWDP - Heavy Weight Drill Pipe) dans la section de courbure (ou de build-up), car c'est la section où le risque de flambage est élevé, et d'ajouter ces tiges lourdes dans la zone de transition entre les masses-tiges de grand diamètre et les tiges de forage. Les tiges lourdes peuvent être utilisées là où la force critique de flambage relative aux tiges est dépassée. Il est également recommandé d'ajouter des stabilisateurs pour augmenter la rigidité de la garniture et réduire les forces de flambage.

Section Type	Length (m)	MD (m)	OD (mm)	ID (mm)
1 Bit	0,198	3735,00	95,25	
2 Stabilizer	1,524	3734,80	76,20	31,75
3 Sub	0,914	3733,28	82,30	42,67
4 Drill Pipe	354,000	3732,36	60,33	46,10
5 Sub	0,914	3378,36	88,39	30,48
6 Heavy Weight	60,230	3377,45	88,90	57,15
7 Jar	9,754	3317,22	96,00	57,15
8 Sub	0,280	3307,47	88,39	30,48
9 Sub	0,914	3307,19	96,00	54,86
10 Drill Pipe	141,000	3306,27	88,90	70,21
11 Sub	0,914	3165,27	152,40	54,86
12 Heavy Weight	175,860	3164,36	88,90	57,15
13 Sub	0,914	2988,50	88,39	42,67

FIGURE 6.25 – BHA Prproposée

Section Type	Length (m)	MD (m)	OD (mm)	ID (mm)
6 Heavy Weight	60,230	3378,06	88,90	57,15
7 Sub	0,280	3317,83	76,20	30,48
8 Jar	9,754	3317,55	96,00	57,15
9 Sub	0,914	3307,80	96,00	54,86
10 Drill Pipe	141,000	3306,88	88,90	70,21
11 Sub	0,914	3165,88	152,40	54,86
12 Heavy Weight	175,860	3164,97	88,90	57,15
13 Sub	0,914	2989,11	88,39	42,67
14 Heavy Weight	37,070	2988,19	88,90	57,15
15 Sub	0,914	2951,12	88,39	42,67
16 Drill Pipe	700,620	2950,21	88,90	70,21
17 Sub	0,914	2249,59	76,20	42,67
18 Drill Pipe	2248,674	2248,67	88,90	70,21

FIGURE 6.26 – BHA Prproposée

6.5.1 Le schéma dévié du torque et du drag (Avec la solution proposée)

Les résultats de la simulation avec la garniture de forage proposée, en utilisant le modèle de la garniture rigide (Stiff-string), montrent qu'aucun flambage n'a été détecté. Notons que l'amplitude des forces latérales et du torque est affichée sous forme de barres de couleur verte dans les figures qui suivent. Lorsque la contrainte ou la fatigue atteint la limite, les barres commenceront à devenir rouges, et dans notre cas les barres sont restées vertes.

6.5.2 Simulation des forces latérales :

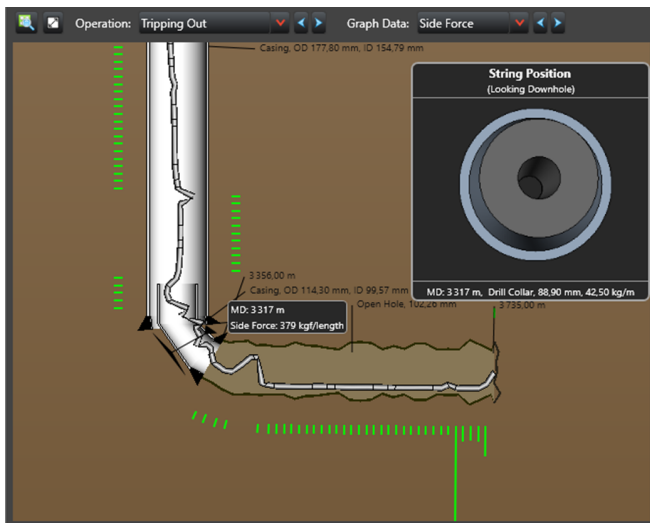


FIGURE 6.27 – Les forces latérales lors de la remontée

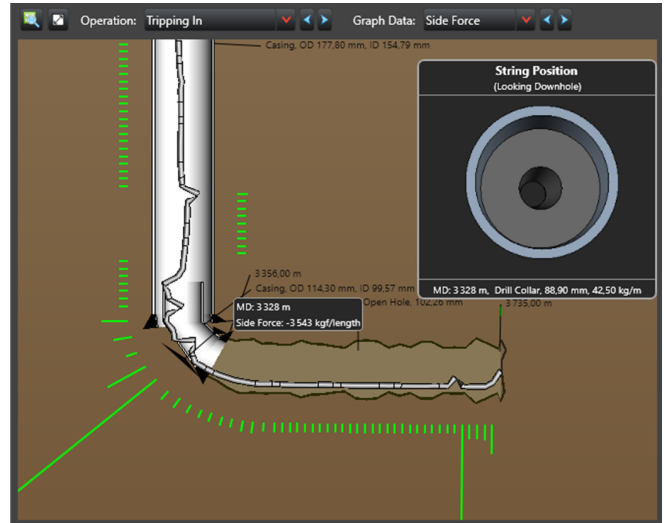


FIGURE 6.28 – Les forces latérales lors de la descente

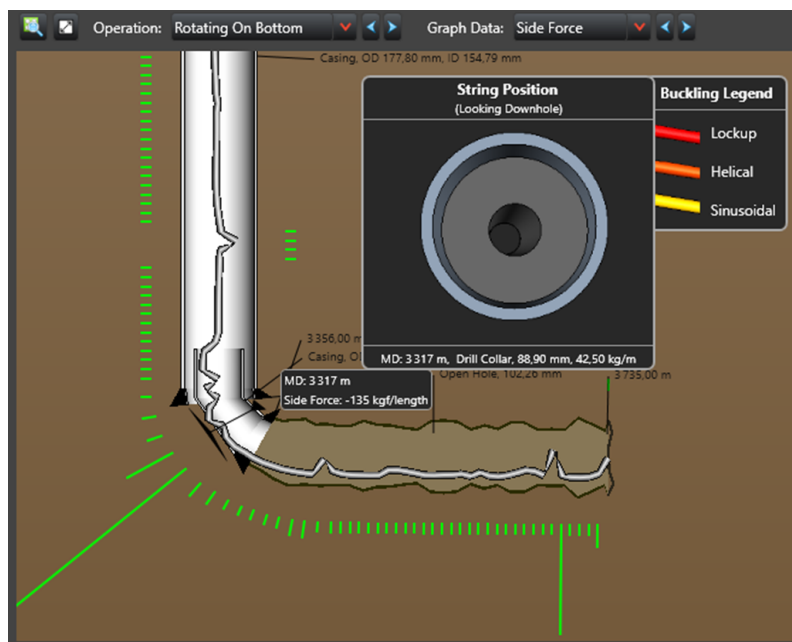


FIGURE 6.29 – Forces latérales lors de la rotation sur le fond

6.5.3 Simulation du Torque :

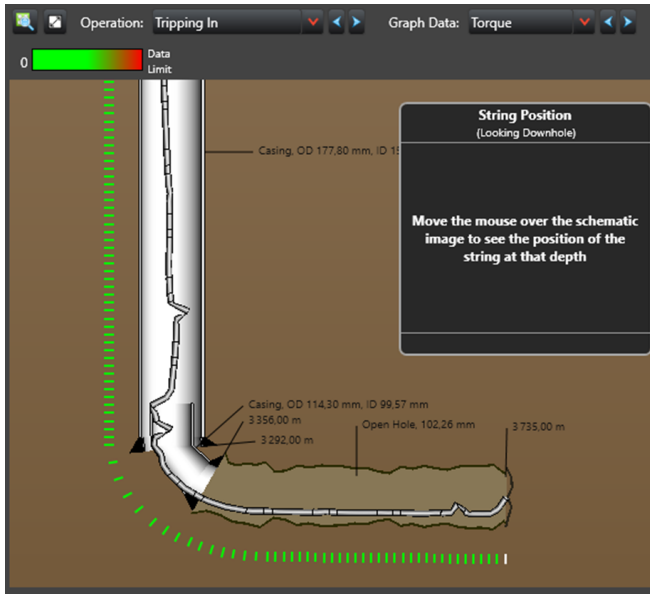


FIGURE 6.30 – Le torque lors de la descente

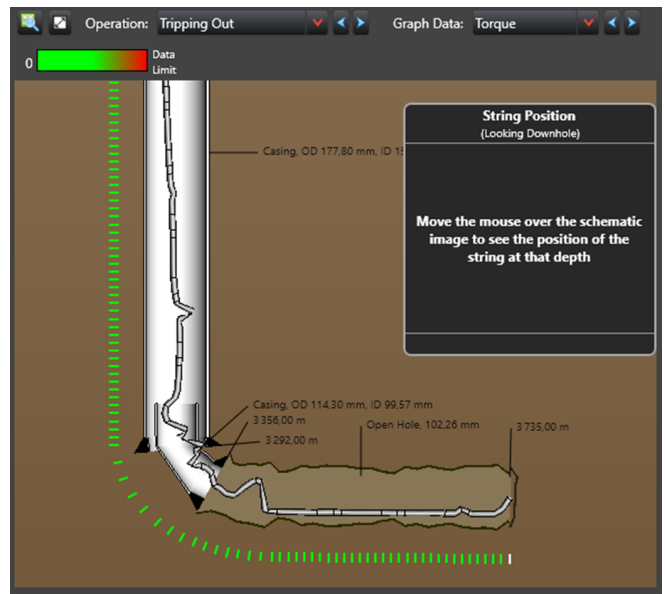


FIGURE 6.31 – Le torque lors de la remontée

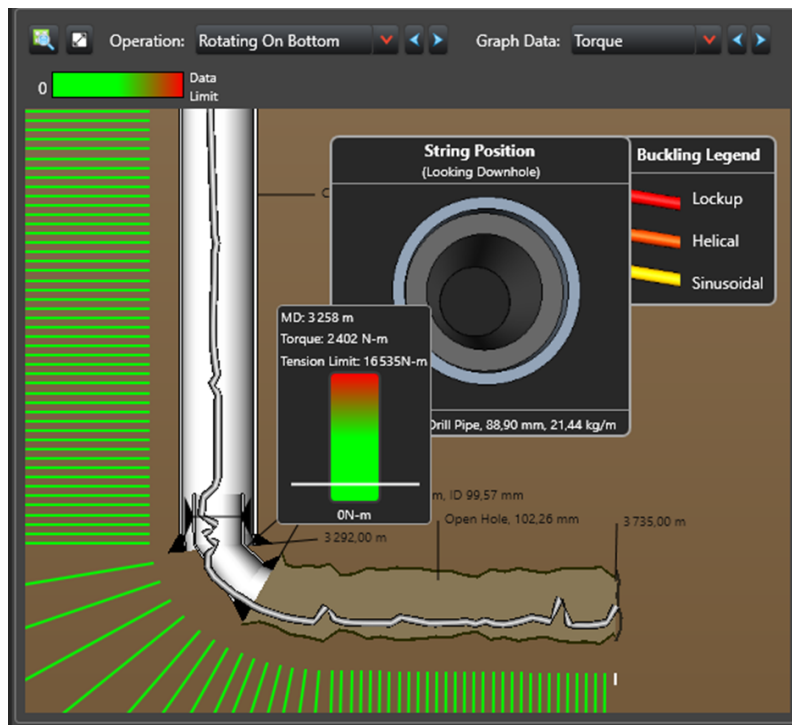


FIGURE 6.32 – Torque lors de la rotation sur le fond

6.5.4 Recommandations pour éviter le flambage :

- **Placement stratégique des tiges lourdes (HWDP) :** Placer les masses tiges de petits diamètres et/ou les tiges lourdes (HWDP) dans la zone de transition entre les masses tiges de grand diamètre et les tiges de forage. Les tiges lourdes peuvent être utilisées là où la force critique de flambage relative aux tiges est dépassée.
- **Utilisation des tiges lourdes (Heavy Weight Drill Pipes) :** Les tiges lourdes ont sensiblement les mêmes dimensions extérieures que les tiges de forage, sauf une surépaisseur centrale et des tool joints plus longs. Elles sont plus lourdes et plus résistantes au flambage que les tiges de forage standard. Les tiges lourdes peuvent être utilisées dans les puits déviés comme tiges de transition et en remplacement des masses-tiges pour fournir le poids sur l'outil, tout en diminuant le couple de rotation, les efforts de frottement à la remontée de la garniture et les risques de coincement par pression différentielle.
- **Réduire la compression excessive :** Il est recommandé de maintenir une tension adéquate sur la garniture pour éviter les forces de compression excessives, et d'utiliser des tiges de forage avec une plus grande résistance à la compression.
- **Contrôler les forces de friction :** Utiliser des lubrifiants ou des additifs de forage peut réduire les frottements dans le puits. Il faut s'assurer que le fluide de forage est correctement conditionné pour minimiser la friction.
- **Optimisation de la conception de la trajectoire du puits :** Concevoir la trajectoire du puits de manière à minimiser les contraintes sur la garniture, en évitant les angles trop prononcés et en utilisant des techniques de forage spéciales pour les sections critiques.
- **Surveillance en temps réel et ajustement des paramètres de forage :** Utiliser des systèmes de surveillance en temps réel pour détecter tout début de flambage et ajuster les paramètres de forage en conséquence pour réduire les risques.

6.6 Resultats du module CasingWear :

6.6.1 Calcul linéaire de la résistance à l'éclatement (Burst strenght)

Le graphique (6.33) de la résistance à l'éclatement par rapport à la profondeur illustre la diminution de la résistance à l'éclatement du liner suite à l'usure.

L'axe horizontal représente les résistances à l'éclatement et l'axe vertical représente la distance le long du tubage. L'usure peut être de type incrémental ou cumulatif, l'usure incrémentale résultant de chaque opération et l'usure cumulative de l'accumulation des opérations.

Les résultats montrent que la résistance à la pression du tubage de 4 ½" diminue après la 2ème opération qui est la rotation sur le fond, atteignant différentes valeurs entre 3280 et 3350 m de profondeur mesurée (MD). Lors de cette profondeur la résistance à l'éclatement a diminué de 69900kPa à 69000kPa et ainsi atteindre une valeur minimale du 68700kPa à 3340m soit une diminution de 2%.

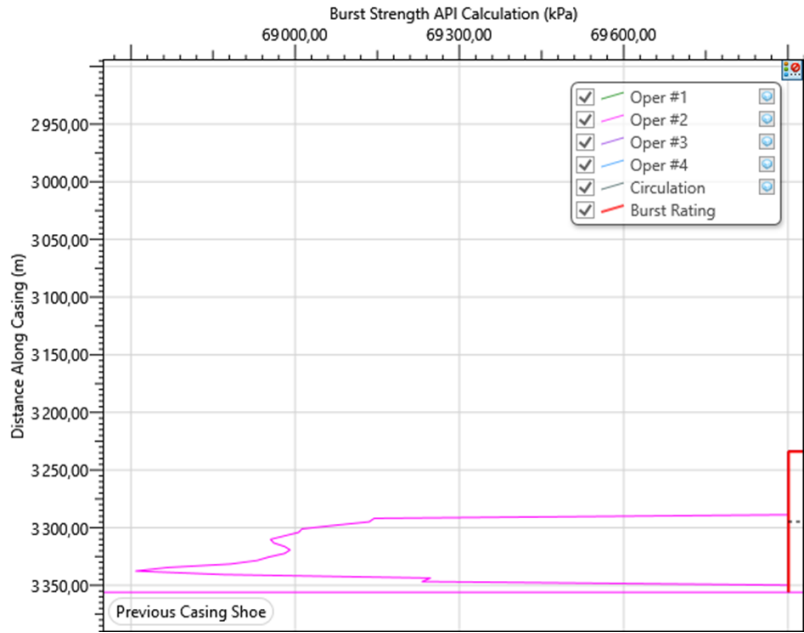


FIGURE 6.33 – Résistance à l'éclatement

6.6.2 Calcul linéaire de la résistance à l'écrasement (Collapse strength)

Le graphique (6.34) de la résistance à l'écrasement en fonction de la profondeur montre comment la résistance à l'écrasement du tubage est affectée une fois qu'il commence à s'user. Les résultats indiquent que la résistance à la pression du tubage de 4 1/2" diminue après la deuxième opération, qui est la rotation sur le fond, atteignant différentes valeurs entre 3290 et 3350 mètres de profondeur mesurée (MD). À cette profondeur, la résistance à l'éclatement a diminué de 45500 kPa à 43500 kPa, soit une baisse de 4,4 %, avec une valeur minimale de 43100 kPa à 3340 mètres, représentant une diminution de 5,3 %.

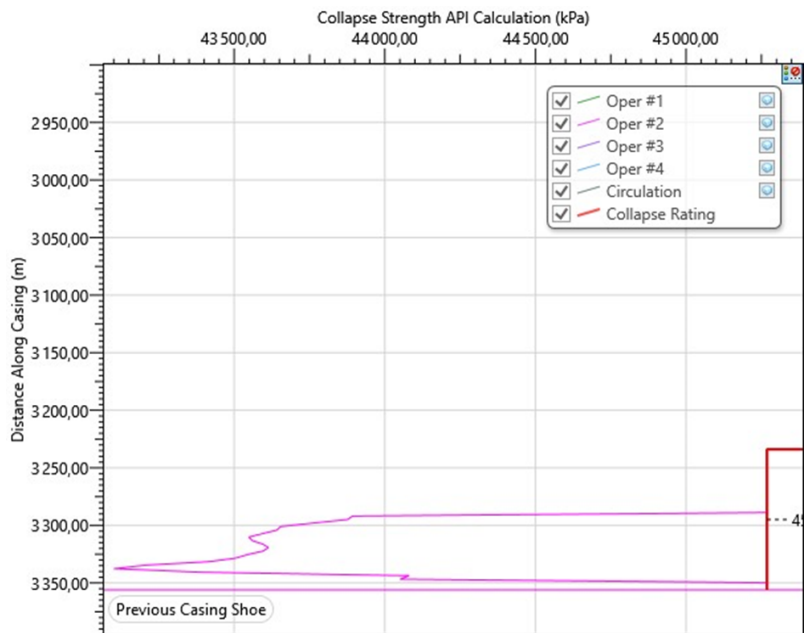


FIGURE 6.34 – Résistance à l'écrasement

6.6.3 Profondeur de la rainure en fonction de la profondeur (Groove depth)

Le graphique (figure 6.35) illustre la profondeur des rainures le long de la section du tubage en millimètres (mm). Sur ce graphique, l'axe horizontal représente la profondeur des rainures en millimètres (mm), tandis que l'axe vertical représente la distance le long du tubage en mètres (m). Dans notre cas, nous observons une rainure située entre 3286m et 3350m, d'une profondeur de 0.1mm, ce qui indique que le liner est en bon état.

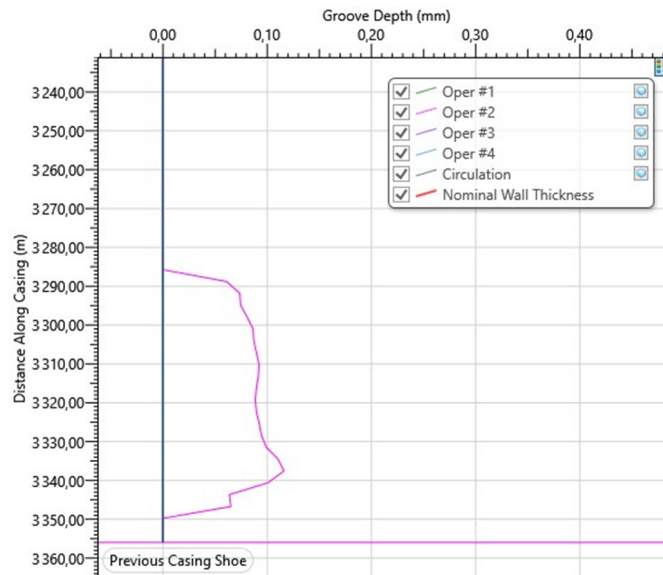


FIGURE 6.35 – Profondeur de la rainure

6.6.4 Volume et Pourcentage % d'usure en fonction de la profondeur :

Le graphique (6.36) du volume d'usure du tubage indique des valeurs comprises entre 1200 et 1600 mm³/m à une profondeur de 3330 m.

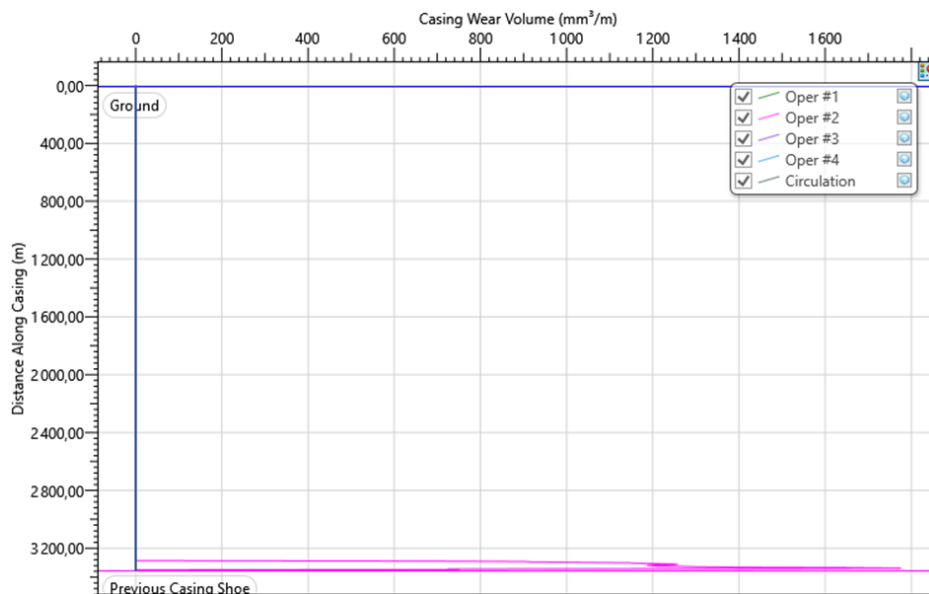


FIGURE 6.36 – Casing wear volume (mm³/m)

Le graphique (6.37) du pourcentage d'usure du tubage montre une usure moyenne de 1,2 %, atteignant 1,9 % à une profondeur de 3340 m.

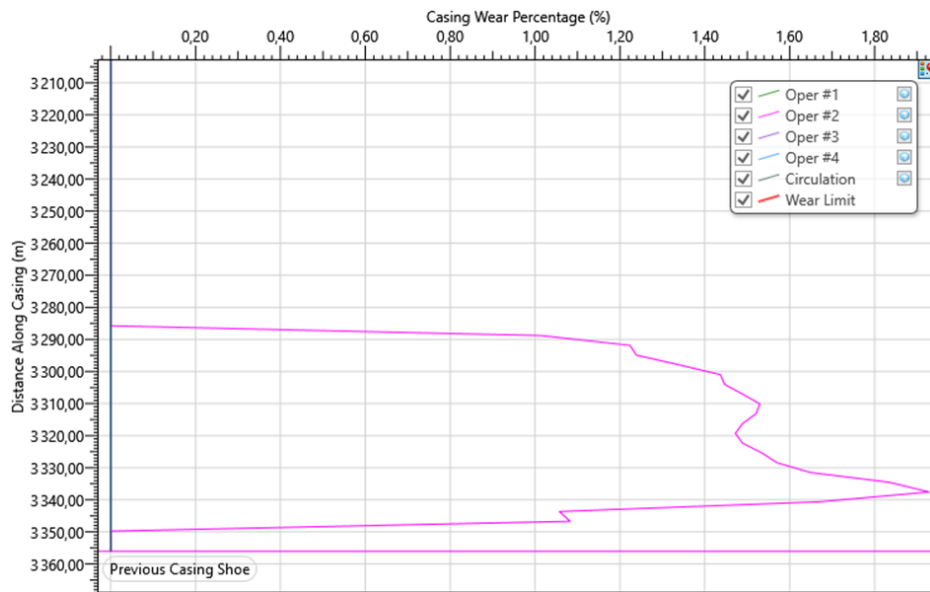


FIGURE 6.37 – Casing wear percentage (%)

6.6.5 3D Casing Wear

Les figures suivantes illustrent en 3D l'usure du tubage après les différentes opérations de forage.

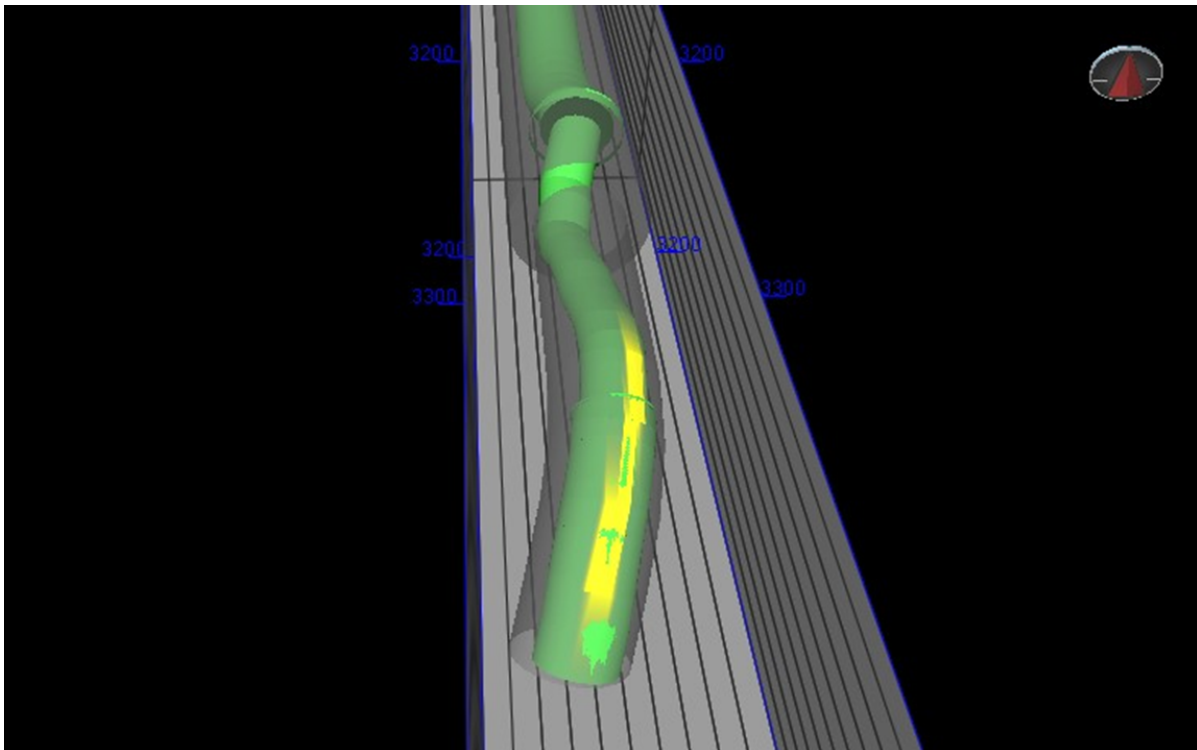


FIGURE 6.38 – Usure du tubage en 3D (avec garniture de forage)

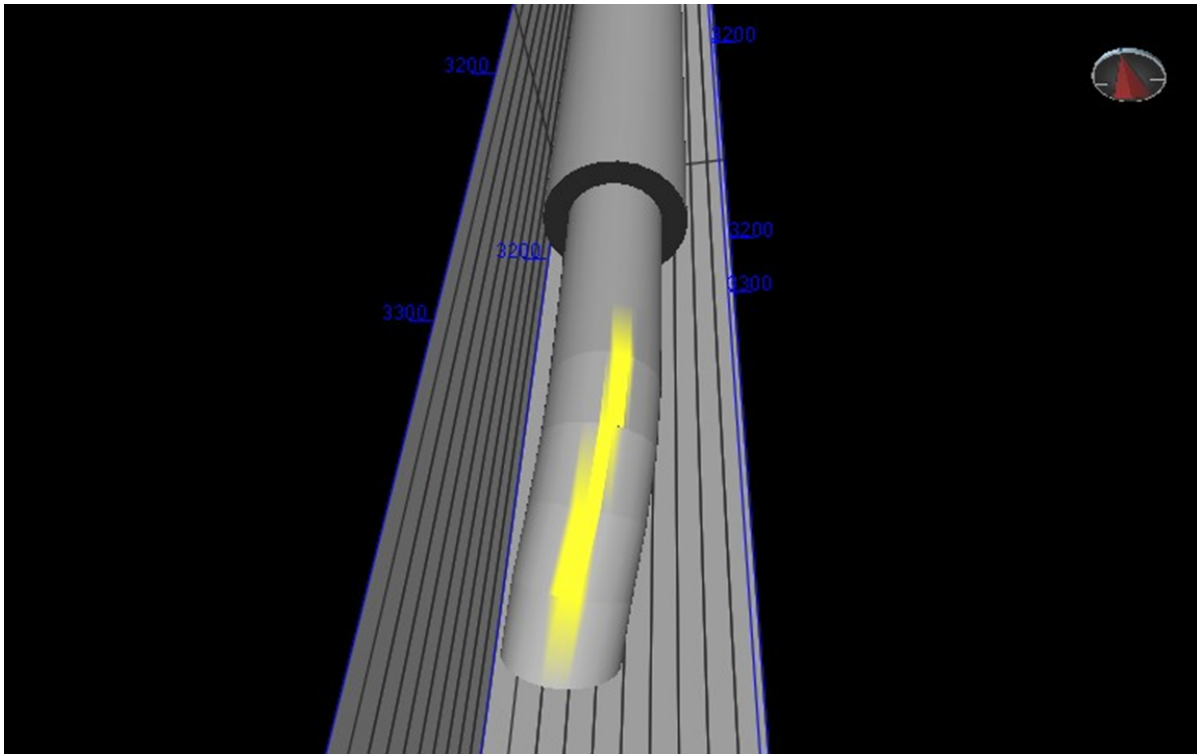


FIGURE 6.39 – Usure du tubage en 3D (sans garniture de forage)

6.6.6 Mesures préventives de l'usure de tubage :

Bien que l'usure du Liner 4 ½" ne soit que de 0,1 mm, il est crucial de prévenir et de minimiser l'usure du tubage en raison de son importance extrême dans un puits de forage.

Les connaissances accumulées au fil des décennies grâce à des études fournissent une base solide pour la mise en œuvre de mesures préventives visant à minimiser l'usure du tubage. Il est essentiel de commencer par réduire la sévérité de la déviation du puits en anticipant une déviation réelle d'au moins 1,5 fois la valeur prévue pour éviter les tensions excessives sur le tubage. Ensuite, l'utilisation de matériaux pour les outils de forage compatibles avec ceux du tubage est recommandée pour réduire les risques de réaction et d'usure prématurée. La réduction de la vitesse de rotation du rotor et l'utilisation d'un moteur de fond de puits sont également essentielles pour réduire l'usure causée par des mouvements rotatifs rapides et prolongés. De plus, il est important d'optimiser le rendement global des opérations de forage pour minimiser les forces et les frictions appliquées sur le tubage. La sélection d'un type de boue approprié et l'ajout de lubrifiants spécifiques contribuent également à réduire la friction et l'usure du tubage.

Pour prévenir les dommages pendant les opérations de forage et de manipulation, il est recommandé d'installer des protecteurs de tiges de forage. De plus, l'utilisation de tubages à paroi épaisse dans les sections du puits où une usure significative est prévue permet de prolonger la durée de vie du tubage. Enfin, l'utilisation de logiciels spécialisés de planification et de simulation est essentielle pour identifier les zones à risque, améliorer la planification des opérations et réduire les risques d'usure.

Conclusion Générale

Ce mémoire a exploré l'analyse et la simulation du torque et du drag lors du forage horizontal, en se concentrant sur le puits OML-121 à Hassi Messaoud. L'objectif était de comprendre les défis opérationnels et d'optimiser les opérations de forage pour améliorer la production.

Le champ de Hassi Messaoud, un des plus importants gisements pétroliers d'Algérie, présente des défis spécifiques en termes de gestion de production. Le puits OML-121 a été repris en workover pour maximiser sa production, nécessitant des opérations de forage horizontal complexes pour augmenter la zone de drainage et l'efficacité d'extraction des hydrocarbures.

Le forage horizontal, bien que bénéfique pour la production, introduit des complications, notamment concernant le torque et le drag. Ces forces peuvent causer des problèmes tels que l'usure du tubage, la rupture ou le coincement des tiges de forage. Une gestion efficace du torque et du drag est donc cruciale pour la réussite des opérations.

Les logiciels de Landmark, notamment Compass, CasingWear et WellPlan, ont été centraux dans notre analyse. Compass a permis de planifier les trajectoires de forage, CasingWear d'évaluer et minimiser l'usure du tubage, et WellPlan de simuler et analyser les forces de torque et de drag, permettant d'identifier les configurations optimales.

Nous avons constaté que le torque, influencé par le WOB (poids sur l'outil) et le RPM (vitesse de rotation), doit être optimisé pour réduire les forces de frottement et améliorer l'efficacité du forage. Un WOB bien calibré optimise la vitesse de pénétration sans surcharger les équipements, tandis que le RPM doit maximiser l'efficacité de coupe en minimisant l'usure des outils et le torque.

L'usure du tubage, particulièrement dans les sections horizontales, est accentuée par l'inclinaison élevée qui augmente les forces latérales. Réduire le torque et le drag prolonge la durée de vie du tubage, améliore la sécurité et l'efficacité des opérations.

Les résultats montrent que l'optimisation des paramètres de forage, comme la vitesse de rotation, la pression de boue et la géométrie du puits, réduit le torque et le drag, diminuant les coûts opérationnels et augmentant la sécurité et la fiabilité des opérations. De plus, l'utilisation des HWDP (Heavy Weight Drill Pipe) et des Stabilisateurs peut éviter l'effet de flambage.

En conclusion, ce mémoire a mis en évidence l'importance de la gestion du torque et du drag dans le forage horizontal, notamment pour les puits repris en workover comme OML-121 à Hassi Messaoud. L'application des logiciels de Landmark a démontré que des optimisations ciblées peuvent améliorer significativement les performances de forage, tout en réduisant les risques et les coûts.

Recommandations

- Nous préconisons une optimisation continue des paramètres de forage tels que la vitesse de rotation, le poids sur l'outil et la pression de boue. Cette pratique permet de réduire le torque et le drag, améliorant ainsi l'efficacité et la sécurité des opérations.

- Nous recommandons une optimisation continue de la Bottom Hole Assembly (BHA) pour améliorer les performances du forage. Cela inclut l'utilisation de configurations de BHA appropriées, l'optimisation des outils de fond de trou (downhole tools) et la gestion adéquate des composants de la BHA pour réduire le torque et le drag, améliorer la directionnalité du forage et prolonger la durée de vie des outils.

- Nous encourageons vivement l'utilisation de logiciels de simulation avancés pour planifier, simuler et analyser les opérations de forage. Cette approche permet d'optimiser les trajectoires, de minimiser l'usure du tubage et de réduire les problèmes de torque et de drag.

- Nous notons que les procédures actuelles de collecte de données pour les projets sont complexes et chronophages. Nous recommandons donc une simplification de ces procédures pour bénéficier à la fois aux étudiants et aux efforts de recherche scientifique.

- Nous recommandons vivement de collecter avec précision les données de terrain sur le torque et le drag. Ceci permet de valider les modèles de simulation et d'améliorer la planification des opérations futures.

- Nous encourageons la collaboration entre les équipes de forage, universités et entreprises spécialisées dans le domaine d'hydrocarbures. Cette collaboration permet de partager les connaissances et les expériences pour améliorer les pratiques de forage et de gestion du torque et du drag.

- Nous encourageons l'investissement dans la recherche et le développement de nouvelles technologies pour améliorer la gestion du torque et du drag. Cela permet de réduire l'usure du tubage et d'optimiser les opérations de forage horizontal.

- Nous recommandons une surveillance continue des paramètres de forage tels que le torque, le drag, le poids sur l'outil et la pression de boue. Cela permet d'identifier rapidement les anomalies et d'ajuster les paramètres pour optimiser les performances du forage.

- Nous suggérons d'effectuer une analyse post-forage approfondie pour évaluer les performances du forage, identifier les zones d'amélioration et mettre en place des actions correctives pour les futurs projets.

- Nous recommandons une évaluation régulière des risques liés aux opérations de forage, en tenant compte des conditions géologiques, des conditions météorologiques et des paramètres opérationnels. Cela permet d'identifier et de prévenir les risques potentiels pour la sécurité et l'environnement.


Bibliographie

- [1] AADNØY, B., AND ANDERSEN, K. Design of oil wells using analytical friction models. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 32 (Dec. 2001), 53–71.
- [2] ADEWUYA, O. A., AND PHAM, S. V. A Robust Torque and Drag Analysis Approach for Well Planning and Drillstring Design. In *IADC/SPE Drilling Conference* (Mar. 1998), OnePetro.
- [3] AGBAJI. eTD Explore. <https://etda.libraries.psu.edu/catalog/9678>, 2009.
- [4] BANKS, S. M., HOGG, T. W., AND THOROGOOD, J. L. Increasing Extended-Reach Capabilities Through Wellbore Profile Optimization. In *IADC/SPE Drilling Conference* (Feb. 1992), OnePetro.
- [5] BELAID, A. *Modélisation Tridimensionnelle Du Comportement Mécanique de La Garniture de Forage Dans Les Puits à Trajectoires Complexes : Application à La Prédiction Des Frottements Garniture-Puits* | *Theses.Fr*. PhD thesis, École Nationale Supérieure des Mines de Paris,, 2005.
- [6] BORINB, R. Torque and Drag, 2012.
- [7] BOUZID, Z. E. A. *Optimisation de La Trajectoire Du Forage Directionnel Cas d' 'étude : Hassi Massaoud*. PhD thesis, Université M'Hammed Bougara Boumerdès, Boumerdès, 2020.
- [8] BRETT, J. F., BECKETT, A. D., HOLT, C. A., AND SMITH, D. L. Uses and Limitations of Drillstring Tension and Torque Models for Monitoring Hole Conditions. *SPE Drilling Engineering* 4, 03 (Sept. 1989), 223–229.
- [9] FONTENOT, J. E. Factors Influencing Drag, Torque and Cost of Directional Drilling Near a Salt Dome. In *Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME* (Sept. 1973), OnePetro.
- [10] FRAFJORD, K. Influence of night length on home range size in the northern bat *Eptesicus nilssonii*. *Mammalian Biology* 78, 3 (May 2013), 205–211.
- [11] GIBSON REPORTS. Torque and Drag Mini-Series Episode 1 of 8 - With Brandon Foster of TD Unlimited, Jan. 2023.
- [12] HALLIBURTON. *CasingWear*. Landmark Graphics Corporation.
- [13] HALLIBURTON. *COMPASS*. Landmark Graphics Corporation, 1996.
- [14] HALLIBURTON. *WellPlan*. Landmark Graphics Corporation, 2000.
- [15] HALLIBURTON. OML-121 SR1 Design of service, 2023.
- [16] HO, H.-s. Method of predicting the torque and drag in directional wells, Sept. 1991.
- [17] INC., P. V. Casing Wear : Causes, Prediction and Prevention.
- [18] JOHANCSIK, C., FRIESEN, D., AND DAWSON, R. Torque and Drag in Directional Wells-Prediction and Measurement. *Journal of Petroleum Technology* 36, 06 (June 1984), 987–992.

- [19] KAARSTAD, E., AADNOY, B. S., AND FJELDE, T. A Study of Temperature Dependent Friction in Wellbore Fluids. In *SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition* (Mar. 2009), OnePetro.
- [20] KUCS, R., SPOERKER, H., THONHAUSER, G., AND WOLF-ZÖLLNER, P. Automated Real-Time Hookload and Torque Monitoring.
- [21] MA, T., CHEN, P., AND ZHAO, J. Overview on vertical and directional drilling technologies for the exploration and exploitation of deep petroleum resources. *Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources* 2, 4 (Dec. 2016), 365–395.
- [22] MAEHS, J., RENNE, S., LOGAN, B., AND DIAZ, N. Proven Methods and Techniques to Reduce Torque and Drag in the PrePlanning and Drilling Execution of Oil and Gas Wells. In *IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition* (Feb. 2010), OnePetro.
- [23] MAIDLA, E. E., AND WOJTANOWICZ, A. K. Field Comparison of 2-D and 3-D Methods for the Borehole Friction Evaluation in Directional Wells. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (Sept. 1987), OnePetro.
- [24] MASON, C. J., AND CHEN, D. C.-K. Step Changes Needed To Modernize T&D Software. In *SPE/IADC Drilling Conference* (Feb. 2007), OnePetro.
- [25] MCCORMICK, J. E., FRILOT, M., AND CHIU, T. Torque and Drag Software Model Comparison : Impact on Application and Calibration of Field Data. In *Brasil Offshore* (June 2011), OnePetro.
- [26] MENAND, S., SELLAMI, H., TIJANI, M., STAB, O., DUPUIS, D., AND SIMON, C. Advancements in 3D Drillstring Mechanics : From the Bit to the Topdrive. In *IADC/SPE Drilling Conference* (Feb. 2006), OnePetro.
- [27] MIRHAJ, S. A., FAZAELEZADEH, M., KAARSTAD, E., AND AADNOY, B. S. New Aspects of Torque-and-Drag Modeling in Extended-Reach Wells. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (Sept. 2010), OnePetro.
- [28] MITCHELL, S., AND XIANG, Y. Improving Casing Wear Prediction and Mitigation Using a Statistically Based Model. *SPE/IADC Drilling Conference, Proceedings 2* (Mar. 2012).
- [29] MORSLI, H., AND BENAICHA, H. *Mémoire de Fin d'Etudes*. PhD thesis, Université M'Hammed Bougara Boumerdès, Boumerdès, 2008.
- [30] PAYNE, M. L., AND ABBASSIAN, F. Advanced Torque-and-Drag Considerations in Extended-Reach Wells. *SPE Drilling & Completion* 12, 01 (Mar. 1997), 55–62.
- [31] PAYNE, M. L., AND BAILEY, E. I. Purpose-Built Drillpipe for Extended Reach Drilling. In *IADC/SPE Drilling Conference* (Mar. 1998), OnePetro.
- [32] PR.MELLAK.ABDERRAHMANE. *Cours de Tubage et Cimentation, Brochure bibliothèque num° 131187*. Brochure bibliothèque num° 131187. Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie, UMBB., 2022/2023.
- [33] PRODUCTION, S. . D. OML-121 Workover Program, 2023.
- [34] PRODUCTION, S. . D. FWL_OML-121-SR1, 2024.
- [35] RIPMAN, S. *Casing Wear In Multilateral Wells*. PhD thesis, University of Stavanger, Norway, 2011.
- [36] SAMUEL, R. Friction factors : What are they for torque, drag, vibration, bottom hole assembly and transient surge/swab analyses ? *Journal of Petroleum Science and Engineering* 73, 3 (Sept. 2010), 258–266.

- [37] SAWARYN, S. J., AND THOROGOOD, J. L. A Compendium of Directional Calculations Based on the Minimum Curvature Method. *SPE Drilling & Completion* 20, 01 (Mar. 2005), 24–36.
- [38] SHEPPARD, M. C., WICK, C., AND BURGESS, T. Designing Well Paths to Reduce Drag and Torque. *SPE Drilling Engineering* 2, 04 (Dec. 1987), 344–350.
- [39] SZEZUKA, J.-P. *ENSPM Forage Dirigé Ingénierie et Méthodes*. Edition 3.3. June 2005.
- [40] WATT, C. E. J., RANKIN, R., RAE, I. J., AND WRIGHT, D. M. Self-consistent electron acceleration due to inertial Alfvén wave pulses. *Journal of Geophysical Research : Space Physics* 110, A10 (2005).
- [41] YUCK, R. H., CHOI, H. S., AND HONG, S. Y. Estimation of Current Loads On Offshore Vessels. In *The Fifteenth International Offshore and Polar Engineering Conference* (June 2005), OnePetro.
- [42] ZEROUG, S., BOUNOUA, N., AND LOUNISSI, R. *Well Evaluation Conference - Algeria 2007*. Dec. 2007.

Fiche Technique du Whipstock 7"



1/4/2024

Cased-Hole Whipstock

permanent Anchor

Customer: DH-DP

Field: OML


Well: OML-121

Job #: 7" Whipstock Job

rig #: TP-201
Riadh Kherarba

Casing Information

Size:	OD 7.000
Weight:	29.000
Grade:	P110
I.D.:	6.094
Drift I.D.:	
Wall:	



3,289.00	Top Collar	(Driller Depth)
3,291.50	Top of Window	
3,292.00	Top of Whipstock	
3,294.66	Bottom of Window/Whipstock	
3,297.66	Bottom of Formation	
3,297.94	Bottom of Tool	
3,301.00	Bottom Collar	(Driller Depth)
TBC	Top of Cement	

Personal	signature
SH DP Company Man	
Senior Tool Pusher	
Directional Driller	

Chapitre B

Fiche technique du puits OML-121-SR1

SONATRACH Division PRODUCTION		FICHE TECHNIQUE DE PUITS (OML-121-SR1)										Appareil de forage: TP #201		
COORDONNÉES		PREVISIONS GEOLOGIQUES												
UTM: X = 421045.18289 m Y = 142439.62202 m Zs = 160.08 m		AGE	ETAGE	STRAT	LITHOLOGIE	Tops prevus	Tops géo-logi- que	TVD	Epais TVD	Tops Ecarte- me	carotte Test	TUBAGES	Boue sg	DIAGRAPHIES
Pas de Données														
KOP @ 3291														
CAMBRIEN	CAMBRIEN "R2"	D2			Pas de Données									
		ID												
		D1												
		Reservoir (R2)											0,9	Pas d'opération électrique
												MD= 3735.00 m		
												TVD = 3378.43 m		

Équations de Torque et de Drag de Wellplan

C.1 Calcul du Torque

Le Torque est calculé en utilisant l'équation suivante :

$$\tau = \frac{F_N \cdot r \cdot \mu}{|A|}$$

Où :

- τ = Torque
- F_N = Force latérale ou normale
- μ = Coefficient de frottement
- r = Rayon du composant (pour les collars, le diamètre extérieur du collar est utilisé, pour les tiges de forage, les tubages et les tubages de forage, le diamètre extérieur de l'outil joint est utilisé, pour les stabilisateurs, le diamètre extérieur de la pale est utilisé)
- $|A|$ = Vitesse angulaire = diamètre $\times \pi \times$ RPM / 60
- $|V|$ = Vitesse résultante = $\sqrt{T^2} + \sqrt{A^2}$

C.2 Calcul du Drag

Le Drag est calculé en utilisant l'équation suivante :

$$F_D = \frac{F_N \cdot \mu}{|T| \cdot |V|}$$

Où :

- F_D = Force de traînée

C.3 Force Axiale

L'analyse T&D utilise deux calculs pour la force axiale. Pour vérifier le début du flambage, la méthode de la poussée d'Archimède est utilisée. Cela est dû au fait que les calculs de la force critique de flambage sont basés sur les mêmes hypothèses concernant la pression hydrostatique. Pour les calculs de contrainte, la méthode de la zone de pression est utilisée.

Méthode de la poussée d'Archimède (utilisée pour déterminer le flambage) :

$$F_{\text{axial}} = \sum [LW_{\text{air}} \cos(\text{inc}) + F_{\text{drag}} + \Delta F_{\text{area}}] - F_{\text{bottom}} - \text{WWOB} + F_{\text{BS}}$$

Méthode de la zone de pression (utilisée pour calculer la contrainte) :

$$F_{\text{axial}} = \sum [LW_{\text{air}} \cos(\text{inc}) + F_{\text{drag}} + \Delta F_{\text{area}}] - F_{\text{bottom}} - \text{WWOB}$$

Où :

- L = Longueur de la tige de forage suspendue sous le point, ft
- W_{air} = Poids par pied de la tige de forage dans l'air, lb/ft
- inc = Inclinaison, degrés
- F_{bottom} = Force de pression de fond, une force de compression due à la pression du fluide appliquée sur la section transversale du composant inférieur
- ΔF_{area} = Variation de force due à un changement de section à la jonction entre deux composants de sections transversales différentes, comme la jonction entre la tige de forage et le tubage de forage ou le tubage de forage et les collars. Si la section du composant inférieur est plus grande, la force est une tension ; si la section supérieure est plus grande, la force est une compression.
- WWOB = Poids sur le bit, lb (0 pour le triage entrant et sortant)
- F_{drag} = Force de traînée, lb
- F_{BS} = Force de stabilité au flambage = $(\text{PressExternal} * \text{AreaExternal}) - (\text{PressInternal} * \text{AreaInternal})$

C.4 Force Latérale Supplémentaire due aux Calculs de Flambage

Une fois que le flambage s'est produit, il y a une force latérale supplémentaire due à l'augmentation du contact entre le puits de forage et la tige de forage. Pour le modèle de tige souple, les calculs suivants sont utilisés pour calculer la force latérale supplémentaire. Ces calculs ne sont pas inclus dans une analyse de tige rigide car le modèle de tige rigide prend en compte la force supplémentaire due au flambage dans la dérivation de la force latérale.

Mode de flambage sinusoïdal : Aucune force latérale supplémentaire due au flambage n'est ajoutée.

Mode de flambage hélicoïdal :

$$F_{\text{add}} = \frac{r \times F_{\text{axial}}}{2 \times 4EI}$$

Où :

- F_{add} = Force latérale supplémentaire
- F_{axial} = Force de compression axiale calculée en utilisant la méthode de la poussée d'Archimède
- I = Module de Young
- r = Dégagement radial entre le puits de forage et la tige de travail
- E = Moment d'inertie