



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

École Nationale Polytechnique
Département de Génie Minier

Schlumberger

Mémoire de projet de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'État en Génie Minier

L'impact du remplacement d'une boue à base d'huile (OBM) par une boue à base d'eau à haute performance (HPWBM) sur l'environnement et la chaîne d'approvisionnement -Cas du puits NKT-1 du bassin de Reggane-

Présenté par :

M. HEZAM Ahmed Amine

M. BENMESSAOUD Mohamed Kamel

Sous la direction de :

M. AKKAL R. (ENP)

M. ZOUAGHI I. (ENP)

M. SAADI L. (SLB)

M. RAHMOUNE C.(SLB)

Présenté et soutenu publiquement le 15 Juillet 2021.

Composition du Jury :

Président	M. Larouci CHANANE	MAA	ENP
Examineur	M. Sami YAHYAOUI	MCA	ENP
Promoteur	M. Rezki AKKAL	MCA	ENP
Promoteur	M. Iskander ZOUAGHI	MCA	ENP



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

École Nationale Polytechnique
Département de Génie Minier

Schlumberger

Mémoire de projet de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'État en Génie Minier

L'impact du remplacement d'une boue à base d'huile (OBM) par une boue à base d'eau à haute performance (HPWBM) sur l'environnement et la chaîne d'approvisionnement -Cas du puits NKT-1 du bassin de Reggane-

Présenté par :

M. HEZAM Ahmed Amine

M. BENMESSAOUD Mohamed Kamel

Sous la direction de :

M. AKKAL R. (ENP)

M. ZOUAGHI I. (ENP)

M. SAADI L. (SLB)

M. RAHMOUNE C.(SLB)

Présenté et soutenu publiquement le 15 Juillet 2021.

Composition du Jury :

Président	M. Larouci CHANANE	MAA	ENP
Examineur	M. Sami YAHYAOUI	MCA	ENP
Promoteur	M. Rezki AKKAL	MCA	ENP
Promoteur	M. Iskander ZOUAGHI	MCA	ENP

ملخص

كجزء من بحث وتطوير حلول ابتكارية ومستدامة وفعالة من حيث التكلفة في مجال حفر النفط ، قامت بها شركة شلمبرجير NAF وشركتها الفرعية MI-SWACO ، يقدم هذا العمل ، الذي يهدف إلى إظهار أن هذا هو الوقت المناسب لاستبدال سائل الحفر القائم على الزيت و الذي كثيرا ما يستخدم ، بتكنولوجيا جديدة من سوائل الحفر العالية الأداء القائمة على المياه في حوض ريغان ، كما تظهر هذه الدراسة جدوى هذا الانتقال وفوائده في تحسين سلسلة التوريد والتقليل إلى أدنى حد من تأثير سوائل الحفر على البيئة.

كلمات مفتاحية : سلسلة التوريد ، سائل الحفر ، البيئة ، خطة التسويق ، تحليل

Abstract

In the context of research and development of innovative, sustainable and profitable solutions in the field of oil drilling by Schlumberger NAF company and its subsidiary MI-SWACO, is presented this work which objective is to show that it is the opportune moment for a substitution of the oil based drilling fluid frequently used, by a new technology of drilling fluids which is the water based drilling fluid with high performance in the basin of Reggane, The feasibility of this transition and its benefits on improving the supply chain and minimizing the impact of drilling fluids on the environment are proven.

Keywords : Supply chain, drilling fluid, environment, Marketing plan, cost analysis.

Résumé

Dans le cadre de la recherche et du développement de solutions innovantes, durables et rentables dans le domaine du forage pétrolier par l'entreprise Schlumberger NAF et sa filiale MI-SWACO, se présente ce travail dont l'objectif est de montrer que c'est le moment opportun pour une substitution de la boue à base d'huile fréquemment utilisée, par une nouvelle technologie des fluide de forage qui est la boue à base d'eau à haute performance dans le bassin de Reggane, On prouvant la faisabilité de cette transition et les avantages sur l'amélioration de la chaîne d'approvisionnement et sur la minimisation des impacts des fluides de forage sur l'environnement.

Mots clés : chaîne d'approvisionnement, fluide de forage, environnement, plan Marketing, analyse des coûts.

Dédicace

“

*Je dédie ce modeste travail accompagné d'un profond
amour :*

*À mes chers parents symbole de grands sacrifices, de
courage, d'humilité et d'amour sans qui rien de tout cela
n'aurait jamais été possible, que Dieu les protège et leur
procure une longue vie en bonne santé, et à qui j'espère
pouvoir rendre un jour ne serait-ce qu'une partie de tout ce
qu'ils m'ont offert ;*

*À mes chers frères, source de joie et de bonheur dont je
suis très fier et à qui je me dois de prodiguer le bon
exemple à suivre ;*

Kamel, cher ami, avant d'être binôme,

*À tous mes amis proches de mon cœur sans citer des noms
qui m'ont accompagné tout le long de cette expérience
unique et qui m'ont aidé par leur présence et leurs conseils ;*

À tous mes chers enseignants,

*À ceux qui me sont chers et ceux que j'aime du fond de
mon cœur.*

”

Ahmed Amine

Dédicace

“

Je dédie ce modeste travail accompagné d'un profond amour : à celle qui m'a arrosé d'amour et de tendresse et qui a fait de moi l'homme que je suis aujourd'hui, à la mère des sentiments fragiles qui m'a béni par ses prières. À celui qui m'a appris à rester droit et solide, et à garder la tête haute mon cher père, À mon cher frère, ainsi que toute ma famille,

À mon cher meilleur ami et binôme Amine,

À mes meilleurs amis : Wassim, Ayoub, Karim, Ouahab, Otba, Farid, Abdou (boubi). Avec qui j'ai pu que prendre du plaisir dans cette quête à la recherche du savoir,

À tous mes chers enseignants,

En dernier, mais pas le dernier, je dédie ces années de sacrifices à Mohamed, d'avoir été là pour Kamel et de lui avoir répété chaque jour qu'il est à la hauteur de ses ambitions.

*”Les temps difficiles créent des hommes forts, les hommes forts créent des périodes de paix, les périodes de paix créent des hommes faibles, les hommes faibles créent des temps difficiles.” **Ibn Khaldoun***

”

Mohamed Kamel

Remerciements

En préambule au présent projet de fin d'études, nous remercions Dieu Tout Puissant de nous avoir donné la volonté et le courage de mener à bien ce mémoire. Nos remerciements s'adressent aussi aux membres du jury pour le temps qu'ils ont accordé à l'évaluation de notre travail, le président de jury **M. L. CHANANE**, notre promoteur **M. R. AKKAL** pour ses précieux conseils, son aide et d'avoir toujours été une source de motivation pour nous ainsi, l'examineur **M. S. YAHYAOU**

Par la suite, La première personne que nous tenons à remercier chaleureusement est notre Co-encadreur Monsieur **Iskander ZOUAGHI**, pour son dévouement, sa générosité, ses précieux conseils, la grande patience dont il s'est armé, qui ont constitué un apport considérable sans lequel ce travail n'aurait pas pu être mené au bon port. QU'il trouve dans ce travail un hommage vivant à sa haute personnalité.

Par la suite, nous souhaitons remercier tous les honorables enseignantes et enseignants du département de génie minier de l'Ecole Nationale Polytechnique ainsi que tous ceux que nous avons connu durant notre cursus scolaire et qui ont fait de notre passage à l'école une escale mémorable.

Nous tenons également à exprimer nos sentiments les plus sincères de gratitude et d'admiration à Messieurs **RAHMOUNE EL Mehdi Cherif** et **Lazhar SAADI** qui sans leur accompagnement et leur bienveillance ce modeste travail n'aurait pas pu être réalisé.

Enfin, nous remercions Messieurs **Khaled SERIDI**, **Chouaib DJAOUI** et **Amine BOUBEKRI** pour leur disponibilité et les valeureux conseils et consultations qu'ils nous ont accordé. Sans oublier tout le personnel de MI-SWACO et du département supply chain de Schlumberger NAF qui ont fait de notre période de stage un séjour mémorable et riche en expériences.

Table des matières

Table des figures

Liste des tableaux

Liste des abréviations

Liste des variables

Introduction générale	19
1 Les Fluides de forage et le supply chain management	21
1.1 Introduction	22
1.2 Généralités sur les Fluides de forage	22
1.2.1 Les fluides de forage	22
1.2.2 Classification des fluides de forage	24
1.2.3 Les fonctions d'un fluide de forage	25
1.2.4 Problèmes liés aux fluides de forages	26
1.2.5 Rhéologie des fluides de forage	30
1.2.6 Les propriétés de la boue par rapport aux fonctions	37
1.3 Généralités sur la SUPPLY CHAIN	43
1.3.1 Définition de Coût	43
1.3.2 Coût d'achat	43
1.3.3 Coût de production	43
1.3.4 Coût de revient	43
1.3.5 Coût de revient commercial	44
1.3.6 Planification par scénario	44
1.3.7 Transport du gasoil	45
1.3.8 Définition Plan Marketing	45
1.3.9 Marketing et développement durable	46
1.3.10 La chaîne logistique	47
1.3.11 Chaîne logistique et Gestion de la chaîne logistique	48
1.3.12 Dépendance aux fournisseurs internationaux	48
2 Comparaison technique	50

2.1	Introduction	51
2.2	Critère de Choix du fluide de forage	51
2.2.1	le critère technique	51
2.2.2	le critère économique	52
2.2.3	le critère environnemental	52
2.3	Les avantages et les inconvénients de chaque boue de forage	52
2.3.1	Les avantages de la HPWBM et de l'OBM	52
2.3.2	Les inconvénients de la HPWBM et de l'OBM	53
2.3.3	comparaison générale entre la HPWBM et l'OBM	54
2.3.4	Comparaison entre HPWBM et OBM détaillée	55
2.3.5	Les WBM fonctionnent-ils comme les OBM ?	59
2.3.6	Conclusion	60
3	Etude de cas NKT-1	61
3.1	Introduction	62
3.2	Situation géographique de la zone d'étude	62
3.2.1	Le bassin de Reggane	62
3.2.2	Généralités sur le forage étudié	63
3.2.3	la géologie de la région	64
3.2.4	La géologie du puit NKT-1	66
3.2.5	Stratigraphie du puits	66
3.3	Le programme de fluides de forage du puits NKT-1	67
3.3.1	Les propriétés du fluides de forages	67
3.3.2	Le cas de l'utilisation de la boue à base d'eau à haute performance (HPWBM)	68
3.3.3	Le cas de l'utilisation de la boue à base d'huile (OBM)	77
3.3.4	Les Additifs utilisés et leur rôle dans ce cas :	79
3.4	Conclusion	84
4	L'impact sur l'environnement	85
4.1	Introduction	86
4.2	Sources et types de déchets du forage	86
4.2.1	Source de pollution	87
4.3	Caractéristiques des déchets de forages	88
4.4	Composants préoccupants pour l'environnement dans les déchets de forage	90
4.5	EXIGENCES DE LA RÉGLEMENTATION	91
4.6	Mesures prises pour minimiser l'impact environnemental du Forage	92
4.6.1	Minimisation des déchets via des modifications de processus	92
4.6.2	Réutilisation ou recyclage des matériaux	94
4.6.3	Traitement et élimination (Waste management)	94
4.6.4	La biodégradations	100

4.7	Récapitulatif sur l'impact environnemental des deux fluides de forage . . .	101
5	Analyse et Planification économique d'une transition de l'OBM vers la HPWBM	102
5.1	Introduction	103
5.2	Comparaison des coûts	103
5.2.1	Première section 26	103
5.2.2	deuxième section 16"	104
5.2.3	la troisième section 12"1/4	105
5.2.4	la quatrième section 8"1/2	106
5.2.5	Récapitulatif des coûts des opérations du puits	107
5.3	La partie aval des coûts	108
5.4	Le procédé de Désorption Thermique (TPS : thermal process of separation)	109
5.5	Planification des scénarios de forage par la HPWBM	110
5.5.1	Transport du Gasoil	111
5.5.2	Prix du Gasoil	112
5.5.3	Traitement des déchets	113
5.5.4	Coûts du Procédé de Désorption Thermique	113
5.5.5	Coûts total du Gasoil	113
5.5.6	Coût total du transport de Gasoil	114
5.5.7	Coûts total du waste management (traitement des déchets)	114
5.5.8	Coûts total de la TPS	114
5.6	Démarche à suivre pour La planification	115
5.6.1	Le but du programme	115
5.6.2	La démarche à suivre	115
5.7	Discussion des sommes totales liées au gasoil entre les divers scénarios . . .	119
5.8	Les résultats des divers scénarios cas sans subvention du Gasoil	119
5.8.1	Scénario Optimiste	120
5.8.2	Scénario pessimiste/réaliste	120
5.8.3	Scénario improbable	121
5.8.4	Autre Scénario	121
5.8.5	Récapitulatif du cas des scénarios sans subvention du gasoil	122
5.8.6	Analyse S.W.O.T de l'entreprise Schlumberger NAF et sa filiale MI-SWACO	123
5.9	Réalisation du Plan Marketing du projet transitions vers la HPWBM . . .	125
5.9.1	Stratégie du produit	125
5.9.2	Stratégie de placement/distribution	127
5.9.3	Stratégie de tarification(prix)	128
5.9.4	Stratégie promotionnelle	128
5.10	Conclusion	130

Conclusion générale	131
Références bibliographiques	136
Annexes	137
A Présentation du marché pétrolier	138
B Présentation du Schlumberger	141
C Simulation OBM et HPWBM section par section	149
D Visualisation des données des divers scénarios	157

Table des figures

1.1	Circulation des fluides de forage le long d'un puits pétrolier [1]	23
1.2	Formation d'un cake sur les parois d'un puits de pétrole [5]	25
1.3	Invasion de fines et de particules de fluide forées dans la formation [8]	27
1.4	Perte de fluide de forage dans la formation [8]	28
1.5	Le filtre cake dynamique est plus fin en raison de l'écoulement de la boue [8]	30
1.6	Viscosimètre FANN [5]	32
1.7	Identification des différentes courbes d'écoulement en se basant sur leur forme caractéristique [5]	33
1.8	Rhéogramme d'un fluide newtonien [10]	34
1.9	Rhéogramme du fluide de forage de type Bengamien [8]	35
1.10	Rhéogramme d'un modèle de puissance [8]	36
1.11	Rhéogramme donnant les différents modèles rhéologiques [5]	37
1.12	Schéma explicatif de l'analyse S.W.O.T (by LBdD)	46
1.13	Schéma récapitulatif de la chaîne logistique simplifiée [17]	48
2.1	Une comparaison technique entre HPWBM et OBM (document interne MI-Algérie [11])	54
2.2	Graphes de Contamination avec le CO2 [18]	55
2.3	graphique en barre 3D des valeurs de la ROP pour une boue à base d'huile (NOVAPLUS) & une boue à base d'eau (Ultradrill)	59
3.1	Carte de situation du bassin de Reggane [24]	62
3.2	Situation du domaine de l'étude et principaux traits structuraux du Bassin de Reggane [24]	63
3.3	coupe litho-stratigraphique du puit NKT-1 [19]	66
4.1	Déchets liquides	88
4.2	Déchets solides	88
4.3	Pourcentage de constituants chimiques individuels présents dans les rejets d'OBM et de WBM	89
4.4	Composition des déblais de forage à base d'huile non traités [28]	90
4.5	Schéma du processus des fluides	92
4.6	schéma du concept de solids control	93
4.7	Sécuriser la décharge avec un revêtement synthétique (MESP Spa)	95

4.8	Land farming process	96
4.9	Présentation du processus TPS [11]	97
4.10	Unité de solidification-stabilisation [5]	98
4.11	Re-injection des debris	99
4.12	Les résultats des essais sur terrain de la “ vermiculture” [5]	100
4.13	Variation de la masse au cours du temps (biodégradation aérobie) [10] . . .	101
5.1	Comparaison des couts entre les deux type de boues(OBM/HPWBM) pre- miere section (26”)[19]	104
5.2	Comparaison des coûts entre la HPWBM OBM pour la Deuxième section 16”[19]	105
5.3	Comparaison des coûts entre des systèmes HPWBM OBM pour la troi- sième section 12”[19]	106
5.4	Comparaison des coûts des achats et services entre les deux systèmes de boue HBWBM & OBM pour la section 8”1/2[19]	107
5.5	Tableau récapitulatif des couts globaux des opérations pour les deux boues pour chaque section[19]	108
5.6	Graphique à secteur montrant les couts de traitements de déchets par rap- port au couts des opérations de forage [5]	109
5.7	schéma récapitulatif des sources des couts liés à l’utilisation du système OBM[33]	110
5.8	Barycentre du bassin de Reggane point de compensation des distances entre les puits du bassin.[24]	112
5.9	Itinéraire et distance moyenne entre les puits du bassin de Reggane et la base de Hassi messaoud[24]	112
5.10	Schéma des avantages de la HPWBM suivant le critère de choix d’un fluide de forage[33]	116
5.11	Visualisation des différents couts pour le cas optimiste avec subvention . .	116
5.12	Visualisation des différents couts pour le cas pessimiste/réaliste avec sub- vention	117
5.13	Visualisation des différents couts pour le cas Improbable avec subvention .	118
5.14	Visualisation des différents couts pour autre scénario avec subvention . . .	118
5.15	Comparaison de la somme totale des puits pour chaque scénario	119
5.16	Visualisation des différents couts pour le cas optimiste sans subvention . .	120
5.17	Visualisation des différents couts pour le cas pessimiste/réaliste sans sub- vention	120
5.18	Visualisation des différents couts pour le cas improbable sans subvention .	121
5.19	Visualisation des différents couts pour autre scénario sans subvention . . .	122
5.20	Les résultats des divers scénarios cas sans subvention du Gasoil	122
5.21	Schéma du plan marketing[35]	125
5.22	comparaison du ROP entre HydraGlyde system et les autres systeme[33] .	126

A.1	Production, réserves et consommation du pétrole	139
A.2	Classification des différentes origines de pétrole par API et taux de soufre [EIA]	140
B.1	Les divisions et les business lines du schlumberger [33]	144
B.2	Schlumberger dans le monde [33]	145
B.3	Schlumberger north africa (NAF) [33].	147
B.4	Carte de situation du puits NKT-1 (Mi Algerie (Schlumberger))	148
D.1	Visualisation des données des divers scénarios	157
D.2	Script du programme Matlab des divers Scénarios pour la la visualisation simplifiée des résultats	157
D.3	Script du programme Matlab des divers Scénarios pour la la visualisation simplifiée des résultats	158

Liste des tableaux

2.1	Avantages des deux fluides de forage HPWBM et OBM [5]	52
2.2	Inconvénients des deux fluides de forage HPWBM et OBM	53
3.1	Données du forage (document interne MI Algeria (Schlumberger))	63
3.2	coordonnées d'implantation (MI Algeria)	63
3.4	Les produits utilisés pour la formulation [19]	68
3.5	Les Produits utilisés dans la section 1 [19]	69
3.6	Propriétés de la boue pour la section 1 [19]	69
3.7	Propriétés rhéologiques pour la section 1 [19]	69
3.8	Propriétés de perte pour la section 1 [19]	69
3.9	Analyse des solides pour la section 1 [19]	69
3.10	Chimie de la boue pour la section 1 [19]	70
3.11	Les produits utilisés dans la section 2 NKT-1 [19]	71
3.12	Propriétés de la boue pour la section 2 NKT-1 [19]	71
3.13	propriétés rhéologiques pour la section 2 NKT-1 [19]	71
3.14	Propriétés de perte pour la section 2 NKT-1 [19]	72
3.15	Analyse des solides pour la section 2 NKT-1 [19]	72
3.16	Chimie de la boue pour la section 2 NKT-1 [19]	72
3.17	Les produits utilisés pour la section 3 NKT-1 [19]	73
3.18	Propriétés de la boue pour la section 3 NKT-1 [19]	73
3.19	Propriétés rhéologiques pour la section 3 NKT-1 [19]	73
3.20	Propriétés de perte pour la section 3 NKT-1 [19]	73
3.21	Analyse des solides pour la section 3 NKT-1 [19]	74
3.22	Chimie de la boue pour la section 3 NKT-1 [19]	74
3.23	Produits utilisées pour la section 4 NKT-1 [19]	75
3.24	Propriétés de la boue pour la section 4 NKT-1 [19]	75
3.25	Propriétés rhéologiques pour la section 4 NKT-1 [19]	75
3.26	Propriétés de perte pour la section 4 NKT-1 [19]	75
3.27	Analyse des solides pour la section 4 NKT-1 [19]	76
3.28	Chimie de la boue pour la section 4 NKT-1 [19]	76
3.29	Les Produits utilises dans le cas de l'OBM [19]	77
3.30	Les produits utilises dans la section 2[19]	78
3.31	Les produits utilises dans la section 3[19]	78
3.32	Les produits utilises dans la section 4[19]	79

4.1	Exigences relatives au dechargement des boues et des débris de forage (Ibuchukwu) [30]	91
5.1	tableau de la désagrégation des couts du waste management pour la moyenne des 09 puits	109
5.2	Tableau estimation des couts et bénéfice de la station TPS[11]	110
5.3	Tableau contenant le nombre de puits pour chaque type de boue cité dans le contrat du bassin de reggane[11]	111
5.4	Tableau contenant le nombre de puits pour chaque type de boues pour la totalité des scénarios du bassin de Reggane[11]	111
5.5	L'analyse SWOT	124
B.1	présentation du schlumberger Ltd.	142
C.1	OBM récap des coûts du puits NKT-1	150
C.2	le cout total et le cout du "waste management"	151
C.3	Récap des coûts de la HPWBM du puits NKT-1	152
C.4	Récap des coûts de la section 16" pour les deux types de boues	153
C.5	Récap des coûts de la section 12"1/4 pour les deux types de boues	153
C.6	Récap des coûts de la section 8"1/2 pour les deux types de boues	154
C.7	différence de coûts de traitement des déchets entre les deux types de boues OBM et HPWBM	154
C.8	récap des coûts du traitement des déchets détaillé pour 09 puits différents .	155

Liste des abréviations

ACP	<i>Analyse en Composantes Principales</i>
TPS	<i>procédé thermal de désorption</i>
WM	<i>waste Management</i>
AIE	<i>Agence internationale de l'énergie</i>
API	<i>American petroleum institution</i>
BHA	<i>bottom hole assembly</i>
BOP	<i>blowout preventer</i>
Ca	<i>chiffre d'affaires</i>
CEO	<i>Chief Executive Officer</i>
CFO	<i>Chief Financial Officer</i>
DZD	<i>Dinar algérien</i>
EP	<i>Electrical and Power</i>
EVP	<i>Executive Vice President</i>
fls	<i>nombre de fils dans un centimètre caré de la maille d'un tamis</i>
HPWBM	<i>high performance water based mud</i>
K.UM	<i>kilo unité monétaire</i>
Ltd	<i>suffix qui signifie "limited" qui suit le nom d'une entreprise.</i>
M€	<i>millions d'euro</i>
MB	<i>millions de barils</i>
NAF	<i>North africa</i>
OBM	<i>Oil based mud</i>

OPEP	<i>Organisation Des pays exportateurs de Pétrole</i>
PL	<i>product line</i>
U.M	<i>unité monétaire</i>
WBM	<i>Water based mud</i>
WTI	<i>West Texas Intermediate</i>
G	<i>barycentre</i>
SPE	<i>Society of Petroleum Engineers</i>
PHPA	<i>Une classe de boues à base d'eau qui utilise du polyacrylamide partiellement hydrolysé.</i>
DBO	<i>Opérations de forage et de dynamitage ou Drilling and Blasting Operations</i>
DPR	<i>Directeur des ressources pétrolières</i>
W	<i>la direction ouest</i>
N	<i>la direction nord</i>
MBT	<i>Methylene Blue Dye test</i>
LGS	<i>low gravity solids (solide de petite granulométrie)</i>
Kcl	<i>Chlorure de potassium</i>
pH	<i>Potentiel hydrogène</i>
Sg	<i>specific gravity</i>

Liste des variables

A	<i>Section de la roche m^2</i>
CG	<i>Consommation moyenne de gasoil par puits pour le bassin de reggan en m^3</i>
DB	<i>Distance entre le point source de gasoil HMD et le barycentre des puits situé au bassin de Reggane en km</i>
Dg	<i>Devis du gasoil avec ou sans subvention en UM/m^3</i>
Dt	<i>Devis du transport de gasoil en $UM/km/m^3$</i>
DTPS	<i>Devis de la TPS par puits en (UM)</i>
DWM	<i>Devis du waste management par puits en (UM)</i>
H_{mc}	<i>Épaisseur de cake (m)</i>
k	<i>la perméabilité de la roche en (mD)</i>
μ	<i>viscosité en Pa.S</i>
nbr	<i>Nombre de puits forés par l'OBM.</i>
NPT	<i>no production time</i>
ROP	<i>rate of penetration (m/h)</i>
T	<i>temps (h)</i>
Vc	<i>Vitesse de dépôt de cake (m/s)</i>
Vf	<i>viscosité du filtrat</i>
Vp	<i>vitesse jaillissement du filtrat [m/s]</i>
CFO	<i>“yield point“ (seuil d'écoulement)(Pa ou lb/100ft²)</i>
ΔP	<i>La pression de déplacement en Pa</i>

μ_a	<i>Viscosité apparente</i>
μ_p	<i>Viscosité plastique</i>
γ	<i>la contrainte d'écoulement</i>
CFO	<i>Chief Financial Officer</i>

Introduction générale

Dans le cadre économique en Algérie, le secteur de l'énergie occupe une place majeure surtout en ce qui concerne le domaine pétrolier. En effet, l'innovation et l'optimisation des voies canaux, des moyens et des divers procédés de production de la matière première pétrolière est un gage pour la croissance et la rentabilité du secteur pétrolier.

Pour ce faire, le développement de l'industrie pétrolière exige aux entreprises opérant dans ce secteur, la connaissance de la chaîne de production et d'approvisionnement ainsi que la conscience des enjeux environnementaux, afin d'anticiper et d'optimiser leur réactivité. A cet égard, les entreprises doivent se doter d'outils efficaces de calcul des coûts, d'analyse des résultats technique et écologique pour assurer les conditions de rentabilité, de productivité, de durabilité et, enfin, de compétitivité.

Le segment des fluides de forage constitue une pièce maîtresse de la chaîne de production pétrolière, La connaissance et l'anticipation des divers défis qui peuvent intervenir sur ce segment devient indispensable, pour l'optimisation de sa performance, sa rentabilité et sa durabilité.

Alors, nous nous sommes intéressés au thème suivant : « L'impact du remplacement d'une boue à base d'huile (OBM) par une boue à base d'eau à haute performance (HP WBM) sur l'environnement et la chaîne d'approvisionnement ».

Ainsi, la problématique suivante est soulevée :

Comment l'entreprise de services Schlumberger NAF doit-elle s'organiser pour instaurer cette substitution de la boue à base d'huile (OBM) vers la boue à base d'eau à haute performance en Algérie en commençant par le bassin de Reggane où le puits NKT-1 a été foré. Ainsi que les motifs techniques, économiques et environnementaux de cette transition ?

Pour répondre à cette problématique, il est essentiel de répondre principalement aux questions suivantes :

Aurons- nous des résultats de performance satisfaisants ?

Comment cette transition va minimiser les impacts des fluides de forage sur l'environnement ?

Comment va-t-elle servir à améliorer la chaîne d'approvisionnement ?

Afin de répondre à notre problématique, ce mémoire se compose de cinq chapitres, où le premier chapitre traite la partie théorique pour initier les quatre chapitres restants.

Dans le premier chapitre, nous allons présenter l'entreprise d'accueil Schlumberger NAF notamment initier des notions de base sur les fluides de forage, et le supply-chain management, ainsi que des notions de marketing et de planification managériale. Ensuite, par un deuxième chapitre où on va comparer entre les deux fluides de forage (HPWM/OBM), et apprécier les différents critères techniques de choix d'un fluide de forage.

Le troisième chapitre sera consacré à une étude de cas du puits NKT-1 d'un point de vue technique, pour les deux types de fluides, à travers une simulation d'un forage par l'OBM d'un puits foré par la HPWBM. Par la suite à travers le quatrième chapitre nous allons aborder l'aspect environnemental pour les deux types de boue de forage.

Enfin, à travers le chapitre cinq, nous allons faire une analyse économique des coûts globaux du puits NKT-1 pour les deux cas de figures, et dans le cadre de l'amélioration de la chaîne d'approvisionnement, une récolte, une classification, analyse et visualisation de la totalité des données du bassin de Reggane sera illustrée, également une Analyse S.W.O.T du projet, ainsi qu'une mise en évidence des différents éventuels risques de la gestion actuelle, en finissant par proposer la démarche à suivre pour l'implantation de la solution.

Chapitre 1

Les Fluides de forage et le supply chain management

1.1 Introduction

Dans le marché du domaine pétrolier, il existe plusieurs entreprises leader parmi elles, l'entreprise d'accueil Schlumberger, que nous allons présenter (ANNEXE).

Durant l'extraction des ressources de gaz et de pétrole, le passage par les divers couches nécessite l'intervention des fluides de forage qui sont l'objet de notre étude, nous allons les définir, avec leurs propriétés et leurs fonctions. l'activité des fluides de forage nécessite un approvisionnement minutieusement étudié, c'est pour ça qu'on va donner aussi un aperçu sur la chaîne d'approvisionnement et la logistique.

1.2 Généralités sur les Fluides de forage

1.2.1 Les fluides de forage

Les fluides de forage sont composés d'un certain nombre de liquides, de fluides gazeux et de mélanges de fluides et de solides. Un fluide de forage est généralement utilisé dans le cadre d'une opération de forage au cours de laquelle il circule ou est pompé depuis la surface, descend le long du train de tiges et est ensuite introduit au fond du trou de forage en jaillissant des buses du trépan, avant de revenir à la surface via l'espace annulaire, comme le montre la figure 1.1 :

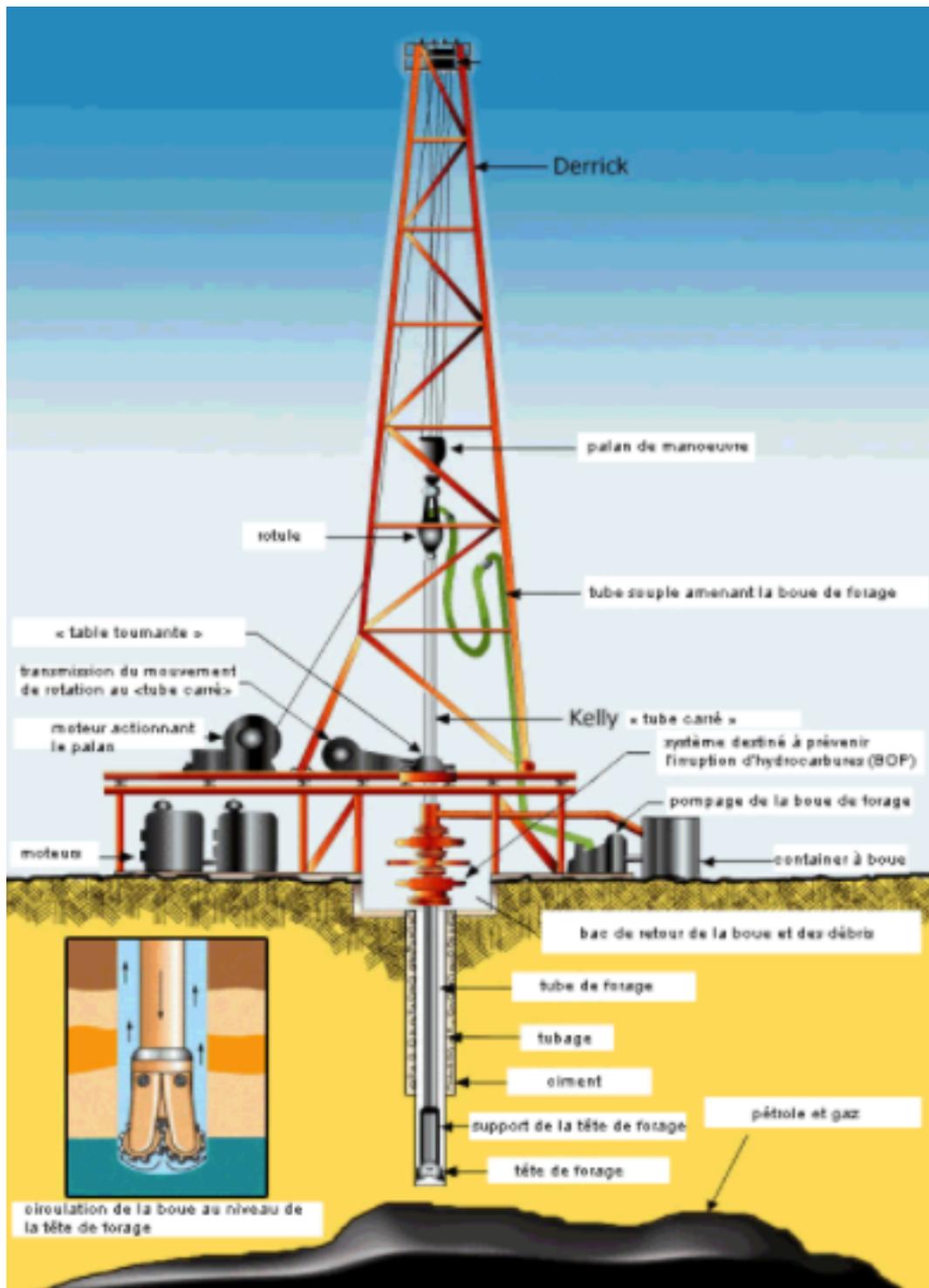


FIG. 1.1 : Circulation des fluides de forage le long d'un puits pétrolier[1]

Pour cela des pompes puissantes sont utilisées pour faire circuler la boue sur une plate-forme de forage. Elles aspirent la boue à partir de la baque à boue et la font circuler dans le train de tiges jusqu'au trépan. La pression typique à la sortie de ces pompes peut atteindre 7 500 psi (52 000 kPa). Au niveau du trépan, la boue est projetée par les buses du trépan pour éloigner les débris du trépan. La boue est accompagnée par les débris broyés au front de taille jusqu'à la surface via le train de tige[2].

À l'extrémité de la ligne d'écoulement, la boue et les débris tombent passent par des tamis permettant de retirer les solides de la boue tandis que le fluide de forage s'écoule au-dessus de lui. La phase liquide de la boue et les solides plus petits que la maille de 200 fils ($< 74 \mu\text{m}$) passent à travers le tamis et retournent dans les puits tandis que les solides plus gros sont retenus sur le tamis et finalement rejetés [3].

1.2.2 Classification des fluides de forage

Les fluides de forage sont généralement classés, en fonction de leur matériau de base, en boues à base d'eau et en boues à base d'huile. Dans les boues à base d'eau (WBM), l'eau est la phase continue et les particules solides sont en suspension dans l'eau ou la saumure. Les boues à base d'huile (OBM) sont exactement l'inverse. L'huile est la phase continue et les particules solides sont en suspension dans l'huile, l'eau ou la saumure étant émulsifiée dans l'huile par des agents de surface (tensio-actifs).

Les fluides de forage à base d'huile présentent des avantages certains par rapport aux fluides à base d'eau. Ils permettent notamment de maintenir une rhéologie stable et un contrôle de la filtration pendant des périodes prolongées et présentent un pouvoir lubrifiant accru. En outre, les fluides de forage à base d'huile peuvent être utilisés pour forer à travers la plupart des formations de schiste problématiques en raison de leur nature inhibitrice inhérente et de leur stabilité thermique.

Il faut noter que le filtrat d'une boue à base d'eau, lors de son interaction avec les particules, conduit à un gonflement des particules argileuses de la formation traversée, ce qui à son tour peut provoquer un endommagement sévère de la formation réservoir et par la suite peut nuire gravement à la productivité du puits. Il existe de nombreux cas où une formation a été exposée à de l'eau ou à une boue à base d'eau et où, par conséquent, la production a été considérablement réduite ou, dans certains cas, complètement perdue (le puits a été totalement fermé).

Par la suite, un fluide de forage à émulsion inverse (eau dans l'huile) atténuerait le problème d'endommagement. Dans ce cas, l'huile seule n'a pas la capacité de former un gâteau de filtration sur la paroi du trou de forage, mais des additifs de boue sont utilisés pour limiter la perte de fluide dans les formations perméables.

Le gâteau ou la gaine de filtration est imperméable à l'eau et sensiblement imperméable à l'huile, de sorte que pratiquement aucune huile de base du fluide ou l'eau contenue dans le fluide n'est perdue dans la formation. Même si le filtrat contient une petite quantité d'huile, le fluide qui peut pénétrer dans le gâteau de filtration n'affecte pas sensiblement la perméabilité de la formation[4].

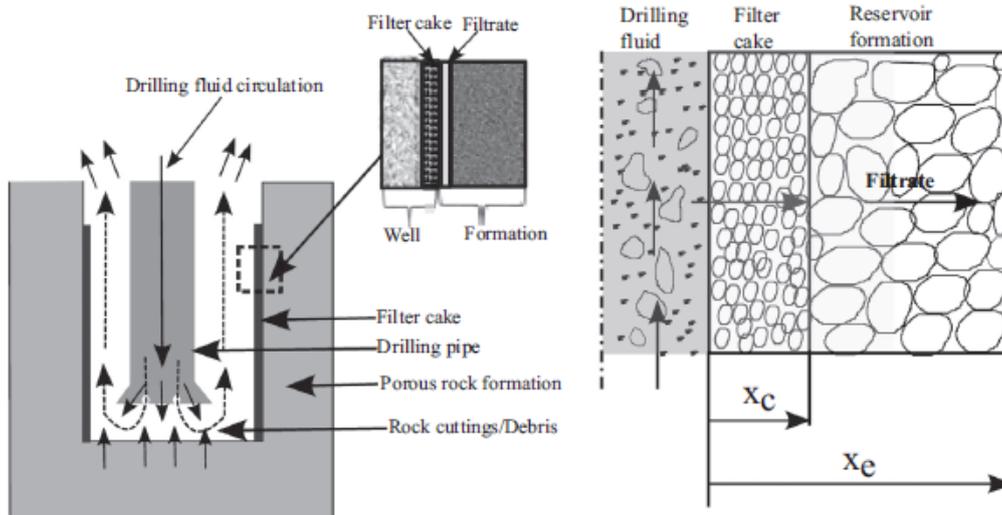


FIG. 1.2 : Formation d'un cake sur les parois d'un puits de pétrole [5]

1.2.3 Les fonctions d'un fluide de forage

Un système de fluide de forage correctement conçu et entretenu remplit les fonctions essentielles suivantes[6] :

1. Enlèvement des débris de forage. L'élimination des débris de forage permet d'obtenir un trou plus propre. La capacité d'une boue à transporter les déblais à la surface dépend en partie des caractéristiques de la boue (densité et viscosité) et en partie du taux de circulation à travers les tiges.
2. Suspension des déblais. Les bons fluides de forage ont des propriétés thixotropiques qui font que les particules solides, entraînées vers la surface, sont maintenues en suspension lorsque la circulation est arrêtée.
3. Appliquer une contre pression en face des formations traversées. Il s'agit là d'une fonction très importante du fluide de forage car il s'agit de la première ligne de défense contre d'éventuelles venues d'eau de la formation vers le puits.
4. Formation d'un cake sur les parois du puits de pétrole. Un bon fluide de forage possède des propriétés de filtration qui retardent le passage du fluide dans la formation. Dans de nombreux cas, il peut être nécessaire d'ajouter des additifs de contrôle de la perte de fluide afin de réduire la filtration des fluides ainsi que les fines particules. Idéalement, les boues forment un gâteau filtrant fin et résistant à travers les formations perméables. Cela permet de maintenir le trou dans un état stable et également minimise les quantités de boue et de filtrat qui pénètrent dans la formation.
5. Refroidissement et lubrification de l'outil de forage. Pendant les opérations de forage, le train de tiges et le trépan génèrent de la chaleur par friction. La boue de forage

aide à refroidir le train de tiges et assure également la lubrification en réduisant la friction entre le train de tiges et les parois du trou de forage.

6. Réduire l'endommagement de la formation réservoir. Cet endommagement est étroitement lié aux propriétés de filtration de la boue. L'endommagement causé par l'invasion du filtrat dépend de la quantité de filtrat qui pénètre dans la formation.
7. Minimiser la corrosion de l'outil de forage. Dans les boues à base d'eau, la corrosion est contrôlée par l'ajout d'inhibiteurs de corrosion. Il a été constaté que dans les boues contenant de l'huile comme phase continue, peu ou pas de corrosion se produit.

1.2.4 Problèmes liés aux fluides de forages

De nombreux problèmes de forage sont dus à des conditions ou des situations qui se produisent après le début du forage et pour lesquelles le fluide de forage n'a pas été bien conçu. Si ces problèmes ne sont pas résolus de manière adéquate, cela peut entraîner des coûts de forage excessifs, des temps d'arrêt non programmés, des activités à haut risque inutiles et des performances médiocres [7].

1. Instabilité des forages

L'instabilité des trous de forage est un problème courant surtout dans les formations argileuses. Toute formation traversée peut s'effondrer si la densité de la boue n'est pas appropriée pour la contrôler. Pour minimiser l'instabilité du trou de forage, les caractéristiques appropriées de la boue (viscosité de la boue, réduction de la traînée et du couple et perte de fluide) sont importantes.

2. Coincement de l'outil de forage

Lors du forage de puits de pétrole et de gaz, des trains de tiges composés de tubes et de colliers sont utilisés pour forer la formation. Les filtrats envahissent les zones perméables et des gâteaux de boue se déposent sur la paroi des trous. Une partie de la tige de forage est alors enfoncée dans le gâteau de boue sur les parois du trou. Lorsque le train de tiges n'est plus libre de monter, descendre ou tourner, la tige de forage est censée être bloquée. Ce problème est généralement dû au fait que les tiges de l'outil de forage adhère au gâteau de boue sur la paroi du puits en raison de la perte de filtrat sur la paroi du puits avec la formation d'un filtre cake épais ou en raison du refoulement des débris dans le puits lorsque la circulation du fluide de forage est arrêtée.

3. Agrandissement du trou en face des formations contenant des sels

Les formations de sel peuvent être affectées par le fluide de forage lors de son passage, ce qui provoque un élargissement du trou nominal. Pour éviter ce problème, un système de boue saturée en sel est préparé pour forer des passages de formation contenant des sels.

4. Endommagement de la formation

L'endommagement de la formation est défini comme étant une réduction de la perméabilité et de la porosité à proximité d'un puits de pétrole. Cela va engendrer ce qu'on appelle l'effet de skin (peau positive). Le diagnostic des problèmes d'endommagement de la formation a permis de conclure que l'endommagement de la formation est généralement associé au mouvement et au pontage de solides fins dans les formations réservoirs et à la pénétration de particules de fluide de forage dans la formation, ce qui provoque le bouchage des pores du milieu poreux.

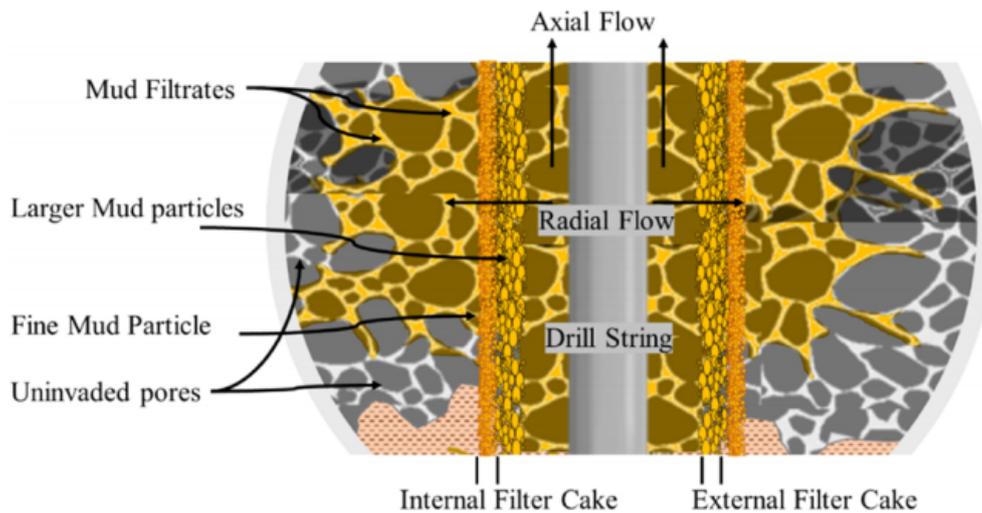


FIG. 1.3 : Invasion de fines et de particules de fluide forées dans la formation [8]

5. Perte de circulation

Par circulation perdue, on entend l'écoulement incontrôlé d'une quantité importante de boue de forage vers une formation rencontrée. Il peut s'agir d'une perte partielle, quelques retours à la surface ou une perte totale sans retour à la surface. Une perte de circulation peut se produire dans plusieurs types de formations, notamment les formations hautement perméables, les formations fracturées et les formations cavernueuses.

La perte de circulation se produit lorsque la pression hydrostatique de la boue dépasse la résistance à la rupture de la formation, ce qui crée des fissures le long desquelles le fluide s'écoule. Le fluide s'écoulera dans les grandes fractures de plus de 100 microns. En pratique, la taille de l'ouverture des pores des schistes qui peut provoquer une circulation perdue est de l'ordre de 10 nm-0.1 microns (figure 1.4)

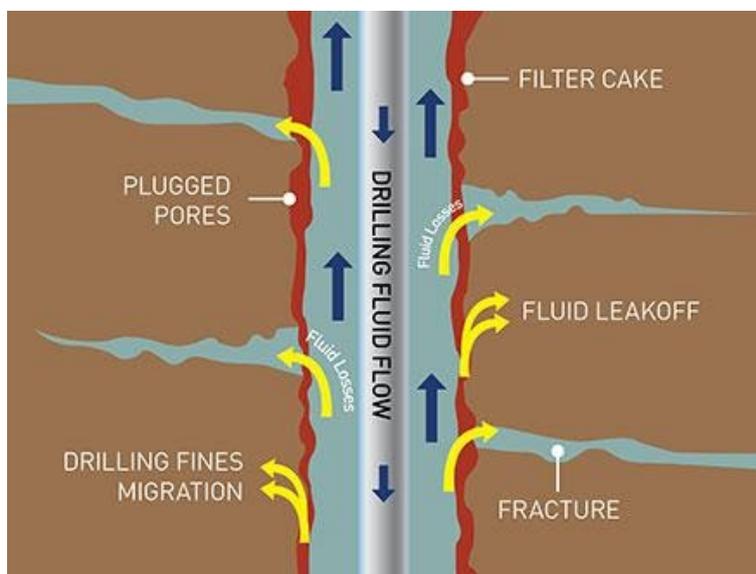


FIG. 1.4 : Perte de fluide de forage dans la formation [8]

6. Filtration

Lorsque la pression de la boue de forage est supérieure à celle de la formation, le filtrat est forcé de s'écouler dans la formation avec un dépôt de solides de boue sur les parois du puits de forage. Ainsi, avec la filtration, l'invasion du filtrat et le dépôt du gâteau de filtration peuvent poser des problèmes. Les problèmes posés par l'invasion du filtrat relèvent davantage de l'évaluation de la formation et de la complétion. Par exemple, le rinçage de la zone autour d'un puits de forage peut être causé par une perte excessive de fluide au point de recueillir des informations incorrectes sur les essais de diagraphies. En outre, un autre problème pourrait être une réduction considérable de la perméabilité de la formation par l'invasion du fluide. Par conséquent, le type de filtrat est plus important que le volume de filtrat perdu et, du point de vue de l'opération de forage, il convient de se concentrer davantage sur le gâteau de filtration que sur le volume de filtrat. En effet, le gâteau de filtration est directement lié à des problèmes tels que la perte de circulation, le collage par pression différentielle, le couple et la traînée et les mauvais travaux de cimentation primaire. Par conséquent, il faut avant tout chercher des moyens de minimiser l'épaisseur et la perméabilité du gâteau déposé [9].

7. Filtration dynamique

Pendant la filtration dynamique, la formation et l'augmentation du cake de filtration sont influencées par l'action érosive du courant de fluide de forage, la rotation du train de tiges et la pression dynamique du puits. Au début, lorsque le fluide est exposé à la surface de la formation réservoir, la filtration est très élevée, et le cake se développe rapidement. Par la suite, le taux de croissance diminue et l'épaisseur du cake devient constante (voir figure 1.5). Le degré d'érosion de la surface dépend de la contrainte de cisaillement fournie par la force hydrodynamique du courant de boue appliquée à la surface du gâteau.

La loi de Darcy contrôle le taux de filtration. Cela dépend de l'épaisseur du cake de filtration, de la perméabilité et de la viscosité du filtrat [8].

$$v_f = \frac{k \cdot A \cdot \Delta p \cdot t}{\mu \cdot h_{mc}}$$

Où :

k : est la perméabilité de la roche en [mD] ;

A : Section de la roche [m²]

ΔP : La pression de déplacement [Pa]

t : temps [h]

μ : viscosité en Pa.S

h_{mc} : Epaisseur de cake (m)

La propriété du filtre cake de la boue est caractérisée par plusieurs paramètres tels que : la taille et la forme des particules solides formant le cake, la compressibilité, le pouvoir lubrifiant, la taille et la forme des particules d'argile et l'épaisseur. Comparé aux conditions statiques, le cake de boue en condition dynamique est caractérisé par des particules de taille optimale et une perméabilité plus faible. Ces propriétés se traduisent par un taux de filtrage plus faible par unité d'épaisseur [8].

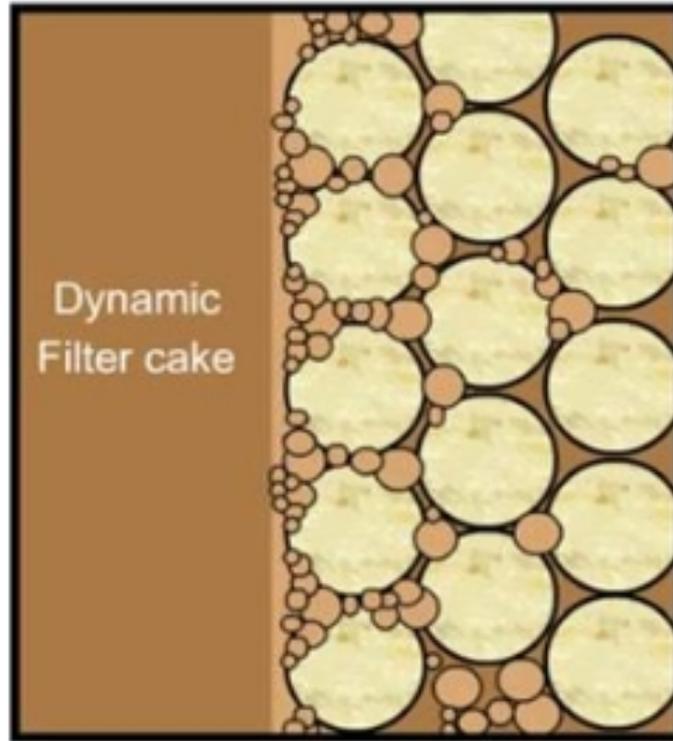


FIG. 1.5 : Le filtre cake dynamique est plus fin en raison de l'écoulement de la boue [8]

8. La filtration statique

La filtration statique se produit lorsque la boue de forage est au repos pendant l'arrêt du forage. Le filtre cake s'accroît avec le temps. Cependant, Le contrôle de la filtration statique est nécessaire pour contrôler le filtre cake déposé sur la paroi du puits. La perméabilité plus faible, l'épaisseur plus fine et la résistance et la rigidité caractérisent un cake de bonne qualité. Ces propriétés permettent de réduire les pertes de filtrat. L'épaisseur du filtre cake augmente avec la perte de filtrat. Pour le cas statique, le volume de la perte de filtrat est directement proportionnel au temps (t), ce qui est donné comme suit

$$V_c = V_p + m\sqrt{t}$$

V_c : Vitesse de dépôt de cake [m/s]

V_p : vitesse jaillissement du filtrat [m/s]

1.2.5 Rhéologie des fluides de forage

Durant les opérations de forage, les propriétés rhéologiques indiquent le caractère de la déformation et de l'écoulement du fluide de forage. Le comportement du fluide de forage peut être évalué pour résoudre les problèmes de nettoyage du forage, de traitement

des boues et de calculs hydrauliques. Ce caractère rhéologique est généralement décrit par les paramètres : Viscosité apparente (μ_a), Viscosité plastique (μ_p) et la contrainte d'écoulement (τ_y).

La viscosité est une propriété qui indique la résistance du fluide de forage à l'écoulement et est définie par le rapport entre la contrainte de cisaillement et le taux de cisaillement selon la formule 1. La viscosité apparente est la viscosité mesurée à un taux de cisaillement donné à une température fixe. La plupart des fluides de forage présentent un comportement plastique, qui peut être décrit par la contrainte d'écoulement (yield value) τ_y .

Les fluides plastiques nécessitent une certaine valeur de contrainte de cisaillement pour déclencher l'écoulement, qui est caractérisée par un seuil d'écoulement (Y_p). La viscosité plastique est la pente de la courbe contrainte de cisaillement/taux de cisaillement au-dessus du point d'écoulement. Elle représente la viscosité d'une boue basée sur le modèle de Bingham lorsqu'elle est extrapolée à un taux de cisaillement infini. Le rapport entre la limite d'écoulement et la viscosité plastique (rapport Y_p/PV) est une mesure de l'aplatissement du profil d'écoulement. Des rapports Y_p/PV plus élevés permettent un meilleur transport des débris dans un écoulement laminaire.

Il est à noter que la plupart des boues de forage sont des fluides non newtoniens, et présentent un (shear thinning) amincissement par cisaillement, la viscosité diminuant lorsque le taux de cisaillement augmente. La viscosité plastique est le paramètre le plus affecté par les changements de température. Dans les puits en eau profonde, l'effet de refroidissement du riser entraînera une viscosité plastique plus élevée dans le fluide de forage.

Les paramètres rhéologiques

Les caractéristiques rhéologiques des fluides de forage avec la limite d'élasticité, la résistance au gel et les propriétés rhéologiques sont testées tout au long des opérations de forage afin de caractériser le comportement des fluides de forage. Ces propriétés dépendent souvent des taux de cisaillement et des délais pertinents ainsi que de la taille de l'échantillon et de la viscosité. Ces paramètres rhéologiques sont mesurés en utilisant le rhéomètre ou viscosimètre à l'échelle de laboratoire et sur le chantier (**comme le montre la Figure 1.6 : rhéomètre**). Les propriétés rhéologiques sont le plus souvent définies par un rhéogramme et les paramètres rhéologiques.



FIG. 1.6 : Viscosimètre FANN [5]

Les paramètres rhéologiques, font référence aux paramètres du fluide plastique de type Binghamien : PV (viscosité plastique) et YP (limite d'écoulement), les paramètres du modèle de fluide de loi de puissance : indice de loi de puissance (n) et consistance (K). Il existe quatre types d'écoulement de base : Le fluide newtonien, le fluide plastique, le fluide pseudo-plastique et le fluide dilatant.

Dans la figure 1.7, les quatre types de fluides rhéologiques de base sont représentés comme suit : 1) les fluides plastiques, qui sont caractérisés par une limite d'écoulement ($YP = \tau_y$) et une viscosité plastique (PV) constante reliant la contrainte de cisaillement, τ , au taux de cisaillement, $\dot{\gamma}$;

2) les fluides pseudoplastiques pour lesquels $\tau_y = 0$;

3) les fluides newtoniens (sans contraintes seuil), pour lesquels PV est constante et $\tau_y = 0$;

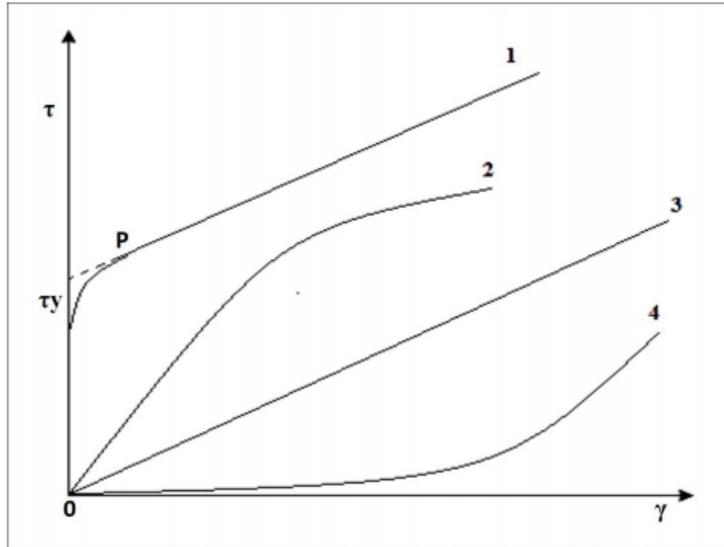


FIG. 1.7 : Identification des différentes courbes d'écoulement en se basant sur leur forme caractéristique [5]

$$t = \eta \dot{\gamma}$$

Dans ce cas-là, on peut rencontrer également les fluides dont les propriétés rhéologiques ne dépendent pas du temps et la relation contrainte déformation s'écrit en puissance

$$\tau = \kappa \dot{\gamma}^n$$

$$\tau = \kappa \cdot \dot{\gamma}^{(1-n)}$$

Où κ est une constante et η un exposant qui traduit l'écart au comportement newtonien pour lequel $\eta = 1$. Si $\eta < 1$ le fluide est rhéo-fluidifiant et si $\eta > 1$, le fluide est rhéo-épaississant.

4) les fluides dilatants ou fluides épaississants par cisaillement

Dans le cas des "fluides à seuil" on ajoute la contrainte seuil (taux 0). Si la contrainte appliquée reste inférieure à cette valeur critique (taux 0), le matériau se comporte comme un solide. Dans le cas contraire, le matériau retrouve le comportement d'un fluide. Les deux modèles les plus utilisés pour caractériser les fluides à seuils sont, respectivement, le modèle de Bingham :

$$\tau = \tau_0 + \eta_{pl} \cdot \dot{\gamma}$$

où bien le modèle de Herschel bulkley :

$$\tau = \tau_0 + \kappa \cdot \dot{\gamma}^n$$

où : η_{pl} : est la viscosité plastique

κ : la consistance du fluide

n : l'indice d'écoulement.

Tels que : 1-Fluides plastiques ; 2- Fluides pseudoplastiques ; 3- Fluides Newtoniens ; 4- Fluides dilatants ; τ - Contrainte de cisaillement , lb/100ft² ou Pa ; γ -Vitesse de cisaillement, s⁻¹ ; τ_o -YP =seuil d'écoulement, lb/100ft² or Pa ; PV-viscosité plastique, cp ou mPa. s [5]

Fluides Newtoniens

Lorsqu'une force ou une contrainte de cisaillement est appliquée, un fluide newtonien commence à se déformer et à se déplacer. Par la suite, le degré de mouvement est proportionnel à la contrainte appliquée. Il existe une relation linéaire entre la contrainte de cisaillement (τ) et le taux de cisaillement (γ). Le graphique de la figure 1.8 illustre cette relation.



FIG. 1.8 : Rhéogramme d'un fluide newtonien [10]

Le modèle newtonien est démontré mathématiquement par l'équation suivante :

$$\tau = \mu\gamma$$

En utilisant l'approche standard à 2 points de données[8], une constante est suffisante pour décrire ce modèle. Une lecture à 300 rpm est utilisée pour les fluides newtoniens (équations suivante).

$$\mu_{300} = \frac{\tau_{300}}{\gamma_{300}}$$

Tel que :

μ_{300} = viscosité à 300 rpm.

τ_{300} et γ_{300} sont les contrainte de cisaillement et vitesse de cisaillement à 300 rpm respectivement

Le modèle plastique Bingham

Ce modèle prédit que le mouvement du fluide n'aura lieu qu'après l'application d'une valeur minimale de cisaillement. Cette valeur minimale est appelée le point d'écoulement, YP, du fluide, comme le montre la figure 1.9. Une fois le mouvement amorcé, la relation entre τ et γ est linéaire, c'est-à-dire newtonienne, la constante étant appelée viscosité plastique, PV. La PV dépend à la fois de la température et de la pression.

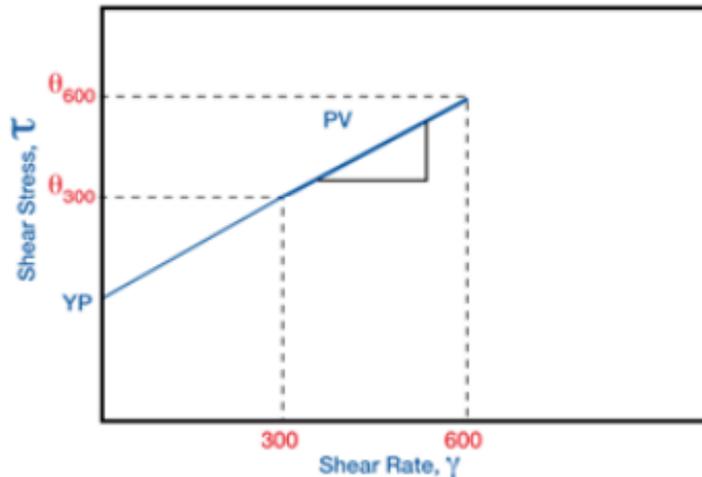


FIG. 1.9 : Rhéogramme du fluide de forage de type Binghamien [8]

Le modèle plastique de Bingham est donné mathématiquement comme suit :

$$\tau = PV + \gamma + YP$$

Ce modèle comporte deux approches, l'approche du champ pétrolifère et l'approche standard[8].

Pour l'approche du champ pétrolifère le viscosimètre fann VG est étalonné pour convenir au modèle Bingham. Le taux de cisaillement à 300 est conçu pour être égal à une unité de taux de cisaillement en obtenant la différence entre les lectures du cadran à 600 et 300 tr/min. La viscosité plastique et la limite d'élasticité en utilisant ce modèle sont données par les équations suivantes respectivement.

$$\mu_{pl} = \Theta_{600} - \Theta_{300}$$

$$\tau_Y = \Theta_{300} - \mu_{pl}$$

Modèle de puissance

Ce modèle convient mieux au comportement de la plupart des fluides, en particulier les fluides à base de polymères, et tente d'améliorer le modèle plastique de Bingham aux

faibles taux de cisaillement. La loi de puissance est plus compliquée que le modèle plastique de Bingham, car elle ne suppose pas une relation linéaire entre la contrainte de cisaillement et le taux de cisaillement. L'inconvénient est que la plupart des fluides possèdent une limite d'élasticité, mais avec ce modèle, cela ne peut pas être pris en compte. Tout comme le modèle plastique de Bingham, mais à un degré moindre, le modèle Power Law prédit efficacement le comportement des fluides à des taux de cisaillement élevés, mais présente un certain degré d'erreur à des taux de cisaillement plus faibles. Une représentation du modèle Power Law est donnée dans la figure 1.10 suivante :

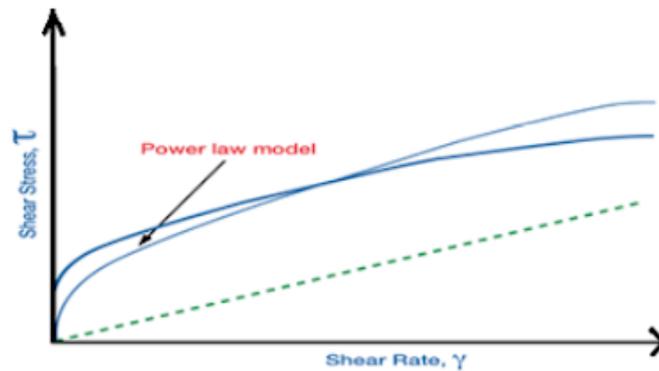


FIG. 1.10 : Rhéogramme d'un modèle de puissance [8]

Le modèle de loi de puissance décrit le mieux un fluide dans lequel la contrainte de cisaillement augmente à mesure que le taux de cisaillement augmente dans la puissance d'un certain exposant. Le modèle est prouvé mathématiquement par l'équation suivante :

$$\tau = \kappa \cdot \dot{\gamma}^n$$

ou :

τ = Contrainte de cisaillement

κ = Indice de consistance

$\dot{\gamma}$ = Taux de cisaillement

n = Indice de loi de puissance ou indice de comportement d'écoulement.

Le modèle de puissance modifié

Ce modèle est le résultat de la combinaison des aspects théoriques et pratiques du modèle plastique de Bingham et du modèle de la loi de puissance. Il est également connu sous le nom de modèle de la loi de puissance du rendement ou modèle de Herschel-Bulkley. Les valeurs de "n et K" sont similaires à celles obtenues avec le modèle de puissance. Ce modèle part de l'hypothèse qu'une certaine contrainte doit être appliquée aux fluides pour déclencher un mouvement et que, pour ces fluides ayant une limite d'élasticité, les valeurs calculées de "n et K" seront différentes.

$$\tau = \tau_0 + \kappa \gamma^n$$

ou : $\kappa = K$ = indice de cohérence

n = indice de comportement d'écoulement

τ_0 = limite d'élasticité du fluide à un taux de cisaillement nul.

En théorie, cette valeur est similaire à la limite d'élasticité plastique de Bingham, bien que sa valeur calculée soit différente.

Avec $n = 1$, le modèle plastique de Bingham est formé.

Avec $\tau_0 = 0$, on obtient le modèle de la loi de puissance.

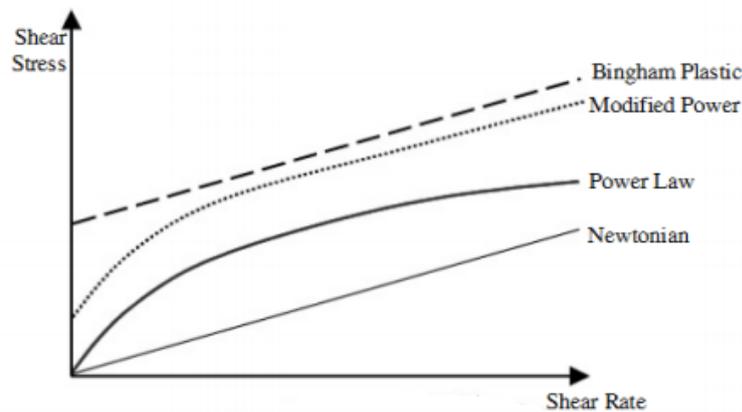


FIG. 1.11 : Rhéogramme donnant les différents modèles rhéologiques [5]

Le modèle puissance modifié convient parfaitement aux boues de forage à base d'eau et d'huile, car elles présentent toutes les deux un comportement d'amincissement par cisaillement et une contrainte de cisaillement à un taux de cisaillement nul. Il est cependant très complexe de trouver les valeurs de n , K et τ_0 . La figure 1.11 montre la vue combinée des courbes d'écoulement pour les différents modèles rhéologiques [8][11].

1.2.6 Les propriétés de la boue par rapport aux fonctions

Il est très important de mesurer les propriétés (physico-chimiques) de la boue lorsqu'on essaie de concevoir et d'entretenir un système de boue pour qu'il remplisse une fonction particulière. Comme il existe différentes propriétés de la boue, il est normal d'effectuer des mesures sur ces propriétés en effectuant des tests et en corrélant les résultats avec

les fonctions de la boue. Ces essais de boue sont effectués principalement pour simuler de près les conditions de fond de puits ou pour prédire les propriétés de la boue au fond de puits à partir des mesures des conditions de surface. Comme les boues de forage ont normalement des exigences multifonctionnelles, il est nécessaire d'effectuer des tests physiques et de composition afin de surveiller correctement un système de boue. Certaines des propriétés des boues sont présentées en détail ci-dessous.

1. Densité

La densité de la boue revêt une grande importance dans une opération de forage. Elle est nécessaire pour contrôler la pression et tous les calculs de contrôle de la pression sont effectués sur la base du poids de la colonne de boue dans le puits pétrolier. L'augmentation de la densité permet d'éviter l'effondrement du puits ainsi que l'écoulement de certains fluides des formations adjacentes envers le puits. Lorsque la densité augmente, l'effet de flottabilité accroît la capacité de transport des déblais mais diminue le taux de décantation dans la fosse à boue. Une balance à boue est utilisée pour effectuer des mesures de poids sur des échantillons de boue pendant les opérations de forage. Lors de cette mesure, il faut prendre la précaution de ne pas inclure l'air ou de gaz entraîné dans l'échantillon de boue, car cela donnerait une fausse mesure de densité, en particulier avec les boues ayant des limites d'élasticité ou des forces de gel élevées. Il est donc possible d'éliminer le gaz entraîné à l'aide d'un dégazeur ou en agitant à une vitesse appropriée. La température et la pression ont un effet inverse et proportionnel sur la densité, en ce sens que l'augmentation de la température entraîne une diminution de la densité, tandis que l'augmentation de la pression entraîne une augmentation de la densité. Les conditions de fond de trou n'affectent pas beaucoup la densité, mais les effets de l'augmentation de la température et de la pression s'opposent et tendent à s'égaliser [8].

L'utilisation d'un agent densifiant permet d'augmenter la densité de la boue. L'un d'entre eux est la barytine, une qualité commerciale de sulfate de baryum, un minéral que l'on trouve souvent sous forme d'évaporats ou de sels solubles (saumures). Elle est très souvent utilisée car elle est considérée comme un agent de densification standard en raison de son faible coût, de son inertie, de sa gravité spécifique élevée et de sa faible tendance à l'abrasion. Le sulfate de baryum pur a un poids spécifique de 4,5, et la barytine commerciale, entre 4,3 à 4,6[11], la différence étant due au fait que certaines impuretés sont présentes dans la qualité commerciale. Avant d'utiliser la barytine, un contrôle de qualité doit être effectué afin de s'assurer que le niveau d'impuretés (principalement des métaux alcalino-terreux solubles) se situe hors de la plage de nuisance de la norme ou de la spécification API, avec un maximum de 250 mg/l exprimé en calcium. La plupart des impuretés varient selon la source de la barytine, le calcium étant introduit par un mauvais contrôle de la qualité à

l'usine de broyage ou pendant le transport à cause de la contamination du ciment. Les composants solides tels que le sable, le limon, les débris fins, etc. augmentent également la densité, mais sont indésirables car ils sont très abrasifs, augmentant le taux d'usure de l'équipement, formant un cake de filtration plus épais que nécessaire, retardant la vitesse de forage et augmentant les besoins en énergie de la pompe à boue. Cependant, l'utilisation de boues maintenues à des densités plus élevées que celles requises pour contrôler les pressions de la formation peut poser certains problèmes : elles diminuent le ROP, augmentent les risques de perte de circulation, accroissent le collage par pression différentielle, augmentent le coût des boues et en fin de compte, le coût global du puits.

2. Les propriétés rhéologiques

Ces propriétés, autrement appelées propriétés d'écoulement, décrivent les caractéristiques d'écoulement d'une boue dans différentes conditions d'écoulement. Afin de prédire ou de connaître les effets de cet écoulement, il est important de connaître le comportement d'écoulement de la boue à différents points d'intérêt dans le système de circulation de la boue. Les catégories de fluide de forage sont déterminées par le comportement du fluide lorsqu'il est soumis à une force appliquée (contrainte de cisaillement). Sur la base du comportement du fluide, il serait alors important de connaître les éléments suivants :

- a) À quel point de la contrainte de cisaillement appliquée le mouvement est initié dans le fluide ?
- b) Une fois le mouvement initié, quelle est la nature du mouvement du fluide (taux de cisaillement) ?

La contrainte de cisaillement est la résistance au frottement exercée par un fluide en écoulement sur la surface d'un conduit. Sa magnitude dépend de la résistance au frottement entre les couches adjacentes de fluide se déplaçant à des vitesses différentes, et de la différence de vitesse entre les couches adjacentes près de la paroi du tube. Cette différence de vitesse entre les couches adjacentes sur un trajet d'écoulement est appelée taux de cisaillement et, pour un foreur, l'effet de l'écoulement à la paroi, où la contrainte de cisaillement et le taux de cisaillement sont à leur maximum, est son domaine de préoccupation. Sur la base des propriétés rhéologiques, les fluides peuvent être classés en deux catégories en fonction de leur viscosité.

3. Les fluides Newtoniens et non-Newtoniens

Les fluides très simples tels que l'huile ou l'eau pour lesquels le rapport entre la contrainte de cisaillement et le taux de cisaillement donne une constante sont appelés fluides newtoniens. Pour ces fluides, la mesure de la contrainte de cisaillement à un

taux de cisaillement est suffisante pour prédire le comportement de l'écoulement à tous les taux de cisaillement. Le rapport entre la contrainte de cisaillement et le taux de cisaillement est appelé viscosité.

La viscosité, qui est une mesure de la résistance d'un fluide à l'écoulement, est utilisée pour caractériser le comportement d'écoulement des fluides newtoniens. Elle est exprimée en centipoise (Cp). Entre les couches d'un liquide, on peut dire qu'elle est une mesure de la friction interne qui se développe lorsqu'une couche glisse sur une autre et indique l'épaisseur d'un fluide.

La déformation d'un fluide newtonien se produit instantanément dès qu'une force ou une contrainte de cisaillement (quelle que soit son ampleur) est appliquée et, par la suite, le degré de mouvement ou d'écoulement est proportionnel à la contrainte appliquée. Un phénomène appelé "amincissement par cisaillement" ("shear thinning") se produit lorsque la viscosité effective où le rapport entre la contrainte de cisaillement sur le taux de cisaillement est élevé à faible taux de cisaillement et faible à taux de cisaillement élevé ou accru. En d'autres termes, lorsque le taux de cisaillement augmente, l'augmentation de la viscosité effective par rapport à celle de l'eau diminue.

Les fluides de forage pour lesquels la relation d'écoulement entre la contrainte de cisaillement et le taux de cisaillement est non linéaire sont appelés "fluides non newtoniens". Ils nécessitent une certaine quantité de contrainte de cisaillement pour initier l'écoulement, et par la suite, une contrainte supplémentaire doit être ajoutée lorsqu'il y a une augmentation du taux de cisaillement. Pour ces types de fluides, par exemple les fluides de forage et les coulis de ciment, ils contiennent des solides qui se connectent entre eux pour former une structure provoquant l'arrêt de l'écoulement lorsque la pression ou la contrainte de cisaillement est réduite à un point qui est inférieur à la résistance au cisaillement de la structure. Ce point auquel la contrainte de cisaillement est nécessaire pour déclencher l'écoulement est appelé la limite d'élasticité du fluide. Si l'on laisse ces fluides non newtoniens statiques pendant un certain temps, une structure semi-rigide continue de se former, ce qui entraîne une augmentation de la contrainte de cisaillement nécessaire pour déclencher l'écoulement. La contrainte de cisaillement à ce point est appelée la résistance du gel et la structure gagne en rigidité avec le temps, ce qui entraîne une augmentation de la résistance du gel. Pour le foreur, les 4 domaines importants où les valeurs de taux de cisaillement sont d'un intérêt primordial sont les suivants :

Les fluides non-Newtoniens

Les fluides non newtoniens peuvent être classés en deux catégories en fonction de leur comportement en matière de contrainte de cisaillement et de vitesse de cisaillement : fluides dépendant du temps : la contrainte de cisaillement dépend ici de la durée du cisaillement, comme le montrent les courbes d'écoulement de la figure 1.7. Les

exemples sont les fluides thixotropes, les fluides rhéopectiques. Fluides indépendants du temps : Pour ces fluides, la contrainte de cisaillement est indépendante de la durée ou du temps de cisaillement. Les exemples incluent les fluides plastiques de Bingham, les fluides pseudo-plastiques et les fluides dilatants.

Un troisième type de fluide est celui des fluides viscoélastiques qui présentent une récupération élastique de la déformation qui se produit pendant l'écoulement. Ils présentent la double caractéristique d'être visqueux et élastiques. Un certain niveau de récupération se produit après la déformation lorsque la contrainte est supprimée. Des exemples de fluides viscoélastiques sont la pâte de farine, le bitume, les polymères fondus. Les courbes d'écoulement des différents types de fluides sont présentées à la figure 1.11.

4. Viscosité plastique

Il s'agit d'une propriété importante de la boue qui donne une mesure de la résistance interne à l'écoulement due à la quantité, au type et à la taille des solides présents dans la boue. En raison de la collision des solides entre eux et avec la phase liquide de la boue, il se produit une friction mécanique qui empêche le mouvement. La viscosité plastique est essentiellement une fonction de la viscosité de la phase liquide et du volume des solides contenus dans une boue. Elle décrit le comportement attendu de la boue au niveau de l'embout. Afin de minimiser la viscosité à taux de cisaillement élevé, la viscosité plastique doit être réduite au minimum. En diminuant la viscosité plastique, le foreur réduit la viscosité au niveau du trépan, ce qui permet d'obtenir un meilleur ROP.

En général, une viscosité plastique élevée n'est jamais souhaitable car on pourrait penser qu'une viscosité plastique élevée améliore la capacité de nettoyage des trous d'une boue, mais cela ne ferait que causer plus de mal que de bien. En fait, une augmentation de la viscosité plastique, qui entraîne une augmentation de la chute de pression le long du train de tiges, retarderait le débit et aurait tendance à annuler toute augmentation de la capacité de levage. Il est donc prudent de maintenir la viscosité plastique à un niveau aussi bas que possible. La viscosité de la phase liquide est augmentée par l'ajout de toute matière soluble.

5. Point seuil

Il s'agit d'une mesure des forces d'attraction entre les particules d'une boue en raison des charges opposées existant à la surface des particules, ce qui entraîne une résistance initiale à l'écoulement. Cette propriété de la boue dépend du type de solides présents et de leurs charges de surface respectives, des concentrations de ces solides, et du type et de la concentration d'autres ions ou sels qui peuvent être présents.

Dans un fluide contenant de grosses molécules ou des solides colloïdaux, ceux-ci ont tendance à se heurter les uns aux autres, ce qui produit une grande résistance à l'écoulement. Avec des particules qui sont assez longues par rapport à leur épaisseur, alors à des taux de cisaillement faibles, l'interférence inter-particulaire sera assez importante lorsqu'elles sont orientées de façon aléatoire dans le flux d'écoulement, les amenant à se lier entre elles. Cependant, à des taux de cisaillement plus élevés, l'effet de l'interaction entre les particules est réduit car les particules sont disposées en ligne dans le flux d'écoulement. En résumé, un point de seuil élevé est causé par la floculation des solides argileux ou des concentrations élevées de solides colloïdaux. La floculation peut être causée par une température élevée, l'absence d'un défloculant suffisant ou l'introduction de contaminants. Des agents de floculation ou des agents d'extension de l'argile sont parfois ajoutés pour favoriser la liaison et permettre d'atteindre des points de rendement plus élevés. Les exemples incluent le carbonate de soude, les polyacrylates et plusieurs composés de calcium. Les deux fonctions importantes de la boue qui sont associées au point de rendement sont les suivantes ;

Bon nettoyage du puits ;

Capacité de contrôler la pression de la boue ;

6. Résistance au gel

Il s'agit d'une propriété essentielle de la boue qui mesure la contrainte de cisaillement nécessaire pour initier l'écoulement d'un fluide au repos pendant un certain temps, c'est-à-dire une mesure de son caractère thixotropique. En clair, il s'agit de la capacité de la boue à suspendre les déblais lorsque la circulation s'arrête. Elle résulte de l'association entre des particules chargées électriquement au sein de la structure qui la rend rigide, ce qui signifie que tout ce qui empêche ou favorise la liaison des particules dans la boue diminue ou augmente respectivement la tendance à la gélification. La rigidité de la structure ainsi formée dépend de facteurs tels que la quantité et le type de solides en suspension, l'environnement chimique, le temps et la température.

Pour mesurer la force de gel d'une boue, on utilise un compteur V-G en prenant la déflexion maximale du cadran lorsque la structure du gel se rompt, et ce à des temps sélectionnés de 10 secondes et 10 minutes. Ces durées sont nécessaires pour permettre une comparaison des qualités de gélification des boues et la différence entre les deux valeurs mesurées représente simplement le taux de gélification. La force du gel est mesurée en lb/100 sq.

1.3 Généralités sur la SUPPLY CHAIN

1.3.1 Définition de Coût

Un coût est l'ensemble de charges réelles ou supplétives ou de substitution ou abonnées concernant un moyen d'exploitation ou un produit (bien ou service). Parce qu'il est une accumulation de charges, un coût est toujours spécifique à l'entreprise qui le détermine. Il s'agit donc d'un terme utilisé pour qualifier les regroupements de charges à l'intérieur de l'entreprise durant une période précise et des circonstances bien définies.

1.3.2 Coût d'achat

Le coût d'achat comprend tous les coûts de l'article calculé, hors taxes récupérables, jusqu'à ce qu'il entre en magasin ou soit prêt à être utilisé. D'où la composition : Le montant figurant sur la facture d'achat déduit les déductions commerciales et les taxes récupérables .

Tous les frais liés à l'achat (frais attachés à l'achat), tels que le transport par un tiers (comme l'usine), les douanes, les commissions et les frais de courtage, les frais de montage et d'installation, l'installation... restent également exonérés d'impôt et d'éventuels coûts d'approvisionnement (achat, réception, traitement, frais de comptabilité, etc.), dont certains posent problème dans leur affectation.

1.3.3 Coût de production

Les coûts de production comprennent toutes les dépenses engagées pour produire des biens ou des services.

Parmi les coûts directs, on retrouvera tous les coûts qui peuvent être précisément imputés à la production (achat et consommation de matière, main d'œuvre directement liée à la production, maintenance des équipements de production, etc.).

Nous considérerons également les coûts qui ne sont pas directement liés à la production de biens ou de services connexes (consommation d'énergie, travail effectué par les services administratifs, etc.). [12]

1.3.4 Coût de revient

Ensemble des charges attribuées par affectation, répartition ou imputation à un bien Concevoir, le produire et le mettre à la disposition de l'utilisateur ou du consommateur dans l'état où il se trouve au stade final.

1.3.5 Coût de revient commercial

Prix d'achat d'une marchandise augmenté par des frais afférents à son acquisition.

Coût de revient de production (coût de fabrication) :

Ensemble des charges nécessaires à la production d'un bien ou d'un service ou d'un groupe homogène de biens ou de services.[13]

1.3.6 Planification par scénario

Un scénario peut être défini comme la description d'un ensemble possible d'événements qui pourraient raisonnablement se produire. L'objectif principal de l'élaboration de scénarios est de stimuler la réflexion sur les événements possibles, les hypothèses relatives à ces événements, les opportunités et les risques possibles, ainsi que les lignes d'action.

Compte tenu du regain d'intérêt pour les scénarios, des enquêtes récentes sur la recherche et la pratique des scénarios suggèrent que la gestion des scénarios signifie différentes choses pour différentes personnes, même au sein de la même discipline. Cependant, il est clair que les scénarios ne sont pas seulement des faits abstraits, mais une représentation critique des réalités telles qu'elles sont perçues par ceux qui les créent. [14]

Les différents scénarios dans cette méthode de planification, sont les suivantes :

Le scénario optimiste

C'est le scénario où on essaye d'avoir une vision idéaliste des choses et durant laquelle on passe à l'offensive en maximisant les avantages et d'une autre part on minimise les risques et inconvénients .

Le scénario pessimiste

C'est le possible scénario qu'on crée où on est dans la défensive et où on essaye d'anticiper la totalité des inconvénients en maximisant la chance de ces derniers.

Le scénario réaliste

C'est le scénario où on essaye d'être objective, et on essaye de se rapprocher le maximum de la situation actuelle, ce type de scénario coïncide parfois avec d'autres type de scénario et ça selon la situation initiale où la planification se fait.

Le scénario improbable

C'est le scénario où on suppose un scénario, qui on se basant sur les conditions actuelles et celles éventuellement présentes au futur où son incidence est écarté.

1.3.7 Transport du gasoil

L'entreprise sous-traite l'ensemble de sa flotte pour assurer le transport domestique en général et celui du gasoil particulièrement. Elle dispose pour cela de deux types de ressources de transport :

Location mensuelle de camion

c'est des véhicules loués pendant une durée bien précise, généralement la durée s'étale sur un mois c'est que le contrat de location fonctionne par mois, ce type de location est utilisé lors d'une période où l'entreprise est au courant à travers sa planification du nombre exact de trips à faire, ce type de location reviens moins cher et n'a pas de limite d'utilisation.

Location de camions sur appel

Le cas présent de location de véhicules, s'effectue par nombre de courses où chaque course est différente de l'autre en terme de tarification, ce type de contrat est généralement utilisé en cas d'urgence où dans le cas de l'incapacité de l'équipe de planification à déterminer le besoin en véhicules mensuel, ce type de location trop utilisé reviens plus cher que de louer un véhicule en "monthly rent"

1.3.8 Définition Plan Marketing

"Les clients ne peuvent pas toujours vous dire ce qu'ils veulent, mais ils peuvent toujours vous dire ce qu'ils ne veulent pas". - Carly Fiona (Entrepreneurial Thought Leaders)

En regardant la déclaration ci-dessus, on pourrait facilement en conclure qu'il n'y a que de l'ambiguïté. Mais en réfléchissant plus profondément, cette déclaration a du sens. L'un des objectifs de la création d'un plan de marketing est d'éviter les actions commerciales qui vont nous montrer "ce qui ne va pas". En se basant principalement sur les recherches menées précédemment, l'entreprise devrait avoir à l'esprit la manière d'agir afin d'obtenir un retour positif de la part des clients.

Définition du plan marketing par laquelle Susan Ward (2010) dit qu'un plan marketing définit les actions particulières que l'on prévoit de mettre en œuvre pour atteindre les

objectifs de l'entreprise. Marketing définit les actions particulières que l'on prévoit de mener pour intéresser les clients et les potentiels à son produit et/ou service et les inciter à l'acheter [15]. Des années de recherche dans le monde entier dans ce domaine ont permis d'utiliser une grande variété de définitions différentes du plan marketing.

Marketing pétrolier et gazier

Le marketing pétrolier et gazier désigne les méthodes et processus utilisés par les entreprises du secteur de l'énergie pour faire connaître leur organisation, établir leur marque et inciter les clients et les prospects à faire des affaires avec elles. Aujourd'hui, de nombreuses entreprises réorientent une grande partie de leurs budgets marketing vers des méthodes numériques et des stratégies de marketing en ligne. Les entreprises en aval, par exemple, dépendent fortement du marketing des produits pétroliers, car leurs clients sont de nature très diverse, allant des grandes industries aux particuliers. ("Oil and Gas Marketing")

Analyse S.W.O.T

Le terme SWOT employé dans l'expression, analyse SWOT ou matrice SWOT, est un acronyme dérivé de l'anglais : pour Strengths (forces), Weaknesses (faiblesses), Opportunities (opportunités), Threats (menaces). Son équivalent en français est donné par : analyse MOFF « Menaces, Opportunités, Forces, Faiblesses » ou analyse AFOM « Atouts, Faiblesses, Opportunités, Menaces » ou encore analyse FFOM « Forces Faiblesses Opportunités Menaces » (Abdellaoui, Okba and Noureddine, Dr-Djouadi)



FIG. 1.12 : Schéma explicatif de l'analyse S.W.O.T (by LBdD)

1.3.9 Marketing et développement durable

L'objectif du marketing dans un contexte de développement durable n'est pas de faire un produit traditionnel un produit écoresponsable, mais plutôt de faire d'un produit écoresponsable un produit traditionnel. » (Grant, 2007)

Le marketing responsable

La mise en marché d'un produit ou d'un service requiert souvent la promotion d'un nouveau mode de vie pour que celui-ci s'intègre dans les habitudes de consommation des clients. Lorsqu'elle met en marché un produit durable, l'équipe marketing doit ainsi faire la promotion d'un mode de vie :

plus écologique ;

plus équitable ;

plus responsable.

Le marketing responsable

La mise en marché d'un produit ou d'un service requiert souvent la promotion d'un nouveau mode de vie pour que celui-ci s'intègre dans les habitudes de consommation des clients.

Lorsqu'elle met en marché un produit durable, l'équipe marketing doit ainsi faire la promotion d'un mode de vie :

plus écologique ;

plus équitable ;

plus responsable.

(“Développement durable”)

1.3.10 La chaîne logistique

Avant de définir la chaîne logistique commençant d'abord par la logistique. Pour mieux comprendre la notion de la chaîne logistique et ses interactions avec la traçabilité, il est nécessaire d'abord d'illustrer ce qu'est la logistique. Selon [16], le terme logistique a comme origine le monde militaire pendant la seconde guerre mondiale. Il désigne « Mettre à disposition des unités opérationnelles pour l'ensemble des produits dont elles ont besoin. ». Par la suite ce terme a été généralisé au monde de l'entreprise pour désigner la gestion des moyens de transport afin d'éviter les situations de rupture en mettant à disposition les stocks qu'on a besoin.[16]

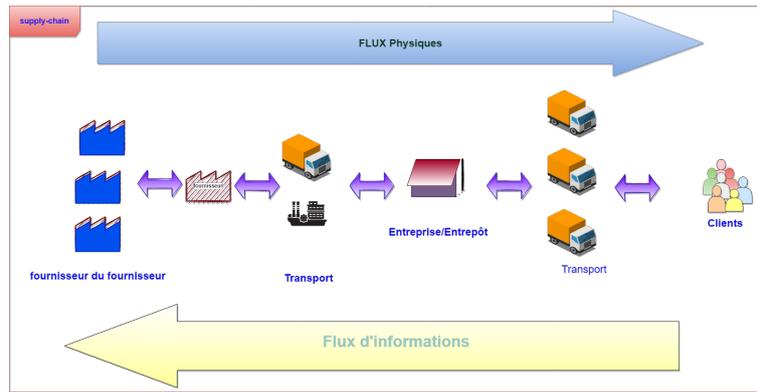


FIG. 1.13 : Schéma récapitulatif de la chaîne logistique simplifiée [17]

1.3.11 Chaîne logistique et Gestion de la chaîne logistique

Avec l'évolution de la logistique en entreprise, le concept de la chaîne logistique (Supply Chain) est apparu comme un réseau d'entreprise entre l'entreprise, ses fournisseurs et ses clients afin de satisfaire les clients. La chaîne logistique peut être définie comme « une configuration organisationnelle ou un réseau hiérarchique, dynamique et séquentiel d'entreprises autonomes allant du premier fournisseur jusqu'au client final. Celles-ci sont reliées par des flux amont et aval (physiques, informationnels, financiers et de connaissances), des processus transversaux, mais également par des relations de diverses natures et de différents niveaux, dans le but de satisfaire le client et les autres parties prenantes par une meilleure coordination et intégration, mais aussi par une plus grande flexibilité et réactivité. » [17]. Après avoir défini la chaîne logistique, nous passons maintenant à la gestion de la chaîne logistique (Supply Chain Management). L'ensemble des activités, des ressources et des outils qui consistent à améliorer la gestion des flux physiques au sein de l'entreprise est connu sous le terme de gestion de la chaîne logistique. Donc nous pouvons définir ce dernier comme « un ensemble de décisions et de mécanismes de planification, de coordination, de contrôle et de pilotage qui permettent de rassembler les membres de la SC autour de la satisfaction du client final et des autres parties prenantes. Le SCM inclut principalement l'établissement de la stratégie étendue à tous les partenaires, l'établissement et la gestion des relations inter-organisationnelles. Il intègre également la gestion multi-échelons de la demande et des prévisions, de celle des stocks et des approvisionnements, du transport et de la distribution, des flux de production, la gestion des implantations (usines, entrepôts, etc.), la gestion des contrats études relations avec les partenaires, la synchronisation des flux ascendants et descendants, la gestion de l'information. [17]

1.3.12 Dépendance aux fournisseurs internationaux

L'identification et la recherche des fournisseurs se basent principalement sur des fournisseurs internationaux. Ce qui augmente le nombre d'importations provoquant ainsi une

lenteur dans l'approvisionnement comparativement à un approvisionnement local.

Chapitre 2

Comparaison technique

2.1 Introduction

De nombreux avantages de l'utilisation de boues à base d'huile (OBM) dans le forage de puits de pétrole et de gaz ont été identifiés dans les industries pétrolières du monde entier. Cependant, les législations environnementales de plus en plus strictes rendant plus compliqué l'utilisation des boues à base d'huile dont les industries ont opté pour l'utilisation de fluides de forage à base d'eau comme l'alternative la plus acceptable pour l'environnement. D'un autre côté, le forage avec des systèmes à base d'eau dans des formations schisteuses peut causer de nombreux problèmes tels que l'instabilité du puits et une résistance élevée. Par conséquent, les alternatives les plus optimales seraient différents types de systèmes à base d'eau inhibés dans lesquels les effets indésirables des formations schisteuses peuvent également être contrôlés. Ces alternatives à base d'eau sont appelées boues à base d'eau haute performance (HPWBM). Les propriétés de l'OBM sont également l'objectif final que les chercheurs doivent atteindre dans leurs recherches pour concevoir une boue à base d'eau à haute performance appropriée, puisque l'OBM est le fluide de forage idéal pour forer les formations problématiques.

2.2 Critère de Choix du fluide de forage

Le choix d'un système de fluide de forage dépend de plusieurs paramètres, qui doivent être choisis selon les problèmes de forage qui peuvent survenir.

ce choix doit satisfaire les trois critères majeurs dans le domaine pétrolier qui sont :

- le critère technique ;
- le critère économique ;
- le critère environnemental ;

2.2.1 le critère technique

il ya plusieurs critères techniques qui jouent un rôle très important dans le choix du type de boue de forage exemple :

- inhibition.
- le potentiel de construction du schiste.
- ROP.
- boulotage de mèche. (bit bailing).

- NPT(non product time).
- l'enlèvement des déblais (Cuttings).
- Coefficient de friction (COF).

2.2.2 le critère économique

Le critère économique englobe le coût de forage du puits selon les techniques de formulations utilisées durant les multiples phases d'un puits candidat et également les coûts de transport des produits relatifs aux différentes formulations.

2.2.3 le critère environnemental

les produits utilisés dans la boue et leur impact sur l'environnement durant et après le forage .

2.3 Les avantages et les inconvénients de chaque boue de forage

Dans ce document on se limitera à la comparaison entre la boue à base d'eau à haute performance (HPWBM) et celle à base d'huile (OBM) car elles sont les plus utilisées, pour cela, il faut voir selon les critères de choix les avantages et les inconvénients, ainsi que celle qui est la plus rentable, la plus efficace et la moins polluante.

2.3.1 Les avantages de la HPWBM et de l'OBM

Le pourquoi on utilise ces deux boues, réside dans les nombreux avantages que ces deux boues présentent à l'échelle de l'industrie pétrolière sur tous les niveaux, dans le tableau suivant, On trouvera les différents points positifs recensés pour la HPWBM et l'OBM :

TAB. 2.1 : Avantages des deux fluides de forage HPWBM et OBM [5]

Les avantages de la HPWBM	Les avantages de l'OBM
Aucun impact sur l'environnement ;	Stable ;
Réutilisable ;	Réutilisable ;
Pas de législation ou d'exposition de l'entreprise ;	Aucun dommage à la formation ou problème lié à la boue ;

Une stabilité noté pour l'Ultradrill en présence des solides de forage, même dans le cas de l'absence des équipements de controle des solides.	Réduction des NPT (no product time/ temps d'arrêt de la production) pendant le forage ;
ROP élevés	ROP élevé ;
Coût - pas un problème si elle est recyclée.Le coût revient inférieur à celui de l'OBM.	pas de déplacements de racleurs nécessaires ;

2.3.2 Les inconvénients de la HPWBM et de l'OBM

Comme toute technologie les deux systèmes de fluides (Ultra Drill et OBM) ont plusieurs inconvénients et nécessitent de l'amélioration, de l'innovation et pourquoi pas une substitution par une technologie plus adéquate, dans le tableau ci-dessous qui contient les différentes contraintes et risques pendant et après manipulation des deux fluides en question (HPWBM et OBM) :

TAB. 2.2 : Inconvénients des deux fluides de forage HPWBM et OBM [5]

Les inconvénients de la HPWBM	Les inconvénients de l'OBM
Solides réactifs et stabilité du trou.	Empreinte au sol - DWM,
	Plaques plus grandes, stock d'urgence en cas d'utilisation d'huile synthétique ou organique.
	Présence des coûts de remise en état du site et d'élimination des déchets.
	Problèmes historiques avec le Circle Oil (déversements en mer)(ce qui Exposition de la société).
	Législations environnementales du gouvernement - consommation de temps - peut retarder l'épandage.
	Les calculs hydrauliques, de pression hydrostatique et d'ECD sont compliqués
	La solubilité du gaz rend la détection des coups de pied difficile
	Risque accru de perte de circulation

2.3.3 comparaison générale entre la HPWBM et l'OBM

La boue à base d'huile est celle la plus utilisée en Algérie car celle-ci étant une boue stable, qui a une invasion vers la formation moins importante que la boue à eau ordinaire, la boue à huile étant très faiblement sensible à la contamination, et possède également une faible réactivité avec les minéraux car ces derniers ne sont pas soluble dans l'huile par rapport à l'eau qui est très réactive avec les minéraux et les éléments solides présents dans les parois du puits des couches salifères et où ils entrent en contact les uns au autres lors de la circulation du cycle du fluide dans le puits. la présence d'huile empêche la création de boue d'argiles autour de l'outil (la garniture), contrairement à l'eau qui va engendrer l'hydratation de l'argile et son gonflement celui-ci va empêcher l'avancement de l'outil dans le puits mais ce cas est celui d'une boue à eau normale, dans le cas d'une boue à eau à haute performance suite à l'ajout d'additifs très efficaces et performants, qui vont y remédier à ces inconvénients d'une boue à eau ordinaire, ce traitement spécial de la boue va permettre à la boue HPWBM d'avoir un niveau très proche en terme de performance que la boue à huile en d'autres termes une augmentation du ROP après la formulation d'une boue à haute performance.

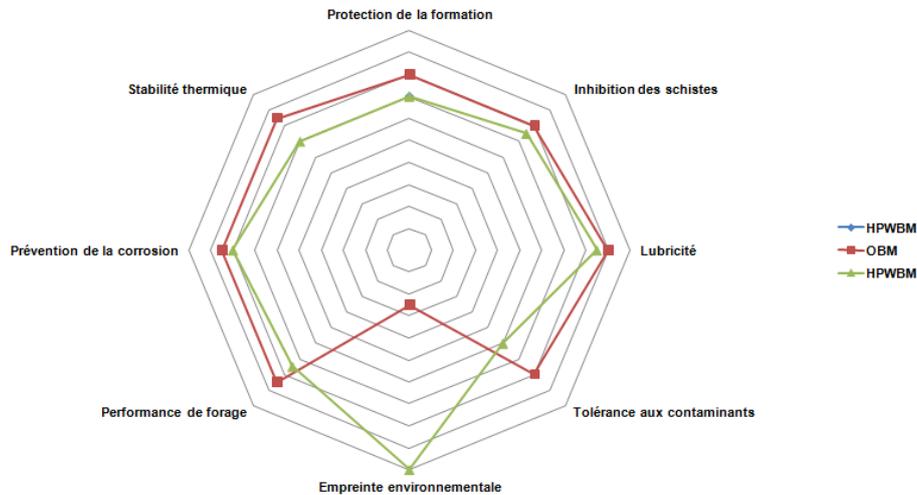


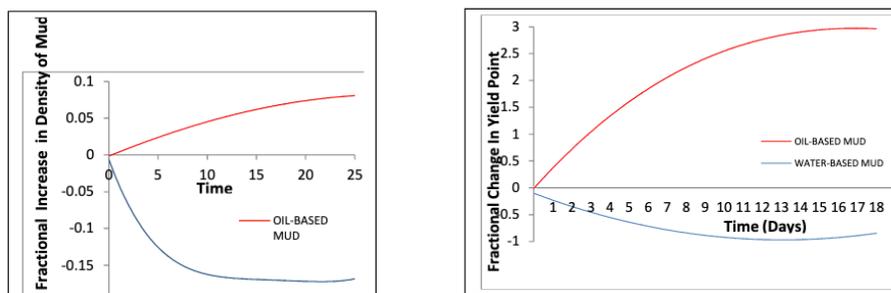
FIG. 2.1 : Une comparaison technique entre HPWBM et OBM(document interne MI-Algérie [11])

D'après le graphique nous pouvons constater que l'OBM est supérieur en tout point par rapport au HPWBM, en d'autres mots, elle possède de meilleures caractéristiques en stabilité thermique, en lubricité, en tolérance aux contaminants ainsi qu'à la corrosion, et en protection de la formation. Il a également une meilleure performance de forage et d'inhibition du schiste. Toutefois, tous ces écarts ne sont pas très larges, car les points sont parfois presque juxtaposés. Par contre, nous pouvons bien voir que l'empreinte environnementale est une toute autre histoire, puisque l'OBM est amplement loin devant le

HPWBM, car il occupe le point culminant qui majore le graphe, alors que le HPWBM est très loin derrière, ce qui représente un réel désavantage écologique.

2.3.4 Comparaison entre HPWBM et OBM détaillée

Contamination avec le CO₂



(a) Graphe montre le changement de la densité de la boue en fonction du temps

(b) Graphe montre le changement de la Yield point en fonction du temps

FIG. 2.2 : Graphes de Contamination avec le CO₂ [18]

il a été observé que la contamination de la boue à base d'eau par le dioxyde de carbone (CO₂) a entraîné une diminution de la densité de cette boue. Cette diminution est autour de 15% au cours des 7 premiers jours ensuite se stabilise en formant un palier à partir du 15ème jours. Pour la boue à base d'huile, l'allure de la densité a augmenté de 3% au fur et à mesure que le temps augmente comme le montre la figure 2.2. Ceci s'explique par le fait que la boue à base d'huile est plus stable et résiste à la contamination par le dioxyde de carbone comparée avec celle de la boue à base d'eau qui montre une instabilité vis à vis au CO₂.

Selon la figure, le point de seuil (yeild point) augmente d'une manière exponentielle au cours du temps pour la boue à base d'huile et diminue lentement pour la boue à base d'eau.

Selon le travail de [18], l'augmentation de la densité peut être compensée par la contamination du fluide de forage par les fluides du réservoir et que la diminution de la densité peut être équilibrée par la densité des débris de forage, la variation de la densité de la boue, qu'elle soit à base d'huile ou d'eau, peut être négligeable.

Étant donné que l'augmentation de la densité peut être compensée par la contamination par les fluides du réservoir et que la réduction de la densité peut être compensée par la densité des débris de forage, le changement de la densité de la boue à base d'huile et de la boue à base d'eau peut être négligeable.

sur la base des figures présentées en haut,, la boue à base d'eau s'avère plus stable lorsqu' elle est contaminée par le CO₂ par rapport à la boue à base d'huile correspondante. Sur cette base, la boue à base d'eau est recommandée, mais avec certains additifs nécessaires pour améliorer sa viscosité. [18]

Inhibition chimique et encapsulation

Durant le processus du forage d'un puits pétrolier, le gonflement des argiles contenues dans les formations réservoirs conduit à un endommagement sévère des propriétés pétrophysiques (porosité et perméabilité) de la roche. Ceci peut être évité à un niveau approprié d'inhibition ionique.

En outre, une approche systémique combinant un niveau élevé d'inhibition ionique et un certain degré d'encapsulation est nécessaire afin d'atténuer les problèmes communs associés aux argiles gonflantes et dispersantes, tels que la formation de boules, l'accrétion, la faible efficacité d'élimination des solides, les taux de dilution élevés et les problèmes liés au contrôle de la rhéologie des fluides de forage et des pertes de ces fluides dans les formations. Bien que la composition minéralogique des schistes et des argiles soit essentiellement la même, c'est-à-dire qu'ils contiennent tous deux une forte proportion de minéraux argileux, ils peuvent être distingués par le fait que les schistes sont fissiles et plus sujets à des problèmes de transmission de pression, tandis que la roche argileuse est généralement non fissile. Les deux peuvent être chimiquement réactifs et nécessitent un certain degré d'inhibition ionique.

Dans un système optimisé pour le forage d'une lithologie typique riche en argile que l'on trouve dans les sections médianes, une inhibition totale ne peut être obtenue que si les deux pressions interstitielles sont maintenues. L'inhibition totale ne peut être obtenue que si la transmission de la pression interstitielle et la réduction du gonflement sont contrôlées simultanément. Une stratégie d'inhibition basée uniquement sur la transmission de la pression interstitielle ou la réduction du gonflement ne peut être que partiellement efficace.

Le HPWBM utilise un mélange de dérivés de polyamine afin d'éviter l'hydratation et à la dispersion des argiles réactives. Cette technologie est conçue de manière à ce qu'un excès de polyamine soit disponible pour empêcher les argiles de s'hydrater et de se disperser pendant le forage. De plus, ces composés organiques réagissent avec les sites disponibles sur les particules d'argiles, une méthode de test quantitative est utilisée pour déterminer la teneur en polyamide en excès à tout moment du forage. Cette pratique augmente l'efficacité de l'élimination des solides, et réduit les taux de dilution et les coûts de maintenance.[19]

En outre, un polyacrylamide (PHPA) à haut poids moléculaire partiellement hydrolysé est utilisé pour encapsuler les débris dans le système. La combinaison de la chimie des poly-

amines, pour supprimer l'hydratation, et du PHPA, pour encapsuler les débris, permettent l'élimination efficace des solides et des taux de dilution des sections traversées inférieurs à ceux réalisées par des boues à base d'eau (WBM) classiques et dans certaines circonstances, ces taux sont proches lorsqu'on utilise une boue à base d'huile (OBM).[20]

Minimiser le collage différentiel

Le collage différentiel est minimisé en utilisant des polymères de scellement pour créer des ponts de jonction entre micro-pores et micro-fractures contenues dans les formations argileuses. En plus, sa nature déformable permet un certain moulage pour s'adapter à la nature de la gorge du pore ou de la fracture. Ces polymères de scellement servent également d'excellent agent de pontage pour les sables étroitement consolidés caractérisés par des pores plus larges ou une perméabilité plus élevée nécessiteraient des agents de pontage de taille plus conventionnelle.

Le polymère d'étanchéité déformable a été utilisé avec succès dans le sud du Texas, le golfe du Mexique et le secteur britannique de la mer du Nord . pour atténuer les risques de collage différentiel et de pertes au fond de puits dans les systèmes de boues conventionnels.

En outre, en raison de sa gravité spécifique relativement faible par rapport au carbonate de calcium, le polymère de pontage déformable a été appliqué dans un réservoir fortement épuisé lors d'un programme de forage de gaz en profondeur au Bahreïn, où la densité de boue requise n'aurait pas pu être atteinte avec une boue à base de carbonate de calcium.[21]

Maximiser la vitesse de pénétration

Lors du forage avec des boues à base d'eau (WBM) (conventionnelles dans des formations riches en argile, les taux de pénétration sont souvent inférieurs à ce que l'on pourrait attendre avec des systèmes de boues à émulsions inverses. Le mécanisme par lequel cette réduction du ROP se produit souvent est lié aux argiles mouillantes qui s'agglomèrent et se collent au trépan et à l'assemblage du fond de trou (BHA) ce qui rend l'outil de forage incapable de forer efficacement. L'accrétion de la colonne de forage, c'est-à-dire l'adhérence d'argiles mous aux stabilisateurs et aux raccords d'outils, se produit souvent en même temps que le bouletage primaire du trépan. . Le bouletage du trépan est moins courant dans le cas de l'OBM, car le trépan, la BHA, le train de tiges et la surface des débris sont généralement dans un état d'humidité de l'huile, ce qui réduit les risques de bouletage . d'huile, ce qui atténue la tendance à l'adhérence.

Les indicateurs du bit balling et de l'accrétion peuvent être sévères et peuvent compromettre de manière significative non seulement la capacité de forer la section en temps voulu, mais aussi la capacité d'atteindre les objectifs globaux de la section du trou. Au

départ, on observe une tendance à la réduction constante du ROP, combinée à l'incapacité d'augmenter le ROP en appliquant un poids sur le trépan. Souvent, l'application de poids où le trépan exacerbe la situation au point que le couple s'aplatit tout simplement et aucun progrès significatif ne peut être réalisé.

Les autres symptômes comprennent généralement des restrictions annulaires, des densités de circulation équivalentes élevées et des pressions de surface élevées et un débit restreint, des écouvillonnages lors des sorties et, dans le pire des cas, l'induction de pertes en fond de puits. Le blocage de la conduite ou même des implications pour le contrôle du puits au moyen d'un écouvillon. La formation de boules est plus susceptible d'être observée lors du forage avec des trépans PDC non agressifs généralement conçus pour la longévité. Cela est dû au mécanisme par lequel les trépans PDC répartissent le poids uniformément sur la face du trépan et les taillants rasant le nouveau trou, empilant de petits rubans de formation les uns sur les autres. À l'inverse, les trépans de roche appliquent la charge du poids à des points donnés et écrasent la roche au lieu de la raser.

Bien que les taillants de roche soient généralement moins enclins à la formation de billes que les trépans PDC, ils ne sont souvent pas le trépan de choix en termes de sécurité de choix en termes de longévité. Il est largement admis que les changements apportés à la chimie de la WBM ne suffiront pas à elles seules à atténuer les symptômes de l'écrasement de l'embout. balling [21]. Les produits qui réduisent la tendance à l'agglomération et à l'adhérence des débris l'agglomération et l'adhérence des débris en modifiant la mouillabilité des surfaces métalliques et des débris. surfaces métalliques et des débris sont les remèdes les plus efficaces.

Le HPWBM utilise un additif anti-balling qui est le résultat d'un vaste programme de recherche et développement.[22] dans lequel le produit a été vérifié par des tests sur des simulateurs de boucle d'écoulement en conjonction avec divers trépans.

L'expérience sur le terrain a montré que l'additif anti-éboulis est le plus efficace pour recouvrir les surfaces métalliques et réduire l'agglomération des débris lorsqu'il est utilisé à l'état non émulsion. Bien que le produit est conçu pour résister à l'émulsification, une meilleure pratique a été adoptée, à savoir l'injection directe de l'additif dans le fond du puits. afin de garantir qu'un flux lent et régulier de produit frais sorte continuellement et lave la face du trépan dans un état non émulsion.[20]

une ROP satisfaisante

Toutes les améliorations effectuées sur une WBM conventionnelle, se manifestent à travers un ROP (taux de perforation) très proche des valeurs du ROP de la boue à base huile, à travers la figure 2.3 qui illustre une comparaison entre les valeurs des ROP enregistrés plus exactement des valeurs (min, max et moy) de quatre boues différentes, deux d'entre elles sont des boues à base d'huile et les deux autres sont des boues à base

d'eau à haute performance :

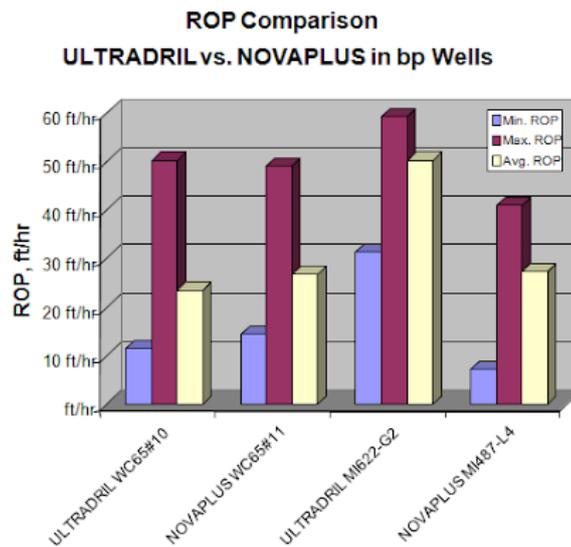


FIG. 2.3 : graphique en barre 3D des valeurs de la ROP pour une boue à base d'huile (NOVAPLUS) & une boue à base d'eau (Ultradril).

[5]

On remarque que dans le cas de la HPWBM (Ultradill MI622-G2) on a le plus grand ROP soit dans le ROP minimum ou maximum même la moyenne entre les deux.

2.3.5 Les WBM fonctionnent-ils comme les OBM ?

Des progrès significatifs ont été réalisés grâce à l'avènement de la chimie des amines, ce qui représente une amélioration considérable par rapport aux tentatives antérieures de mise au point d'une boue de forage à base d'eau ayant les mêmes performances qu'une boue de forage organique. Les résultats de laboratoire révèlent que le nouveau système de fluide de forage à base d'eau à haute performance réduit de manière significative la dispersion, l'hydratation et l'accrétion de l'argile, surpassant les systèmes inhibiteurs de WBM précédemment développés et atteignant les performances des OBM. L'étude comparative de la dureté apparente montre que la performance inhibitrice du nouveau système HPWBM est très proche de celle de l'OBM. Le nouveau HPWBM a été conçu selon une approche de système total. Les produits ont été choisis pour satisfaire aux exigences de performance de l'OBM, telles qu'une inhibition élevée, l'absence de dispersion, l'anti-accrétion et un pouvoir lubrifiant supérieur. Le nouveau HPWBM est extrêmement flexible dans les formulations de boue, utilise une variété de fluides de base aqueux et a une stabilité de température jusqu'à 275°F. Le système a été appliqué avec un taux de réussite élevé dans une variété d'applications sur le terrain. Le système peut être facilement préparé et présente des performances de forage exceptionnelles. La performance globale et la facilité de manipulation sont deux attributs significatifs qui rapprochent considérablement ce

système de la performance de l'OBM.[23]

2.3.6 Conclusion

Dans une comparaison technique entre deux fluides de forage et pour trancher entre les deux, nous avons discuté les points nécessaires pour une prise de décision convenable du type de fluide de forage à utiliser, Par la suite en passant par une appréciation des avantages et des inconvénients nous avons pu initier une comparaison technique détaillé entre les deux système de boue (OBM/HPWBM), pour conclure nous avons déduit que la HPWBM peut-être un excellent substitut à l'OBM d'un point de vue performance dont l'utilisation reste à vérifier dans quels types de réservoirs pourraient être appliquées.

Chapitre 3

Etude de cas NKT-1

3.1 Introduction

Pour bien cerner la zone d'étude et les propriétés des puits sur lesquels nous avons travaillé, une étude géographique et géologique de la région s'impose. Le bassin de Reggane, l'une des provinces pétrolières stratégiques de la plateforme saharienne, abrite à elle seule une quantité importante de puits pétroliers à la stratigraphie diversifiée exploités pendant plus d'une cinquantaine d'années. Dans ce chapitre, nous allons également présenter le puits NKT-1 et traiter au cas par cas les propriétés des fluides et des boues utilisées dans chaque section du forage high-performance déjà existant, sur lequel nous allons appliquer des simulations en nous servant de plusieurs produits à des quantités diverses.

3.2 Situation géographique de la zone d'étude

3.2.1 Le bassin de Reggane

Dans la partie Sud-ouest de la plate-forme saharienne, se situe le bassin de Reggane. Elle couvre une superficie de 140 000 km² entre les parallèles 25°00N et 28°00N et les méridiens 01°00E et 03°00W. Elle est limitée au Nord par la bordure méridionale de la chaîne de l'Ougarta, qui le sépare de la cuvette de Sbâa, à l'ouest par l'ensellement de Kettamia-Bou Bernous, à l'Est par l'ensellement d'Azzel Matti et au sud par le massif cristallin des Eglab.

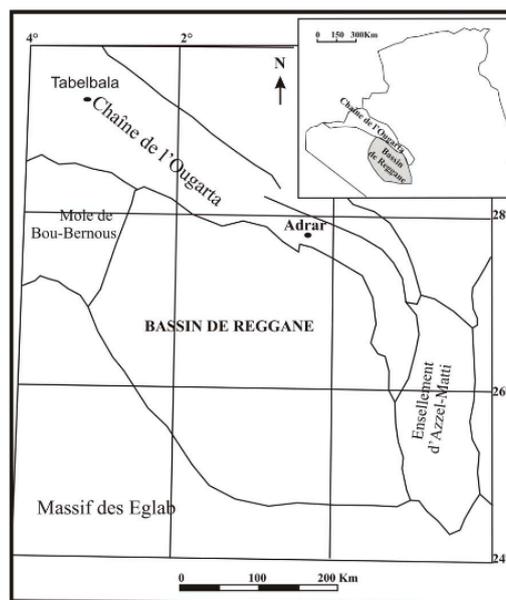


FIG. 3.1 : Carte de situation du bassin de Reggane [24]

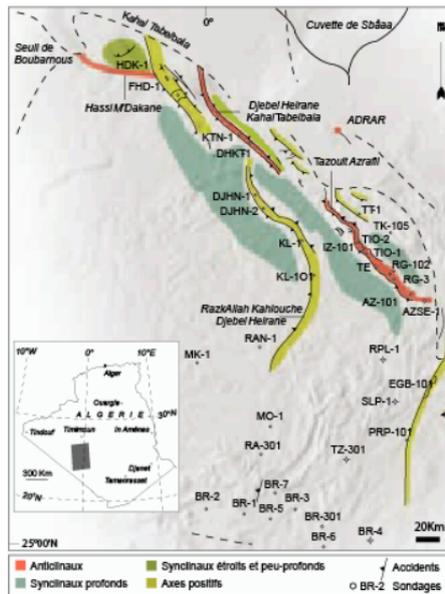


FIG. 3.2 : Situation du domaine de l'étude et principaux traits structuraux du Bassin de Reggane [24]

3.2.2 Généralités sur le forage étudié

Situation géologique du forage

Le sondage pétrolier NKT-1 puits d'exploration verticale NKT-1 qui sera foré dans le champ AHNET. NKT-1 sera foré à travers le réservoir du Dévonien inférieur jusqu'à une profondeur totale de ± 3200 m, entouré par trois forages sont KTE-1, KTS-1 et KTS-3.[11]

TAB. 3.1 : Données du forage (document interne MI Algeria (Schlumberger))

Nom du puit	NKT-1
chantier	TP-210
Bassin	Reggane
Classification	Forage development
Bloc	352d
Wilaya	Adrar

TAB. 3.2 : coordonnées d'implantation (MI Algeria)

Coordonnées	
UTM	Géographique
X=738,256.996m	W 00°35'16.15031"
Y=3,046,357.025m	N 27°31'20.14791"
Z=203.56m	

-Début de réalisation de forage : 15/02/2019

Repères du forage NKT-1

Le Forage pétrolier NKT-1 se situe :

- 11 Km au Sud Ouest du puit KTE-1
- 6,9 Km A l'est du puit KTS-1
- 8 Km au nord du puit KTS-2

3.2.3 la géologie de la région

Le Silurien

Dépassant les 1000 mètres d'épaisseur au centre du bassin de Reggane, le Silurien est composé d'une série argileuse noire à graptolites, admettant des passés de grès, de niveaux de calcaires détritiques et d'une centaine de mètres d'argiles hautement radioactives. Elle correspond en affleurement à la formation d'Oued Ali dans l'Ougarta. Cette formation est connue pour avoir constitué une roche mère à l'échelle de toute la plate forme saharienne. :

Le Dévonien

D'une épaisseur allant de 2 000 à 2 500 m au centre du bassin, il est subdivisé en Dévonien inférieur, moyen et supérieur. Les réservoirs du Dévonien représentent le principal objectif de la région, avec une extension à l'intérieur du bassin relativement régulier. Ils sont composés de quatre bancs gréseux, avec des épaisseurs de grès utiles pouvant atteindre les 50 mètres

Le Dévonien inférieur Il englobe, le Gédinnien, le Siégénien et l'Emsien

Le Gédinnien est constitué d'argiles silteuses et de grès gris à gris foncé généralement fin à rares niveaux de calcaires.

Le Siégénien est constitué d'argiles silteuses et de cordons sableux et est rapporté à la série de D'khissa.

L'Emsien est représenté, à la base, par des argiles noires avec de fines passées de grès et de calcaires. Au sommet.

Le Dévonien moyen Englobant l'Eifelien et le Givétien, il a une épaisseur qui varie de 30 à 200 m. Il est constitué par une série eifélienne argilo-silteuse à la base avec intercalations de marnes et de grès fins et est surmonté par la série argilo-carbonaté du Givétien composé de calcaires blancs argileux et d'intercalations de marnes et d'argiles.

Ces séries correspondent à la formation de Chefar El Ahmar de l'Ougarta.

Le Dévonien supérieur Regroupant le Frasnien, le Famennien et le Strunien, il a une épaisseur qui varie de 200 à 1 500 m. La série Frasnienne et la série famennienne sont constituées de bas en haut d'une alternance d'argiles vertes, de calcaires fins rouges avec de fréquentes intrusions doléritiques, et de grès gris clair à fines passées d'argiles.

Le Frasnien admet dans sa partie inférieure des argiles radioactives semblables à celles du Silurien qui peuvent atteindre 400 m d'épaisseur.

Le Strunien est constitué de 50 à 200 m d'argiles, de siltstone et de grès. L'ensemble du Dévonien supérieur est connu sous le nom de la formation des argiles de Temertass et et des grès de Marhouma.

Le Carbonifère

L'épaisseur des séries carbonifères a été considérablement modifiée par le soulèvement et l'érosion hercynienne.

Le Tournaisien : épais de 30 m sur le flanc Sud du bassin et de 250 dans le bourrelet Tazoult-Azrafil, il est formé d'un ensemble inférieur de grès gris clair à grains fins, quartzeux, feldspathiques, avec de fines intercalations d'argiles, et d'un ensemble supérieur composé d'argiles à fines intercalations de calcaires, siltstone et rarement de grès.

Le Viséen : présent dans tout le bassin de Reggane il est subdivisé en quatre formations :

Viséen A : composé d'argiles avec rares passées de grès fins ou de calcaires, son épaisseur varie de 0 à 232 m.

Viséen B : c'est une série argilo-gréseuse avec de rares passages carbonatés sur une épaisseur variant de 6 à 376 m.

Viséen C : cet ensemble est constitué par des carbonates et des argiles avec de rares passages de grès sur une épaisseur allant de 0 à 400 m.

Viséen D : il est constitué par des évaporites avec des intercalations de marnes et de calcaires, on note la présence de roches sulfato-carbonatées et ferrugineuses. L'épaisseur de cet ensemble varie de 0 à 224 m.

Le Mésozoïque

Le Continental intercalaire Avec une épaisseur de 200 m, il est constitué de sables grossiers, de dolomie et de gypse et repose en discordance sur la série namurienne par la discordance hercynienne.

Continental intercalaire

Se présente avec une couche composée majoritairement de sable non compact d'épaisseur de 8m .

Le Dévonien

Le Devonien superieur Regroupant le Frasnien, le Famennien et le Strunien, il a une épaisseur de 1965 m le Strunien avec une couche de 250 m d'épaisseur et le Famennien couche d'épaisseur 1480 m et le Frasnien avec 235 m .

Le dévonien moyen Se composant du deux parties sont le Givetian et le Couvinien avec des épaisseurs 70 m et 140 m respectivement .

Le dévonien inférieur Avec 375 m d'épaisseur et 3 couches différentes, premièrement le Gédinnien, le Siégénien et l'Emsien (150 m, 90 m, 135 m) ,représentent les couches réservoirs de ce puit .

Le silurien

Avec 52 m d'épaisseur, ça représente la dernière couche à forer pour ce puits pour atteindre les 3200 m de profondeur forée.

3.3 Le programme de fluides de forage du puits NKT-1

le puits NKT-1 est forait avec une boue de forage à base d'eau c'est une boue à eau à haute performance (HPWBM) , et comme chaque puits pétrolier le puits NKT-1 a un programme de fluids forage de chaque section du puits, nous distinguons le changement du type de boue à travers les changements du terrains traversés et leur caractéristiques pour formuler un fluid de forage efficace pour chaque section pour bien accomplir les rôles d'une boue de forage dans les opérations.

3.3.1 Les propriétés du fluides de forages

propriétés d'intervalle	26"	16"	12"1/4	8"1/2
Type de fluids	Spud Mud Enhanced	HPWBM	HPWBM	HPWBM
Densité Sg	1.05-1.10	1.65	1.65	1.26
Yield point b/100ft2	40	18 - 24	16 - 20	14 - 18
API Fl C/30min	8	4	4	4

Kcl %	5%	5%	5%	4%
La dureté totale mg/l	400	400	400	400
PH	10 - 10.5	9 - 10.5	9 - 10.5	9 - 10.5
MBT Kg/m ³	42	28	28	14
LGS	5 %	4 %	4 %	3 %

3.3.2 Le cas de l'utilisation de la boue à base d'eau à haute performance (HPWBM)

Le puits NKT-1 est foré en 2019 avec succès avec une boue à base d'eau à haute performance (HPWBM).

Les produits utilisés pour la formulation

TAB. 3.4 : Les produits utilisés pour la formulation [19]

Produits	Produits de correction
Caustic Soda	Barite
Soda ASH	Lube
BENTONITE	D-D
M-I Pac UL	Defoam A
M-I Pac R	Glydrill MC
DUO-Vis	CMC LV
KCL	CMC HV
CaCo3	Soda ASH
Sel	M-I Pac UL
HydaHib	M-I Pac R
HydraCap	Caustic soda
	DUO-Vis
	HydaHib
	HydraCap

Les produits utilisés et la variation de propriétés de la boue dans chaque section

Chaque section foré à un fluide de forage avec des propriétés spécifiques à chacune d'elle

Section 1 (0m-194m)

TAB. 3.5 : Les Produits utilisés dans la section 1 [19]

Les Produits	Les quantités utilisées
BENTONITE	17,500 T
Chlorure de potassium	17,000 T
CAUSTIC SODA	0,775 T
SODA ASH	0,200 T
DUO-VIS	0,675 T
D-D	0,637 T
Lube 945	0,420 T

La variations des Propriétés de la boue de la section 1 :

TAB. 3.6 : Propriétés de la boue pour la section 1 [19]

Flowline Temp.	°F	104	104	104	110	
Analysis Temp.	°F	120	120	120	120	120
Densité entré	sg	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Densité sortie	sg	1,06	1,05	1,06	1,05	

TAB. 3.7 : Propriétés rhéologiques pour la section 1 [19]

Yield Point	Ibs/100ft ²	36	38	39	38	24
-------------	------------------------	----	----	----	----	----

TAB. 3.8 : Propriétés de perte pour la section 1 [19]

API / HPHT cake	32nd in	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
API Filtrate	cm ³ / 30 min	8,00	8,00	8,00	9,00	6,00

TAB. 3.9 : Analyse des solides pour la section 1 [19]

Sable	%	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
LGS	%	1,10	1,20	0,90	1,20	1,20
HGS	%	0,25	0,26	0,21	0,27	0,26

TAB. 3.10 : Chimie de la boue pour la section 1 [19]

ph		10,5	9,5	10,5	9,0	10,5
MBT	g/l	62,0	57,0	57,0	57,0	57,0
% KCl	%	5,00	4,80	5,00	4,80	4,80

Problèmes rencontrés durant le forage et les recommandations adoptées

Problèmes de forage rencontrés

Rien.

Solutions adoptées

Rien.

Boue

- Analyse de l'eau du banc : $[Ca^{++}] = 0,36 \text{ g/l}$. $[CL^-] = 0,71 \text{ g/l}$. $pH = 7,8$. - Début du forage de cette section par 280m³ de boue Enhanced Spud $d=1,05\text{sg}$.

Traitements

* Soude caustique pour maintenir le pH au-dessus de 10 et l'alcalinité de la boue dans une bonne plage.

* Soda Ash pour maintenir la dureté dans une bonne plage.

* DD Lube 945 pour éviter la formation de billes et améliorer le pouvoir lubrifiant du train de tiges.

* KCL pour maintenir la concentration 50 kg/m³.

* CMC TECH LV pour réduire le filtrat avant l'analyse csg 18" 5/8.

- Trou balayé avec 08m³ haute visibilité $d=1.05\text{sg}$, $yp=54\text{lb}/100\text{ft}^2$, @194m (une petite quantité de déblais observés sur les shakers de schiste). - Nettoyeur de boue et dessableur pour maintenir le sable et les solides aussi bas que possible.

Section 2 (194m - 1605m)

TAB. 3.11 : Les produits utilisés dans la section 2 NKT-1 [19]

Les Produits	Les quantités
M-I WATE	402,000 T
Barite Locale	109,500 T
Carbonate de calcium	98,750 T
BENTONITE	6,250 T
Chlorure de Potassium	33,000 T
Chlorure de Sodium	173,000 T
SODA ASH	0,600 T
HydraCap	2,384 T
HydraHib	19,596 T
M-I PAC UL	4,875 T
M-I PAC R	1,850 T
DUO-VIS	0,700 T
Lube 945	3,780 T
D-D	0,213 T
Defoam A	0,196 T
G Seal Plus	2,675 T
Citric Acid	0,075 T
M-I PAC UL (Poly Pac ul)	3,125 T
SODIUM BICARBONATE	0,225 T

La variations des Propriétés de la boue pour la section 2 :

TAB. 3.12 : Propriétés de la boue pour la section 2 NKT-1 [19]

Flowline Temp.	°F	126	132	141	150	150
Analysis Temp.	°F	120	120	120	120	120
Densité entree	sg	1,65	1. 65	1. 65	1. 65	1,65
Densité sortie	sg	1,66	1. 66	1. 66	1,66	1,65

TAB. 3.13 : propriétés rhéologiques pour la section 2 NKT-1 [19]

Yield Point	Ibs/100ft ²	20	20	23	24	22
-------------	------------------------	----	----	----	----	----

TAB. 3.14 : Propriétés de perte pour la section 2 NKT-1 [19]

API / HPHT cake	32nd in	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
API Filtrate	cm ³ / 30 min	3,40	3,20	3,40	4,40	3,40

TAB. 3.15 : Analyse des solides pour la section 2 NKT-1 [19]

Sable	%	0,20	0,10	0,10	0,10	0,10
LGS	%	3,10	3,90	4,00	2,20	4,40
HGS	%	10,93	10,93	10,93	11,98	10,99

TAB. 3.16 : Chimie de la boue pour la section 2 NKT-1 [19]

ph		10	10	10	11	10
MBT	g/l	21,4	21,4	28,5	28,5	28,5
% KCl	%	5,30	5,00	5,00	5,00	5,00

PROBLÈMES DE FORAGE RENCONTRÉS 1- Tight spot à cet intervalle [1161m-774m], [448m-192m] tandis que POOH change bit de 1161m.

2- Tight spot à cet intervalle [1563m-1040m], [806m-560m] tandis que POOH fait surface après avoir obtenu le point csg à 1605m.

SOLUTIONS ADOPTÉES 1- Travail à intervalles rapprochés.

2- Travail à intervalles serrés. **Boue** - Boue de Spud améliorée par trou déplacé d=1,05 sg par HPWBM D= 1.65sg @193 m.

Traitements MI PAC R et DUOVIS pour améliorer les paramètres de rhéologie MI PAC UL et POLYPAC UL pour améliorer le filtrat. KCL, HydraCap et HydraHib pour plus d'inhibitions des argiles. Lubrifiant 945 pour éviter le bouletage du foret et améliorer le pouvoir lubrifiant du train de tiges. Bicarbonate de sodium et acide citrique tout en empêchant la contamination du ciment.

- Trou balayé avec 05 m³ Hi-Vis @ 259 m pour nettoyer le trou.

- Trou balayé avec 05 m³ Hi-Vis @ 289 m pour nettoyer le trou.

- Trou balayé avec 08 m³ Hi-Vis (MW=1.65 sg, YP= 68 lbs/100ft² @ 1161m), Petits solides observés sur les agitateurs.

- comprimé de 08m3 Hi-Vis, HI-Dens pompé traité avec G Seal Plus (d=2.05sg, Yp=60 lbs/100ft²) à 1605m.

- Pilule basse visibilité 30m3 pompée (d=1.65sg , YP=12lb/100ft²) avant le travail du ciment. - Faire fonctionner le nettoyeur de boue et les deux centrifugeuses en mode de récupération de barytine pour maintenir le LGS aussi bas que possible.

Section 3 (1605m - 2595m)

TAB. 3.17 : Les produits utilisés pour la section 3 NKT-1 [19]

Les Produits	Les Quantités
DUO-VIS	0,075 T
M-I WATE	84,000 T
Barite Local	186,000 T
carbonate de Calcium	30,000 T
SODA ASH	0,560 T
Chlorure de Potassium	20,000 T
Chlorure de Sodium	101,000 T
HydraCap	1,572 T
HydraHib	9,159 T
M-I PAC UL	5,175 T
M-I PAC R	0,525 T
LUBE XLS	2,220 T
Glydril MC	2,200 T
Citric Acid	0,075 T
M-I PAC UL (Poly Pac ul)	1,975 T
BICARBONATE DE SODIUM	0,150 T

La variations des Propriétés de la boue pour la section 3 :

TAB. 3.18 : Propriétés de la boue pour la section 3 NKT-1 [19]

Flowline Temp.	°F	135	150	160	170	172
Analyse Temp.	°F	120	120	150	150	150
Densité entree	sg	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65
Densité sortir	sg	1,65	1,66	1,66	1,65	1,65

TAB. 3.19 : Propriétés rhéologiques pour la section 3 NKT-1 [19]

Yield Point	Ibs/100ft ²	18	19	20	20	19
-------------	------------------------	----	----	----	----	----

TAB. 3.20 : Propriétés de perte pour la section 3 NKT-1 [19]

API / HPHT cake	32nd in	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
API Fitrade	cm ³ / 30 min	3,60	3,80	3,60	3,80	3,60

TAB. 3.21 : Analyse des solides pour la section 3 NKT-1 [19]

Sable	%	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
LGS	%	4,40	3,90	5,00	4,60	4,60
HGS	%	10,98	10,97	9,98	9,98	9,98

TAB. 3.22 : Chimie de la boue pour la section 3 NKT-1 [19]

ph		10	10	10	10	10
MBT	g/l	28,5	28,5	28,5	28,5	28,5
% KCl	%	5,00	5,00	5,00	5,00	6,00

PROBLÈMES DE FORAGE RENCONTRÉS

1- ROP lent et couple élevé enregistrés à : 1929m, 1932m, 1989m, 2202m, 2366m, 2371m, 2376m, 2441m. 2- Enregistrement d'un RPM lent à 2209m. 3- Augmentation du gaz total à 9.87

SOLUTIONS ADOPTÉES

1- Décidé de POOH afin de changer de bit. 2- Décider d'utiliser POOH pour changer le bit. 3- Circuler jusqu'à obtenir $D_{\text{entrée}}=D_{\text{sortie}}=1.65\text{sg}$; Vérification du débit -OK- niveau stable.

Boue

- Traitements :

-MI PAC R et DUOVIS pour améliorer les paramètres de rhéologie.

-MI PAC UL et POLYPAC UL pour améliorer le filtrat.

-KCL, UltraCap et UltraHib pour plus d'inhibitions des argiles.

-Lube XLS pour éviter la formation de boules et améliorer la lubrification des tiges de forage.

- Pomper 5m³ de pilule Hi Vis ($d=1.65\text{sg}$, $YP =60\text{lb}/100\text{ft}^2$) à 1648 avant le POOH.

- Pompage de 5m³ de pilule Hi Vis ($d=1.65\text{sg}$, $YP =60\text{lb}/100\text{ft}^2$) à 1775m.

- Balayage du trou avec 5 m³ de pilule Hi-Vis à 2572 m.

- Balayage du trou avec 5 m³ de pilule Hi-Vis à 2595 m, TD.

- Utilisation d'un nettoyeur de boue et des deux centrifuges en mode de récupération de la barytine pour maintenir le LGS aussi bas que possible.

Section 4 (2595m - 3063m)

TAB. 3.23 : Produits utilisées pour la section 4 NKT-1 [19]

Les Produits	Les Quantités
DUO-VIS	0,650 T
M-I PAC UL	3,650 T
M-I PAC R	0,150 T
carbonate de Calcium	27,500 T
SODA ASH	0,520 T
Chlorure de Potassium	12,000 T
Chlorure de Sodium	54,000 T
HydraCap	1,114 T
HydraHib	4,899 T
LUBE XLS	0,185 T
Barite Local	10,500 T
Citric Acid	0,175 T
M-I WATE	12,000 T
M-I PAC UL (Poly Pac ul)	0,600 T
CMC TECH LV	1,750 T
BICARBONATE DE SODIUM	0,275 T

La variations des propriétés de la boue pour la section 4 NKT-1 :

TAB. 3.24 : Propriétés de la boue pour la section 4 NKT-1 [19]

Flowline Temp.	°F	150	150	150	155	148
Analyse Temp.	°F	150	150	150	150	150
Densité entree	sg	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30
Densité sortie	sg	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30

TAB. 3.25 : Propriétés rhéologiques pour la section 4 NKT-1 [19]

Yield Point	Ibs/100ft ²	15	18	18	19	20
-------------	------------------------	----	----	----	----	----

TAB. 3.26 : Propriétés de perte pour la section 4 NKT-1 [19]

API / HPHT cake	32nd in	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
API Fitrage	cm ³ / 30 min	4,00	3,60	3,40	3,60	3,80

TAB. 3.27 : Analyse des solides pour la section 4 NKT-1 [19]

Sable	%	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
LGS	%	0,70	0,90	0,70	0,70	0,70
HGS	%	1,03	1,04	1,03	1,03	1,03

TAB. 3.28 : Chimie de la boue pour la section 4 NKT-1 [19]

ph		10	10	10	10	10
MBT	g/l	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3
% KCl	%	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00

PROBLÈMES DE FORAGE RENCONTRÉS

1- ROP lent enregistré à : 2752m, 2907m, 3026m.

2- Trou serré pendant le fonctionnement du CBBL à 2726m/2830m /2852m/2879m/2880/2885m, pendant RIH f/2888 t/2897m, et pendant POOH f/2950m t/2595m, f/3063m t/2595m (Overpull 4T).

3- Tuyau coincé à 2950m (Overpull +6T) pendant le POOH pour changer le trépan et la jarre à 3026m.

4- Augmentation du gaz total (TGS=25%, d entrée =d sortie=1.30sg, bulles de gaz et faible retour de boue dans la ligne d'écoulement) pendant la circulation inverse.

SOLUTIONS ADOPTÉES

1- Décidé de POOH afin de changer de bit.

2- Travailler à intervalles serrés.

3- * Travailler le string jusqu'au string libre : Pas de succès. * Il s'est libéré lors de l'arrachage. 4- * Vérification du flux : -Positif-. * Circuler dans le dégazeur Poor Boy pour homogénéiser la boue (Dentrée =Dsortie=1.30sg). * * Augmentation du poids de la boue à 1.32sg : Puits stable.

Boue

-Déplacé HPWBM d=1.65sg par HPWBM d=1.30sg.

Traitements :

* MI PAC R et DUOVIS pour améliorer les paramètres de rhéologie.

* MI PAC UL et POLYPAC UL et CMC LV pour réduire le filtrat.

* HydraCap et UltraHib pour plus d'inhibitions des argiles. Lube XLS pour améliorer la lubrification des forets.

- Réduction du poids de la boue de 1.65sg à 1.40sg.

- Balayé deux fois le trou avec 04m³ de pilule Hi-Vis (d=1.30sg, YP=61lbs/100ft²) à 2950m et 3063m :TD (Observé peu de solides sur les shakers).
- Augmentation de la densité de la boue à 1.32sg en utilisant Kill Mud.
- Utilisation du nettoyeur de boue et des deux centrifugeuses en mode de récupération de la barytine pour maintenir le LGS aussi bas que possible.
- Conserver 60m³ d=1.65sg comme boue d'abattage.

3.3.3 Le cas de l'utilisation de la boue à base d'huile (OBM)

dans le deuxième cas nous avons pris le cas lorsque nous utilisons la boue à base d'huile qui est la boue qui a les performances techniques les plus stables et les plus sûres lors d'un forage pétrolier, donc nous avons étudié le puits, sa géologie et les caractéristiques demandés pour les paramètres de la boue, et on a supposé que le puits est foré sans problèmes techniques, et nous avons utilisé les produits et calculer les quantités nécessaires pour forer ce puit

Les Produits utilisés

TAB. 3.29 : Les Produits utilisés dans le cas de l'OBM [19]

Les Produits	Les quantités
DIESEL	932,720 m ³
Barite Locale	1 282,000 T
carbonate de Calcium	191,070 T
COAT-ALG	15,635 T
EMI 3015	3,960 T
Lube 945	0,420 T
Sodium chloride	62,277 T
BENTONITE	17,500 T
VG-69	12,307 T
VERSAWET	7,350 T
CAUSTIC SODA	0,775 T
VERSATROL M	9,141 T
Chaux	40,776 T
Potassium Chloride	17,000 T
SODA ASH	0,200 T
D-D	0,637 T
DUO-VIS	0,675 T

CMC TECH HV	0,680 T
CMC TECH LV	3,250 T

Section 2

les produits et les quantités utilisés

TAB. 3.30 : Les produits utilisés dans la section 2[19]

Les produits	Les quantités
COAT-ALG	8,460 T
Barite Locale	846,000 T
VERSAWET	4,230 T
Chaux	23,688 T
VG-69	6,260 T
VERSATROL M	6,032 T
Chlorure de Sodium	35,532 T
Diesel	474 m3

Section 3

les produits et les quantités utilisés

TAB. 3.31 : Les produits utilisés dans la section 3[19]

Les Produits	Les quantités
COAT-ALG	4,355 T
Barite Locale	436,000 T
VERSAWET	2,180 T
Chaux	7,848 T
VG-69	3,226 T
VERSATROL M	3,109 T
Chlorure de Sodium	18,310 T
Diesel	244 m3

Section 4

les produits et les quantités utilisés

TAB. 3.32 : Les produits utilisés dans la section 4[19]

Les produits	Les quantités
COAT-ALG	2,820 T
Carbonate de calcium	191,070 T
VERSAWET	0,940 T
Chaux	9,240 T
VG-69	2,820 T
EMI 3015	3,960 T
Chlorure de Sodium	8,435 T
Diesel	215 m ³

3.3.4 Les Additifs utilisés et leur rôle dans ce cas :

nous avons choisi les additifs nécessaires pour forer ce puits, le choix de ces additifs a été fait après un stage sur terrain, après des discussions avec les ingénieurs et les ingénieurs managers et aussi avec des essais au laboratoire de l'entreprise et chaque additif choisi a un rôle pour le bon déroulement du forage .

VERSAWET

Utilisation

Il est utilisé principalement dans les systèmes de boue à faible perte de fluide et à faible teneur en calcaire VERSA* qui utilisent VERSACOAT* comme émulsifiant. émulsifiant. Le tensioactif VERSAWET est un excellent agent mouillant qui est particulièrement efficace dans les systèmes utilisant l'hématite FER-Ox* difficile à mouiller. Il est également efficace pour mouiller la barytine et les solides de forage et pour réduire les effets négatifs de la contamination de l'eau. [19]

L'agent tensioactif VERSAWET fonctionne comme un agent mouillant lorsqu'il est utilisé dans des systèmes à perte de fluide relaxée, à faible teneur en calcaire, généralement en combinaison avec VERSACOAT. Il mouille les matériaux lourds et les solides de forage pour éviter les solides mouillés par l'eau, améliore la stabilité thermique, la stabilité rhéologique, le contrôle de la filtration et la stabilité de l'émulsion. tout en améliorant la résistance du fluide à la contamination.

Limitations

L'agent tensioactif VERSAWET n'est pas recommandé pour les systèmes à teneur élevée en calcaire, tels que les systèmes conventionnels qui utilisent l'additif VERSAMUL*. comme principal émulsifiant, dans les puits dont la température est inférieure à 200°F (-93,3°C). Dans certaines conditions, dans les fluides à forte teneur en calcaire, l'agent

tensioactif VERSAWET peut provoquer des augmentations indésirables de la viscosité.

- L'additif VERSACOAT est l'agent mouillant recommandé pour la plupart des applications à haute teneur en calcaire et à température moyenne.

- Les restrictions environnementales concernant l'utilisation d'huiles et de fluides à base d'huile doivent être prises en compte puisque l'agent de surface VERSAWET est utilisé en conjonction avec l'huile.

VG-69

Utilisation

Argile organophile VG-69 Augmente la viscosité, la capacité de charge et les propriétés de suspension.

Augmente la viscosité et la force du gel dans les systèmes de fluides de forage à base d'huile et de produits synthétiques. en fournissant un support aux matériaux lourds et en améliorant l'élimination des débris. Elle facilite la formation de gâteaux de filtration et le contrôle de la filtration.

a prouvé son efficacité dans les fluides de repérage.

VERSATROL M

Utilisation

La résine VERSATROL M, réduit les pertes de fluide API et HPHT dans toutes les boues à base d'huile.

Elle contribue à améliorer la stabilité globale des émulsions, la stabilité thermique et les caractéristiques de suspension de la plupart des formulations à base d'huile. La résine VERSATROL M augmente également la viscosité, surtout à basses températures en raison de sa solubilité partielle.

Limitations

Les restrictions environnementales concernant l'utilisation d'huiles et de fluides à base d'huile doivent être tenir compte du fait que la résine bitumineuse VERSATROL M* est utilisée en conjonction avec des huiles et des fluides à base d'huile. des essais pilotes doivent être effectués. Le dépassement de la température du point de ramollissement peut augmenter les propriétés rhéologiques. Ne pas utiliser dans le Golfe du Mexique.

Caustic Soda

Utilisation

La soude caustique est utilisée pour maintenir ou augmenter le pH. L'augmentation

du pH avec la soude caustique précipite le magnésium (Mg^{2+}) et supprime le calcium (Ca^{2+}) dans les eaux à haute dureté comme l'eau de mer, réduit la corrosion et neutralise les gaz acides comme le dioxyde de carbone (CO_2) et le sulfure d'hydrogène (H_2S).

Lors du traitement de boues contenant du lignosulfonate ou du lignite, dont le pH est faible (± 4), l'utilisation typique est d'un sac de soude caustique pour quatre sacs de lignosulfonate ou de lignite.

Limitations

Dans les saumures de haute dureté telles que les saumures $CaCl_2$, Williston, Michigan et Zechstein, la soude caustique ne peut pas être utilisée pour augmenter efficacement le pH en raison du niveau élevé de cations, qui se combinent avec les ions hydroxyle pour précipiter les hydroxydes tels que $Ca(OH)_2$ et $Mg(OH)_2$.

Chaux

Utilisation

La chaux est utilisée comme source économique de calcium pour flocculer les boues de bentonite (boues de forage) afin d'améliorer le nettoyage des trous. Comme elle n'est que légèrement soluble dans l'eau, elle est utilisée pour maintenir un excès de chaux insoluble dans une large gamme de systèmes à base d'eau et d'huile. L'excès de chaux tamponne le pH, fournit une quantité de réserve de calcium pour précipiter les carbonates solubles et active les additifs à base d'acides gras et d'huile. La chaux est utilisée à la fois pour contrôler le calcium et le pH dans les systèmes à base de gypse et de chaux. Un pH alcalin, tamponné par un excès de chaux, empêche l'apparition de conditions acides, qui peuvent conduire à une corrosion accélérée par les gaz acides.

La solubilité de la chaux augmente avec l'augmentation de la salinité mais diminue avec l'augmentation du calcium, du pH et de la température.

CHLORURE DE POTASSIUM

Utilisation

La poudre de CHLORURE DE POTASSIUM (KCl) est un sel inorganique cristallin sec de grande pureté utilisé comme inhibiteur de schiste dans les fluides de forage afin d'assurer un haut niveau de stabilité lors du forage de formations difficiles contenant des schistes réactifs.

Le CHLORURE DE POTASSIUM est également utilisé pour former une saumure claire utilisée dans les opérations de reconditionnement et de complétion, qui nécessitent des densités allant de 1,01 à 1,16 sg (8,4 à 9,7 lb/gal.).

Soda ASH

Utilisations

La soude caustique est utilisée dans les boues à base d'eau comme source d'ions carbonate pour précipiter le calcium, augmenter le pH ou flocculer les boues de forage. SODA ASH est le nom commun du carbonate de sodium (Na_2CO_3). Il s'agit d'une base faible qui est soluble dans l'eau et qui se dissocie en ions sodium (Na) et carbonate (CO_3) en solution.

D-D

Utilisations

Le détergent de forage D-D est un mélange aqueux d'agents tensioactifs. Il est conçu pour réduire la tension superficielle de tous les systèmes de boue à base d'eau et réduire la tendance à l'adhérence des débris de schiste sensibles à l'eau.

Duo-Vis

Utilisations

La gomme xanthane DUO-VIS est un biopolymère à haut poids moléculaire utilisé pour augmenter la rhéologie des systèmes à base d'eau. De petites quantités permettent de suspendre la viscosité et le poids des matériaux dans tous les systèmes de boues à base d'eau. DUO-VIS a la capacité unique de produire un fluide qui est fortement dilué par cisaillement et développe une véritable structure de gel.

CMC Tech HV

Utilisations

CMC HV est une carboxyméthylcellulose sodique à haute viscosité conçue pour contrôler la perte de fluide et fournir une viscosité dans les fluides de forage à base d'eau allant de l'eau douce à l'eau salée saturée.

CMC Tech LV

Utilisations

CMC LV est une carboxyméthylcellulose sodique de faible viscosité conçue pour contrôler la perte de fluide avec une augmentation minimale de la viscosité dans les fluides de forage à base d'eau allant de l'eau douce à l'eau salée saturée.

Bentonite

Utilisations

L'utilisation la plus courante de la bentonite est dans les fluides de forage. La bentonite contenue dans le fluide de rinçage lubrifie et refroidit les outils de coupe tout en les protégeant de la corrosion. Comme le liquide de forage génère une pression hydrostatique dans le trou de forage, il entrave la pénétration des fluides et des gaz. Le liquide de forage achemine les débris de forage vers la surface. Lors des périodes d'inactivité des pompes de purge, la thixotropie de la bentonite empêche les matériaux pierreux de retomber dans le puits foré.

CHLORURE DE SODIUM

Utilisations

Le nom commun du CHLORURE DE SODIUM (NaCl) est le sel. Ce produit chimique commercial largement disponible est un produit économique pour la formulation de fluides de reconditionnement et de complétion clairs et sans solides. Les applications du sel dans les fluides de forage comprennent : l'augmentation de la densité, l'augmentation de l'inhibition du schiste en diminuant l'activité de l'eau, la réduction de la dissolution du sel lors du forage de sections de sel halite, la réduction du point de congélation des fluides à base d'eau et la réduction du potentiel de formation d'hydrates de gaz dans le forage en eaux profondes.

LUBE 945

Utilisations

La diminution du coefficient de friction réduit le couple, la traînée et le potentiel de blocage différentiel dans le puits de forage. Il possède également une caractéristique de mouillabilité unique qui réduit le potentiel d'accrétion de l'assemblage de fond de trou (BHA). Le lubrifiant Luas 945 n'est que légèrement soluble dans l'eau dans la plupart des conditions, mais est dispersible dans les boues à base d'eau. Le lubrifiant Lust 945 ne contient pas d'hydrocarbures et est compatible pour une utilisation offshore.

Limitations

Peut graisser ou émulsionner dans les systèmes de boue avec une dureté soluble supérieure à 600 mg/l et des niveaux de pH plus élevés.

Peut provoquer une légère formation de mousse dans les systèmes d'eau de mer à très faible teneur en solides fraîchement construits.

Le CARBONATE DE CALCIUM

Utilisations

Le CARBONATE DE CALCIUM (CaCO_3) est présent à l'état naturel dans une grande variété de formes minérales, soit seul comme le marbre, le travertin, le tuf, le calcaire pur et la craie, soit en association physique et chimique avec d'autres éléments et composés.

Le CARBONATE DE CALCIUM est utilisé comme agent de pondération ou de pontage soluble dans l'acide pour les fluides de forage, de reconditionnement ou de complétion.

Barite

Utilisations

Un minéral dense comprenant du sulfate de baryum [BaSO_4]. Couramment utilisée comme agent de pondération pour tous les types de fluides de forage, la barytine est extraite dans de nombreuses régions du monde et expédiée sous forme de minerai vers des usines de broyage situées à des endroits stratégiques, où l'API spécifie un broyage jusqu'à une taille de particule de 3 à 74 microns. Le sulfate de baryum pur a une gravité spécifique de 4,50 g/cm³, mais la barytine de qualité de forage doit avoir une gravité spécifique d'au moins 4,20 g/cm³ pour répondre aux spécifications API. Les contaminants présents dans la barytine, comme le ciment, la sidérite, la pyrrhotite, le gypse et l'anhydrite, peuvent causer des problèmes dans certains systèmes de boue et doivent être évalués dans le cadre de tout programme d'assurance de la qualité des additifs pour boue de forage.

EMI 3015

Utilisations

C'est un réducteur de filtrat, les réducteurs de filtrat, également appelés additifs de perte de circulation, protègent la formation contre l'invasion de filtrat et réduisent la probabilité de collage différentiel.[25]

3.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons effectué une étude géographique et géologique du bassin de Reggane où se trouve le puits NKT-1, et sur lequel nous avons apprécié le comportement du puits, section par section, la performance, ainsi que les différents problèmes rencontrés dans les opérations, aussi bien pour le cas réel que pour la simulation, par la suite une étude détaillée sur la quantité des différents produits utilisés ainsi que la finalité de leur utilisation.

Chapitre 4

L'impact sur l'environnement

4.1 Introduction

Comme toute activité industrielle, l'industrie du forage génère des rejets polluants, parmi les déchets du forage, on cite ceux liés à la boue de forage. A travers ce chapitre, nous allons voir les différents déchets, leurs composants et leurs caractéristiques pour les deux systèmes de boues (WBM/OBM). Par la suite, on va répondre à la question du comment y remédier à ces déchets ? Pour se conformer à la réglementation, commençons tout d'abord par définir les exigences imposées contre l'abus à l'environnement, puis par les différents procédés utilisés pour la réhabilitation conforme des terrains. Et au final, on va essayer de trancher entre les deux boues vis-à-vis de la biodégradation.

4.2 Sources et types de déchets du forage

Dans l'industrie pétrolière et gazière, le processus de forage des puits produit deux types de déchets principaux : les débris de forage et les boues usées. Lors de l'opération de forage, la pression appliquée pour faire pénétrer la tige de forage dans les réservoirs de pétrole et de gaz produit une grande quantité de morceaux de roches forées qui tombent au fond du puits de forage . Ces morceaux, appelés débris de forage, obstruent le puits s'ils ne sont pas évacués. Le fluide de forage, également appelé boue en raison de sa consistance et de son aspect, circule dans le puits pour transporter les débris de forage vers la surface. Dans la plupart des opérations de forage profond, les fluides à base d'huile (OBM) sont utilisés à la place des fluides à base d'eau (WBM) en fonction des conditions de forage pour des opérations efficaces et rentables. Il est assez courant d'utiliser à la fois des fluides à base d'eau et des fluides à base d'huile pour le forage d'un même puits, les premiers pour la partie peu profonde du puits et les seconds pour le forage profond. Les sources de déchets de forage dépendent en grande partie des déblais de forage en fonction de la condition géologique du trou de forage, de la profondeur du puits et du fluide utilisé dans l'opération de forage . L'accumulation des déblais de forage est estimée entre 130 et 560 m³ par puits. Les sources et les composants possibles des déchets sont présentés ci-dessous.[26]

Lorsque l'on utilise des systèmes de fluides émulsionnés (OBM). Dans l'attente des techniques de traitement, des centaines de mètres cubes de fluides sont rejetés dans la nature. Souvent, il faut compter des mois, voire des années, pour procéder à ce traitement et, entre-temps, une grande quantité d'hydrocarbures s'évapore, s'infiltrer, s'adsorbe et pollue l'environnement. En parallèle, est rejetée dans le sol une quantité non négligeable de produits de traitement dont on ignore le devenir et le parcours à travers les formations traversées.

-Lubrifiants usagés : huile de graissage, graisse.

-Agents d'espacement : huile minérale, agents de surface.

- Boues contaminées usagées à base d'eau : boue, huile minérale.
- Déchets de coupe WBM : solides de formation, WBM, huile minérale.
- OBM usagés : boue, huile minérale.
- Déchets de coupe OBM : solides de formation, OBM.
- Produits chimiques en vrac usés : ciment, bentonite, barytines, viscosifiants, diluants, additifs de protection contre les pertes de fluide.
- Produits spéciaux usés : scavengers, antimousses, traceurs.

4.2.1 Source de pollution

En surface

Le borbier

D'un point de vue environnemental, outre la perte de circulation des fluides pendant et après le forage, la fosse à boue, autant que collecteur d'effluents liquides et de déchets solides de forage, représente une grande source de pollution et de danger qui peuvent nuire à la santé humaine.

La fosse à boues est un vaste bassin de plusieurs mètres cubes de capacité, à moitié creusé dans le sol, à moitié entouré de merlons en bois, entouré de remblais faits de matériaux excavés. Il est utilisé pour vider :

-La boue excessive pendant le forage. -La boue retirée en fin de forage quand celui-ci doit être bouché (puits sec) ou équipé pour produire (forage ayant rencontré des Hydrocarbures en quantités suffisantes pour être exploité). -Boutures boueuses résultant du traitement des boues résiduelles lors du forage. -Un peu d'eau de surface (eau de lavage).

Les effluents liquides.

Les déchets solides.

La plate-forme.

La cave.

Dans le sous sol

La circulation.

La cimentation.

La diagraphie et la radioactivité.

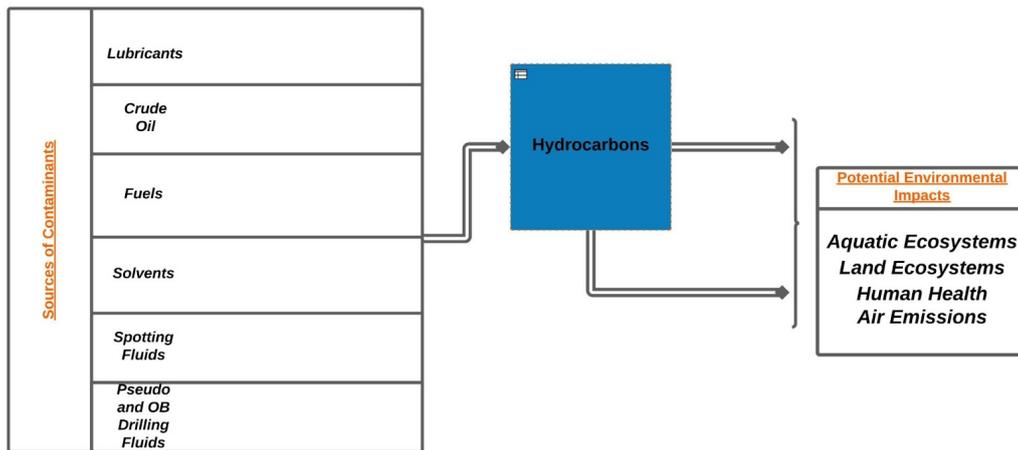


FIG. 4.1 : Déchets liquides [11]

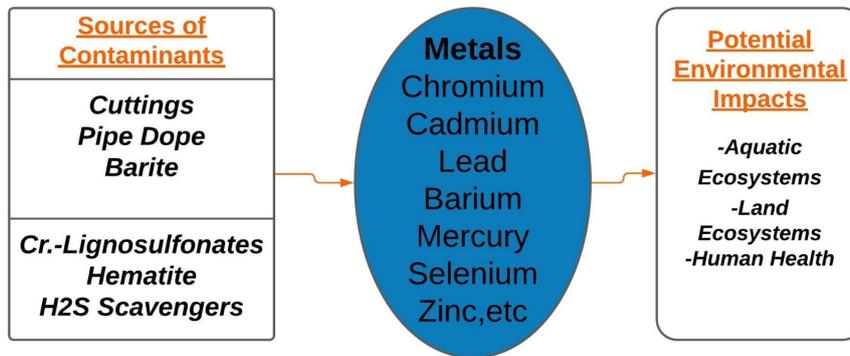
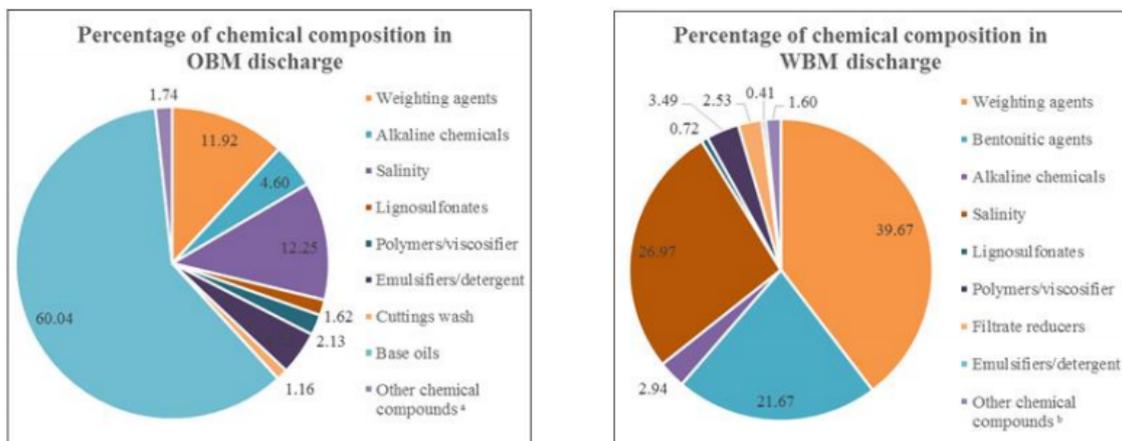


FIG. 4.2 : Déchets solides [19]

4.3 Caractéristiques des déchets de forages

La composition physique des déchets de forage est principalement basée sur le type de débris de forage produits. Ces déblais sont généralement le reflet des constituants géologiques du sous-sol foré ainsi que des composants solides ou chimiques individuels contenus à l'origine dans le fluide de forage.



(a) pourcentage de la composition chimique dans la décharge de l'OBM

(b) pourcentage de la composition chimique dans la décharge de WBM

FIG. 4.3 : Pourcentage de constituants chimiques individuels présents dans les rejets d'OBM et de WBM

[26]

Cependant, même les déblais de forage à faible teneur en hydrocarbures peuvent affecter sérieusement la faune benthique en augmentant la consommation d'oxygène dans les sédiments pour le cas des forages en off-shore. Le risque que présentent pour l'écosystème les déchets de forage associés au rejet des déblais de forage WBM est actuellement considéré comme faible, mais cette affirmation ne peut être vérifiée à partir de la littérature publiée. Cependant, la variation de la quantité de fluide de forage qui reste collée aux déblais de forage au moment de l'élimination est influencée par la taille des déblais. Plus la taille des déblais est petite, plus il est difficile de les séparer du fluide de forage. Outre les métaux provenant du fluide de forage et de la formation géologique forée, les déblais peuvent également contenir des hydrocarbures pétroliers étroitement liés à ceux de la roche réservoir.[27]

FIG. 4.4 : Composition des déblais de forage à base d'huile non traités [28]

Component	Concentration (mg/kg of dry matter)	
	Untreated OBM	TCC-treated OBM
Oil in sand	160,000	960
Dry matter	66	84.6
PAH 16:		
Naphthalene	5	0.043
Acenaphthylene	1.7	<0.05
Acenaphthelene	3.3	<0.01
Fluorene	2	0.038
Phenanthrene	2.1	0.13
Anthracene	0.37	0.014
Fluoranthene	0.26	0.021
Pyrene	1.2	0.061
Benzo(α)anthracene	0.26	0.028
Chrysene	0.3	0.046
Benzo(b)fluoranthene	0.15	0.041
Benzo(k)fluoranthene	0.017	<0.01
Benzo(α)pyrene	0.12	0.031
Dibenz(α,h)anthracene	0.031	0.015
Benzo(ghi)perylene	0.16	0.098
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	0.037	0.022
Sum PAH 16	17	0.59

4.4 Composants préoccupants pour l'environnement dans les déchets de forage

La contamination des sols est dangereuse pour la santé publique et l'environnement par son action sur les eaux de surface, les eaux souterraines et la végétation (phytotoxicité, bioaccumulation). Les industries pétrolières et gazières, comme les autres industries de transformation, ont un effet néfaste sur l'environnement. L'effet dangereux des composants importants pour l'environnement dans les déchets de forage produits dépend principalement de chaque composant, de sa concentration au moment de l'exposition, de l'environnement biotique au point de rejet et de la durée de l'exposition.[8]

Les types typiques de déchets de forage et leurs constituants potentiels sont :

- Les débris de WBM : métaux lourds, sels inorganiques, biocides, hydrocarbures.
- Déchets de coupe OBM : Métaux lourds, sels inorganiques, hydrocarbures, solides/cuttings.
- OBM usagé : métaux lourds, sels inorganiques, hydrocarbures, solides/cuttings, DBO, surfactants.
- WBM usagée : métaux, y compris métaux lourds, sels inorganiques, hydrocarbures, biocides,hydrocarbures, solides/cuttings, DBO,
- Lubrifiants usagés : Métaux lourds, composés organiques[29]

4.5 EXIGENCES DE LA RÉGLEMENTATION

Tous les déchets qui ont la capacité de provoquer le cancer, et/ou sa toxicité pour les humains et les autres écosystèmes sont spécifiquement réglementés par une autorité gouvernementale. En l'absence de réglementation gouvernementale, les directives publiées par les organisations internationales ou régionales pertinentes sont généralement utilisées.

C'est pourquoi le déversement de boues de forage usées et des débris associés est interdit dans de nombreuses régions du monde.

TAB. 4.1 : Exigences relatives au déchargement des boues et des débris de forage (Ibuchiukwu) [30]

Fluides de forage à base d'eau Déchets de coupe	Fluide de forage à base d'huile Déchets de coupe
- Pour obtenir la décharge, il faut soumettre la preuve que la boue a une faible toxicité avec la demande de permis. Les rejets seront traités à la satisfaction du DPR.	- Pour effectuer un rejet, il faut soumettre au DPR, avec la demande de permis, la preuve que l'OBM a une faible toxicité. Les rejets seront traités à la satisfaction du DPR.
- Le DPR examinera les WBM pour déterminer le degré de danger et de toxiques.	- Les OBM doivent être récupérés, reconditionnés et recyclés.
- Les déblais contaminés par des WBM peuvent être déversés en mer/en eaux profondes sans traitement.	- Huile sur les déblais de forage, 5 % avec un objectif de 0 %.
	- Élimination sur place si la teneur en huile ne provoque pas de reflets dans les eaux réceptrices.
	- Les échantillons de déblais doivent être analysés par l'opérateur comme spécifié par le DPR une fois par jour.
	- Point de rejet tel que désigné sur l'installation par la dérivation vers le fond.
	- Le DPR analysera les échantillons à sa propre discrétion afin de détecter substances toxiques/dangereuses.
	- L'exploitant doit soumettre au DPR les détails des dossiers d'échantillonnage et d'analyse dans un délai de 2 semaines après l'achèvement de chaque puits.
	- L'inspection des opérations doit être autorisée à tout temps raisonnable.

Il y a une prise de conscience des problèmes environnementaux, les organisations travaillant en Algérie se sont de plus en plus engagées à introduire la notion de bonne pratique environnementale dans leurs activités. Notre pays ne cesse de légiférer des lois concernant l'environnement.

4.6 Mesures prises pour minimiser l'impact environnemental du Forage

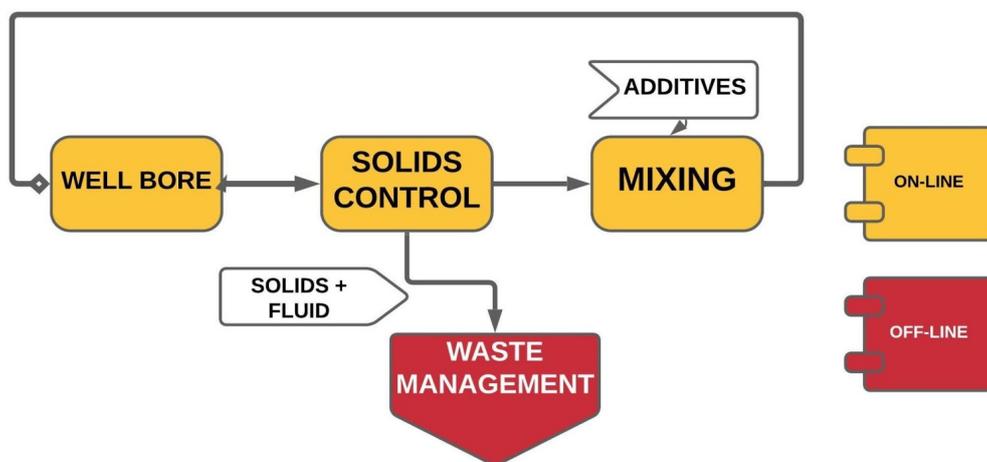


FIG. 4.5 : Schéma du processus des fluides [5]

4.6.1 Minimisation des déchets via des modifications de processus

Trous minces

L'industrie du forage a amélioré la technologie du forage "slim hole" au cours des dernières années. Le forage de trous minces doit être pris en compte lors de la planification d'un projet de forage. Si possible et utilisé, le forage à trous minces réduit le volume de fluide de forage utilisé et le volume des débris de forage [31]. Le coût total d'une opération de forage à trous minces peut être considérablement inférieur à celui des trous entiers conventionnels, en raison de la réduction du fluide de forage que pour les trous entiers conventionnels, en raison de la réduction des coûts du système de fluides et de gestion des déchets. En outre, un tubage plus petit est nécessaire, ce qui peut contribuer à réduire le coût total de l'opération.[30]

teur d'identifier immédiatement les changements non désirés dans le système de fluide de forage et d'apporter les corrections nécessaires. Cette technique, en plus du contrôle des matières solides pour le système de fluide de forage, peut réduire de manière significative les coûts du système de fluide de forage et le volume des déchets de forage restant à la fin de l'opération de forage.

4.6.2 Réutilisation ou recyclage des matériaux

De nombreux matériaux du flux de déchets de forage peuvent être utilisés plus d'une fois ou être convertis en un matériau utilisable. Par exemple, la boue de forage reconditionnée peut être réutilisée pour d'autres puits, soit par la société exploitante, soit par le fournisseur. La boue usée d'un puits peut être utilisée pour le bouchage ou l'épongeage d'autres puits. La boue de forage usagée peut également être utilisée pour fabriquer du ciment (Onwukwe S et al). Les OBM et SBM usagés peuvent être recyclés dans la mesure du possible. Le recyclage permet d'éviter le rejet de grandes quantités de déchets dans l'environnement.

4.6.3 Traitement et élimination (Waste management)

Concerne les processus utilisés pour gérer et traiter les déchets solides et liquides générés par le processus de forage pour des raisons environnementales et/ou économiques.

Enterrement sur place

L'enfouissement consiste à placer les déchets dans des excavations artificielles ou naturelles, telles que les décharges. L'enfouissement est la technique d'élimination terrestre la plus couramment utilisée pour éliminer les déchets de forage (boues et déblais). En général, les solides sont enterrés dans la même fosse (la fosse de réserve) que celle utilisée pour la collecte et le stockage temporaire des boues et des déblais après que le liquide se soit évaporé. L'enfouissement dans la fosse est une méthode à faible technicité qui ne nécessite pas le transport des déchets hors du site du puits, et qui est donc très attrayante pour de nombreux exploitants. L'enfouissement est peut-être la technique d'élimination la plus mal comprise ou mal appliquée. L'enfouissement dans une fosse sur le site peut ne pas être un bon choix pour les déchets qui contiennent de fortes concentrations d'huile, de sel, de métaux biologiquement disponibles, de produits chimiques industriels et d'autres matériaux avec des composants nocifs qui pourraient migrer de la fosse et contaminer les ressources en eau utilisables. Dans certaines zones de champs pétrolifères, de grandes décharges sont exploitées pour éliminer les déchets provenant de plusieurs puits. Les décharges sécurisées sont des structures terrestres spécialement conçues qui emploient des mesures de protection contre la migration hors site des déchets chimiques contenus par

lixiviation ou vaporisation . L'enfouissement entraîne généralement des conditions anaérobies, ce qui limite toute dégradation ultérieure par rapport aux déchets qui sont cultivés ou épandus sur le sol, où les conditions aérobies prédominent.



FIG. 4.7 : Sécuriser la décharge avec un revêtement synthétique (MESP Spa)

Land Farming

Land Farming consiste à épandre les déchets sur une désignation et à les travailler dans le sol. L'objectif de l'application des déchets de forage sur le sol est de permettre à la population microbienne naturelle du sol de métaboliser, de transformer et d'assimiler les constituants des déchets en place. Il peut être utilisé en toute sécurité comme un moyen d'immobiliser et de biodégradation de nombreux déchets pétroliers. La capacité de charge du sol doit être connue et ne doit pas être dépassée afin de maintenir l'état aérobie du site. [29]

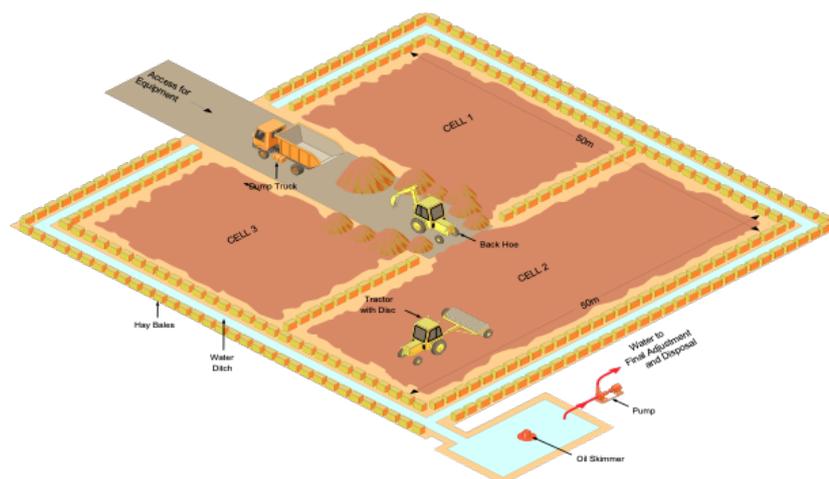


FIG. 4.8 : Land farming process
[5]

Incinération

L'incinération est l'une des meilleures options d'élimination par traitement thermique, car les déchets traités thermiquement sont décomposés en sous-produits pas ou peu dangereux. Les incinérateurs contrôlés fonctionnent à des températures suffisantes pour une décomposition thermique complète des déchets dangereux. En outre, les émissions solides et gazeuses sont contrôlées par des post-brûleurs, des épurateurs, et/ou des précipitateurs électrostatiques.

Les solides, liquides et gaz, dangereux ou non, peuvent être incinérés.. Cependant, l'incinération des métaux lourds tels que le plomb, le mercure ou le cadmium n'est pas recommandée car ces métaux restent dans les cendres volantes et présentent un danger de lixiviation lorsqu'ils sont placés dans une décharge. Les avantages de l'incinération sont nombreux, notamment la réduction du volume, la destruction complète plutôt que l'isolement, et la possibilité de récupération des ressources. [29]

Traitement thermique (thermal desorption unit TDU , ou thermal phase separation TPS)

Le processus de désorption thermique applique la chaleur directement ou indirectement aux déchets, pour vaporiser les composants volatils et semi-volatils sans incinérer le sol. Dans certaines technologies de désorption thermique, les effluents gazeux sont brûlés, et dans d'autres, comme la séparation de phase thermique, les gaz sont condensés et séparés pour récupérer les hydrocarbures plus lourds. Les technologies de désorption thermique comprennent les fours rotatifs indirects, les processeurs d'huile chaude, la séparation de phase thermique, la distillation thermique, la volatilisation thermique par plasma et les processeurs thermiques modulaires. Divers procédés thermiques ont été brevetés [29]

-Procédé qui utilise la chaleur appliquée indirectement pour vaporiser et éliminer les

contaminants d'hydrocarbures et l'eau des déblais de forage ou des sols contaminés par le pétrole.

-Le chauffage indirect des déblais et déchets pétroliers pour éliminer par volatilisation l'eau et le pétrole sous forme de gaz, puis pour refroidir et condenser les gaz en liquides à récupérer.

-En règle générale, les déblais traités contiennent moins de 1,0 % d'hydrocarbures et souvent jusqu'à 0,05%.

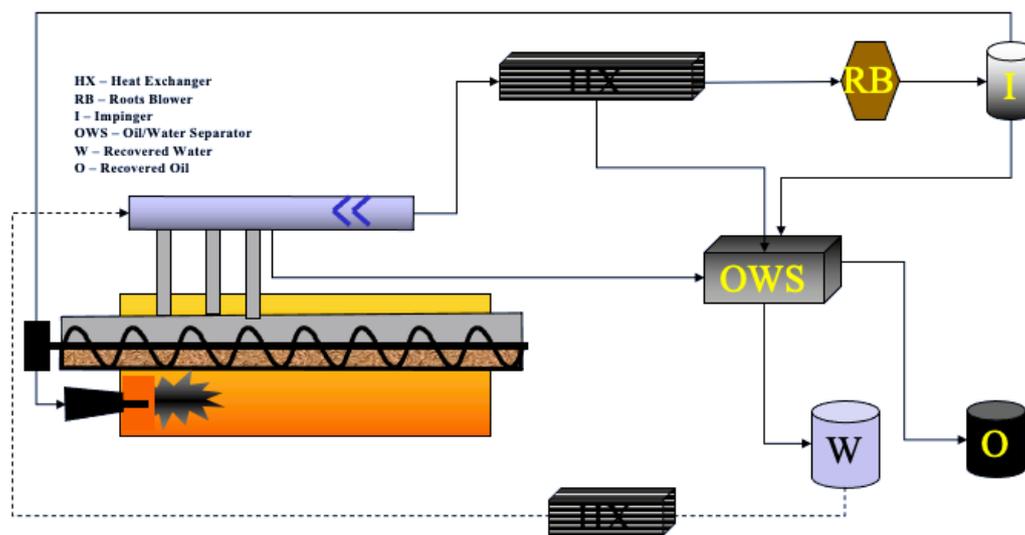


FIG. 4.9 : Présentation du processus TPS [11]

La solidification / stabilisation

La solidification / stabilisation (S/S) au ciment est une méthode souvent utilisée pour traiter, gérer et réutiliser en toute sécurité des déchets contaminés. La S/S suscite un intérêt croissant dans le monde entier.

Un procédé simple qui permet de se conformer à la réglementation sur les rejets en mélangeant les déblais avec un réactif et en piégeant les contaminants dans la matrice solide résultante, ce qui réduit leur mobilité et leur lixiviation dans l'environnement.

La S/S, qui consiste à incorporer du ciment Portland à la matière contaminée, protège l'environnement et la santé en immobilisant les contaminants dangereux dans la matière traitée. Le ciment réagit chimiquement avec l'eau dans la matière traitée, ce qui modifie ses propriétés physiques et chimiques de façon à stabiliser les constituants dangereux et empêcher qu'ils ne s'échappent dans l'environnement. L'attrait de la S/S tient au fait qu'elle peut être utilisée pour une vaste gamme de contaminants dans de nombreux types de matière contaminée.[32]



FIG. 4.10 : Unité de solidification-stabilisation [5]

Injection en puits profond

Il s'agit d'une technique d'élimination des déchets qui consiste à mélanger les débris de forage et d'autres déchets pétroliers dans une boue. La boue résultante est ensuite injectée dans un puits d'élimination dédié où elle est contenue dans les pores des roches souterraines perméables. Bien en dessous des aquifères d'eau douce. Loin sous les aquifères d'eau douce, le principal inconvénient de cette option est la possibilité de contamination de l'eau douce en cas de rupture du tubage. La disponibilité de cette option d'élimination est également limitée à certains contextes géologiques. Elle est préférable du point de vue environnemental lorsque les formations rocheuses le permettent.

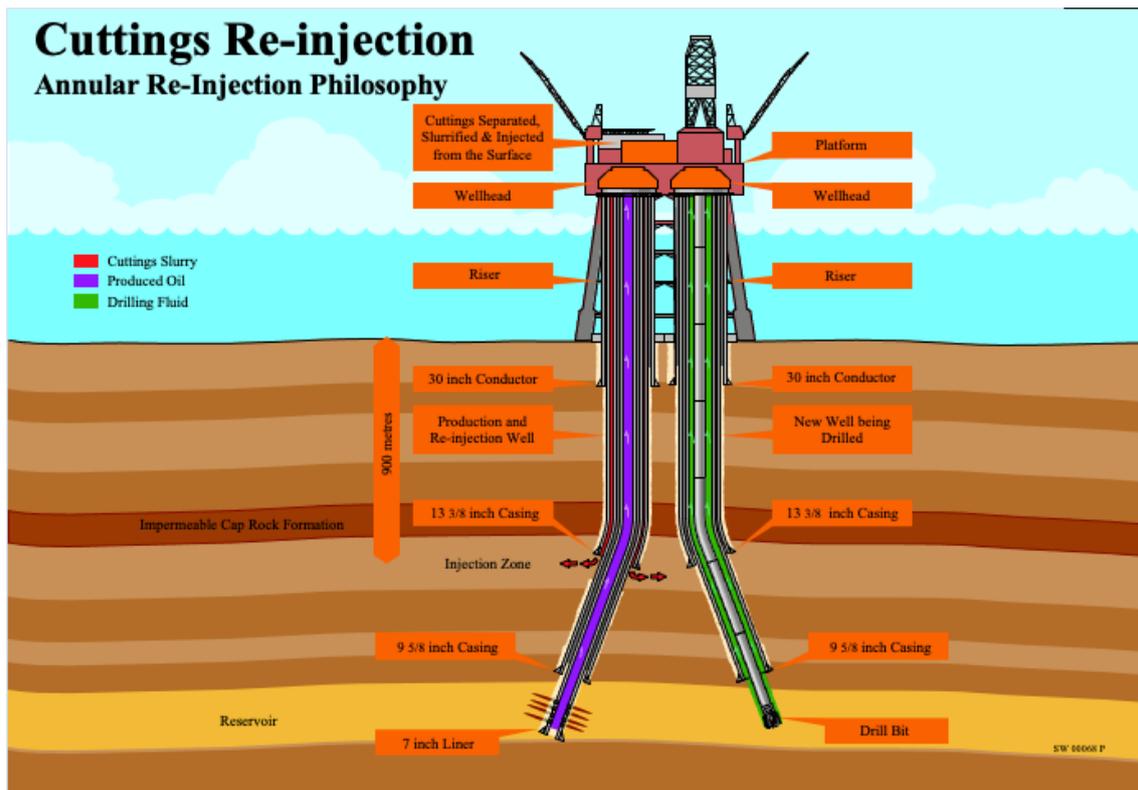


FIG. 4.11 : Re-injection des debris
[10]

Vermiculture

La lombriculture “Vermiculture” consiste à utiliser des vers pour décomposer les déchets organiques en une matière capable de fournir les nutriments nécessaires à la croissance des plantes. Depuis plusieurs années, les vers sont utilisés pour transformer les déchets organiques en engrais organiques. Récemment (Onwukwe S et al), le processus a été testé et s’est avéré efficace pour traiter certains déchets de forage à base de produits synthétiques . Des chercheurs néo-zélandais ont mené des expériences pour démontrer que les vers peuvent faciliter la dégradation rapide des fluides de forage à base d’hydrocarbures, et ensuite traiter les minéraux contenus dans les débris de forage . Étant donné que les déjections des vers (fumier) ont d’importantes propriétés fertilisantes, ce procédé pourrait constituer une autre méthode d’élimination des débris de forage. [5] Les premiers résultats (ci-dessous) sont très prometteurs, d’autres tests sur le terrain sont en cours.

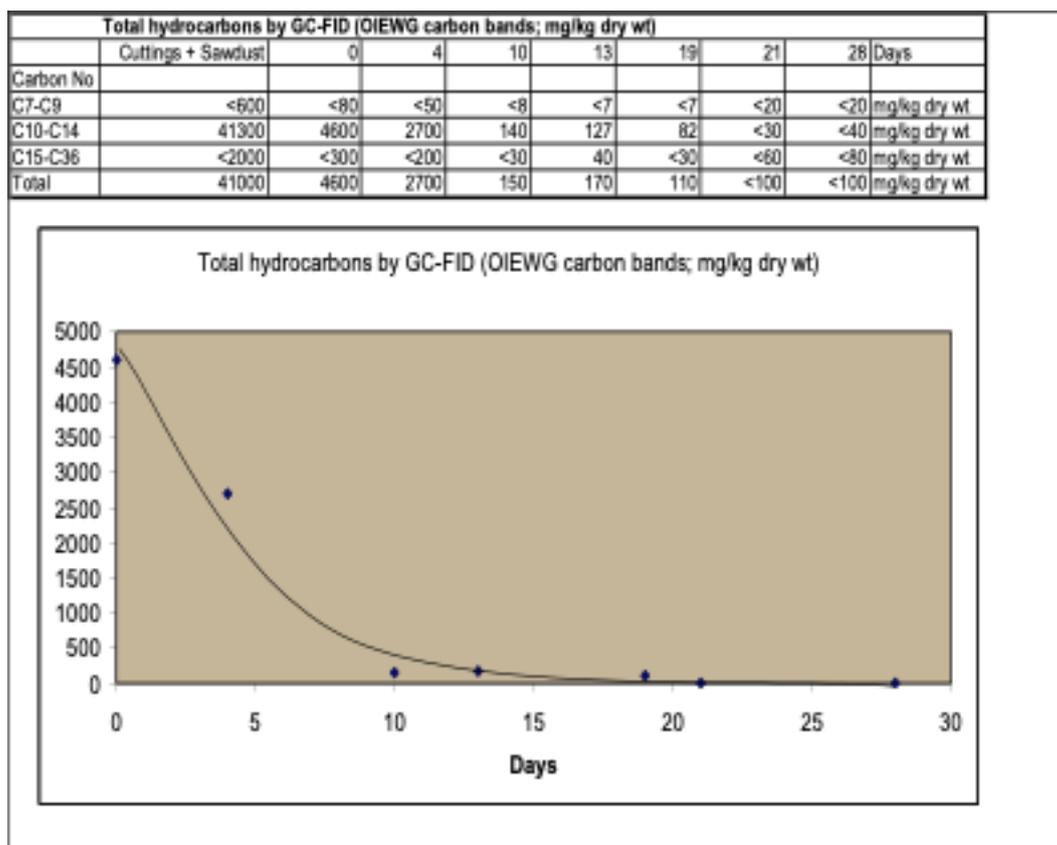


FIG. 4.12 : Les résultats des essais sur terrain de la “ vermiculture” [5]

4.6.4 La biodégradations

Le taux de La biodégradation change à partir du changement du type de boue ou les additifs utilisés. Il y a plusieurs tests faits par des chercheurs comme ce test qui est fait pour le suivi de la variation de masse des échantillons de sable non contaminé, mélangés avec plusieurs types de fluides (WBM, OBM et mélange WBM + OBM). Les conditions aérobies ont été maintenues par l'exposition des échantillons à l'air libre à une température moyenne de 23 °C (le long des essais, la température du milieu varie entre 20 et 27°C avec une moyenne de 23 °C). La figure regroupe les résultats obtenus.[10]

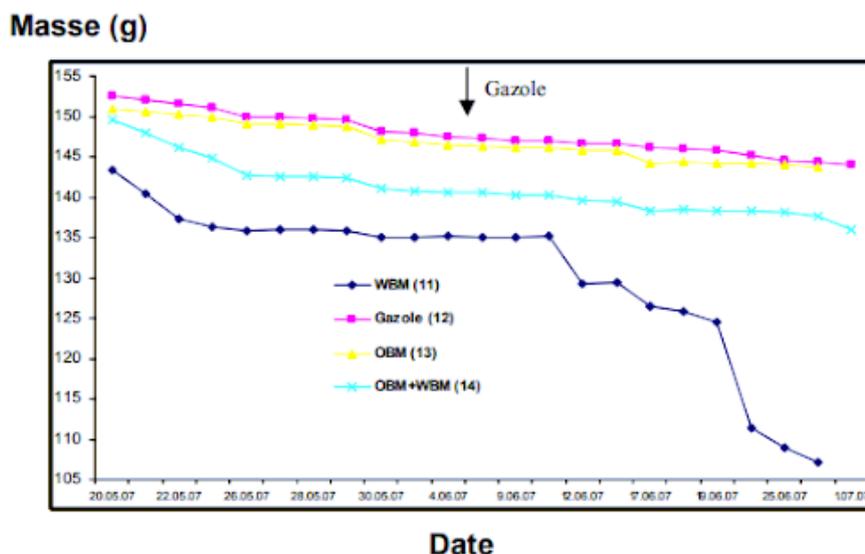


FIG. 4.13 : Variation de la masse au cours du temps (biodégradation aérobie) [10]

D'après ces résultats nous remarquons que les boues à base d'eau sont biodégradables au contraire des boues à base d'huiles qui ne sont pas dégradables dans la nature .

4.7 Récapitulatif sur l'impact environnemental des deux fluides de forage

À travers l'ensemble des titres traité dans ce chapitre, on peut constater que le déploiement des différentes mesures de séparation et de contrôle pour la préservation de l'environnement.

Nous avons pu voir que la mobilisation des différents moyens de maintenance et de récupération utilisés pour un système de boue OBM sont plus importants et plus complexes, comparant au système de boue WBM en général, et la HPWBM en particulier, où on se contente d'un simple solide contrôle. Par la suite la présence du gasoil empêche la biodégradation de l'OBM, contrairement à la boue à base d'eau où sa biodégradation est beaucoup plus rapide. Cette différence de biodégradation fait la différence avec l'OBM une source de dépenses pour la préservation de l'environnement soit par un traitement complexe et coûteux, soit par des pénalités étatiques strictes.

Chapitre 5

Analyse et Planification économique d'une transition de l'OBM vers la HPWBM

5.1 Introduction

L'un des critères les plus importants lors du choix du système de fluide de forage, est le critère économique, qui consiste à minimiser les coûts totaux d'opérations et de réhabilitation du terrain dans la partie avale de l'investissement tout en essayant de présenter les services à un prix qui fera l'équilibre de satisfaction entre les deux parties du contrat (client/fournisseur de service), dans le cas présent, on effectuera une comparaison économique des deux fluides de forage (HPWBM/OBM), cette comparaison va mettre en évidence l'intégralité des coûts des opérations des deux systèmes de fluides de forage en amont, en aval et durant le forage, section par section. Dans ce document, on commencera par effectuer une comparaison économique de l'exemple du puits NKT-1, ce dernier étant déjà foré par la HPWBM à travers la récap des coûts actualisés au prix de l'année courante. On va superposer les coûts actualisés de la récap obtenue avec une simulation des coûts du puits NKT-1 foré avec l'OBM. Par la suite, une planification par scénario a été effectuée pour voir les différents risques de la continuation du même système d'opération. Enfin, un plan Marketing va être établi dans le but de promouvoir une éventuelle transition du système d'exploitation.

5.2 Comparaison des coûts

Dans le titre présent, nous avons comparé les différents coûts d'achats et services du puits NKT-1 dans la partie amont et pendant le forage du puits, section par section avec une actualisation des coûts et les résultats sont les suivantes

5.2.1 Première section 26

La première section (26") sera forée pour les deux systèmes de boues (OBM/HP WBM) avec une boue de percolation (spud mud), car les couches supérieures sont des couches qui sont tendres et lâches, où il y a peu de pression et où la température n'a pas une influence ressentie, ainsi qu'une faible réactivité avec l'eau. Le graphique suivant illustre la différence des coûts lors de l'utilisation de la boue de percolation dans les deux systèmes de fluide de forage :

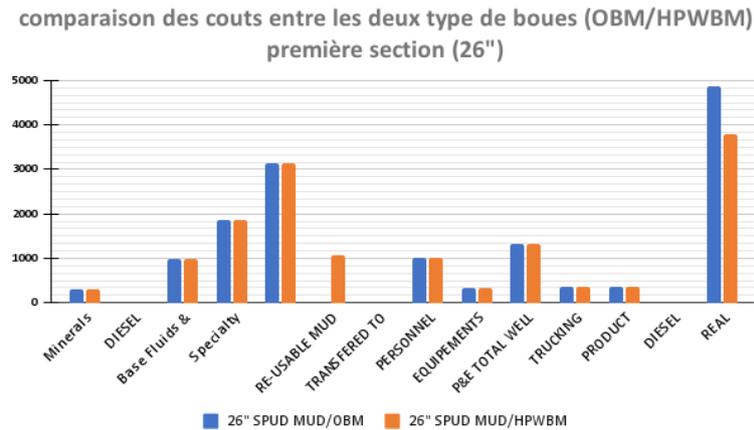


FIG. 5.1 : Comparaison des coûts entre les deux type de boues(OBM/HPWBM) premiere section (26") [19]

Le graphique précédent représente un graphique Histogramme des différents coûts des achats et des services effectués, pour une boue à percolation (spud mud) en (K.UM). On remarque que pour les deux systèmes de boue, les fournitures en diesel sont nuls ainsi que le coût de transfert de la boue vers la cour, ceci est expliqué par la composition de la boue à percolation qui est une boue à base d'eau est ne contient pas de gasoil, et c'est le cas pour les deux systèmes de boue. On peut distinguer aussi une différence des bénéfices encaissés à travers la boue ré-utilisée, où on remarque que 1100 K.UM récupérée dans le système de boue de la HPWBM, contrairement à l'OBM où on va rien récupérée, ceci est expliqué que la boue à percolation (une boue à eau) est ré-utilisée pour les sections suivantes en ajustant ses caractéristiques dans les sections suivantes, contrairement au système de boue OBM où la boue de percolation est considérée comme un déchet. Pour le reste, on remarquera que les deux systèmes sont similaires. A la fin, on peut voir que le coût réel de la section est plus important dans le système de boue OBM qui atteint les 4900 k.UM par rapport au système de HPWBM qui coûterait 3800 K.UM. où la ré-utilisation de la boue de percolation dans le système de HPWBM a fait la différence.

5.2.2 deuxième section 16"

La deuxième section 16" a été forée par Ultradrill (HPWBM), et on a supposé que la formation aurait été forée avec un système de boue OBM (versadrill). Puis on a effectué une comparaison des coûts d'achats et de services. De la section 16", on a obtenu le graphique :

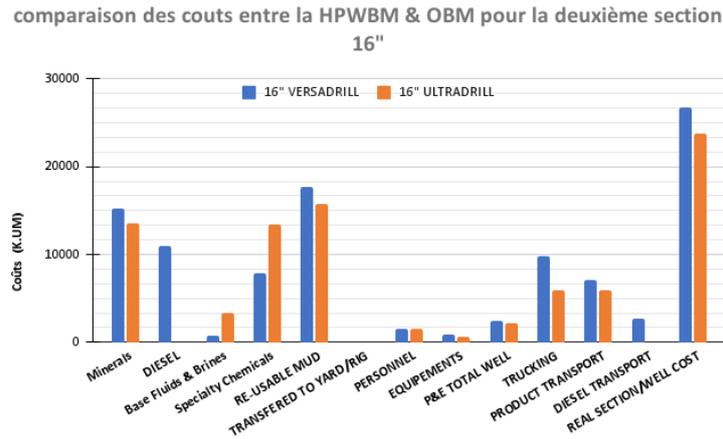


FIG. 5.2 : Comparaison des coûts entre la HPWBM OBM pour la Deuxième section 16"[19]

On peut remarquer que le coût réel de la section est supérieur dans le système de boue à base d'huile OBM par rapport à celui de la HPWBM, où on note une somme totale de 27000 k.UM pour l'OBM contre une somme de 23000 k.UM. Pour la HPWBM, cette différence est expliquée par la présence des charges d'achats et de transport de diesel où on note respectivement 11000 et 3000 (k.UM) dans le système de boue d'OBM, bien qu'on peut distinguer que les coûts des produits chimiques spécifiques à la HPWBM sont bien plus chers que ceux de l'OBM.

5.2.3 la troisième section 12"1/4

La troisième section à été forée par la HPWBM, donc à travers l'inventaire du récap de puits. Par la suite, le même processus pour la deuxième section a été suivi où à travers un mud programme les prévisions de la consommation et de l'approvisionnement des produits sont mentionnés, ainsi que les coûts de prestation de services reliée aux opérations de forage de la section. Par la suite, on a effectué la comparaison de la totalité des coûts des deux systèmes, le graphique à barre suivant illustre mieux cette comparaison :

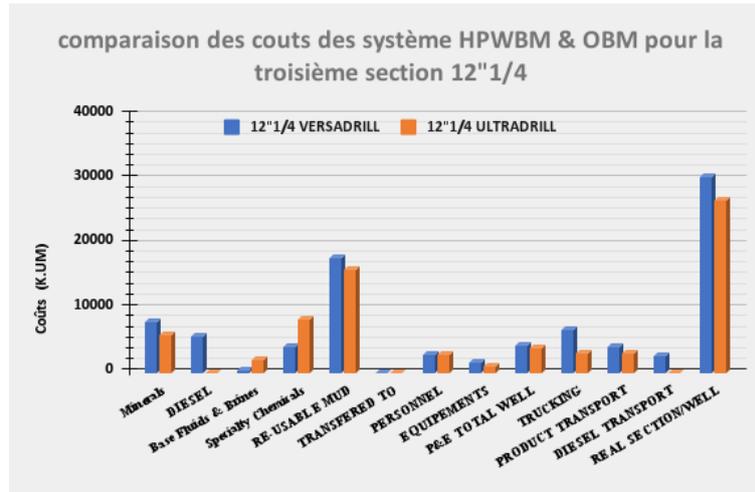


FIG. 5.3 : Comparaison des coûts entre des systèmes HPWBM OBM pour la troisième section 12"[19]

On peut constater que le coût total du forage de la section pour le système de boue OBM est toujours supérieur avec un total de 30000 k.UM, par rapport à celui foré par la HPWBM qui est d'un total de 27000 k.UM. Cette différence des coûts est due à la présence du constituant principal de l'OBM (Diesel), son achat et son transport qui présentent une importante partie de l'intégralité de la somme nécessaire pour forer la section, contrairement à la HPWBM où on n'utilise pas le Diesel du tout. Par contre on remarque une augmentation des coûts de produits chimiques spécifiques à la HPWBM avec une somme de 8000 k.UM, comparativement à la consommation pour l'OBM qui atteint les 4000 k.UM. Cette importante différence est expliquée par l'augmentation des conditions de pression et de température avec la profondeur, ce qui demande une boue stable et résistante, et comme la boue OBM est plus stable à la HPWBM éclaircie la différence d'utilisation de produits chimiques spéciaux.

5.2.4 la quatrième section 8"1/2

Pour la quatrième section et la dernière, le même procédé de comparaison a été mis en place pour une section forée par la HPWBM (8"1/2) du puits NKT-1 et une estimation des quantités de produits éventuellement utilisés dans le cas du forage de la section avec l'OBM, les résultats finaux sont présentés dans le graphique à barre suivant :

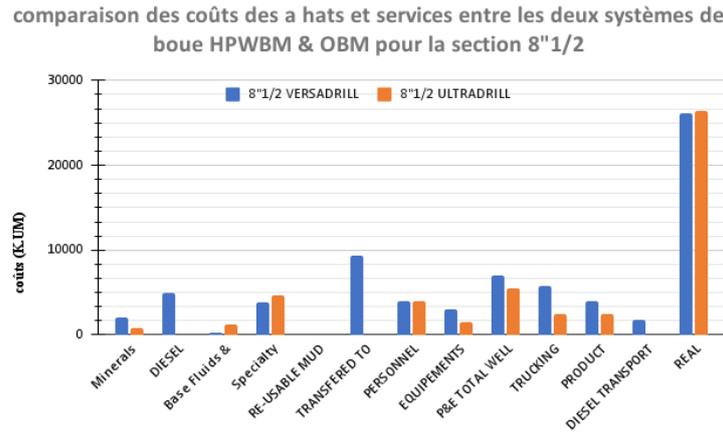


FIG. 5.4 : Comparaison des coûts des achats et services entre les deux systèmes de boue HBWBM & OBM pour la section 8''1/2[19]

A travers le graphique à barres précédent comparants les coûts des deux systèmes de boue OBM HPWBM, on constate que la somme des coûts du système de boue OBM est légèrement inférieur d'une valeur de 26000 k.UM, par rapport à la somme du système de la HPWBM qui de 26400. Ce devancement de l'UltradriII est expliqué par la quantité de boue récupérée qui est de la somme 9500 k.UM pour la boue à l'huile, car celle-ci étant non dégradable, contrairement à la boue à base d'eau à haute performance. On peut expliquer aussi l'augmentation du coût total de la HPWBM par une utilisation des produits chimiques spécifiques à l'UltradriII dans le but de l'adaptation de la boue aux conditions de pression et de température de la section, qui sont plus importantes que les sections précédentes, car plus on y va en profondeur plus ces conditions devient plus rudes.

5.2.5 Récapitulatif des coûts des opérations du puits

Dans la démarche suivie précédemment, on a comparé l'ensemble des coûts des opérations détaillé en types d'achats et services fournis, avant et durant le début des opérations de forage pour deux systèmes différents de fluides de forage qui sont la HPWBM et l'OBM. Pour chaque section du puits tenant compte des divers variations de la lithologie, de la rhéologie et les quantités récupérées de fluide de forage dans le puits. Dans le tableau suivant, on va comparer la somme des coûts pour l'ensemble des sections réunit (le coût réel du puits) :

FIG. 5.5 : Tableau récapitulatif des coûts globaux des opérations pour les deux boues pour chaque section[19]

section	OBM	HPWBM
26"	4 900,00	3 800,00
16"	27 000,00	23 000,00
12"1/4	30 000,00	27 000,00
8"1/2	26 000,00	26 400,00
Prix total des opérations du puits	87 900,00	80 200,00

Comme on a discuté la différence des coûts pour chaque section, on va le faire pour l'intégralité du puits, où on constate à travers le tableau précédent que la somme dédiée à un puits foré par l'OBM, on note 87900 (k.UM) et pour le cas de la HPWBM on a enregistré une somme de 80200 (k.UM) avec une différence de 7700 (K.UM), sachant que le coût du fluide de forage prends un pourcentage conséquent de l'ensemble du coûts de revient du forage de puits.

5.3 La partie aval des coûts

Finir le forage ne signifie pas la fin des coûts liés au fluide de forage, contrairement à la HPWBM où on se limite juste à faire un système de contrôle des solides. Dans le cas d'un système de boue OBM, on trouve en plus du système de contrôle solide, un traitement des déchets et une réhabilitation des terrains, cette démarche coûte excessivement chère. L'établissement de ce processus de traitement des déchets a pour but de limiter la contamination des terrains en surface et en souterrain (nappe phréatique, couches géologiques inférieures,...etc) par le principe de solidification, où on vise à rendre les contaminants inerte par l'effet de l'encapsulation, le graphique suivant explicite cette énorme différence de coûts entre les deux systèmes :

On remarque que le graphique à secteur en 3D montre l'énorme différence que rajoute le traitement de déchets en termes de charge par rapport à la somme totale réelle du puits, donc un traitement des déchets va créer une énorme différence entre un puits créé avec la HPWBM et un fluide OBM, où la différence étant 99,1%, en plus des coûts des opérations de la totalité du puits. Les détails des coûts du traitement des déchets sont de :

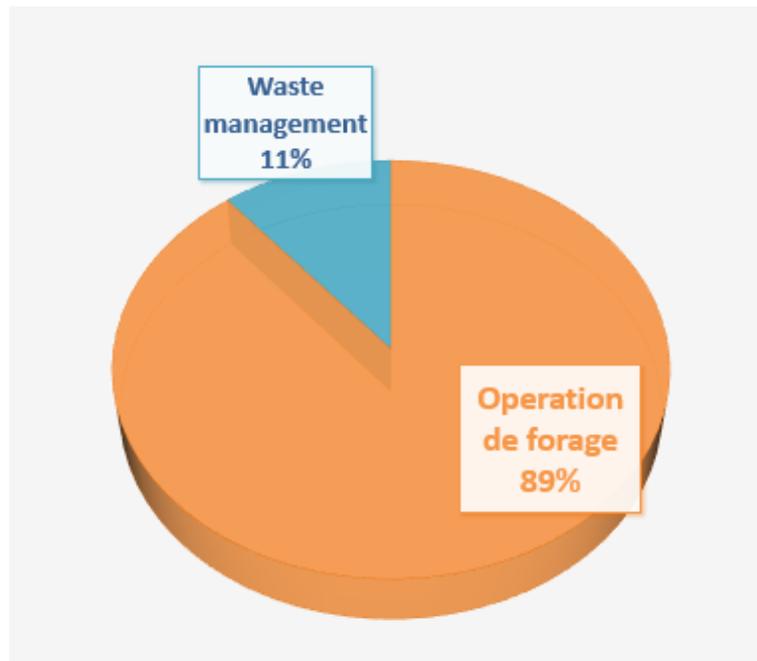


FIG. 5.6 : Graphique à secteur montrant les coûts de traitements de déchets par rapport au coût des opérations de forage [5]

TAB. 5.1 : tableau de la désagrégation des coûts du waste management pour la moyenne des 09 puits

[11]

Waste management cost OBM / HPWBM (Well :NKT-1)	Service Cost (K.UM)	Equipment Cost (K.UM)	Total Cost (K.UM)
HPWBM	-	-	0,00
OBM	4819285,800	5715073,800	10534225,500

5.4 Le procédé de Désorption Thermique (TPS : thermal process of separation)

L'effectuation du traitement des déchets ne suffit pas pour se conformer aux exigences de la loi algérienne concernant les déchets qui est de moins de 5% de gasoil de la masse rejetée, pour cela, on doit passer par un deuxième processus qui s'effectue en dehors de la chaîne de production et d'exécution (offline), dans le but de réduire ce pourcentage à moins de 5%. C'est le procédé thermique de désorption. L'équipe de la TPS a enregistré des quantités de 40 m³, traitées chaque jour par la station TPS, on a enregistré le

traitement avec les coûts suivants :

TAB. 5.2 : Tableau estimation des couts et bénéfice de la station TPS[11]

Estimation des frais mensuels de la TPS(UM)	Revenus mensuels estimés de la TPS (UM)
15,600,000.00	22,500,000.00

Donc pour le système de boue à base d'huile OBM, on va cumuler les différents coûts des achats et services fournis avant et durant les opérations, le coût de traitement des déchets, ainsi que le procédé de séparation thermique.

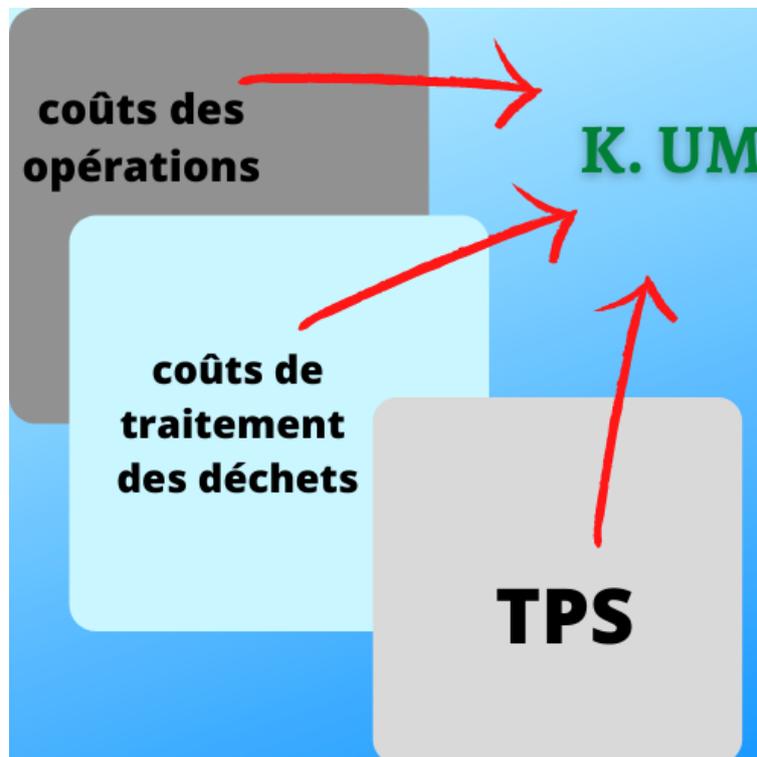


FIG. 5.7 : schéma récapitulant les sources des couts liés à l'utilisation du système OBM[33]

5.5 Planification des scénarios de forage par la HPWBM

La planification par scénario consiste à étudier les divers possibilités (réaliste, pessimiste, optimiste et improbable), en se basant sur les statistiques des projets proposés à forer, récoltées durant les 03 dernières années des champs où la HPWBM a été utilisée. On a enregistré les statistiques illustrées dans le tableau suivant :

TAB. 5.3 : Tableau contenant le nombre de puits pour chaque type de boue cité dans le contrat du bassin de reggane[11]

Puits proposés à forer	puits forés par la HPWBM
94	7

On remarque que l'ensemble des puits forés par la boue à base d'eau à haute performance ne constitue que 7,45% de l'ensemble des puits à forer dans le bassin de Reggane où le puits NKT-1 a été foré. Dans ce qui suit, nous allons établir une planification par scénarios des puits forés par la HPWBM, où on a la classification suivante :

TAB. 5.4 : Tableau contenant le nombre de puits pour chaque type de boues pour la totalité des scénarios du bassin de Reggane[11]

Type de Scénario	Scénario pessimiste/réaliste	Scénario improbable	Scénario optimiste
Nombre de puits forés par la HPWBM	7	0	94
Nombre de puits forés par l'OBM	87	94	0

Notre planification va se faire suivant les paramètres suivants et ça pour chaque scénario :

5.5.1 Transport du Gasoil

Dans le présent paramètre, nous allons déterminer le barycentre du bassin de Reggane qui sera le point représentatif des distances entre les différents puits effectués sur le bassin et le point de positionnement du fournisseur de Gasoil. Ce point va être le centre de l'ensemble des puits. Ce point a été déterminé par une simple méthode géométrique qui consiste à trouver le centre de gravité d'une surface (la vue en haut du bassin de Reggane), comme le montre la figure suivante :

Le point G est montré par le curseur rouge dans la figure suivante, le fournisseur de gasoil étant la base MI swaco situé à Hassi Messaoud, l'itinéraire que va prendre le vacuum de gasoil de Hassi Messaoud à Reggane en moyenne pour les 94 puits, est de 1149 Km. C'est la distance utilisée pour la planification par scénario qui s'ensuit.

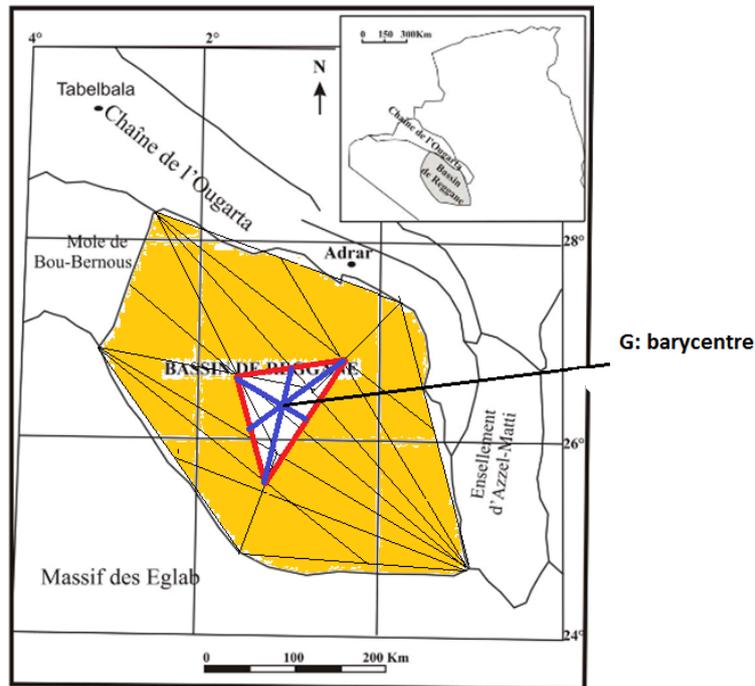


FIG. 5.8 : Barycentre du bassin de Reggane point de compensation des distances entre les puits du bassin.[24]



FIG. 5.9 : Itinéraire et distance moyenne entre les puits du bassin de Reggane et la base de Hassi messaoud[24]

5.5.2 Prix du Gasoil

C'est une comparaison économique entre les 03 scénarios, dans les deux cas (avec/sans) subvention du gasoil, pour cela, la moyenne de la consommation du gasoil par puits de l'entreprise a été prise en compte. Les prix du diesel, 28-juin-2021: le prix moyen de diesel

mondial, est de 1.05 (Dollar US) pour le litre. Il y a une différence importante de ces prix entre les différents pays. Généralement, les pays riches ont des prix plus élevés tandis que les pays plus pauvres et les pays qui produisent et exportent le pétrole ont des prix nettement plus bas. [34]. Le taux de change en ce moment est de 134.1, pour une valeur de 23.08 avec subvention. Le prix du gasoil reste un paramètre très déterministe du choix de système de boue adopté :

PRIX Hors Subvention du Gasoil $= (1,05)(134,1) = 140,805$ DZD

Prix du Gasoil avec subvention $= 23,08$ DZD

Sachant que l'épuisement des ressources naturelles du pétrole de gaz est devenu plus qu'évident. L'étude du Scénario hors subvention du Gasoil devient indispensable pour une bonne planification des prochains défis de l'entreprise.

5.5.3 Traitement des déchets

A travers le calcul de la moyenne des coûts de traitement des déchets pour un puits, on planifie les 03 scénarios. Les coûts de traitement des déchets ont été calculés en se basant sur le traitement de la base de données de l'entreprise concernant ce segment et ses activités, à travers le changement du nombre de puits, l'influence des coûts de traitement des déchets va se sentir encore plus pour l'entreprise, et pour les clients.

Le calcul de la moyenne des coûts de traitement des déchets a été établi par une simple tabulation de neuf puits forés par l'OBM, cependant, le coût du traitement des solides n'est pas pris en compte car ce dernier est présent même dans le cas d'un forage à la HPWBM. ANNEXE 1

5.5.4 Coûts du Procédé de Désorption Thermique

On a le coût moyen de traitement mensuel durant les 03 ans ainsi que le nombre de puits forés par l'OBM dans l'intégralité des bassins où l'entreprise est active, le nombre de puits était de 245 puits durant trois ans , le coûts mensuels est de 15,600,000.00 UM

$$\text{coûts moy de la TPS} = \frac{15600000}{245} = 2, 292, 224.90UM$$

5.5.5 Coûts total du Gasoil

Le coût total du Gasoil pour tous les puits forés par l'OBM dans tous les scénarios est égale à :

$$\text{Coût total du Gasoil} = nbr.D_g.C_g$$

nbr : Nombre de puits forés par l'OBM.

D_g : Devis du gasoil avec ou sans subvention en UM/ m^3

C_g : Consommation moyenne de gasoil par puits pour le bassin de Reggan en m^3 , qui est égale à 1843 m^3

5.5.6 Coût total du transport de Gasoil

Le coût total de transport de Gasoil pour tous les scénarios se calcul de la sorte :

$$\text{coût total du transport de Gasoil} = nbr.C_G.D_t.D_B$$

nbr : Nombre de puits forés par l'OBM.

C_G : Consommation moyenne de gasoil par puits pour le bassin de reggan en m^3 , qui est égale à 1843 m^3 .

D_t : Devis du transport de gasoil en UM/ km/m^3 .

D_B : Distance entre le point source de gasoil HMD et le barycentre des puits situé au bassin de Reggane en km .

5.5.7 Coûts total du waste management (traitement des déchets)

Le coût total du waste management par contrat, est égale à :

$$\text{coût total du WM} = nbr.D_{WM}$$

nbr : Nombre de puits forés par l'OBM.

D_{WM} : Devis du waste management par puits en (UM) .

5.5.8 Coûts total de la TPS

Le coût total de la TPS par contrat, se calcule de la manière suivante :

$$\text{Coûts total de la TPS} = nbr.D_{tps}$$

nbr : Nombre de puits forés par l'OBM.

D_{tps} : Devis de la TPS par puits en (UM)

5.6 Démarche à suivre pour La planification

Dans le but, de mettre en avance et d'éclaircir la comparaison entre les deux systèmes de fluides de forage (HPWBM/OBM), tenant compte des coûts de la chaîne d'approvisionnement et de la logistique ainsi que des dépenses liées à la réhabilitation de l'environnement, pour ça, on a fait appelle à l'outil informatique pour balayer l'ensemble des scénarios en un intervalle de temps nettement moins important que dans le cas où on fera ça par les méthodes classiques.

L'utilisation du langage de programmation Matlab a été minutieusement étudiée car ce dernier nous donne des fonctions très efficaces dans le domaine des sciences des données qui va nous aider pour visualiser le résultat des centaines de lignes liées à chaque puits séparément et par la suite l'ensemble des puits consolidés.

5.6.1 Le but du programme

Création d'un tableau de bord pour la négociation convenable des prochains contrats des puits à forés par la fixation d'objectifs concrets du nombre de puits à forés par la HPWBM pour :

- Baisser les dépenses en traitement des déchets et TPS;
- Simplifier la supply chaine par la minimisation de l'approvisionnement et de la logistique du Gasoil;
- La fixation d'objectifs pour éviter les pénalités sur l'abus à l'environnement imposées par l'État Algérienne;
- Se démarquer des concurrents dans le marché du gaz pétrole algérien par l'utilisation d'une technologie durable qui est la HPWBM;
- Anticiper un éventuelle passage vers le Gasoil non subventionné et les difficultés d'adaptation à ces conditions de travail avec l'OBM;

5.6.2 La démarche à suivre

La création d'un programme Matlab qui servira de tableau de bord de visualisation simplifiée des résultats finaux pour une planification convenable des prochains contrats avec le client par l'appuis des arguments suivants dans le plans Marketing du projet transition vers la HPWBM :

1. Performance technique de la HPWBM qui peut substituer celle de l'OBM;
2. supply chain moins coûteuse et moins compliquée;
3. La durabilité, les impacts sur l'environnement, le coût de traitement des déchets et

leurs énormes différences entre les deux systèmes.

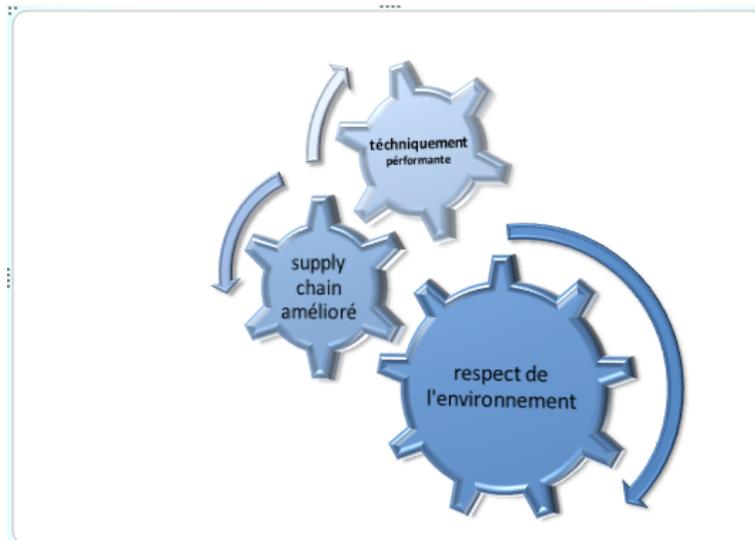


FIG. 5.10 : Schéma des avantages de la HPWBM suivant le critère de choix d'un fluide de forage[33]

Discussion des résultats obtenus pour chaque Scénario

Les résultats des divers scénarios cas avec subvention du Gasoil

Scénario Optimiste : Le scénario optimiste coïncide avec le cas de figure où le nombre de puits forés par l'OBM est égale à zéro, et le nombre de puits forés par la HPWBM égale à 94 , c'est-à-dire la totalité des puits proposés par la HPWBM. Ce cas de figure est la possibilité la plus idéaliste de tous les cas de figure possible où la différence du prix revient du contrat avec le cas le moins désiré (cas de 94 puits forés avec l'OBM), il atteint son seuil inférieur l'optimisation ici est à son max. Les résultats figurants dans la figure ci-dessous avec le programme Matlab :

```
=====
coût total du Transport de gasoil
    0

coûts total du gasoil
    0

coûts total de waste management pour tous les puits
    0

coûts total de la TPS
    0

=====
différence total
    0
=====
```

FIG. 5.11 : Visualisation des différents couts pour le cas optimiste avec subvention

On remarque que toutes les dépenses liées au Gasoil : (l'approvisionnement, transport, traitement de ses déchets) sont optimisées, cela est expliqué par l'absence de son utilisation dans la boue à base d'eau à haute performance. Par conséquent l'optimisation des dépenses est au max 0 charges liées aux Gasoil (supply chain améliorée)

Scénario pessimiste/réaliste : Le scénario pessimiste est le cas qu'on cherche à améliorer, c'est-à-dire le cas réel de notre contrat des projets. Dans ce cas, le nombre de puits forés par l'OBM est de 87 et les 7 restants sont forés par HPWBM. Les résultats de l'optimisation des dépenses obtenus avec le programme Matlab sont les suivants :

```
=====
coût total du Transport de gasoil
  251995233

coûts total du gasoil
  2.9867e+08

coûts total de waste management pour tous les puits
  5.7585e+07

coûts total de la TPS
  1.6046e+07

=====
différence total
  6.2429e+08
```

FIG. 5.12 : Visualisation des différents couts pour le cas pessimiste/réaliste avec subvention

Dans le cas réel par rapport au cas le moins désiré qui est de forer 94 puits avec l'OBM, l'entreprise a eu les dépenses liées au gasoil suivantes :

- Coût total du gasoil= 298.670.000,00 UM ;
- Coût total du transport de gasoil= 251.995.233,00 UM ;
- Coût total du waste management= 57.585.000,00UM ;
- Coût total de la TPS= 16.046.000,00UM ;

Scénario improbable : Dans le cas présent, le nombre de puits forés par l'OBM est égale à 94, par conséquent, le nombre de puits forés par la HPWBM est de 0, ce cas a pour but d'illustrer la gravité des pertes dans le cas d'une mauvaise négociation des prochains contrats, où l'absence des puits en HPWBM. Les résultats seraient approximativement, à travers la visualisation des données par Matlab :

```
=====
coût total du Transport de gasoil
  3.3839e+09

coûts total du gasoil
  4.0106e+09

coûts total de waste management pour tous les puits
  7.7329e+08

coûts total de la TPS
  2.1547e+08

=====
différence total
  8.3833e+09
```

FIG. 5.13 : Visualisation des différents couts pour le cas Improbable avec subvention

- Coût total du gasoil=4.010.645.850,68 UM ;
- Coût total du transport de gasoil=3.383.935.986,00 UM ;
- Coût total du waste management= 773.289.109,66 UM ;
- Coût total de la TPS= 215.469.140,60 UM ;

Autre Scénario : Dans le cas présent, par rapport au nombre total des puits proposés à forer si on atteint 50% des puits forés avec la HPWBM, c'est-à-dire 47 puits du présent contrat, on aura les chiffres suivants avec le programme Matlab :

```
=====
coût total du Transport de gasoil
  2.7139e+09

coûts total du gasoil
  2.0053e+09

coûts total de waste management pour tous les puits
  3.8664e+08

coûts total de la TPS
  1.0773e+08

=====
différence total
  5.2136e+09
```

FIG. 5.14 : Visualisation des différents couts pour autre scénario avec subvention

- Coût total du gasoil=2.005.322.925,34 UM ;
- Coût total du transport de gasoil= 271.390.000,00UM ;
- Coût total du waste management= 386.644.554,83 UM ;
- Coût total de la TPS= 107.734.570,30 UM ;

C'est le cas que l'entreprise pourrait négocier pour les prochains contrats.

5.7 Discussion des sommes totales liées au gasoil entre les divers scénarios

L'optimisation des différents paramètres à travers la variation du nombre des puits forés par la HPWBM peut-être clairement aperçu. Cette différence de somme énorme entre les différents scénarios, se présente clairement dans la figure suivante, à travers les résultats obtenus avec le programme Matlab :

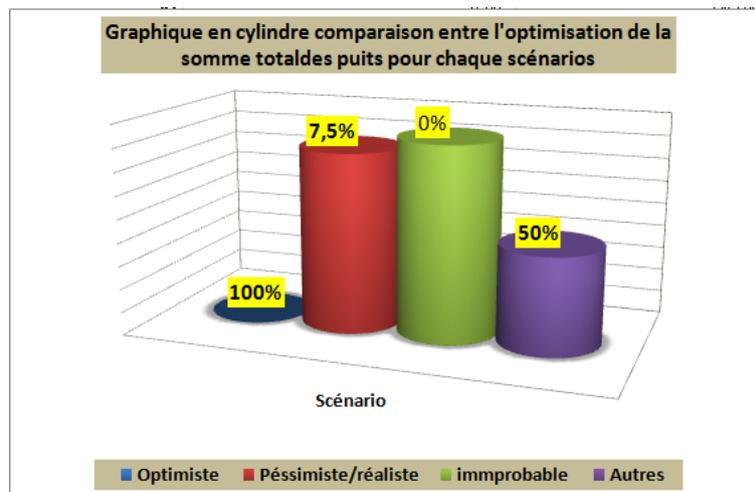


FIG. 5.15 : Comparaison de la somme totale des puits pour chaque scénario

On remarque que si on arrive à augmenter le pourcentage des puits forés par la HPWBM par rapport à l'ensemble des puits proposés dans le contrat de 42,5%, on arrivera à minimiser les dépenses liées au gasoil vis à vis de sa supply chain et de la réhabilitation de l'environnement d'exercice, d'une valeur de 50% de la valeur conséquentes des coûts.

5.8 Les résultats des divers scénarios cas sans subvention du Gasoil

Dans le cadre de l'anticipation des défis à venir, il est indispensable de prévoir une possibilité de retirer la subvention du gasoil en Algérie, une telle transition reste envisageable dans le cadre de la non durabilité des ressources. Ce passage va confronter l'entreprise au défi de l'adaptation, où l'utilisation ne sera plus rentable. La visualisation d'une simulation des coûts dans ce cas a été effectuée par le même programme Matlab, les résultats pour les 03 scénarios a été de la sorte :

5.8.1 Scénario Optimiste

comme définit précédemment le cas optimiste, c'est le cas où on a que des puits forés par la HPWBM et c'est le cas qui ne sera pas impacté par la hausse du prix unitaire du gasoil, qui est dû au retrait de la subvention de ce dernier, les résultats obtenus avec le programme Matlab sont les suivants :

```
=====
coût total du Transport de gasoil
    0

coûts total du gasoil
    0

coûts total de waste management pour tous les puits
    0

coûts total de la TPS
    0

=====
différence total
    0
```

FIG. 5.16 : Visualisation des différents couts pour le cas optimiste sans subvention

On remarque par rapport au cas où il y a la subvention ceci reste invariant.

5.8.2 Scénario pessimiste/réaliste

C'est le cas du contrat actuel, seulement 07 puits forés par la HPWBM, et 87 puits forés par l'OBM. Si la rigidité des négociation des contrats reste la même lors d'un retrait de la subvention, les résultats seront les suivants :

```
=====
coût total du Transport de gasoil
 251995233

coûts total du gasoil
 2.9867e+08

coûts total de waste management pour tous les puits
 5.7585e+07

coûts total de la TPS
 1.6046e+07

=====
différence total
 6.2429e+08
```

FIG. 5.17 : Visualisation des différents couts pour le cas pessimiste/réaliste sans subvention

- Coût total du gasoil= 251.995.233,00 UM ;
- Coût total du transport de gasoil=29.870.000,00 UM ;
- Coût total du waste management= 57.585.000,00 UM ;
- Coût total de la TPS= 16.046.000,00 UM ;

5.8.3 Scénario improbable

Le scénario improbable, le cas où il y a que des puits forés avec l'OBM. C'est le cas où l'inflation des bénéfices sera la plus importante, suite à la hausse du prix unitaire du gasoil par cause d'absence de subvention, les résultats sont les suivantes :

```
=====
coût total du Transport de gasoil
  3.3839e+09

coûts total du gasoil
  4.0106e+09

coûts total de waste management pour tous les puits
  7.7329e+08

coûts total de la TPS
  2.1547e+08

=====
différence total
  8.3833e+09
=====
```

FIG. 5.18 : Visualisation des différents couts pour le cas improbable sans subvention

- Coût total du transport de gasoil=29.870.000,00 UM ;
- Coût total du waste management= 57.585.000,00 UM ;
- Coût total de la TPS= 16.046.000,00 UM ;

5.8.4 Autre Scénario

Le scénario qu'on a ajouté qui contient 50% des puits forés avec la HPWBM, est le scénario envisagé, les résultats obtenus pour ce cas sont les suivantes :

```

=====
coût total du Transport de gasoil
  2.7139e+09

coûts total du gasoil
  2.0053e+09

coûts total de waste management pour tous les puits
  3.8664e+08

coûts total de la TPS
  1.0773e+08

=====
différence total
  5.2136e+09
=====
    
```

FIG. 5.19 : Visualisation des différents couts pour autre scénario sans subvention

- Coût total du gasoil= 2.005.300.000,00 UM ;
- Coût total du transport de gasoil= 2.713.900.000,00 UM ;
- Coût total du waste management= 386.644.554,84 UM ;
- Coût total de la TPS= 107.734.570,30 UM ;

5.8.5 Récapitulatif du cas des scénarios sans subvention du gasoil

Un possible retrait de la subvention du gasoil dans le territoire algérien, pourrait créer une hausse du coût total de puits foré par l'OBM suite à l'augmentation du prix unitaire du gasoil de 610%, ce qui rend le puits foré par l'OBM non rentable du tout. La différence peut-être clairement aperçue entre les divers scénarios dans les cas (avec/sans) subvention à travers la figure suivantes :

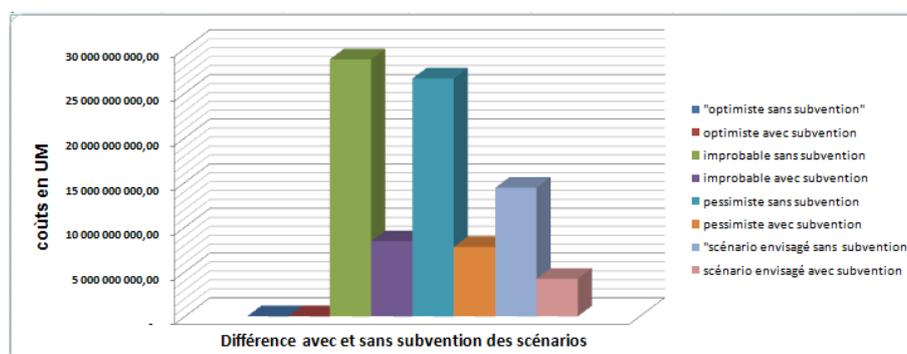


FIG. 5.20 : Les résultats des divers scénarios cas sans subvention du Gasoil

On peut voir que le scénario optimiste ne sera pas impacté par une éventuelle hausse de prix unitaire du gasoil, alors que pour le reste des scénarios (pessimiste, improbable

et scénario envisagé), l'impact du retrait de la subvention devient plus ressentis et plus palpable à des degrés différents moins au scénario envisagé et l'impact est au max de son amplitude au scénario improbable.

5.8.6 Analyse S.W.O.T de l'entreprise Schlumberger NAF et sa filiale MI-SWACO

L'analyse SWOT ou FFOM en français est un outil extrêmement utile pour comprendre et faciliter les prises de décisions dans les entreprises et organisations. Le FFOM est un acronyme qui signifie forces, faiblesses, opportunités, menaces. L'analyse FFOM fournit un cadre pour revoir la stratégie, la position et la direction d'une entreprise ou les proposition d'affaires (Abdellaoui, Okba and Nouredine,Dr-Djouadi). ,Dans le cas de l'entreprise Schlumberger NAF et sa filiale MI-SWACO et de son projet dans le cadre de la recherche et du développement de l'entreprise en Algérie plus précisément dans le bassin du Reggane dans un premier temps par la suite sur l'intégralité du territoire d'activité en Algérie. le projet qui s'agit d'une transition du fluide de forage OBM vers la HPWM.une analyse S.W.O.T du cas a été effectué de la sorte, comme il est illustré dans le tableau 5.5 suivant.

TAB. 5.5 : L'analyse SWOT

Strengths (forces)	Weaknesses (faiblesses)
<p>-La présence des compétences techniques nécessaires au sein de l'entreprise pour mettre en œuvre ce projet.</p> <p>-Les résultats satisfaisants obtenus lors des forages tests par la HPWBM.</p> <p>-L'utilisation de la HPWBM de plus en plus dans le domaine pétrolier dans la majorité des pays riches en ressources pétrolière.</p> <p>-Le côté écologique de la HPWBM.</p> <p>-La présence des additifs spéciaux qui font la différence de HPWBM d'une WBM conventuelle, au sein de l'entreprise (dépendance interne), ainsi une authenticité dans le marché.</p> <p>-l'approvisionnement en gasoil et sa logistique diminuent.pas de temps de non production lié à une perte totale, car contrairement au gasoil où il y a un délai de livraison, ainsi coûts lié au stockage de ce dernier l'eau est pompée sur place et la boue et formulé plus rapidement.</p> <p>-minimisation des inflation liée au choix du type de location des véhicules (rentale/Mouthly) du gasoil.</p> <p>-bien se préparer et éviter d'encaisser les risques d'un éventuel retrait de la subvention du gasoil.</p> <p>-éviter les pénalités sur l'environnement.</p>	<p>-Les difficultés à bien promouvoir le produit (HPWBM).</p> <p>-La présence de subvention du gasoil . et la répartition du client en différentes caisses de paiement.</p> <p>-Le suivi rigoureux lors du forage dans les couches salifères.</p> <p>-la présence d'un seul client (SONATRACH) , pour l'ensemble des entreprises présentes dans le marché ce qui a engendré une énorme concurrence.</p>
Opportunities (opportunités)	Threats (menaces)
<p>-L'authenticité du produit MI-SWACO dans le marché Algérien.</p> <p>-L'épuisement des ressources, favorise un retrait de la subvention du gasoil en Algérie.</p> <p>-L'intérêt que l'Algérie commence à donner pour la préservation de l'environnement et l'augmentation des pénalités liées à ses abus.</p>	<p>-Rencontrer une rigidité lors de la négociation des contrats avec le client.</p> <p>-Une continuité de la subvention du gasoil en Algérie, chose qui rendra plus difficile la négociation des contrats avec le client.</p>

5.9 Réalisation du Plan Marketing du projet transitions vers la HPWBM

Après l'exécution d'une comparaison technico-économique entre les deux boues de forage, un passage par une stratégie de marketing mixte afin d'instaurer la transition vers la HPWBM devient indispensable. Le terme "marketing mixte" désigne les principaux éléments dont il faut tenir compte pour commercialiser correctement un produit ou un service [35], également connu sous le nom des 4 P du marketing (Referring to : Product, Place, Promotion and Price). Le marketing mix est une ligne directrice très utile, bien qu'un peu générale pour comprendre les principes fondamentaux de ce qui fait une bonne campagne de marketing. Mais cela reste suffisant vis à vis de la présence d'arguments concrets pour une transition, et donc, pour un bon plan marketing, la discussion des point suivants, devient cruciale :



FIG. 5.21 : Schéma du plan marketing[35]

5.9.1 Stratégie du produit

Une entreprise qui souhaite introduire un produit dans le circuit commercial doit planifier et concevoir une stratégie de produit avec soin. Les deux principales stratégies

de produit sont basées sur le prix et la différenciation des produits [36]. Dans le cas présent, l'entreprise veut implémenter un produit qui est peu utilisé dans le cadre de la durabilité et de la rentabilité. Lors de l'élaboration d'une bonne stratégie Marketing, on s'efforce de répondre aux questions suivantes : à qui le produit s'adresse-t-il ? quels avantages le produit apporte-t-il ? quelle est la position de l'entreprise sur le marché ?

Le produit s'agit d'une technologie de fluides de forage propres à l'entreprise, Schlumberger plus précisément, de sa filiale MI-SWACO qui est la boue à base d'eau à haute performance (Ultra Drill), Le produit dans notre cas s'adresse au marché de gaz pétrole algérien. Dans le marché algérien, les parties prenantes du business sont l'entreprise nationale algérienne SONATRACH et les différentes multinationales exerçant dans l'industrie pétrolière, parmi eux, Schlumberger NAF. La proposition d'une augmentation du nombre de puits forés par la HPWBM au client SONATRACH, se fera par les avantages suivants :

1. Une performance technique proche de celle de la boue à base d'huile la plus fréquemment utilisée, suffisamment satisfaisante pour atteindre les objectifs techniques fixés par le client ; le renforcement des arguments par des résultats concrets, dans différents pays où la HPWBM (Ultragryl) a donné des résultats plus que satisfaisante, dans divers pays sur le globe où Schlumberger exerce : Danemark, Argentine, ainsi que l'Amérique du nord :

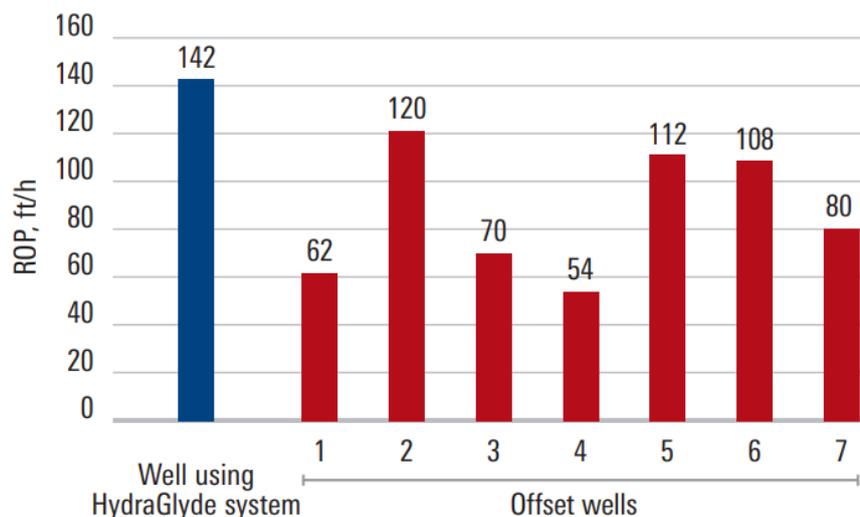


FIG. 5.22 : comparaison du ROP entre HydraGlyde system et les autres systeme[33]

Le ROP moyen dans les latéraux du schiste de Wolfcamp dans un puits utilisant le système HydraGlyde était de 18% à 163% plus élevé que les latéraux forés avec un fluide à base de diesel avec la même BHA [33]. Une augmentation de la crédibilité du produit est alors vérifiée, [La peur de l'inconnu nous distrait du connu." Ylpe Artiste, Dessinateur, écrivain, Peintre (1936 - 2003)]

2. Une boue à base d'eau à haute performance écologique et non polluante avec une biodégradation conforme aux attentes environnementales ;

3. Éviter les pénalités liées aux abus à l'environnement ;
4. Éviter les coûts liés à la réhabilitation des terrains d'activité ;
5. Simplifier la supply-chain de l'entreprise :
 - La minimisation de l'approvisionnement en gasoil ;
 - La réduction du nombre des trips liées aux gasoil ;
 - Minimiser la durée la chaîne d'approvisionnement ;
 - Minimiser le risque d'accidents de la route lors du transport du gasoil ;
6. Mécanisation moins importante pour un système de HPWBM qu'un système d'OBM ;
7. Présence des compétences nécessaires au sein de l'entreprise pour la manipulation de cette technologie de fluide de forage ;

La position de l'entreprise Schlumberger, dans le marché du gaz / pétrole non seulement algérien mais mondial, est l'une des entreprises référence du domaine, elle possède aussi une notoriété impressionnante et authentique due à ses grandes réalisations innovantes et performantes à travers son histoire. Une réputation digne du nom de l'entreprise leader au monde dans le secteur des entreprises de services Oil / gas.

5.9.2 Stratégie de placement/distribution

Selon le type de produit distribué, il existe trois stratégies de distribution communes [36] :

La distribution intensive : Utilisée couramment pour distribuer des produits à bas prix ou à achat impulsif ;

La distribution exclusive : Elle consiste à limiter la distribution à un seul point de vente. Le produit a généralement un prix élevé et nécessite que l'intermédiaire mette beaucoup de détails dans sa vente ;

Distribution sélective : Un petit nombre de points de vente sont choisis pour distribuer le produit. La distribution sélective est courante pour des produits tels que les ordinateurs, les téléviseurs et les appareils électroménagers, pour lesquels les consommateurs sont disposés à faire du shopping et pour lesquels les fabricants souhaitent une large couverture géographique ;

Dans le cas de l'entreprise Schlumberger NAF et de sa filiale MI-SWACO, la distribution adoptée dans le marché algérien pour la HPWBM (Ultradrig) est une distribution

exclusive, où le client est unique (SONATRACH), le produit est plus fréquemment utilisé géographiquement dans la région du far west, où les conditions d'utilisation du système HPWBM sont les plus favorables. L'implémentation du produit par l'entreprise a déjà commencé depuis un bon moment et pour un élargissement dans le marché algérien. L'entreprise compte sur sa dépendance interne des produits constituant la HPWBM, car les produits chimiques qui font la différence de l'Ultradrill d'une simple boue à base d'eau sont des produits propres à MI-SWACO, ainsi que les compétences professionnelles de la technologie présentes au sein de l'entreprise.

5.9.3 Stratégie de tarification(prix)

La stratégie de tarification que l'entreprise devra entreprendre doit toucher les aspects suivants [35] :

La demande des clients ;

Le cycle de vie du produit ;

Les possibles substituts du produit ;

Le client SONATRACH est en train de relever le défi de chercher des solutions à la fois économiquement rentables et écologiquement durable. Les caractéristiques des produits proposés par MI-SWACO qui est l'Ultradrill, se conforme aux solutions recherchées par le client dans le domaine des opérations du forage, par sa performance technique et sa rentabilité économique, tenant compte des différents points de paiement des clients. Ainsi que son aspect écologique est une biodégradation du produit aval conforme à la demande de l'état et des organismes internationaux de la protection de l'environnement.

Le cycle de vie de la HPWBM : Cette boue est réutilisable comme discuté précédemment dans le chapitre 2 ; comparaison entre la HPWBM et l'OBM. Donc pendant un court écart de temps entre une utilisation et une autre, cette boue reste stable malgré que cette boue n'est pas aussi stable que l'OBM mais les coûts de traitement de déchets de cette dernière font un contre poids énorme.

La présence de la HPWBM est une exclusivité dans le marché du gaz & pétrole vu les avantages de cette dernière, et l'équilibre des critères de choix du fluide de forage qu'elle propose. Cette part d'authenticité permettra à l'entreprise et à ses clients de faire un contrat de type Gagnant-Gagnant (WIN-WIN).

5.9.4 Stratégie promotionnelle

Il existe des dizaines de solutions et d'alternatives possibles à employer et à mettre en œuvre. Bien sûr, lors de l'élaboration d'un plan Marketing, le rapport Qualité-Prix apparaît comme une nécessité. D'un autre côté, la pertinence de la méthode et de l'alternative

choisie joue un rôle important. Par conséquent, un certain plan promotionnel doit être fait.

Kurtz a noté que le mix promotionnel spécifie le degré d'attention à accorder à chacune des cinq catégories (vente, publicité, promotion des ventes, etc.) ; la vente au sens large, la publicité, la promotion des ventes, le marketing direct, et la publicité, et combien d'argent il faut budgétiser et consacrer à chacune d'elles. Un plan de promotion peut avoir une large éventail d'objectifs, par exemple : augmentation du chiffre d'affaires, acceptation de nouveaux produits, introduction de nouvelles marques, positionnement, riposte à la concurrence, etc,

L'introduction de nouvelles marques, le positionnement, les représailles concurrentielles ou l'établissement et l'amélioration de l'image de l'entreprise [37] .

L'investissement de l'entreprise Schlumberger dans le domaine de la recherche et du développement dans les technologies innovantes et durables est devenu un fait qui fait l'unanimité dans le marché du gaz pétrole, cette notoriété acquise va beaucoup jouer dans le présent plan marketing, où la crédibilité de l'entreprise va beaucoup jouer à encore gagner une longueur d'avance sur les concurrents dans le marché Algérien à travers les procédés suivants :

Rendre la publicité plus intelligente : en proposant des conférences, des informations sur les avantages écologiques de cette transition.histoire de familiariser le client avec l'idée ."La peur de l'inconnu est la limite de l'innovation" -Joël Fangbe

Amélioration des recherches : Une amélioration des recherches dédiée à la simplification de l'explication du concept pour le rendre facile à être assimilé en un court espace temps.

Personnaliser le contenu : en ayant une base de donné sur le client, l'entreprise peut savoir ce qu'il veut comme information, à travers la détermination de l'information cherchée d'une manière récurrente, On peut créer un nouveau besoin qui est la HPWBM, en la communiquant par l'intermédiaire de l'information permanente.

D'une autre part, avec une bonne négociation du nombre de puits forés par la HPWBM, par exemple le scénario envisagé (discuté précédemment dans la planification par scénarios) : arrivé à 50% des puits forés pendant un contrat de 03 ans , avec une marge bénéficiaire de 42,5%, l'entreprise peut réduire cette marge à 30% et ventiler les 12,5% restant sur les coûts totaux des puits tout au long des 03 ans, et proposer au clients un prix imbattable dans le marché pour une technologie du forage aussi bien performante techniquement et écologiquement.

5.10 Conclusion

A travers le chapitre suivant où nous avons entamé un paramètre de choix très important pour un fluide de forage, nous avons trouvé :

Après une simulation des coûts totaux éventuels pour le puits NKT-1 pour un forage par l'OBM, nous avons effectué une comparaison avec le cas réel où le puits a été foré par la HPWBM, et nous avons trouvé que la HPWBM est plus rentable que l'OBM. Par la suite un passage par une planification par scénarios qui nous a montré l'énorme impact d'une bonne négociation des prochains contrats du bassin de Reggane où le puits NKT-1 a été foré. Au final, un plan Marketing a été établi pour l'amélioration des prochains contrats en terme de nombre de puits forés par la HPWBM, pour une augmentation des bénéfices de la supply chain ainsi qu'une minimisation des coûts d'opérations et de réhabilitation des terrains.

Conclusion générale

Ce présent projet nous a permis d'approfondir nos connaissances à propos de l'importance de la recherche de l'équilibre des critères de choix des fluides de forage : (technique, économique et environnemental).

Certes nous avons eu des difficultés pour rendre l'étude plus pointue, vu la grandeur du sujet "l'impact des opérations liées au fluides de forage sur l'environnement et la supply chain", mais après effectuation d'un audit au sein de la base MI-SWACO par une structure de décision multi-niveaux nous avons pu cerner l'étude. Notamment une difficulté à traiter la banque de données (donnée brute) énorme, la classée, l'analyser, la simplifier par l'outil Excel puis la rendre lisible à tous par Matlab.

Néanmoins, notre objectif est atteint car nous sommes parvenus à concevoir un plan de l'implémentation de la substitution de l'OBM par la HPWBM au sein du bassin de Reggane, en mettant en avance la rentabilité, la durabilité et la performance voulue.

Avant d'arriver à la conception du plan d'implantation du projet de la transition de la boue à base d'huile vers la boue à base d'eau à haute performance, nous avons analysé tous les aspects de l'activité au sein de l'entreprise, nous avons mis en avance la performance de la technologie de MI-SWACO le fluide à base d'eau à haute performance par rapport à la boue à base d'huile conventuelle d'une manière générale, puis à travers un cas concret le puits NKT-1 situé au bassin de Reggane.

Afin, de rendre l'étude avec une finalité palpable nous avons :

- Planifier à travers les divers scénarios possibles du déroulement de l'activité, dans le but d'anticiper les différents risques qui peuvent survenir et mettre en difficulté l'entreprise le cas du retrait de subvention de gasoil.
- Visualiser l'ensemble des dépenses de la méthodologie actuelle de l'activité, ainsi que celle lors d'une des possibilités de transitions.
- mise en évidence du positionnement du projet de l'entreprise avec une Analyse S.W.O.T.
- Détailler les impacts de la transition sur la chaîne d'approvisionnement, également sur la réhabilitation et la préservation de l'environnement par :

Conclusion générale

- minimisation de l'approvisionnement en gasoil, ainsi que les coûts liés à sa logistique.
- éviter les pénalités d'abus sur l'environnement.
- éviter les coûts liés au traitement de déchets contaminés par le gasoil.
- élimination des coûts de la logistique de la mécanisation de la boue à base d'huile, ainsi que le stockage et le transport de cette dernière entre la base et les puits.
- la mise en œuvre d'un plan d'implémentation de la transition.

Ces recommandations permettent un gain de temps ,efficacité de travail , rentabilité , préservation de l'environnement et développement de l'authenticité de l'entreprise au sein du marché algérien de gaz et pétrole.

Références bibliographiques

- [1] *Chemistry-now Blogspot. Drilling rig parts and components, part one. 2016 [consulté le 10-07-2021]. Disponible sur : https://chemistry-now.blogspot.com/2016/10/blog-post_51.html?m=1..*
- [2] *BRYANT, Thomas M. An Instrumented Topdrive Sub System : Enabling Greater Drilling Efficiencies via Innovative Sensing Capabilities. IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition 2016 [consulté le 10-07-2021]. Disponible sur : <https://onepetro.org/SPEDC/proceedings-abstract/16DC/3-16DC/DO31S024R005/207877>.*
- [3] *Landriot, G. Fluide de forage. Edition Technip : France, 1968.*
- [4] *KARAKOSTA, Kokkoni; MITROPOULOS, Athanasios C and KYZAS, George Z. A review in nanopolymers for drilling fluids applications. Journal of Molecular Structure, 2020 [consulté le 10-07-2021]. Disponible sur : https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0022286020320159?dgcid=rss_sd_all#!.*
- [5] *Solids control. MI-Swaco. 2018.*
- [6] *GBADAMOSI, Afeez; JUNIN, Radzuan and OSEH, Jeffrey; AUGUSTINE, Agi; YEKEEN, Nurudeen; ABDALLA, Yassir; OGIRIKI, Shadrach. Improving Hole Cleaning Efficiency using Nanosilica in Water-Based Drilling Mud. Society of Petroleum Engineers. 2018 [consulté le 10-07-2021]. Disponible sur : https://www.researchgate.net/publication/327594152_Improving_Hole_Cleaning_Efficiency_using_Nanosilica_in_Water-Based_Drilling_Mud.*
- [7] *ALYASIRI, Mortatha Saadoon; AL-SALLAMI, Waleed. How the Drilling Fluids Can be Made More Efficient by Using Nanomaterials. American Journal of Nano Research and Applications. 2015 [consulté le 10-07-2021]. Disponible sur : https://www.researchgate.net/publication/276059367_How_the_Drilling_Fluids_Can_be_Made_More_Efficient_by_Using_Nanomaterials.*
- [8] *KHODJA, Mohamed. Drilling Fluid Technology : Performances and Environmental Considerations. InTech [en ligne]. 2010 [consulté le 06-06-2021]. Disponible sur : https://cdn.intechopen.com/pdfs/12330/InTech-Drilling_fluid_technology_performances_and_environmental_considerations.pdf.*

- [9] SHAKIB, Jaber Taheri; KANANI, Vahid; POURAFSHARY, Peyman. Nano-clays as additives for controlling filtration properties of water–bentonite suspensions. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 2016 [consulté le 10-07-2021]. Disponible sur : <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0920410515301832>.
- [10] KHODJA, Mohamed. *LES FLUIDES DE FORAGE : ETUDE DES PERFORMANCES ET CONSIDÉRATIONS ENVIRONNEMENTALES*. Thèse de doctorat : Génie des Procédés et de l'Environnement. Toulouse : INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE, 2008. [consulté le 09-06-2021]. Disponible sur <https://oatao.univ-toulouse.fr/7728/1/khodja.pdf>.
- [11] *Mud program (NKT-1). M-I Algeia. 2019.*
- [12] *Le blog valoxy. Coût d'achat, coût de production, coût de revient... Comment s'y retrouver ? 2013. Consulté le 27/06/2021. Disponible sur : https://blog.valoxy.org/cout-dachat-cout-production-cout-revient-comment-sy-retrouver/.*
- [13] MENARD, Louis. *Dictionnaire de la comptabilité et de la gestion financière, 1994 [en ligne] consulté le 02/07/2021. Disponible sur : https://www.eyrolles.com/Entreprise/Livre/dictionnaire-de-la-comptabilite-et-de-la-gestion-financiere-9782100488056/.*
- [14] JARKE, Matthias. *Scenario Management. In : Requirements Engineering, 1998, pp 155-173.*
- [15] JARKE, Matthias. *Development International Marketing Strategy, 2009, p 101.*
- [16] COURTOIS, Alain. *Gestion de la production. In Editions d'Organisation, 2011. Consulté le 12/03/2021. Disponible sur : https://www.Slb.com.*
- [17] ZOUAGHI, Iskander. *Maturité supply chain des entreprises : conception d'un modèle d'évaluation et mise en œuvre. Mémoire de doctorat : Sciences de gestion. Grenoble : l'École Doctorale de sciences de Gestion, 2013. 394 p.*
- [18] ADEBAYO, Thomas Ayotunde. *Comparison of Performance of Standard Water-based and Oil-based Mud For Drilling Purpose During Carbon Dioxide Gas Kick From Adjacent Reservoir. International Journal of Engineering and Technology [en ligne]. 2012, volume 2, N°5, pp 729-731. [consulté le 05-06-2021]. Disponible sur : https://www.researchgate.net/publication/228073156_Comparison_of_Performance_of_Standard_Water-based_and_Oil-based_Mud_For_Drilling_Purpose_During_Carbon_Dioxide_Gas_Kick_From_Adjacent_Reservoir.*
- [19] *Product Bulletin. M-I Algeria. 2020.*

- [20] AL-ANSARI, Adel. YADAV, Karan Singh. ANDERSON, David. LEAPER, Richard. DYE, William Milton. HANSEN, Nels A. *Diverse Application of Unique High-Performance Water-Based-Mud Technology in the Middle East. Baker Hughes Drilling Fluids* [en ligne]. 2005, 14 p. [Consulté le 24-06-2021]. Disponible sur : <https://doi.org/10.2118/97314-MS>.
- [21] VAN OORT, Eric ; RONALD, Bland ; PESSIER, Rolf. *Drilling More Stable Wells Faster and Cheaper with PDC bits and Water Based Muds. IADC/SPE Drilling Conference* [en ligne]. 2000 [consulté le 05-06-2021]. Disponible sur : https://www.researchgate.net/publication/314767893_Drilling_More_Stable_Wells_Faster_and_Cheaper_with_PDC_Bits_and_Water_Based_Muds.
- [22] BLAND, Ron ; PESSIER, Rolf ; ISBELL, Matt. *Balling in Water Based Muds. AADE National Drilling Technical Conference* [en ligne]. 2001, 14 p. [Consulté le 01-06-2021]. Disponible sur : https://www.aade.org/application/files/6515/7304/5774/AADE_56.pdf.
- [23] ARVIND, Patel ; STAMATAKIS, Stamatakis ; YOUNG, Steve ; FRIDHEIM, Frid. *Advances in Inhibitive Water-Based Drilling Fluids—Can They Replace Oil-Based Muds ? The International Symposium on Oilfield Chemistry* [en ligne]. 2007 [consulté le 05-05-2021]. Disponible sur : <https://onepetro.org/SPEOCC/proceedings-abstract/07OCS/All-07OCS/SPE-106476-MS/141670>.
- [24] SONATRACH. *Revue HSE Amont*. 2013.
- [25] Schlumberger. *Drilling Fluid Additives* [en ligne]. 2020 [consulté le 12-06-2021]. Disponible sur : <https://www.slb.com/drilling/drilling-fluids-and-well-cementing/drilling-fluids/drilling-fluid-additives/viscosifiers/vg-69-organophilic-clay..>
- [26] SHOHEL, Siddique. *Oil Based Drilling Fluid Waste : An Overview on Environmentally Persistent Pollutants. IOP Conference Series : Materials Science and Engineering*. 2017.
- [27] PHILLIPS, Charles. *Long-term changes in sediment barium inventories associated with drilling-related discharges in the Santa Maria Basin. Environmental toxicology and chemistry*. 1998 [consulté le 15-05-2021]. Disponible sur : <https://setac.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/etc.5620170903>.
- [28] HARA, Carolina. *Study of treated and untreated oil-based drilling waste exposure in Atlantic salmon (Salmo salar) using a biomarker approach : EROD and oxidative stress parameters* [en ligne]. *Mémoire de master : Technologie environnemental. Norvège : Université de Stavanger*, 2014. [consulté le 09-06-2021]. Disponible sur : <https://uis.brage.unit.no/uis-xmloi/handle/11250/274005>.

- [29] ONWUKWE, S. I. NWAKAUDU, M. S. *Drilling wastes generation and management approach. International Journal of Environmental Science and Development. 2012* [consulté le 19-05-2021]. Disponible sur : <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.685.3419&rep=rep1&type=pdf>.
- [30] IBUCHUWKWU, Onwukwe Stanley. *Drilling Wastes Generation and Management Approach. International Journal of Environmental Science and Development [en ligne]. 2012* [consulté le 05-06-2021]. Disponible sur : https://www.researchgate.net/publication/269839139_Drilling_Wastes_Generation_and_Management_Approach.
- [31] WALKER, Scott H. MILLHEIM, Keith K. *An Innovative Approach to Exploration and Exploration Drilling : The Slim-Hole High-Speed Drilling System. Society of Petroleum Engineers [en ligne]. 1990* [consulté le 07-05-2021]. Disponible sur : <https://uis.brage.unit.no/uis-xmlui/handle/11250/274005>.
- [32] HADJABASS. *Les bourbiers des forages pétroliers et des unités de production : impact sur l'environnement et technique de traitement. Mémoire de master : génie pétrolière. OUARGLA : Université Kasdi Merbah, 2011.*
- [33] *Schlumberger : Global Energy Services Equipment [en ligne]. consulté le 12/03/2021.* Disponible sur : <https://www.Slb.com>.
- [34] *Global Petrol Prices. Les prix du diesel, litre [en ligne]. Consulté le 25-06-2021.* Disponible sur : [https://fr.globalpetrolprices.com/diesel_prices/..](https://fr.globalpetrolprices.com/diesel_prices/)
- [35] SLATER, Stanley; OLSON, Eric. *Marketing's Contribution to the Implementation of Business Strategy : An Empirical Analysis. Strategic Management Journal. 2001* [consulté le 29-06-2021]. Disponible sur : https://www.researchgate.net/publication/229883175_Marketing's_Contribution_to_the_Implementation_of_Business_Strategy_An_Empirical_Analysis.
- [36] SUN, Baohong. JINHONG, Xie; CAO, Henry. *Product Strategy for Innovators in Markets with Network Effects. Marketing Science. 2004* [consulté le 20-06-2021]. Disponible sur : <https://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.503.9495&rep=rep1&type=pdf>.
- [37] KURTZ, David L. *Contemporary Marketing [en ligne]. South-Western Cengage Learning : 2010* [consulté le 03-06-2021]. Format PDF. Disponible sur : <https://www.worldcat.org/title/contemporary-marketing/oclc/320484138>.
- [38] DUFEE, Jordan. *Pétrole WTI [en ligne]. consulté le 03/04/2021.* Disponible sur : <https://www.zonebourse.com/cours/matiere-premiere/WTI-2355639/actualite/Brent-WTI-aux-origines-du-spread-29122996/>.
- [39] *TradingSat. Profil de Schlumberger. Ltd. [en ligne]. consulté le 12/03/2021.* Disponible sur : <https://www.tradingsat.com/schlumberger-AN8068571086/societe.html>.

Annexes

Annexes A

Présentation du marché pétrolier

A.1 Le marché pétrolier

Le pétrole est sans doute l'une des ressources les plus convoitées au monde . C'est lui qui a permis l'émergence des économies industrielles au XXe siècle grâce à sa propriété de contenir beaucoup d'énergie dans un petit volume facilement transportable. Si depuis une trentaine d'années, le pétrole est concurrencé par d'autres sources d'énergie, il demeure pour quelques années encore un produit incontournable de notre quotidien. Les mécanismes qui déterminent le prix du pétrole sont basés sur différents facteurs : sa densité API, sa teneur en sulfures, sa localisation et son interaction entre l'offre et la demande, ainsi que les conditions économiques et politiques du pays producteur.

Il existe aussi l'Organisation internationale créée en septembre 1960 nommée OPEP "Organisation Des pays exportateurs de Pétrole", à l'initiative du Venezuela, initialement pour obtenir un arrêt de la tendance à la baisse des prix du pétrole brut décidée unilatéralement par les compagnies exploitantes. Depuis 1965, le siège de l'O.P.E.P. est à Vienne, en Autriche. L'Organisation compte douze membres : les cinq pays fondateurs (Arabie saoudite, Iran, Iraq, Koweït, Venezuela), auxquels s'ajoutent le Qatar (depuis 1961), la Libye (depuis 1962), la fédération des Émirats arabes unis (depuis 1967), l'Algérie (depuis 1969), le Nigeria (depuis 1971) et, depuis 2007, l'Angola et l'Équateur (qui en avait déjà fait partie de 1973 à 1992). En ont aussi fait partie l'Indonésie, de 1962 à 2008 et le Gabon, de 1975 à 1995.

L'O.P.E.P., qui s'est donné pour objectif de coordonner les politiques pétrolières des États membres, joue le rôle d'un forum où est fixé le niveau des prix à l'exportation du pétrole brut – dont, avant le départ de l'Indonésie, près de 75% des réserves mondiales prouvées étaient sous son contrôle.

Par un brusque et fort renchérissement du prix du baril de brut, les pays de l'O.P.E.P. ont été à l'origine des deux grands « chocs pétroliers » des années 1973-1974 et 1979-1980, qui ont eu d'importantes implications géopolitiques. Depuis lors, la pratique des quotas

de production et la fixation d'un plafond en fonction de la conjoncture internationale demeurent de puissants leviers de nature géostratégique.

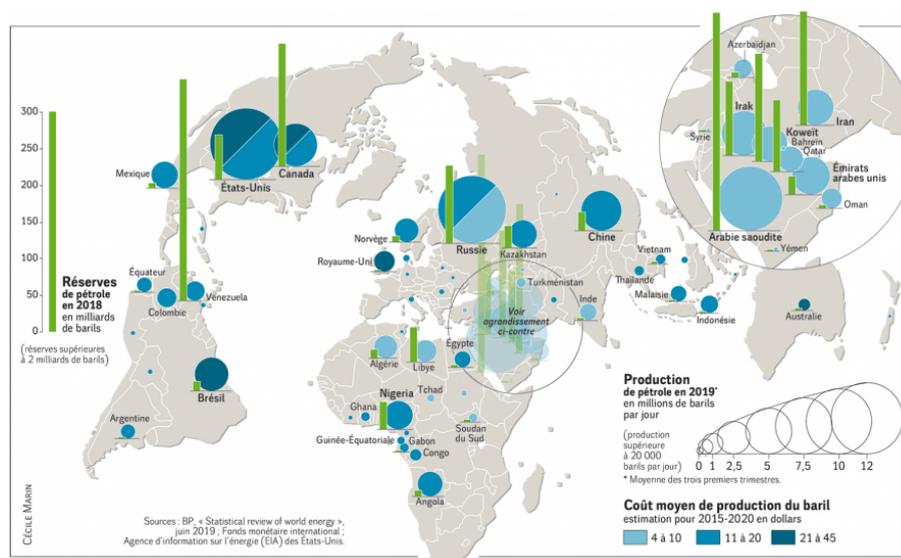


FIG. A.1 : Production, réserves et consommation du pétrole
[le monde diplomatique juin 2020]

On distingue les huiles selon leur origine, et donc leur composition chimique. Le mélange d'hydrocarbures formé dans ce long processus comprend des chaînes carbonées linéaires de différentes longueurs ainsi que des chaînes carbonées cycliques naphthéniques ou aromatiques.

Il est également possible de distinguer différents types d'huiles sur la base de leur densité, fluidité, teneur en soufre et autres impuretés (vanadium, mercure et sels) et de leurs proportions dans différentes classes d'hydrocarbures.

Le pétrole brut est alors paraffinique, naphthénique ou aromatique. Nous classons également les huiles selon leur origine (Golfe Persique, Mer du Nord, Venezuela, Nigéria), car le pétrole des champs voisins a souvent des propriétés similaires. Il y a des centaines de surfeurs partout dans le monde. Certains sont utilisés comme référence pour fixer les prix du pétrole dans une région particulière : les plus couramment utilisés sont l'Arabian Light (brut de référence du Moyen-Orient), le Brent (brut de référence européen) et le West Texas Intermediate (WTI, brut de référence américain).[38]

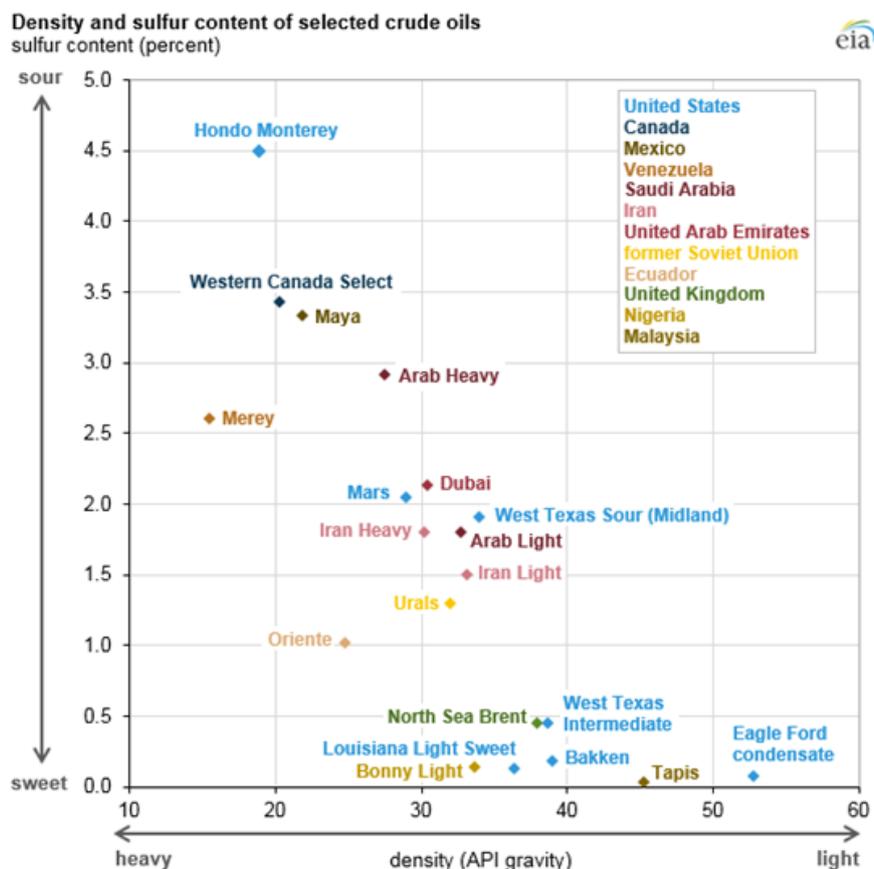


FIG. A.2 : Classification des différentes origines de pétrole par API et taux de soufre [EIA]

A.2 Le marché pétrolier aujourd'hui

un an après la chute du marché pétrolier en raison de la crise sanitaire du Covid-19, considère l'AIE dans son rapport mensuel. Elle a revu en hausse de 230.000 barils par jour sa croissance de la demande pour cette année. Après une chute historique l'an dernier, la demande devrait ainsi croître de 5,7 millions de barils par jour (mb/j) cette année, pour atteindre 96,7 mb/j.

Les cours pétroliers avaient chuté au début de la crise, avant de reprendre progressivement avec la reprise partielle de l'activité et des perspectives meilleures. Le baril de Brent de la mer du Nord évolue actuellement au-dessus de 60 dollars.

« Les cours pourraient revenir sous pression dans les prochains mois alors que l'offre mondiale doit augmenter et que le marché va passer d'un état de déficit à l'équilibre », prévient l'AIE. Avec des perspectives économiques plus optimistes et les progrès de la vaccination, les membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (Opep) et ses alliés, dont la Russie, vont en effet produire plus de brut.

Annexes B

Présentation du Schlumberger

Schlumberger est né d'une idée - que si un champ électrique pouvait être généré sous le sol, les mesures de tension à la surface pourraient être cartographiées pour révéler la structure souterraine. Après deux ans d'essais en laboratoire et sur le terrain, la première carte des courbes équipotentielles a été enregistrée en 1912 à l'aide d'un équipement très basique. Le résultat a confirmé la méthode tout en révélant des caractéristiques souterraines, telles que les limites du lit et la direction des creux de la couche de formation. Cela était crucial car la technique fournissait des informations supplémentaires qui pourraient être utiles pour localiser les structures souterraines formant des pièges pour les minéraux tels que le pétrole et le gaz.

Schlumberger Limited est une multinationale fondée en France, ensuite déplacée en Amérique, Schlumberger est le premier fournisseur mondial de technologies pour la caractérisation, le forage, la production et le traitement des réservoirs destinés à l'industrie pétrolière et gazière. Avec des ventes de produits et des services dans plus de 120 pays et employant environ 85000 personnes à la fin du deuxième trimestre 2020 qui représentent plus de 170 nationalités, Schlumberger fournit la gamme de produits et services la plus complète du secteur, de l'exploration à la production, en passant par les pores intégrés. -des solutions en pipeline qui optimisent la récupération d'hydrocarbures pour assurer une performance durable du réservoir [39]

Schlumberger par activité se répartit comme suit :

- développement et construction de puits (35,9
- vente d'équipements et de systèmes de production pétroliers (27,8%);
- vente de solutions et de services d'optimisation de la performance et du rendement des réservoirs (23,4%);
- vente de solutions et de services technologiques et géophysiques (12,9%) : vente de logiciels, acquisition et traitement de données sismiques, prestations conseil en caractérisation des réservoirs, vente de solutions d'information, gestion des infrastructures

informatiques, etc.

-La répartition géographique du CA est la suivante : Amérique du Nord (23,2%), Moyen Orient et Asie (36,3%), Europe et Afrique (25,3%), Amérique latine (14,7%) et autres (0,5%). [33]

TAB. B.1 : présentation du schlumberger Ltd.

	
Date de création	1926
Fondateurs	Conrad et Marcel Schlumberger
Forme juridique	Société anonyme avec appel public à l'épargne
Action	NYSE et Euronext
Siège social	Bureaux principaux à Houston, Paris, et la Haye. Présence dans plus de 100 pays
Direction	CEO : Olivier Le Peuch EVP & CFO : Simon Ayat
Activité	Services pétroliers
Effectif	105 000 (2018)
Capitalisation	30 047 M€
Chiffre d'affaire	21 074 956 Milliers d'euro (12/2020)
Résultat net	-9 363 670 Milliers d'euro (12/2020)

B.1 Les activités du schlumberger Ltd

Schlumberger, en 2020 on entreprend une restructuration majeure de l'entreprise pour préparer un nouvel avenir industriel dans un environnement mondial sans précédent. L'objectif de cette réorganisation est d'obtenir une organisation plus légère, simplifiée et plus réactive qui continue de donner la priorité à ces clients . La nouvelle organisation se compose de quatre divisions qui remplacent les 17 « Product Line (PL) », et cinq bassins composés de 30 Geo Units qui remplacent l'ancien GeoMarkets et sous-GeoMarket .

B.1.1 Première Division : Digital Integration

Ce groupe comprend les principales technologies impliquées dans la découverte et la définition des gisements d'hydrocarbures. Il comprend WesternGeco, Wireline, Testing Services, Schlumberger Information Services et Data Consulting Services.

des personnes, des outils et des technologies pour aider les clients à profiter des avantages d'une approche totalement intégrée pour localiser, définir et surveiller le réservoir. Traitement des données sismiques - centres étendus de traitement des données sismiques pour les projets de traitement complexes. Traitement des données sismiques - centres étendus de traitement des données sismiques pour les projets de traitement complexes.

B.1.2 Deuxième division :Reservoir Performance

Consiste en les principales technologies impliquées dans le forage et le positionnement des puits de pétrole et de gaz et comprend les projets de construction de puits Bits Advanced Technologies, M-I SWACO, Geoservices, Drilling and Measurements, Pathfinder, Drilling Tools and Remedial Services, Dynamic Pressure Management et Integrated Project Management.

B.1.3 Troisième division Production Systems

comprend les principales technologies impliquées dans la production à vie des réservoirs de pétrole et de gaz et inclut les services de puits, les complétions et l'ascenseur artificiel, ainsi que les activités Subsea et Water and Carbon Services et les activités de production d'IPM.

Wireline :services qui fournissent les informations nécessaires à l'évaluation de la formation, à la planification et à la surveillance de la construction des puits, ainsi qu'à la surveillance et à l'évaluation de la production, divisés en deux catégories : les diagraphies par câble en puits ouvert et en puits tubé.

Forage et mesures - services de forage directionnel, de mesures en cours de forage et de diagraphie en cours de forage.

Services de puits - services de construction de puits de pétrole et de gaz, ainsi que de maintien d'une production optimale tout au long de la vie d'un champ de pétrole et de gaz. Ces services comprennent le pompage sous pression, les services de stimulation des puits, le tubage enroulé, la cimentation et les services d'ingénierie. Complétions de puits et productivité - services de test et de complétion de puits et de production de pétrole et de gaz, allant des services de test et de perforation de puits, des systèmes de complétion, des complétions intelligentes à une gamme complète de services d'ascension artificielle.

Gestion de projet intégrée - services de conseil, de gestion de projet et d'ingénierie tirant parti de l'expertise des autres segments technologiques pour l'industrie . Services de données et de conseil - mesures, interprétation et intégration de tous les types de données d'exploration et de production, et services de conseil spécialisés pour la caractérisation des gisements, l'amélioration de la production, les solutions multidisciplinaires de gisement et de production, et la planification du développement des champs.

Schlumberger Information Solutions - services de conseil, de logiciels, de gestion de l'information et d'infrastructure informatique qui soutiennent les principaux processus opérationnels de l'industrie pétrolière et gazière. Les lignes de produits technologiques sont également responsables de la supervision des processus opérationnels, de l'allocation des ressources, du personnel et des questions de qualité, de santé, de sécurité et d'environnement .

B.1.4 Quatrième division : Well Construction

Cette partie englobe les activités et les processus du forage intelligent qui fait maximiser la précision, les performances, tout en minimisant les risques dans le but d'assurer des changements dynamiques.

Cette démarche développe un plan numérique dédié a l'implementation de la technique du forage intelligent qui assure un transfert performant à une équipe de complétion informée numériquement pour une livraison dans les meilleurs délais et les bonnes localisations d'une façon optimale de l'ensemble du matériel et des fluides pour préparer les puits de forage et les réservoirs destinés à la production.

Les études élaborées signifient que lorsqu'il s'agit des défis qui surviennent, des contingences sont présentes pour garder un avancement du projet et améliorer d'une façon continue le processus d'un puits à un autre.

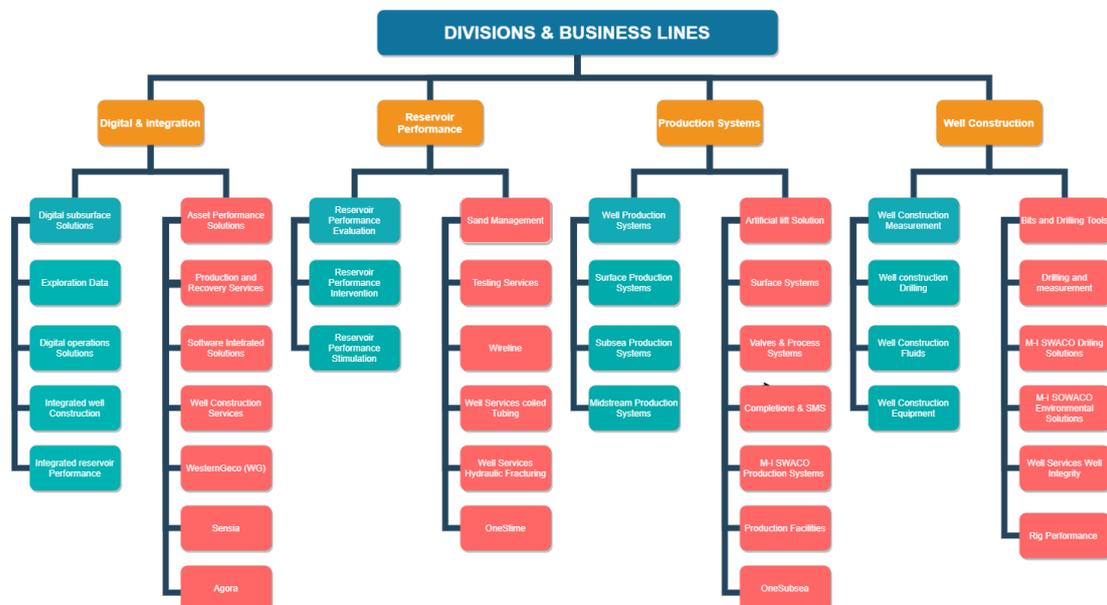


FIG. B.1 : Les divisions et les business lines du schlumberger [33]

Les quatre divisions seront en phase avec les flux de travail des clients en matière d'exploration et de production, à savoir : digital and integration, reservoir performance, well construction, and production systems.

Les cinq bassins répondent à des besoins spécifiques des clients qui opèrent dans les régions suivantes : Amériques terrestres, Atlantique offshore, Moyen-Orient et Afrique du Nord, Asie, et Russie et Asie centrale.

Les bassins supervisent également 30 GeoUnits pour offrir une plus grande autonomie locale et permettre une innovation technologique adaptée au bassin.



FIG. B.2 : Schlumberger dans le monde [33]

B.1.5 Les marques de Schlumberger

WesternGeco

qui appartient à 70% à Schlumberger, fournit des services mondiaux complets d'imagerie de réservoir, de surveillance et de développement sismique, avec les équipes sismiques et les centres de traitement de données les plus étendus du secteur, ainsi que la plus grande bibliothèque sismique multientants du monde. Les services proposés vont des levés sismiques 3D et time-lapse (4D) aux levés multi-composants pour la délimitation des prospects et la gestion des réservoirs. Les solutions sismiques comprennent la technologie propriétaire Q* pour améliorer la description, la caractérisation et la surveillance des réservoirs pendant toute la durée de vie du champ, de l'exploration à la récupération assistée.

M-I SWACO

Est le principal fournisseur de systèmes de fluides de forage conçus pour améliorer les performances de forage en anticipant les problèmes liés aux fluides, de systèmes de fluides et d'outils spécialisés conçus pour optimiser la productivité des puits de forage,

de solutions technologiques de production pour maximiser les taux de production, et de solutions environnementales qui gèrent en toute sécurité les volumes de déchets générés par les opérations de forage et de production.

L'offre de solutions de M-I SWACO allie la compréhension de la technologie, de l'application et du service pour permettre à ses clients d'atteindre les objectifs spécifiques de leurs projets. Sur le plan opérationnel, ces solutions sont fournies par ses régions GeoMarket, qui sont regroupées en zones géographiques, comme Schlumberger Oilfield Services.

L'activité de M-I SWACO est organisée en quatre offres de solutions principales : Solutions de forage, Productivité des puits de forage, Technologies de production et Solutions environnementales. Ces offres de base sont organisées autour des activités d'exploration et de production de l'opérateur - forage, complétion et production. Les solutions environnementales sont conçues pour inclure ces trois activités, permettant à M-I SWACO de tirer parti de ses technologies environnementales dans les trois activités d'exploration et de production de l'exploitant.

Smith Oilfield

fournit une gamme complète de produits, de services et d'ingénierie technologiquement avancés utilisés dans les activités de développement du pétrole et du gaz naturel. Smith Oilfield est un leader mondial dans le domaine de la conception, de la fabrication et de la commercialisation de trépan et d'outils d'agrandissement de trous de forage. Elle est également un fournisseur de premier plan d'outils et de services de forage, de tubulaires, de services de complétion et d'autres solutions de fond de puits connexes. Smith Oilfield exploite également sa suite exclusive de logiciels de modélisation et de conception et ses données d'application, ainsi que son offre complète de produits et de services, pour optimiser la création du puits de forage.

Cameron

Cameron est une entreprise Schlumberger depuis 2016. Le personnel dévoué et expérimenté s'engage à fournir des produits, des systèmes et des services de pointe pour les têtes de puits, les surfaces et le contrôle des flux aux entreprises pétrolières, gazières et de traitement du monde entier. Ensemble, ils offrent le portefeuille de systèmes de forage et de production le plus complet du secteur, soutenu par une expertise en instrumentation, traitement des données, logiciels de contrôle et intégration de systèmes.

En tirant parti de leur réseau mondial de fabrication, de vente et de service et en travaillant avec des experts de l'industrie sur tous les marchés, dans toutes les disciplines et pour toutes les applications, ils peuvent continuer à créer et à fournir les technologies qui alimentent le monde en énergie.

B.2 Schlumberger en Algérie

La société Schlumberger Algérie est une division de facto du groupe Schlumberger Limited, Elle dispose d'un capital social de 566 millions USD, emploie au total 432 salariés et sous-traitants, Elle a une structure organisationnelle de type hiérarchique par fonction, Elle est composée comme suit / Direction Générale / Administration et Finances / Département Opérationnel .

Entrée dans le marché algérien sous la forme société anonyme (SA) , avec le nom Schlumberger north africa (NAF) avec les pays du nord africain (tunisie , libye, maroc, chad.)

Le siège social de Schlumberger Algérie est situé dans le quartier d'affaires d'Amara de Cheraga, route d'Ouled-Fayet. Quant à ses divisions opérationnelles, elles sont réparties sur tout le territoire :



FIG. B.3 : Schlumberger north africa (NAF) [33].

Six bases sont situées à Hassi Messaoud : MD1, MD2, MD5, MI Base, base Cameron ;

Une base située à Hassi berkine ;

Une base est située à In Salah ;

Une base située à In Amenas.

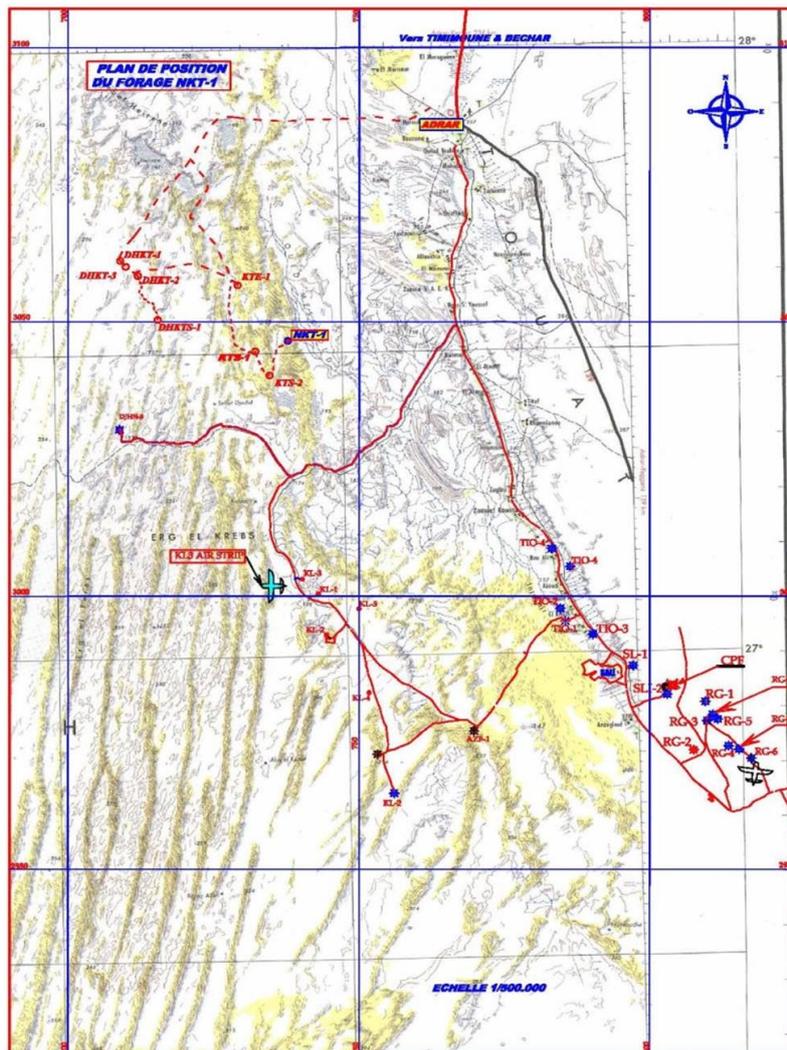


FIG. B.4 : Carte de situation du puits NKT-1 (Mi Algerie (Schlumberger))

Annexes C

Simulation OBM et HPWBM
section par section

TAB. C.1 : OBM récap des coûts du puits NKT-1

OIL BASED MUD						
	26"	16"	12"1/4	8"1/2		
SECTION						
FOOTAGE	194	1411	990	468		3063
SECTION DAYS	5	29	49	85		168
MUD TYPE	SPUD MUD	VERSADRILL	VERSADRILL	VERSADRILL	VERSADRILL	
CHEMICALS	COAST(K.UM)	COAST(K.UM)	COAST(K.UM)	COAST(K.UM)	COAST(K.UM)	WELL COAST
Minerals	622,214	15207,796	7837,536	2011,011		25 678,557
DIESEL	0,000	10968,040	5652,548	4972,834		21593,422
Base Fluids & Brines	988,591	757,506	303,762	251,674		2301,533
Specialty Chemicals	1853,992	15672,568	4037,917	3908,063		25472,540
total chemicals cost	3 464,797	42605,91	17831,763	11143,582		75 046,052
RE-USABLE MUD	0	17660,578	13438,561	0		31099,139
TRANSFERRED TO YARD/RIG	0	0	0	9406,847		9406,847
PERSONNEL	5041	1568,26	2770,46	3936,5		13316,22
EQUIPEMENTS	326,98	915,408	1513,594	3047,802		5803,784
P&E TOTAL WELL	5367,98	2483,668	4284,054	6984,302		19120,004
TRUCKING	372,556	9857,271	6766,117	5764,11		22760,054
PRODUCT TRANSPORT	372,556	7101,271	4061,117	3937,11		15472,054
DIESEL TRANSPORT	0	2756	2705	1827		7288

TAB. C.2 : le cout total et le cout du "waste management"

REAL SECTION/WELL COST	9 205,333	26693,295	30397,825	26113,988	92 410,441
REAL WELL COST/WELL COST					107 519,263
WASTE MANAGEMENT COST					
Waste management cost OBM / HPWBM (Well :NKT-1)					OBM/HPWBM Well : NKT-1
	HPWBM	0,00	0,00	0,00	0 (days)
	OBM	35 937,65	42 617,60	78 555,25	97 (days)
				78,56	97 (days)

Annexes C. Simulation OBM et HPWBM section par section

TAB. C.3 : Récap des coûts de la HPWBM du puits NKT-1

HPWBM					
26"	16"	12"1/4	8"1/2		
194	1411	990	468	3063	
5	29	49	85	168	
SPUD MUD	ULTRADRILL	ULTRADRILL	ULTRADRILL		
COAST(K.UM)	COAST(K.UM)	COAST(K.UM)	COAST(K.UM)	WELL COAST	
622,214	13 514,552	5 819,670	757,422	20 713,858	
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
988,591	3 349,596	2 001,018	1 174,947	7 514,152	
1 853,992	13 447,192	8 207,260	4 665,607	28 174,051	
3 464,797	30 311,340	16 027,948	6 597,976	56 402,061	
1058,741	15722,674	11837,360	0,000	28618,775	
0	0	0	0	0	
1008,200	1568,260	2770,460	3936,500	9283,420	
326,980	642,808	5264,97	1557,602	7792,360	
1335,180	2211,068	8035,430	5494,102	17075,780	
372,556	5888,6	3034,792	2513,457	11809,405	
372,556	5888,6	3034,792	2513,457	11809,405	
0	0	0	0	0	
4 113,792	23 747,303	26771,413	26442,903	81 075,411	
				85 287,246	

TAB. C.4 : Récap des coûts de la section 16” pour les deux types de boues

SECTION	16”	16”
MUD TYPE	VERSADRILL	ULTRADRILL
Minerals	15 207,80 DA	13 514,55 DA
DIESEL	10 968,04 DA	0,00 DA
Base Fluids & Brines	757,51 DA	3 349,60 DA
Specialty Chemicals	7 836,28 DA	13 447,19 DA
RE-USABLE MUD	17 660,58 DA	15 722,67 DA
TRANSFERED TO YARD/RIG	0,00 DA	0,00 DA
PERSONNEL	1 568,26 DA	1 568,26 DA
EQUIPEMENTS	915,41 DA	642,81 DA
P&E TOTAL WELL	2 483,67 DA	2 211,07 DA
TRUCKING	9 857,27 DA	5 888,60 DA
PRODUCT TRANSPORT	7 101,27 DA	5 888,60 DA
DIESEL TRANSPORT	2 756,00 DA	0,00 DA
REAL SECTION/WELL COST	26 693,30 DA	23 747,30 DA

TAB. C.5 : Récap des coûts de la section 12”1/4 pour les deux types de boues

SECTION	12”1/4	12”1/4
MUD TYPE	VERSADRILL	ULTRADRILL
Minerals	7837,536	5 819,670
DIESEL	5652,548	0,000
Base Fluids & Brines	303,762	2 001,018
Specialty Chemicals	4037,917	8 207,260
RE-USABLE MUD	17831,763	16 027,948
TRANSFERED TO YARD/RIG	0	0
PERSONNEL	2770,46	2770,460
EQUIPEMENTS	1513,594	1052,994
P&E TOTAL WELL	4284,054	3823,454
TRUCKING	6766,117	3034,792
PRODUCT TRANSPORT	4061,117	3034,792
DIESEL TRANSPORT	2705	0
REAL SECTION/WELL COST	30397,825	26771,413

Annexes C. Simulation OBM et HPWBM section par section

TAB. C.6 : Récap des coûts de la section 8”1/2 pour les deux types de boues

SECTION	8”1/2	8”1/2
MUD TYPE	VERSADRILL	ULTRADRILL
Minerals	2011,011	757,422
DIESEL	4972,834	0,000
Base Fluids & Brines	251,674	1 174,947
Specialty Chemicals	3908,063	4 665,607
RE-USABLE MUD	0	0,000
TRANSFERED TO YARD/RIG	9406,847	0
PERSONNEL	3936,5	3936,500
EQUIPEMENTS	3047,802	1557,602
P&E TOTAL WELL	6984,302	5494,102
TRUCKING	5764,11	2513,457
PRODUCT TRANSPORT	3937,11	2513,457
DIESEL TRANSPORT	1827	0
REAL SECTION/WELL COST	26113,988	26442,903

TAB. C.7 : différence de coûts de traitement des déchets entre les deux types de boues OBM et HPWBM

type de boue	OBM	HPWBM	
durée du waste management (jours)	97	0	
durée des opérations(jours)	168	168	
durée totale (jours)	265	168	
footage (m)	3063	3063	
total wells operations cost (U.M)	95 339,072	80 764,304	
waste management cost(U.M)	10 534 225,500	0,000	
total well cost (U.M)	10 629 564,572	80 764,304	
différence des coûts (U.M)			10 548 800,268

TAB. C.8 : récap des coûts du traitement des déchets détaillé pour 09 puits différents

well	sub total service U.M	Liner U.M	SC sub total U.M	total cost U.M
well 01	6 171 875,00	1 011 455,00	2 702 034,00	9 885 364,00
well 02	3 380 623,00	1 372 620,00	1 718 200,00	6 471 443,00
well 03	1 053 463,00	1 313 120,00	832 648,00	3 199 231,00
well 04	6 976 596,00	1 390 470,00	3 268 740,00	11 635 806,00
well 05	4 317 319,00	1 089 995,00	2 011 818,00	7 419 132,00
well 06	6 972 351,00	1 110 820,00	3 125 280,00	11 208 451,00
well 07	4 712 853,00	1 239 340,00	2 207 706,00	8 159 899,00
well 08	4 602 123,00	1 250 050,00	2 141 802,00	7 993 975,00
well 09	4 447 608,00	1 345 250,00	2 272 160,00	8 065 018,00
MOYENNE du WM / PUIITS				8 226 479,89

Annexes C. Simulation OBM et HPWBM section par section

well : puits

sub total service : coûts total de la prestation de service (U.M/puits)

Liner : achats du liner en UM

sc sub total : coûts du solides contrôles du waste management

Annexes D

Visualisation des données des divers scénarios

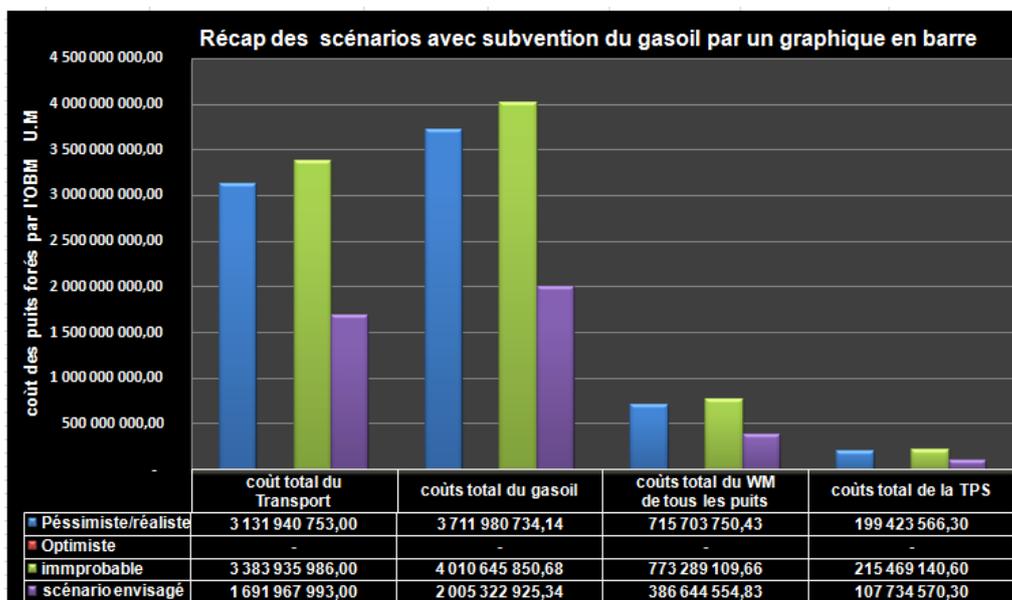


FIG. D.1 : Visualisation des données des divers scénarios

```
ch = menu('Vouler vous avoir les resultat avec subvension','Oui','Non','Sortir');  
switch ch  
case 1  
option = "oui";  
case 2  
option ="non";  
end  
Select_Data  
  
x= Defcal(n_puits,dist,cons,'oui');
```

FIG. D.2 : Script du programme Matlab des divers Scénarios pour la la visualisation simplifiée des résultats

```

% DATA_SELECT
choice = menu('Votre choix','Optimiste','Pessimiste','improbable','Autre','Sortir');
switch choice
    case 1
        n_puits=0;
        prompt = {'distance entre le barycentre des puits et HMD (km)','La consommation moyenne du DSL par puits(m3)'};
        dlg_title = 'Input';
        num_lines = 1;
        defaultans = {'1149','1843'};
        a = inputdlg(prompt,dlg_title,num_lines,defaultans);
        dist =str2double(cell2mat(a(1,1))) ;
        cons = str2double(cell2mat(a(2,1))) ;
    case 2
        n_puits=7;
        prompt = {'distance entre le barycentre des puits et HMD (km)','La consommation moyenne du DSL par puits(m3)'};
        dlg_title = 'Input';
        num_lines = 1;
        defaultans = {'1149','1843'};
        a = inputdlg(prompt,dlg_title,num_lines,defaultans);
        dist =str2double(cell2mat(a(1,1))) ;
        cons = str2double(cell2mat(a(2,1))) ;
    case 3
        n_puits=94;
        prompt = {'distance entre le barycentre des puits et HMD (km)','La consommation moyenne du DSL par puits(m3)'};
        dlg_title = 'Input';
        num_lines = 1;
        defaultans = {'1149','1843'};
        a = inputdlg(prompt,dlg_title,num_lines,defaultans);
        dist =str2double(cell2mat(a(1,1))) ;
        cons = str2double(cell2mat(a(2,1))) ;
    case 4
        prompt = {'donner le nombre de puits','la distance'};
        dlg_title = 'Input';
        num_lines = 1;
        defaultans = {'47','1843'};
        a = inputdlg(prompt,dlg_title,num_lines,defaultans);
        n_puits =str2double(cell2mat(a(1,1))) ;
        dist = str2double(cell2mat(a(2,1))) ;
end

```

FIG. D.3 : Script du programme Matlab des divers Scénarios pour la la visualisation simplifiée des résultats