

République algérienne démocratique et populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

N° Série:...../2022

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des hydrocarbures, des énergies renouvelables et des sciences de la terre et de l'univers

Département de forage et mécanique des chantiers pétroliers

Mémoire de

MASTER PROFESSIONNEL

Specialité: Forage

Présenté par:

Adamou Ghezlane, Fouathia Mohamed Amine et Mokhbi Lotfi

Thème:

**Etude statistique du temps non productif au niveau du champs de Hassi
Messaoud**

Soutenu le: 13 juin, 2022

Jury:

FENAZI Billal:	MAA - President	UKM Ouargla
MECIBAH Ilyes:	MCB – Examineur	UKM Ouargla
ATLILI Mohamed El Hadi:	Cadre Supérieur Sonatrach Examineur	UKM Ouargla
DOBBI Abdelmadjid:	Pr – Encadreur	UKM Ouargla
DOUCHANE Sadek :	Doctorant – Co-Encadreur	UKM Ouargla

Année universitaire: 2021-2022

DEDICACE:

Je dédie ce travail

A la prunelle de mes yeux ce qui m'a poussé matériellement et surtout moralement à la femme la plus proche et toujours fière de moi

EL walida rabi yarham'ha

A la personne qui a sacrifié sa vie pour moi et a pris le défi pour mes études à l'homme qui m'a éclairé le chemin de la réussite

A toi mon chère père

A mon chère frère **Hichem** mon bras droit et sa femme

A mes chères sœurs **Asma, Amira et Amani**

A ma chère **Sabrina Yakoubi** pour son aide et son soutien

A mes camarades **Aymen, Said, Salah, Iyed, Yazid, Zine labidine et Ghezlane**

A tous ce que j'ai oublié de mentionner leurs noms et qui m'aiment.

Auteur : Lotfi Mokhbi

Je dédie ce travail

A mon père, pour son soutien, son affection et la confiance qu'il m'a accordé, vous resterez toujours mon guide, inspirateur et ma bibliothèque préférée,

A ma mère pour son amour, ses encouragements et ses sacrifices, je resterai toujours ton grand homme avec un grand H,

A la mémoire de ma chère grand-mère,

A ma sœur **Khadidja** et son mari, a **Cici** et mes frères **Salah Eddine** et **Abdelhamid**

A ma chère Khouloud Selatni

A tous mes amis **Lotfi, Zinou, Yazid, Iyed, Abdou, Haithem, Djalel, Malek et Ghezlane** et tout ce qui m'aiment.

Auteur : Fouathia Mohamed Amine

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail,

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études

A mon très cher père, pour ses encouragements et son soutien
Que ce travail traduit ma gratitude et mon affection

A ma sœur **Sihem** et **Meriem**, a mes frères **Ibrahim** et **Amine**

A mes meilleurs amis, **Meriem, Zineb, Saada, Celia, Salsabile, Lotfi et Aymen**

A mon cher encadrant Mr. Dobbi Abd elmadjid

Auteur : Ghezlane Adamou

Remerciement:

Nous tenons tout d'abord à remercier en premier lieu ALLAH le tout puissant, pour nous avoir donné autant de courage, de patience et de volonté pour atteindre ce but.

Mes premiers remerciements vont à mon encadrant de mémoire monsieur le Pr. Dobbi Abdelmadjid d'avoir accepté de suivre nos travaux de recherche, et pour ses conseils judicieux. Nous sommes très fiers de travailler avec vous et de bénéficier de votre expérience

Nous tenons à remercier notre Co-encadrant Mr.Sadek Douchane pour sa disponibilité, sa rigueur dans le travail et le partage de ses connaissances scientifiques. Ce fut un grand plaisir de travail avec lui.

Nous tenons à remercier vivement Les membres du jury :

Dr FENAZI Billal le président de jury

Dr MECIBAH Ilyes l'examineur

ATLLI Mohamed El Hadi le Cadre supérieure expert SONATRACH

Enfin, que toutes les personnes ayant contribuées de près ou de loin, à la réalisation de ce travail, soient chaleureusement remerciées.

Sommaire:

Dédicace	II
Remerciement	III
Sommaire	IV
Liste des Figures	VII
Liste des Tableaux	IX
Les abréviations	X
Introduction Générale	1

Chapitre I: Généralités sur le champ de HASSI MESSAOUD

I.1. Introduction	4
I.2. Situation géographique (3)	4
I.3. Cadre géologique (3)	4
I.4. Structure du champ (4)	6
I.5. Zones et numérotations des puits (4).....	6
I.5.1. Champ Nord.....	6
I.5.2. Champ Sud.....	7
I.6. Historique du champ (5).....	8
I.7. Description du réservoir (5).....	8
I.8. Description de la série stratigraphie (5).....	9
I.8.1. Le Paléozoïque (6)	10
I.8.1.1. Niveau R3 (6).....	10
I.8.1.2. Niveau R2 (6).....	10
I.8.1.3. Niveau Ra (6)	11
I.8.1.4. Niveau Ri (D5) ; R95 à R70 (7).....	12
I.8.2. Le mésozoïque (8)	13
I.8.2.1. Le Trias (8).....	13
I.8.2.2. Jurassique (8)	13
I.8.2.3. Le Crétacé (8).....	13
II.1. Introduction	16

II.2. Perte de circulation (9)	16
II.2.1. Perte totale ou partielle	16
II.2.1.1. Indices de perte de circulation partielle	16
II.2.1.2. Indices de perte de circulation totale (9).....	17
II.2.2. La filtration	17
II.2.2.1. Cake externe	17
II.2.2.2. Cake interne	17
II.2.2.3. Zone envahie.....	17
II.2.3. Type de perte	18
II.2.3.1. Perte naturelle	18
II.2.3.2. Pertes par craquage	19
II.3. Le coincement	19
II.3.1. Identifications, types et résolution des coincements	22
II.3.1.1. Collage par pression différentielle.....	22
II.3.1.2. Coincement par bourrage de l'espace annulaire	22
II.3.1.3. Coincement du a l'instabilité des parois	22
II.4. Venue	23
II.4.1. Signes indicateurs de venues	23
II.4.1.1. Signes précurseurs d'une venue.....	23
II.4.1.1.1. Augmentation de la vitesse d'avancement.....	23
II.4.1.1.3. Diminution de la densité des argiles	24
II.4.2. Signe positif d'une venue	24
II.4.2.1. Signe positif d'une venue en cour de forage.....	24
II.4.2.2. Signe positif d'une venue en cours de manœuvre	24
III.1. Introduction.....	27
III.2. Les problèmes de fonds de puits.....	29
III.2.1. La perte de circulation.....	29
III.2.2. Trou étroit (Ramonage).....	31
III.2.3. Faible vitesse d'avancement ROP (Rate of pénétration)	33
III.2.4. Shoe Bond Test (SBTP) (16)	34
III.2.5. Formation Integrity Test	35
III.2.6. Bourrage de l'outil	35
III.3. Coincement de la garniture de forage (Stuck Pipe).....	35

III.4. Les venues de fluide de formation (KICK)	37
III.5. Réparation des pompes de forage	38
III.6. Analyse du temps non productif et des coûts	38
IV.1. Introduction	42
IV.2. Le Machine Learning (ML) (17)	43
IV.3. Rapid Miner (17)	43
IV.3.1. Prétraitement et préparation des données	43
IV.3.2. Elaboration du modèle	47
IV.3.2.1. L'opérateur Cross Validation	47
IV.3.2.2. Implémentation du modèle	47
IV.3.2.3. La performance du modèle	48
IV.3.2.4. Le choix du modèle	49
IV.3.3. Optimisation de modèle	52
IV.3.4. La simulation de modèle	54
Conclusion et Recommandations	57
Bibliographique	59

Liste des figures:

Figure I.1: Situation géologique du champ Hassi Messaoud.....	5
Figure I.2: Zonation du champ de Hassi Messaoud	7
Figure I.3: Coupe stratigraphique d'un puits du champ de Hassi-Messaoud.....	9
Figure II.1: Perte naturelle	18
Figure II.2: Perte par craquage	19
Figure II.3: représentation le phénomène de Collage par pression différentielle	20
Figure II.4: Représentation de phénomène de coincement mécanique.....	21
Figure II.5: Représentation de phénomène coincement du a l'instabilité des parois	21
Figure III.1: Carte d'inventaire de l'emplacement des puits sélectionnés pour notre étude (différents coloris pour différentes zones géographiques).....	27
Figure III.2: Secteur de la proportion des différentes catégories de NPT étudiés par rapport au NPT global.	28
Figure III.3: Répartition de la durée (histogramme en bleu) et des coûts (courbe en rouge) du NPT de la perte de circulation en fonction des phases	30
Figure III.4: Répartition de la durée (histogramme en bleu) et des coûts (courbe en rouge) du NPT du ramonage en fonction	32
Figure III.5: Répartition de la durée (histogramme en bleu) et des coûts (courbe en rouge) du NPT due à une faible ROP en fonction des phases.....	34
Figure III.6: Répartition de la durée (histogramme en bleu) et des coûts (courbe en rouge) du NPT des coincements en fonction des phases	36
Figure III.7: Répartition de la durée (histogramme en bleu) et des coûts (courbe en rouge) du NPT des venues de fluide de formation en fonction des phases.....	37
Figure IV.1: Tableau de l'en-tête de la base de données à l'état brut	44
Figure IV.2: Tableau de l'en-tête de la base de données après sélection des attributs.	45
Figure IV.3: Tableau de l'en-tête de la base de données après définition de l'attribut U/P comme un label.....	46
Figure IV.4: Schéma descriptif des principales étapes de traitement des données	46
Figure IV.5: Schéma descriptif d'une Cross validation contenant l'algorithme 'decision tree'	48
Figure IV.6: Exemple de matrice de confusion pour évaluer la performance du model decision tree	49
Figure IV.7: Schéma de fonctionnement de Deep Learning	50

Figure IV.8: Schéma de fonctionnement de Random Forest	50
Figure IV.9: Schéma de fonctionnement de Decision Tree	51
Figure IV.10: Schéma descriptif d'implémentation des trois algorithmes	52
Figure IV.11: Schéma descriptif du process d'optimisation de la decision tree	53
Figure IV.12: Résultats de l'optimisation de la decision tree, classés par ordre décroissant de l'accuracy	54
Figure IV.13: Schéma descriptif du process d'implémentation du simulateur de decision tree	55
Figure IV.14: Représentation du simulateur élaboré pour prévoir la probabilité d'occurrence du NPT	56

Liste des tableaux:

Tableau III.1: Tableau comparatif des durées et coûts des NPT et de leur fréquence.....39

Tableau IV.1: Résultats des performances des trois algorithmes.....52

Abréviations:

API: American Petroleum Institute

BALL: Bit Balling

BHA: Bottom Hole Assembly

BOP: Blow Out Preventer

C.F.P.A: Compagnie Française des Pétroles d'Algérie.

CEMT: Cement

CSGF: Casing Failure

DPRB: Down Hole Problem

DTM : Démontage Transport Montage.

ECD: Equivalent Circulation Density.

ENAFOR : Entreprise Nationale Algérienne De Forage.

ENTP : Entreprise Nationale des Travaux des Puits.

EXCS: Excess

FITP: Formation Integrity Test Pressure

FLUD: Fluid

GWDC: Great Well Drilling China.

HMAN: Human

HMD: Hassi Messaoud

Hr: Heure

ID : Inter Drain

KDA: Kilo-Dinars

LD1: Lias Dolomitique 1

LD2: Lias Dolomitique 2

LD3 : Lias Dolomitique 3

Lpm: litre par minute.

LS1: Lias Salifère 1

LS2: Lias Salifère 2

MISC: Misceallineous

NDIL: Nabors Drilling.

NPT: Non Productive Time

Pf: Pression de fond

PG: Pression de Pore

Psi: pound square inch.

ROP: Rate Of Penetration.

RREP: Rig Repair

SBTP: Shoe Bond Test Pressure

SFAL: Surface Failure

Sg: Specific Gravity.

SINOPAEC: China Petroleum And Chemical.

SN.REPAL: Société Nationale de Recherches et d'Exploitation en Algérie.

STUC: Stuck

TCI: tungstin cobalt insert.

TGHT: Tigh Hole

UCS : résistance à la compression uni-axiale.

Introduction Générale:

Le coût du forage pétrolier est un paramètre primordial pour déterminer le rendement financier d'un investissement pétrolier, le Temps Non Productif est l'un des paramètres qui peut avoir une incidence financière négative sur le coût de baril du pétrole.

La réduction des coûts globaux d'un forage pétrolier représente un des objectifs principaux de la recherche dans l'industrie pétrolière durant ces dernières décennies. En effet, la maîtrise des coûts et la qualité sont devenues indispensables pour la réussite de n'importe quel projet, car la performance des opérations de forage est un enjeu technico-économique crucial.

Aussi, il y a lieu de signaler que des études récentes montrent que le montant global des activités de forage représente la moitié du budget alloué à tout projet d'exploitation et de développement. Ce coût peut considérablement augmenter en raison de l'existence de divers problèmes opérationnels, qui peuvent provoquer une augmentation imprévisibles du temps non productif et une diminution du taux d'avancements des opérations.

Ces sérieux arrêts non productifs génèrent très souvent des pertes comptabilisées en millions de Dinars. Alors des études de performance approfondies de ce genre de contraintes pourront réduire ce temps non productif et par conséquent les coûts si les origines de ces problèmes sont mises en évidence et les conditions des terrains sont bien maîtrisées (1).

Parmi ces NPT, on peut distinguer ceux qui sont spécifiques, c'est-à-dire relatifs à un champ particulier ou une zone géographique bien déterminée. Cela dépend grandement de la géologie du champ, des caractéristiques petrophysiques des formations et de la nature lithologique des roches. Très récurrents, et d'origines variées, ils peuvent avoir un impact négatif et irrémédiable sur le déroulement des opérations, jusqu'à même conduire un abandon du forage d'un puits donné. On peut néanmoins les regrouper dans trois catégories principales à savoir :

- Les Pertes de circulation
- Les coincements de la garniture de forage
- Les Venues de fluides de formation

En revanche, d'autres problèmes plus généralistes et indépendants du champ pétrolier peuvent survenir. Loin d'être négligeables, ils sont tout autant plus budgétivores que les

précédents. Leurs origines sont principalement d'ordre opérationnel et logistique et dépendent grandement de la qualité de service ainsi que de la fiabilité d'équipements mis à la portée des opérateurs pétroliers par les divers fournisseurs et contracteurs des entreprises du domaine (2).

Dans la région de Hassi Messaoud, selon des statistiques tirées au cours des dix dernières années, il est démontré que le problème de perte de circulation est l'incident le plus dominant. Cela, a été explicitement illustré à travers l'étude que nous avons effectuée durant ce projet et qui reprend, pas moins de 188 puits forés tous à Hassi Messaoud, et cela durant les cinq dernières années. Les résultats confirment le constat formulé plus haut, à savoir que les problèmes de perte de circulation sont les plus fréquents et les plus coûteux.

Cette étude doit aboutir à des résultats permettant de réduire sensiblement le temps non productif en termes de coût sans pour autant perdre de vue la qualité des puits.

Ce mémoire est structuré en quatre chapitres distincts. Le premier chapitre décrit de manière sommaire, mais explicite la situation géographique du champ de Hassi Messaoud, son historique, sa structure, sa stratigraphie et son découpage géologique. Le second chapitre, relate les principaux problèmes caractéristiques à un champ, leurs origines, leurs mécanismes d'occurrence et les solutions pour y remédier ou dans d'autres cas de les contrôler.

Le troisième et les quatrième chapitres représentent la colonne vertébrale de notre projet de fin d'études. Le troisième aborde l'analyse qualitative et quantitative de 188 puits. Cette étude d'envergure a levé le voile sur l'importance de ces NPT en termes de durée et de coût, leur fréquence d'occurrence et cela pour chaque phase de forage ainsi que les formations géologiques sujettes à ces problèmes, tout cela accompagné d'explications détaillées sur les origines probables de ces problèmes.

Alors que le dernier chapitre détaille pas à pas l'élaboration d'une intelligence artificielle, capable de prévoir la probabilité d'occurrence d'un NPT sur une opération donnée pour les futurs puits qui pourront être forés, en fonction de plusieurs paramètres prédéfinis par nos soins. Cette IA a été entraînée, testée et validée grâce à la base de données préalablement traitée et qui a été utilisée dans le chapitre précédent pour qu'in fine, aboutir à un simulateur performant.

CHAPITRE I

Généralités sur le champ de HASSI

MESSAOUD

I.1. Introduction:

Le champ de Hassi-Messaoud représente l'un des champs les plus complexes au monde. Durant l'histoire géologique, ce champ a subi d'une part une évolution tectonique intense caractérisée par des phases compressives distinctives. D'autre part, par la transformation diagenétique dans le réservoir, lors de son enfouissement au cours des temps géologiques, jusqu'à ce que le gisement ait pris la forme ou la configuration actuelle. Ces événements peuvent quelques fois améliorer les paramètres pétro-physiques (fracturation hydraulique naturelle, la dissolution etc....) comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité la cimentation due aux phénomènes de pression solution, la création de matrices de petits grains etc....).

I.2. Situation géographique (3):

Le champ de Hassi Messaoud se situe à 850 km Sud-Est d'Alger (650 km à vol d'oiseau) et à 350 km de la frontière Tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 2500 km² avec une surface imprégnée d'huile d'environ 1600 km². Sa localisation en coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante de:

- 790.000 à 840.000 Est,
- 110.000 à 150.000 Nord.

En coordonnées géographiques :

- Au nord par latitude 32° 15',
- A l'ouest par la longitude 5° 40',
- Au Sud par latitude 31° 30',
- A l'Est par la longitude 6° 35'.

I.3. Cadre géologique (3):

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique, à l'Est de la dépression d'Oued Mya dans le district IV qui, par sa superficie et ses réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie qui s'étend sur près de 2500 km² de superficie. Il est limité :

- Au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla (Gellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui),
- Au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb,

I.4. Structure du champ (4):

La structure de Hassi Messaoud se développe en un vaste anticlinal sub-circulaire de 45 km de diamètre, de direction : Nord – Est/ SUD- Ouest. Il est partiellement fissuré et les fissures sont dues aux mouvements tectoniques des plaques qui ont fait que la structure est devenue anticlinale. Les réservoirs ont subi une fracturation hydraulique naturelle.

Les accidents affectant le réservoir sont de deux types :

- Les failles de direction subméridienne et ainsi que les autres failles, perpendiculaires de direction Nord-Ouest / sud-est, font ressortir le caractère tectonique de la région,
- Les cassures sans rejets qui ont un grand effet sur la fracturation du réservoir

Du point de vue caractéristique de réservoir, le gisement de Hassi Messaoud est défini dans une trilogie parfaite :

- Hétérogène sur le plan vertical et horizontal,
- Discontinu du point de vu de l'écoulement des fluides,
- Anisotrope : par la présence de silt et l'existence de matrice de petit grains.

I.5. Zones et numérotations des puits (4):

Le champ de Hassi Messaoud demeure traditionnellement divisé en Hassi Messaoud Nord et Hassi Messaoud Sud.

Actuellement, le champ est subdivisé en 25 zones de production. Ces zones sont relativement indépendantes, correspondant à un ensemble de puits qui communiquent entre eux lithologiquement et se comportent de la même manière de point de vue pression.

Le champ de Hassi Messaoud est divisé d'Est en ouest en deux parties distinctes : Le champ sud et le champ Nord, chacun a sa propre numérotation.

I.5.1. Champ Nord (4):

C'est une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, exemple :

Omo38, Onm14, Ompz12

Ou :

O : Majuscule, permis d'Ouargla.

m: superficie de la zone à huile: 1600 km².

o : Minuscule, superficie de la zone à huile de 100 km²

3 : Abscisse, et 8 : Ordonnée.

I.5.2. Champ Sud (4):

La numérotation des zones est chronologique. Ex : MD1, MD2, MD3,...MDZ509*, MDZ557* (voir Figure I.2).

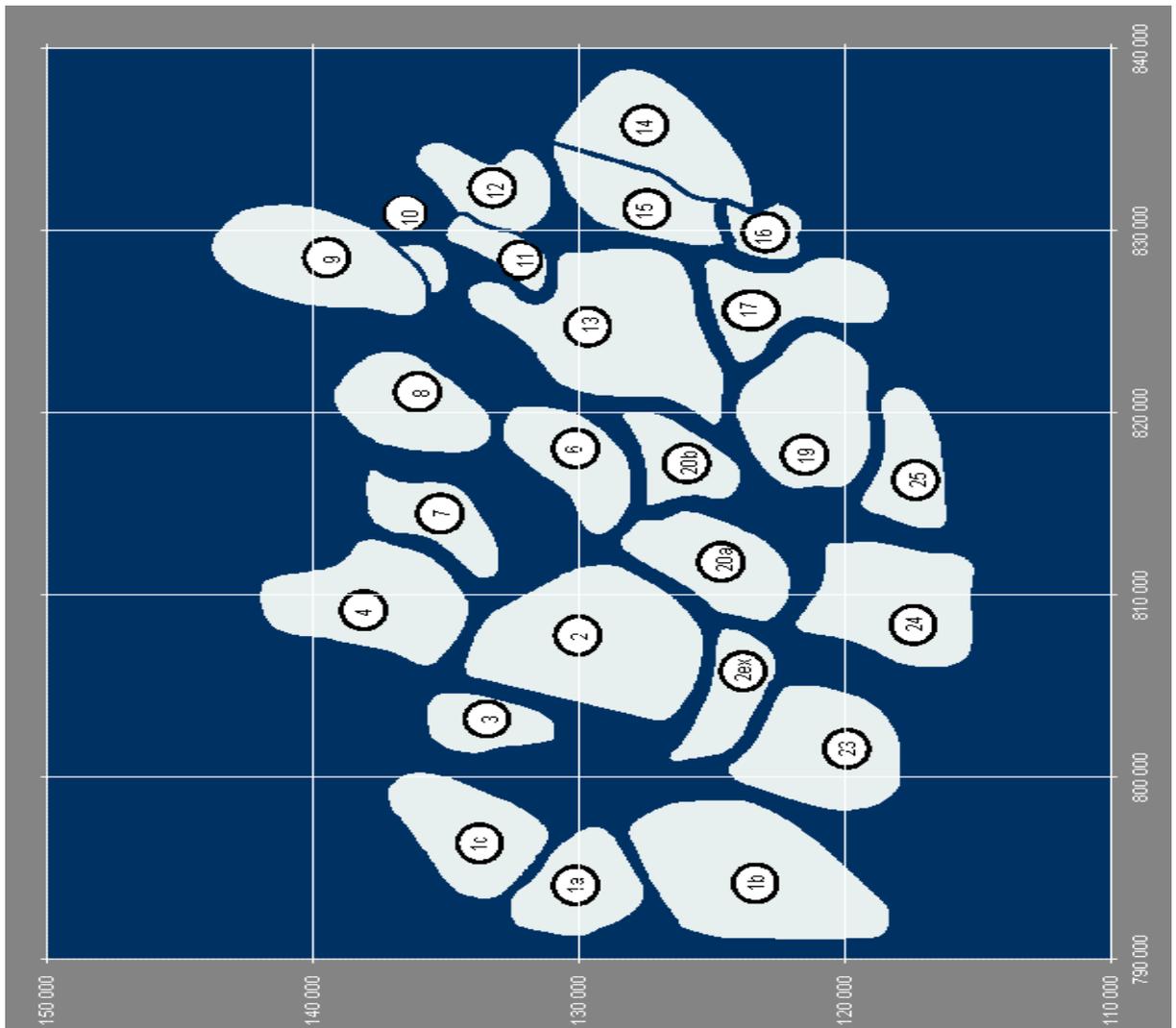


Figure I.2: Zonation du champ de Hassi Messaoud (4).

I.6. Historique du champ (5):

Le gisement de Hassi Messaoud a été découvert le 16 janvier 1956 par le premier forage MD1, Implanté suite à une campagne sismique réfraction non loin du puits chamelier de Hassi Messaoud.

Le 15 juin de cette même année, ce forage a découvert à 3338 mètres de profondeur de l'huile dans les grès du Cambrien.

En mai 1957, à 7 km au Nord - nord-ouest de MD1, le forage OM1, foré par la C.F.P.A confirmait l'existence d'une quantité très importante d'huile dans les grès du Cambrien.

Le gisement fut donc couvert par deux concessions distinctes :

- Au Nord la C.F.P.A,
- Au sud la SN.REPAL.

La limite coupe le champ dans le sens Est - Ouest en deux parties sensiblement égales.

I.7. Description du réservoir (5):

Le champ de Hassi Messaoud fait partie de la province orientale de la plateforme saharienne. Cette province contient les principales accumulations d'hydrocarbures du Sahara, les réservoirs sont principalement constitués par différents niveaux gréseux du Cambro-ordovicien et du Trias. Sa profondeur varie entre 3100 et 3380 m. Son épaisseur va jusqu'à 200 m. L'huile est légère avec un degré API de 45.4. Sa pression initiale évaluée dans le puits est de 482 kg/cm² pour un point de bulle compris entre 140 kg/cm² et 200 kg/cm².

A Hassi Messaoud les hydrocarbures se trouvent dans le cambro-ordovicien qui se subdivise de haut en bas en :

- Grès de Hassi Messaoud,
- Grès d'EL- GASSI (partie inférieure de l'argilo- gréseuse d'Oued Maya). Du fait de la discordance Hercynienne, il a été érodé sur une bonne partie et c'est le Trias salifère qui constitue la couverture du réservoir.

Les argiles noires du Silurien, à 40 km au Nord – Ouest de Hassi Messaoud, riches en Kérogène (matière organique), sont supposées être la roche mère.

I.8. Description de la série stratigraphique (5):

Du point de vu stratigraphie (Figure I.3).

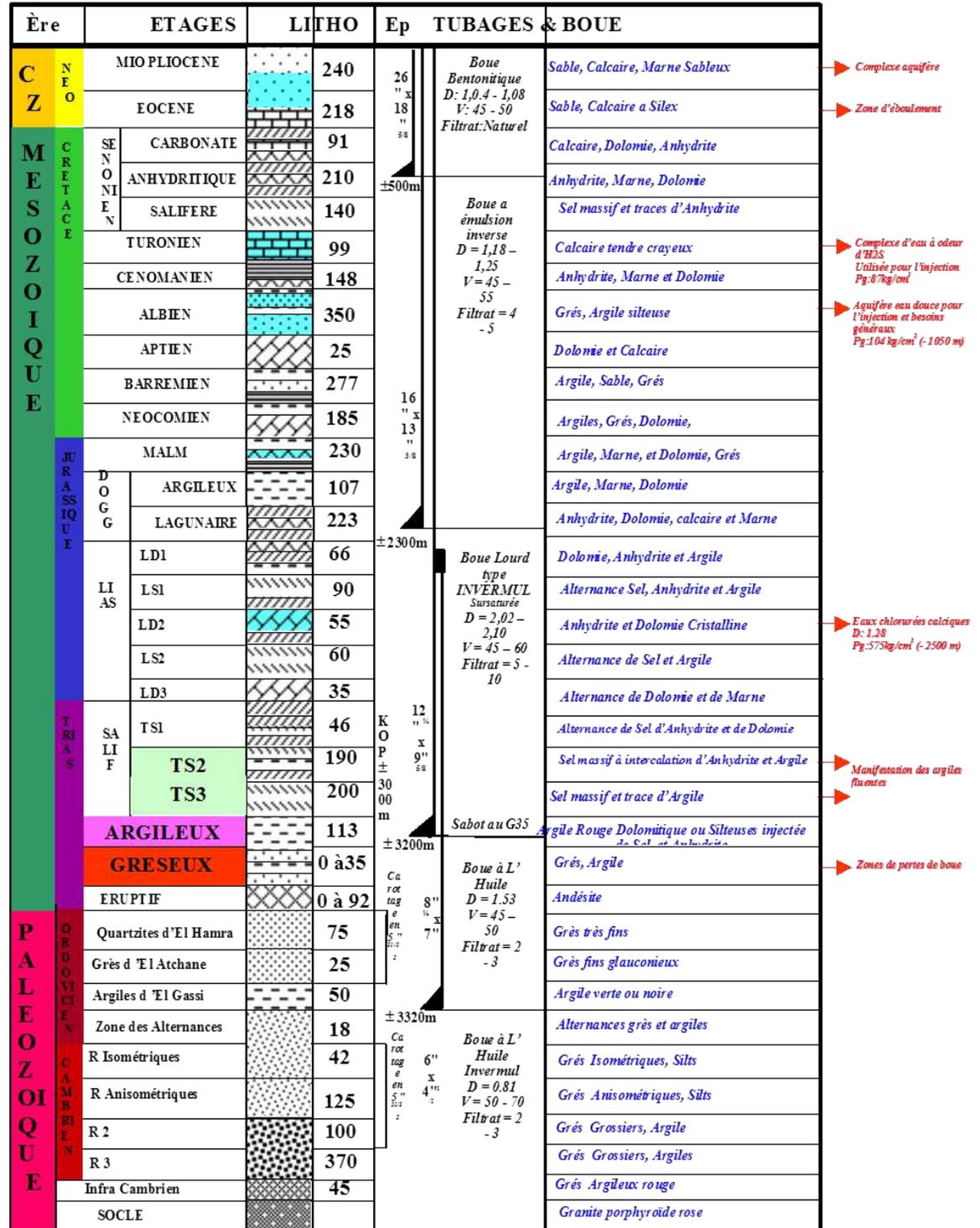


Figure I.3: Coupe stratigraphique d'un puits du champ de Hassi-Messaoud (5).

la zone de Hassi Messaoud est constituée de haut et bas par :

I.8.1. Le Paléozoïque (6):

Les termes postérieurs à l'ordovicien sont absente dans la partie centrale de la structure, alors que sur la périphérie du champ la série stratigraphique est la plus complète, représentée de la base vers le haut par :

- Le Socle,
- L'Infracambrien,
- Le Cambrien,
- L'Ordovicien.

On y distingue trois lithozones R1 (Ra +Ri), R2 et R3.

I.8.1.1. Niveau R3 (6):

Il se caractérise par :

- Une épaisseur moyenne (non érodée) de 270m,
- Du sable et graviers, grossiers et mal classés ; constitué principalement de quartz, Feldspath, le mica et les autres minéraux tel que la sidérite et les minéraux lourds,
- De 30 % d'argile (illite et kaolinites) en moyenne,
- Il est très peu perméable,
- Sa saturation en eau est prise en considération toujours, dans 70 à 80% des zones du champ HMD.

I.8.1.2. Niveau R2 (6):

Il se divise en deux sous niveaux :

Le R2C, et le R2AB, le niveau R2 se caractérise par :

- Une épaisseur moyenne (non érodée) de 80m,
- Des grains encore mal classés mais de sphéricité améliorée,
- De 17 % d'argile en moyenne,
- Une perméabilité améliorée dans le R2AB,
- Sa saturation en eau est à prendre en considération toujours.

I.8.1.3. Niveau Ra (6):

Le Ra est subdivisé en 3 zones sédimentologiques.

Il se caractérise par :

- Une épaisseur moyenne (non érodée) de 120m,
- Dépôt dans un environnement de plaine alluviale côtière de topographie très plane,
- Une unité de sédimentation décimétrique à stratification oblique, organisée en structure sédimentaire d'épaisseur métrique en forme de gouttière,
- Direction de courant : Sud Nord,
- Les grains sont plutôt sphériques toujours mal classés,
- De 5 à 15 % d'argile (illite et surtout kaolinite),
- Les couches sont constituées d'une succession de dépôts de sables grossiers et bien classé, avec une faible teneur en argile et de dépôts de sables plus fins, moins classé, avec intercalations d'argiles (silts) discontinues,
- La compaction des sédiments, la dissolution puis les dépôts de la silice ont réduit la perméabilité et la porosité à leur valeur actuelle,
- Le passage R2-Ra est marqué par une augmentation de la réponse des diagraphies Gamma Ray, Induction et Neutron due à :
 - La diminution de la teneur en argile avec une augmentation du pourcentage de kaolinite,
 - La diminution de la porosité (10-11% à 8-9%),
 - La diminution de la teneur en argile, le meilleur classement des grains et l'amélioration de leur sphéricité font que la perméabilité du Ra est plus élevée que dans les autres niveaux.
- Malgré la forte hétérogénéité des couches individuelles, la zone Ra a été subdivisé en trois sous zones et 5 drains compris entre des repères diagraphiques et pétro physiques corrélables de puits à puits.

I.8.1.3.1. Zone I (D1, ID, D2) ; R200 à R140 (7):

La Zone grossière inférieure est subdivisée de bas en haut par :

- Le drain D: constitué de grés grossiers et silts mal classés, et argile avec intercalations de sables propres et mieux classés,
- Le drain ID (l'inter drain): constitué de grés fins, de silts et d'argiles à la base et au sommet,
- Le drain D2: il a de bonnes caractéristiques du réservoir.

I.8.1.3.2. Zone II (D3) ; R140 à R130 (7):

La zone II, appelée zone fine intermédiaire ou aussi Drain D3. Elle est constituée de:

- Grain plus petits, mieux classés, de meilleure continuité latérale,
- Nombreuses passées d'argiles et de silts,
- Grains plus grossiers et moins bien triés au sommet.

I.8.1.3.3. Zone III (D4), R130 à R95 (7):

La zone III, appelée zone grossière supérieure ou Drain D4. Elle est constituée de Couche de grés plus grossiers à la base avec des caractéristiques semblables à celles de la zone I.

I.8.1.4. Niveau Ri (D5) ; R95 à R70 (7):

Il se caractérise par :

- Une épaisseur moyenne (non érodée) de 45 m,
- déposé sur le Ra après une période d'érosion qui a pu éliminer le D4 à l'Est et au Sud Est du champ,
- Dépôt en zone calme,
- 30 % d'argile environ,
- Taille de grain faible et bon classement,
- Une bonne continuité des couches,
- Une faible perméabilité.

I.8.2. Le mésozoïque (8):**I.8.2.1. Le Trias (8):**

Il repose en discordance sur le Cambrien, au centre et sur l'Ordovicien aux flancs de la structure. Il est subdivisé en quatre unités :

- Trias éruptif,
- Trias Gréseux,
- Trias Argileux,
- Trias Salifère.

I.8.2.2. Jurassique (8):

Son épaisseur moyenne est de 844 mètres, c'est un ensemble argilo-gréseux à intercalations de calcaire au sommet (Malm) avec alternances de faciès lagunaires et marins à la base (Dogger et Lias).

- Le Malm,
- Le Dogger:

Il est subdivisé en deux formations, le Dogger lagunaire à la base et le Dogger argileux.

- Le Lias:
 - Le Lias dolomitique 3(LD3),
 - Lias salifère 2(LS2),
 - Lias dolomitique 2(LD2) d. Lias salifère 1(LS1),
 - Lias dolomitique1 (LD1).

I.8.2.3. Le Crétacé (8):

Son épaisseur moyenne est de 1620 mètres. Il est constitué de sept étages. De la base au sommet on distingue :

- Le Néocomien.
- Le Barrémien.
- L'Aptien.

- L'Albien.
- Le Cénomanién.
- Le turonien.
- Le sénonien.

Son épaisseur moyenne est de 450 mètres. Il est constitué de deux types de formations :

- Le sénonien lagunaire,
- Le sénonien carbonaté Le Cénozoïque.

Il est constitué de calcaire dolomitique à l'Eocène et d'un recouvrement de type sableux au Mio-Pliocène.

- Eocène,
- Mio-Pliocène.

CHAPITRE II

Les incidents caractéristique du champ de HASSI MESSAOUD

II.1. Introduction:

Le forage de chaque type de formation exige de techniques particulières. Les opérations de forage des puits pétroliers sont souvent confrontées à divers problèmes (coincements, pistonnage, pertes de la boue et venues) liées à la nature des formations traversées, à l'état des équipements utilisés, aussi, la maîtrise des opérations de forage est liée surtout au choix des paramètres de forage.

Ces incidents augmentent le temps non productif de forage et génèrent très souvent des pertes des millions de Dinars.

Selon des études récentes les problèmes majeurs rencontrés durant le forage peuvent être regroupés comme suit:

- Perte de circulation,
- Coincement,
- Venue.

II.2. Perte de circulation (9):

Les pertes de circulation sont la conséquence logique des déséquilibres de pression, existante ou créés, entre le milieu traversé et le fluide utilisé en forage.

La perte de la boue dans les formations peut se produire en deux formes qui sont :

II.2.1. Perte totale ou partielle (9):

Si le diamètre des pores est supérieur aux diamètres des argiles en suspension dans ce cas la perte est dite totale ou partielle.

II.2.1.1. Indices de perte de circulation partielle (9):

Les indices d'une perte de circulation partielle sont:

- Diminution du niveau de la boue sur les bacs (on doit s'assurer que cette diminution ne revienne pas au fonctionnement des pompes de forage)
- Le niveau de la colonne de boue diminué partiellement si les pompes de forage en arrêt (cas de manœuvre)

II.2.1.2. Indices de perte de circulation totale (9):

Dans une perte de circulation totale, on peut observer les indices suivants :

- En cours de forage il n'y a pas de retour de la boue.
- Diminution brusque du niveau hydrostatique de la boue durant le manœuvre

II.2.2. La filtration (10):

Si le diamètre des pores est inférieur à une partie des éléments argileux en suspension dans la boue, ces éléments se déposent sur la paroi formant un film appelé cake et une partie de fluide de base (filtrat) envahissant les formations perméables, la perméabilité de ce cake conditionne la filtration.

II.2.2.1. Cake externe (10):

Le cake externe se forme à partir des particules solides minérales ou organiques déposées sur la paroi du trou lors du forage, ce cake consolide les parois du puits et par conséquent réduit l'infiltration de la boue dans la formation. L'élimination de ce cake se fait mécaniquement par grattage ou par produits chimiques (des solutions acides ou lavage aux solvants). Cake interne sur les abords des puits.

II.2.2.2. Cake interne(10):

Est formé par des particules solides fines provenant de fluide de forage ou du laitier du ciment, ces particules ont des diamètres inférieurs aux diamètres des pores, ce cake forme un film très mince déposé aux abords immédiats du puits et bloque les pores et par conséquent rendit la perméabilité des formations.

II.2.2.3. Zone envahie(10):

La zone envahie par les filtrats de la boue et du laitier du ciment vient juste à l'arrière du cake interne, cette filtration peut modifier les caractéristiques du milieu poreux.

Pertes de circulation : Si la circulation se maintient même à une très faible valeur la perte est dite partielle et il y aura un retour de boue vers les équipements de traitement mécanique. Si la circulation ne se maintient plus, dans ce cas, la perte est dite totale, dans ce cas le puits se vide jusqu'à une côte qui peut équilibrer la pression propre de la formation.

II.2.3. Type de perte (11):

La perte de circulation peut se manifester sous deux formes :

- Perte de circulation naturelle.
- Perte de circulation par craquage

II.2.3.1. Perte naturelle (11):

Les pertes de circulation naturelles se produisent dans les vides de la roche (pores, fissures, fractures), lorsque $P_{\text{boue}} > P_{\text{couche}}$ (voir la Figure II.1), elles peuvent se produire aussi dans les formations suivantes:

- Les formations à grande perméabilité:
- Les formations très mal consolidées (sable, gravier, etc.).
- Les formations cavernueuses, fissurées à forte perméabilité (sable, grès).

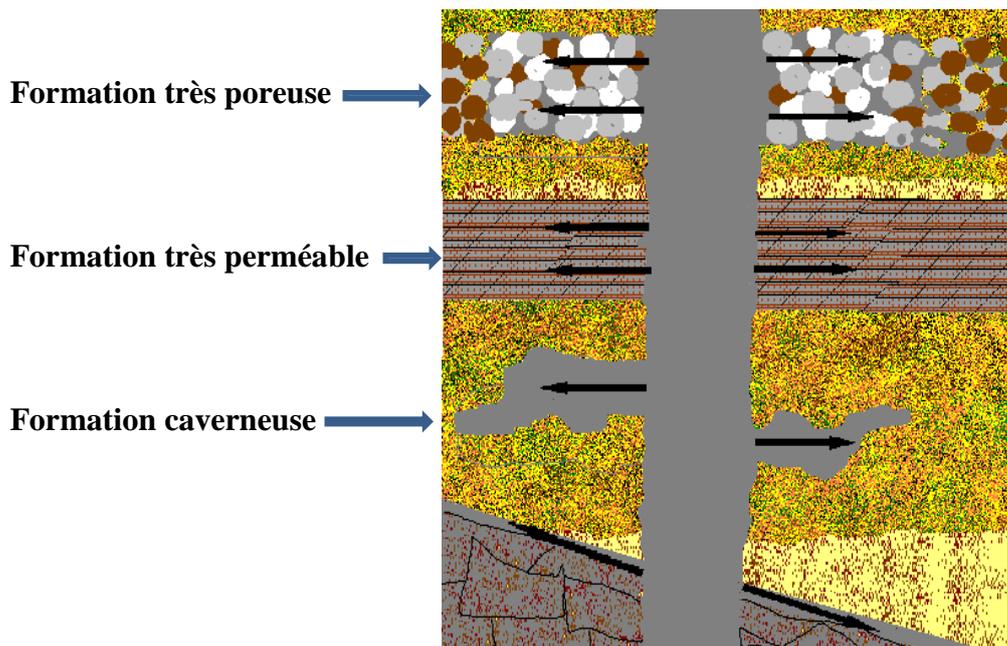


Figure II.1: Perte naturelle (11).

II.2.3.2. Pertes par craquage (9):

Elles se produisent dans les vides créés (fissures ou fractures) lorsque la pression exercée par la boue est supérieure à la pression de fracturation de la roche $P_{\text{boue}} > P_{\text{frac-}} > P_{\text{roche}}$ (voir la Figure II.2).

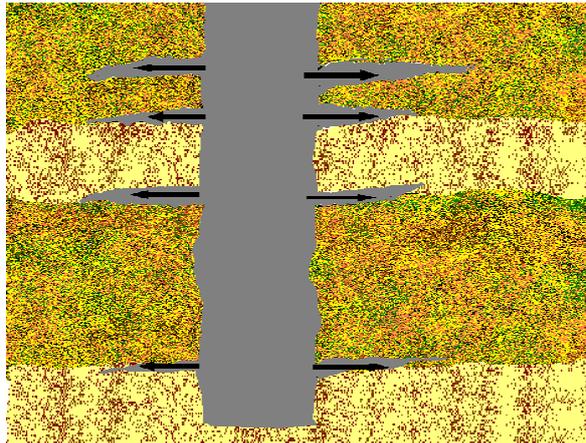


Figure II.2: Perte par craquage.

II.3. Le coincement (9):

Le coincement d'une garniture de forage, d'une colonne de tubage, d'un liner, d'un tubing ou d'un train de teste est une contrainte qui entrave la continuité des opérations de forage, le décoincement et ses opérations relatives (Instrumentation, Side-track...etc.) représentent la charge la plus élevée des opérations de forage en termes de temps non productif (NPT) et en terme des coûts.

Il y a lieu de noter que le cout global de décoincement enferme les couts suivants :

- Le cout généré par le temps non productif durant l'opération de décoincement.
- Le coût de l'opération de l'instrumentation.
- Le coût des outils et équipements abandonnés dans le trou

Les différents types de coincements qui peuvent apparaître au cours d'un forage sont:

- 1) Le coincement par pression différentielle au niveau d'une zone poreuse et perméable (voir la Figure II.3).

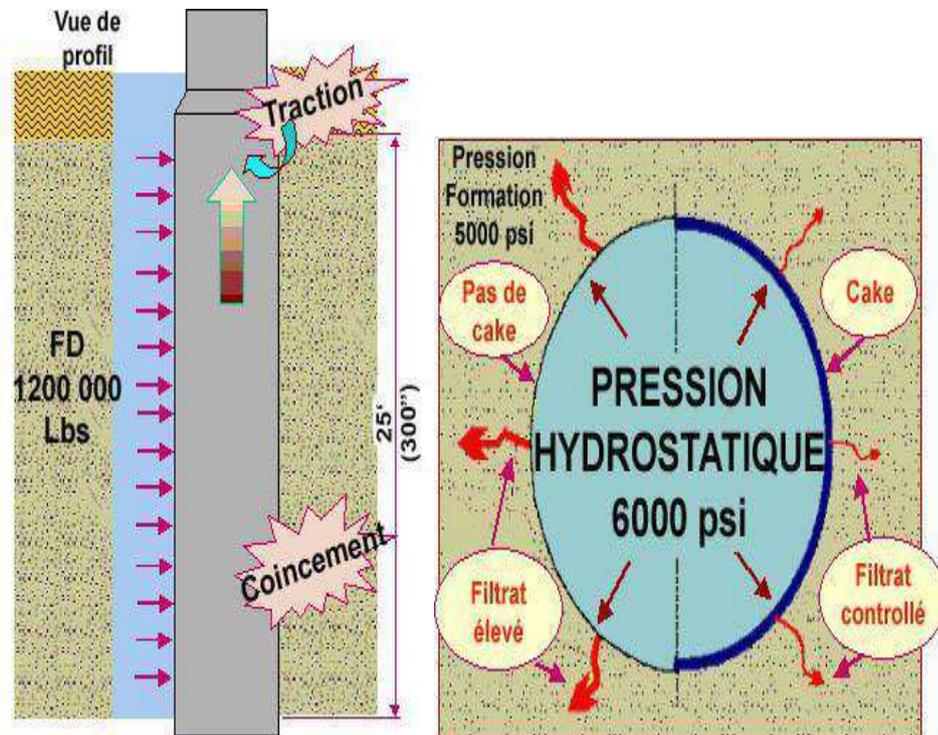


Figure II.3: représentation le phénomène de Collage par pression différentielle (9).

- 2) Les coincements mécaniques sont nombreux et peuvent être résumés (voir la Figure II.4) comme suit:
 - Coincement par trou de serrure,
 - Coincement par chute de ferraille et chute de ciment,
 - Coincement par écrasement du tubage,
 - Coincement par accumulation de déblais due à un mauvais nettoyage du puits,
 - Coincement par trou sous calibré causé par des terrains abrasifs, etc.).

1) Le coincement du a l'instabilité des parois :

Formations éboulentes, fluentes, non consolidées, gonflantes, etc. (voir la Figure II.5).

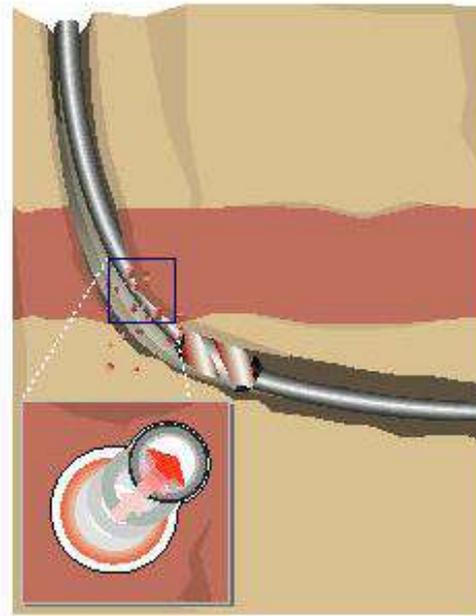


Figure II.4: Représentation de phénomène de coincement mécanique (9).

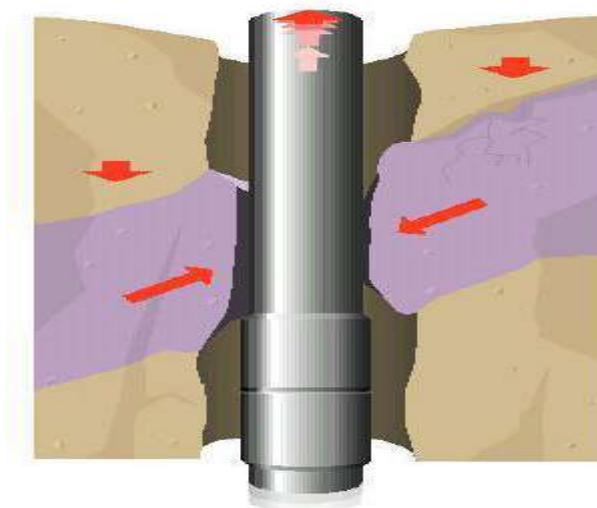


Figure II.5: Représentation de phénomène coincement du a l'instabilité des parois (9).

II.3.1. Identifications, types et résolution des coincements (12):

En cas de coincement, il est impératif d'identifier dans le médiat les causes du problème et les méthodes à préconiser pour le surmonter, puisque les travaux curatifs relatifs aux coincements sont différentes en fonction de type de coincement et la phase de forage. Aussi, Il y a lieu de noter que les coincements peuvent s'aggraver avec le temps (surtout les collages par pression différentielle). C'est pourquoi après avoir identifié le type de coincement et choisi la méthode de résolution il faut rapidement intervenir.

II.3.1.1. Collage par pression différentielle (13):

Le collage par pression différentielle est plus fréquent notamment en face des formations poreuses et imperméables, il représente environ 70% des coincements, il peut être la cause principale de perte d'une partie importante de la garniture notamment les éléments lisses des grands diamètres.

II.3.1.2. Coincement par bourrage de l'espace annulaire (13):

Les mécanismes de ce type de coincement sont comme suit :

- Formations mal consolidées
- Mauvais nettoyage du puits
- Formations Argileuses
- Formations mobiles
- Formations fracturées
- Formations sous contraintes tectoniques

II.3.1.3. Coincement du a l'instabilité des parois (13):

Cependant, les coincements dus à la formation (formations à risque d'éboulement, formations fluides, formations non consolidées, formations gonflantes, etc.) sont souvent regroupés avec les coincements mécaniques.

A Hassi Messaoud, les coincements sont la cause la plus rencontrée d'instrumentations notamment dans la phase 16" .

II.4. Venue (9):

Les venues est l'un des problèmes majeurs qui entravent à la continuité des opérations de forage, elles conduisent très souvent à des pertes des millions de dinars malgré que ces incidents puissent être maîtrisés avec une bonne compétence et parfaite connaissance des caractéristiques des formations.

Les causes des venues sont nombreuses, parmi ces causes on a :

1. La pression P_f de la colonne de boue dans le puits inférieure à la pression de pores (PG),
2. L'effet de pistonnage en manœuvre entraînant une diminution de la pression de fond,
3. Défaut de remplissage du puits pendant la remontée,
4. Perte de circulation.

La boue est la première barrière de sécurité sur le puits, elle assure le contrôle primaire. En cas de défaillance de la première barrière de sécurité, les BOP (Bloc Obturateur de Puits ou Blow Out Preventer) assurent le contrôle secondaire.

II.4.1. Signes indicateurs de venues (14):**II.4.1.1. Signes précurseurs d'une venue (14):**

Un seul signe précurseur de venue ne suffit comme un indicateur définitif d'une venue, il est impératif de chercher d'autres indicateurs, les signes précurseurs d'une venue peuvent être cités comme suit:

II.4.1.1.1. Augmentation de la vitesse d'avancement (14):

Elle est fonction de :

- La vitesse de rotation,
- Le poids sur l'outil,
- La nature de la formation,
- Le type de l'outil,
- La pression différentielle,
- La porosité de la formation .

II.4.1.1.2. Augmentation du torque et du frottement (9):

L'augmentation du torque et des frottements par rapport à leurs variations normales durant le forage peut être traduite par une pénétration d'une zone à pression anormalement élevée.

Aussi, l'instabilité des parois du trou due à la réduction de la pression différentielle ce qui entrainerait le fluage des argiles et l'accumulation des cuttings autour du BHA peut être la cause d'une augmentation du torque.

II.4.1.1.3. Diminution de la densité des argiles (9):

Normalement la densité des argiles croit avec la profondeur sous l'effet de la compaction, mais la pénétration d'une zone à pression anormalement élevée est accompagnée généralement d'une augmentation de la porosité ce qui entraine une réduction de la densité des argiles.

II.4.2. Signe positif d'une venue (15):**II.4.2.1. Signe positif d'une venue en cour de forage (15):**

Les signes positifs d'une venue en cours de forage sont:

- Effluent à la surface,
- L'augmentation de débit à la goulotte,
- Le débit à la gollot, pompage à boue à l'arrêt,
- L'augmentation du niveau des bacs,
- Variation de la pression de refoulement.

II.4.2.2. Signe positif d'une venue en cours de manœuvre (15):

Les signes positifs d'une venue en cour de manœuvre sont :

- La déférence entre le volume de boue rempli et le volume d'acier extrait à la remonter,
- La déférence entre le volume d'acier introduit et le volume de boue récupéré à la descente.

Il y a lieu de noter que l'utilisation du trip tank et d'une feuille de manœuvre est fortement recommandée en cour des opérations de manœuvre afin de détecter rapidement l'instruction de l'effluent dans le puits.

CHAPITRE III

Analyse des données et commentaires

typiquement caractéristiques de la géologie de ce dernier, et qui se présentent comme suit (voir la Figure III. 2) :

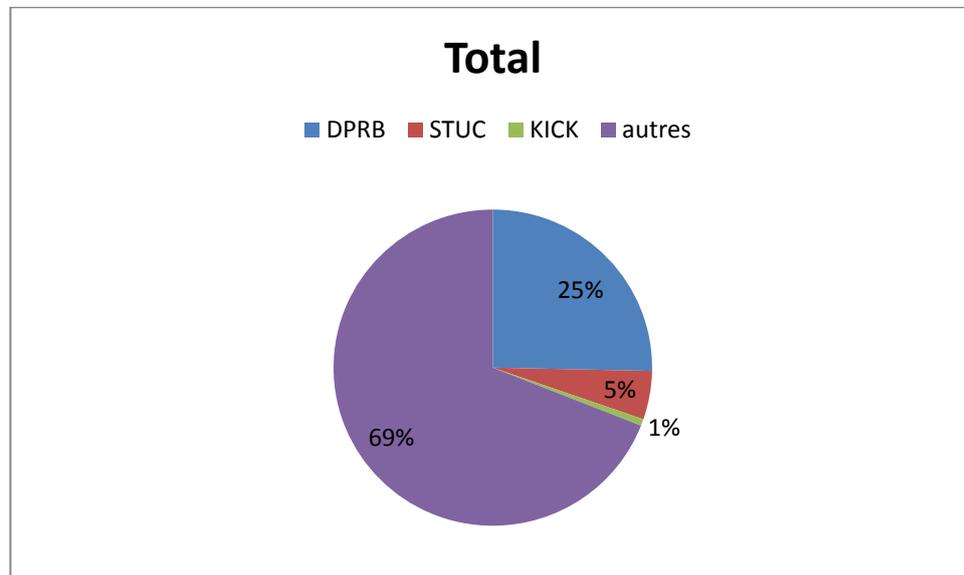


Figure III.2: Secteur de la proportion des différentes catégories de NPT étudiés par rapport au NPT global.

- Les problèmes de fonds de puits, 25%
- Les coincements de la garniture de forage, 5%
- Les venues, 1%

Qu'on peut également remarquer d'autres catégories de NPT plus généralistes, non caractéristiques à Hassi Messaoud, mais plutôt relatives aux conditions opérationnelles qui peuvent générer un NPT et un coût autant plus élevé. Néanmoins. Ils ne seront pas l'objet de notre étude. On peut notamment citer:

- La défaillance des équipements de fond, 21%,
- Les problèmes liés à la cimentation, 11%,
- Les attentes de tout genre, 16 %,
- Les problèmes liés aux tubages et à ses équipements annexes, 7%,
- Les problèmes liés aux erreurs humaines, 2%,
- Le temps excessif lors de l'exécution d'une opération, 3%,
- La défaillance des équipements de surface, 2%,

- Les problèmes liés aux fluides de forage, 1%,
- Et autres problèmes divers, 6%.

Les problèmes qualifiés d'ordre opérationnel cumulent un taux de 69% en termes de coûts, malgré que ces types de problèmes ne soient pas l'objet de la présente étude, mais ils présentent une grande contrainte dans la réduction de coûts des NPT, il est fortement recommandé de donner un grand intérêt pour une éventuelle étude dans une autre approche.

Notre étude s'est orientée vers les problèmes les plus fréquents, les plus coûteux et comme déjà énoncé plus haut, typiquement caractéristiques au champ de Hassi Messaoud. Chaque problème est analysé par phase, de manière quantitative en termes de durée et de coûts, mais aussi de manière qualitative en ciblant les causes probables, les formations géologiques à l'origine, les conditions opérationnelles du forage de ces puits ainsi que leur gravité. Notre analyse est subdivisée comme suit:

III.2. Les problèmes de fonds de puits:

Ces problèmes sont divisés en sous-catégorie:

III.2.1. La perte de circulation:

Est définie comme étant la perte totale ou partielle des fluides de forage ou du laitier de ciment dans les formations de forte perméabilité, caverneuse ou fissurée soit naturellement soit durant le forage.

Ce type de problème comptabilise un temps non productif (NPT) de 8600 heures/188 puits sur un total de 26062 heures, ce qui est équivalent à 32,74% du temps de NPT des problèmes de fond. Leur répartition par phase est présentée dans le graphique si après (Figure III.3):

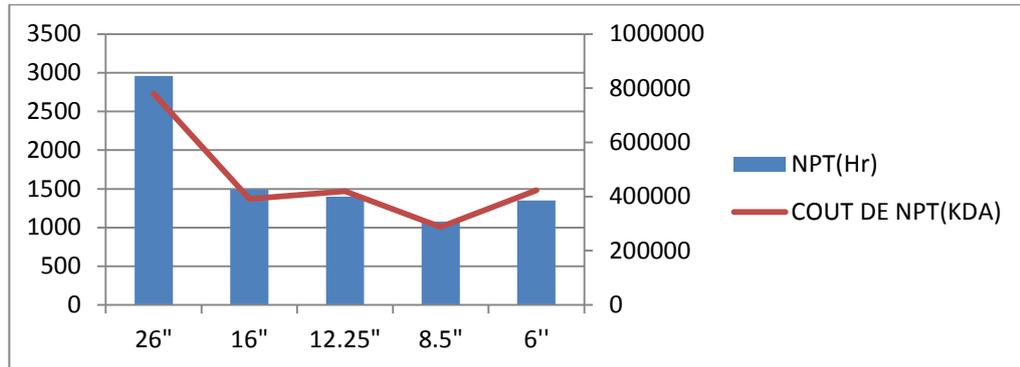


Figure III.3: Répartition de la durée (histogramme en bleu) et des coûts (courbe en rouge) du NPT de la perte de circulation en fonction des phases

Lors de notre analyse de données, on a remarqué que les pertes sont plus fréquentes dans :

- La phase 26": Avec une durée de 2956,5 heures/188 puits soit 34,37 % de l'ensemble total du temps des pertes, elles sont enregistrées au niveau du Moi-pliocène, éocène et le Sénonien Carbonaté. Qu'elle soit partielle ou totale, elles sont essentiellement dues au phénomène de karstification qui caractérise les formations superficielles carbonatées et sont généralement colmatées par la mise en place d'un ou plusieurs bouchons de ciment.
- La phase 16": avec une durée de 1489,25 heures/188 puits (17,31%), on constate deux phénomènes dominants. Des pertes partielles sévères (>10m³/hr) à totale lors de la traversée de l'Aptien. Comme on peut distinguer de manière plus fréquente des pertes partielles minimales (<5m³), généralement enregistrées après atteinte de la cote finale de forage de cette phase, lors des opérations de diagaphies avec la chute du niveau statique ou pendant la descente de la colonne de tubage. Ces pertes qu'on peut qualifier de vicieuses restent masquées durant le forage, à cause du volume de boue important perdu en surface, dû au volume élevé des déblais et la mise en marche des centrifugeuses. La cause principale de ce type de pertes est la filtration intempestive du fluide de forage au droit des formations poreuses et perméables, aggravé du fait de l'absence d'un réducteur de filtrat dans la formulation de ce dernier.

- La phase 12,25": on remarque un NPT de 1399,25 heures (16,27%). Dans ces cas-là, ces pertes totales ne sont survenues ni durant le forage ni durant la descente du tubage 9"5/8, mais lors de la dernière circulation avant d'entamer la cimentation de ce

dernier. Elles sont probablement dues au changement de la température de fond initier par la circulation du fluide de forage et entraînant par conséquent une diminution de la pression de fracturation. Dès lors, la remontée de la colonne de tubage est nécessaire afin de mettre en place un bouchon de ciment de consolidation.

- La phase 8,5": on observe un NPT de 1078 heures (12,63%) au niveau du cambrien Ra-D2. Malgré une durée de NPT qui semble importante, mais les pertes dans cette phase sont assez rares.
- La phase 6": Le NPT enregistré est de 1349 heures (15,68%). Les pertes dans cette phase sont les plus critiques, car elles peuvent causer des situations de well control en raison de la chute du niveau statique de la colonne de boue, mais aussi à cause de l'impossibilité d'utiliser un certain type de colmatant, afin d'éviter l'endommagement.

Il est intéressant de signaler que la plupart des puits sujets à ces pertes sont des puits horizontaux, soit 9 puits sur 11. Cela peut être expliqué par une ECD plus élevée lors du forage de ces derniers par rapport aux puits verticaux compte tenu d'une longueur plus importante du drain. Il est à noter que le choix de l'azimut du drain horizontal d'un puits peut grandement influencer sur la pression de fracturation de la formation. Surtout s'il coïncide avec la direction de la contrainte horizontale minimale, alors dans ce cas le gradient de la pression de fracturation se trouvera diminuer comparé à un profile vertical de ce même puits.

III.2.2. Trou étroit (Ramonage):

C'est la section du puits, généralement ouvert, où le train de tige peut rencontrer une résistance lors de sa Manœuvre. Plusieurs facteurs peuvent influencer sur la géométrie du trou tels que la nature des formations géologiques, la qualité du trou, le type et les caractéristiques physico-chimiques du fluide de forage, la composition de l'assemblage de fond du puits. Ce problème peut être un signe précurseur au coincement de la garniture de forage.

Ce problème engendre un temps non productif (NPT) de 8053 heures, ce qui est équivalent à 30,69 % du NPT des problèmes de fond. Leur répartition par phase est présentée dans la Figure III.4 si dessous :

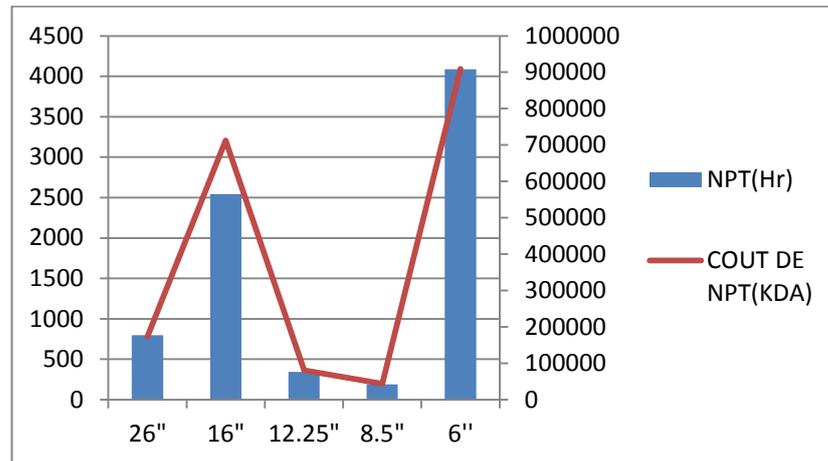


Figure III.4: Répartition de la durée (histogramme en bleu) et des coûts (courbe en rouge) du NPT du ramonage en fonction des phases.

La disparité de cette répartition peut être expliquée comme suit :

- La phase 26": Ce problème récurrent lors du forage de cette phase (avec une fréquence de 24% sur un total de 188 puits) génère un NPT de 799,5 heures (9,92%) dans le sénonien anhydritique et le sénonien carbonaté. Ce genre de problème est notamment rencontré lors de l'incorporation d'un stabilisateur à la BHA pendant un contrôle trou, après le forage de la phase ou bien alors lors de son bourrage causé par les formations argileuses.
- La phase 16": Ce problème très récurrent pendant le forage de cette phase (avec une fréquence de 45% sur un total de 188 puits) avec une durée de 2543,75 heures (31,58%). Presque toutes les formations géologiques y sont sujettes, mais à des degrés différents. Cela est dû au fait de leur hétérogénéité, de la longueur du découvert qui caractérise cette phase et de la basse densité de la boue de forage utilisée. Mais les passages les plus remarquables sont notamment le turonien, le cénomaniens, le sénonien salifère, c'est trois formations qui monopolisent presque tout le NPT de ce problème pour cette phase.

- La phase 12,25": Avec une durée de 343 heures (4,25%), on a observé que la majorité des cas de ramonage dans cette phase, ont été enregistrés au droit des formations salifères LS1, LS2, TS1, TS2. Sous l'effet de la contrainte géostatique (overburden) des couches supérieures, ces sels plastiques ont tendance à se déformer, provoquant ainsi le rétrécissement du diamètre du trou.
- La phase 8,5": Avec une durée de 189 heures (2,34%), et un cout de 44266,98 KDA d'un total de 1383699,40 KDA ce qui équivaut à (3,19%). On peut prétendre que ce problème est peu fréquent dans cette phase et ne nécessite pas une attention particulière.
- La phase 6": Avec une durée de 4086,25 heures, représentant 50,74%. Ce problème s'est manifesté dans plus de 43 puits sur 188 puits. Il est plus fréquent sur les puits horizontaux, avec 25 puits sur les 43. Les principaux facteurs, induisant ce type de problème, c'est l'instabilité des parois du puits, le mauvais nettoyage durant le forage, la trajectoire du puits ainsi que des pratiques de forage inadéquates. Ce problème si son origine n'est pas connue et s'il n'est pas réglé lors de son apparition peut induire à des coincements de type pack off ou de la géométrie du puits et de ce fait aggraver la situation.

III.2.3. Faible vitesse d'avancement ROP (Rate of pénétration):

C'est la vitesse à laquelle l'outil peut briser la roche sous lui et ainsi approfondir le puits de forage, cette vitesse est généralement exprimée en unités de pieds par heure ou de mètres par heure. La faible vitesse d'avancement a causé un temps non productif de 2659,75 heures. Néanmoins, elle peut être causée par des facteurs endogènes relatifs aux champs étudiés, dû notamment à la résistance à la compression des roches forée, à leur nature abrasive, à la pression des pores, ...etc. Ou elle peut être causée par des facteurs exogènes relatifs au type du trépan ou encore le type d'assemblage de fond utilisé.

Leur répartition par phase est présentée sur le graphique si dessous (Figure III.5):

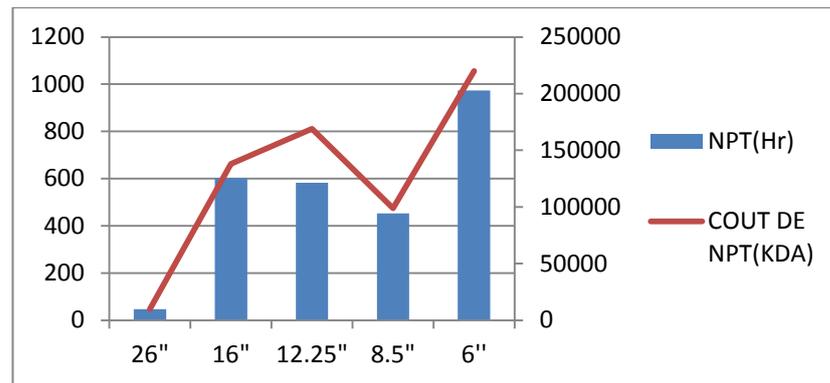


Figure III.5: Répartition de la durée (histogramme en bleu) et des coûts (courbe en rouge) du NPT due à une faible ROP en fonction des phases.

- Ce problème est majeur dans la phase 6" et comptabilise à lui seul 36,6% du NPT de toutes les phases, avec une durée de 974 heures. Les formations sujettes, sont le cambrien RI (D4) et Cambrien RI (D5). Cela peut s'expliquer par la nature lithologique de ces formations formées essentiellement de grés fins à moyen, siliceux à silico-silteux, abrasive avec une résistance à la compression UCS pouvant atteindre les 150 MPa. Ce qui nécessite l'utilisation d'outil tricône TCI de faible longévité ou des outils imprégnés de faible vitesse d'avancement. Il est à noter que ce problème est plus fréquent dans les puits horizontaux étant donné la longueur importante à forer comparés aux puits verticaux.
- Dans la phase 16" avec une durée de 602,75 heures approximativement 22,66% du temps perdu total, Le Malm, le Barremien et le Dogger lagunaire sont les formations où la vitesse d'avancement est très lente occasionnant ainsi la remontée du train de sonde.

III.2.4. Shoe Bond Test (SBTP) (16):

C'est un test de pression appliqué à la formation directement sous le sabot, ce test est généralement effectué peu après la reprise de forage après la mise en place d'une colonne de tubage intermédiaire. L'objectif de ce test est de déterminer les pressions maximales qui peuvent être appliquées en toute sécurité sans risque de fracturation de la formation. A Hassi Messaoud, ce test est réalisé au début de la phase 12,25" car la densité de boue de cette phase

est plus élevée que celles des autres phases (entre 2,02sg à 2,08sg) et où la densité équivalente du SBT peut atteindre 2,30sg.

Le SBTP représente un temps non productif de 1117,5 heures dans 20 puits sur 188.

III.2.5. Formation Integrity Test (FIT):

C'est un test de pression réalisé le long du découvert dans le but de savoir si les formations de ce même découvert peuvent résister à la pression maximale attendue durant l'opération de cimentation de la colonne de tubage. A Hassi Messaoud, ce test est réalisé après le forage de la phase 12" 1/4 car la densité du laitier de ciment utilisé durant la cimentation de la colonne 9" 5/8 est plus élevée que celles des autres phases (entre 2,06sg à 2,15sg) et où la densité équivalente de la FIT peut atteindre 2,20sg. Il a engendré un temps non productif de 1087,75 heures.

III.2.6. Bourrage de l'outil:

Ce phénomène survient en raison de la nature molle et collante des débris produits, ces débris absorbent l'eau du fluide de forage, gonflent et collent à l'outil. La formation de boules se produit lorsque des solides de forage à base d'argile adhèrent ensemble et s'accrochent aux surfaces métalliques de l'outil. La totalité des cas de bourrage ont été enregistrés pendant le forage de la phase 26" avec une durée de 61,25 heures dans 13 de 188 puits. Cela peut être expliqué par la nature du fluide de forage utilisé, en effet durant le forage de cette phase, on utilise une boue à base d'eau bentonitique avec des caractéristiques d'inhibition des argiles très médiocres. Engendrant, par conséquent, le gonflement de ces dernières et provoquant par la même occasion le bourrage de l'outil. L'utilisation de la boue à base d'huile dans les autres phases élimine radicalement ce problème.

III.3. Coincement de la garniture de forage (Stuck Pipe):

En général, on peut définir le coincement comme étant un obstacle qui provoque l'arrêt de forage dans la durée est difficilement prévisible. Dès lors, une ou plusieurs des trois fonctions principales de la garniture de forage (à savoir translation, rotation et circulation) deviennent impossibles. Si le train de sonde n'est pas libéré après un moment donné, alors dans la plupart des cas, cela nécessitera de recourir à des opérations d'instrumentation, ou au pire des cas l'obligation d'effectuer un sidetrack.

Le temps non productif du coincement enregistré dans 188 puits est égal à 5146,75 heures avec un taux de 19,59% du NPT total.

La répartition du NPT par phase peut être présentée dans le graphique ci-dessous (Figure III.6):

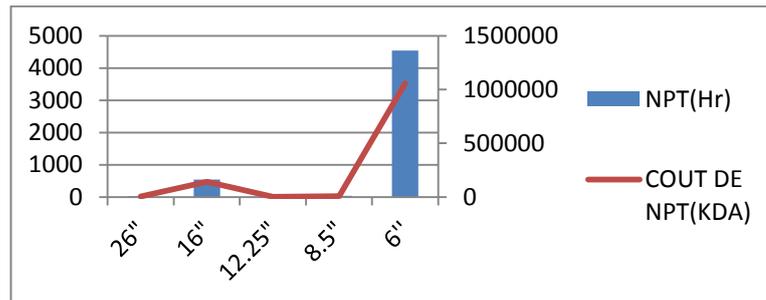


Figure III.6: Répartition de la durée (histogramme en bleu) et des coûts (courbe en rouge) du NPT des coincements en fonction des phases.

- Les coincements dans les phases 26", 12" 1/4 et 8,5" sont des cas isolés, minimes et insignifiants. Alors ils ne seront pas pris en considération.
- Pour la phase 16", le NPT du coincement est de 540,25 heures avec une proportion de 10,49%. La majorité des coincements se produisent au droit du sénonien salifère, du turonien et du cénomaniens. D'autres coincements moins fréquents se produisent aussi au niveau du néocomien, du malm et du dogger lagunaire. Les causes de ces coincements sont diverses et variées. Elles peuvent être le fait du fluage des formations salifères induites par la faible densité de boue comme au droit du sénonien salifère, de la géométrie du trou ou même des fois, résulter d'un mauvais nettoyage du puits causé principalement par une vitesse d'avancement élevée.
- On rencontre généralement le problème de coincement au niveau de la phase 6", avec une durée de 4538,5 heures soit un taux de 88% du temps total imputé aux coincements. L'incident se manifeste plus dans les puits déviés soit 13 puits/17, avec un NPT de 4452 heures. Du fait de la trajectoire du puits, de la nature déplétée du réservoir, des caractéristiques physico-chimiques, les causes de ces coincements sont multiples. Ils peuvent être des coincements par pression différentielle lorsqu'une densité de boue élevée est utilisée conjuguée à une pression de pore faible et un

mauvais contrôle du filtrat. Ils peuvent aussi être causés par un mauvais nettoyage du puits dans la section horizontale amassant ainsi un lit de déblais et sont favorisés par une instabilité des parois du puits, plus particulièrement si une boue de basse densité est utilisée. Mais ils peuvent aussi être causés par la géométrie du trou favorisé par des pratiques inadéquates lors du forage du réservoir.

III.4. Les venues de fluide de formation (KICK):

C'est l'écoulement indésirable de fluides de formation dans le puits de forage. Il se produit lorsque la pression hydrostatique dans le puits de forage est ou devient inférieure à la pression de pore de la formation.

Leur répartition par phase est présentée dans le graphique ci-dessous(Figure III.7):

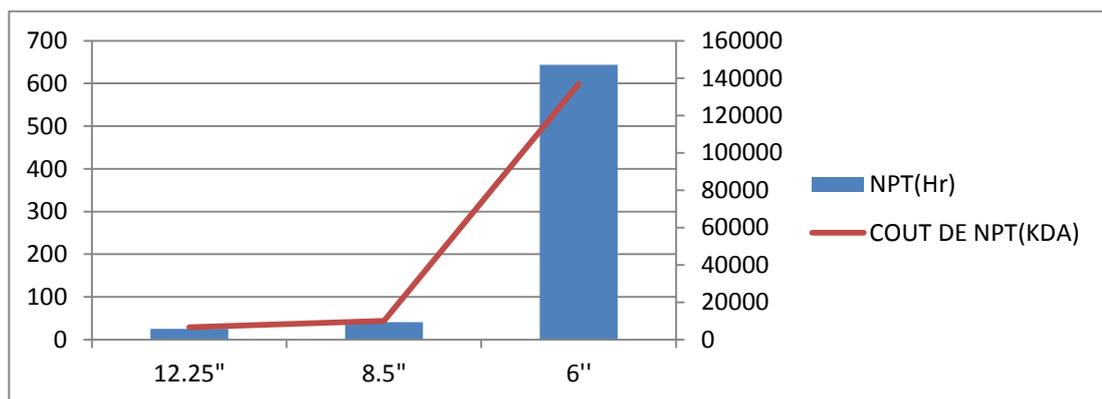


Figure III.7: Répartition de la durée (histogramme en bleu) et des coûts (courbe en rouge) du NPT des venues de fluide de formation en fonction des phases.

Ce problème a causé un temps non productif de 697 heures dans 188 puits, la majorité des venues ont été rencontrés dans la phase réservoir avec une durée de 643,25 heures d'un total de 697 heures, soit un taux de 90,42%. La structure hétérogène qui caractérise le champ de Hassi Messaoud peut expliquer la disparité des densités de boue utilisées. Cette dernière peut varier de 0,86sg à 1,18sg. Cette compartimentalisation du réservoir donne lieu à plusieurs réservoirs qui peuvent avoir des pressions de pore différentes et cela même si ces réservoirs sont proches les uns aux autres. Il y a lieu de signaler que les opérations de production assistée comme l'injection d'eau ou de gaz peuvent influencer sur la pression de pore

à un moment donné et en conséquence, la pression de pore pourrait être sous-estimée et dans ce cas, une venue de brute ou de gaz pourrait survenir.

III.5. Réparation des pompes de forage:

Bien que les pannes des pompes de forage dépendent grandement de la fiabilité des pompes utilisées et des équipements annexes, de la qualité des pièces de rechange et de la maintenance du contracteur de forage, mais elles dépendent aussi des caractéristiques physico-chimiques du fluide de forage.

On peut observer que la majorité de NPT causé par la réparation de l'appareil de forage dans la phase 12,25" sont des NPT de réparation des pompes. Avec une durée de 1657,75 heures, soit 39,42 % de NPT total de réparation dans les 188 puits.

Cela peut être expliqué par la densité élevée de la boue de forage (entre 2,02sg à 2,08sg) conjuguée à un débit élevé $Q=2800\text{ lpm}$, générant des pressions de refoulement pouvant atteindre $SPP=4600\text{ psi}$. Cela a tendance à accélérer l'usure des pièces de la partie hydraulique et par conséquent engendrer des pannes répétitives.

III.6. Analyse du temps non productif et des coûts:

On a observé, pendant notre analyse, qu'il y a une corrélation directe entre la variation du temps non productif et le coût. C'est-à-dire plus le temps non productif est élevé, plus le coût sera élevé et vice versa (voir le Tableau III.1)

Tableau III.1: Tableau comparatif des durées et coûts des NPT et de leur fréquence.

Type d’NPT	Nombre de fois	Fréquence (%)	Durée (Hrs)	Coût (KDA)	Fréquence des coûts (%)
CEMT	161	3,51	11512,5	3218287,422	12,717
CSGF	233	5,08	6983,5	2043301,849	8,074
DFAL	545	11,89	21304,25	4965709,084	19,623
DPRB	628	13,70	26262,5	6953349,607	27,478
EXCS	422	9,21	2935,5	848656,385	3,353
FLUD	36	0,78	310	91486,242	0,361
HMAN	53	1,15	2026,5	445728,647	1,761
KICK	46	1	710	153449,010	0,606
MISC	32	0,69	299,75	68848,977	0,272
RREP	1459	31,84	8734,5	2106893,927	8,325
SFAL	275	6	1452	542202,387	2,142
STUC	97	2,11	5146,75	1214434,249	4,799
WAIT	594	12,96	16008	2652726,314	10,482
TOTAL	4581	100	103685,75	25305074,1	100

Depuis l’analyse des données de 188 puits, résumée dans le tableau ci-dessus, on peut constater que les deux problèmes majeurs qui sont responsable à 47% du coût total des NPT avec une somme de durée de 47566,75 heures / 103685,75 heures (45,87% du temps total) sont :

- Les problèmes de fonds (Down Hole Problem DPRB),
- La défaillance des équipement de surface.

La perte de circulation est le problème le plus coûteux dans tous les problèmes de fonds avec un coût de 2378206,175 sur 6953349,607KDA le coût total de problèmes de fonds, ce problème est plus fréquent dans la phase **26** " .

Les entreprises suivantes sont les responsables d'un NPT de 11736 ,25 hrs pour un coût de 3045378,179 KDA c'est-à-dire 12,8% du coût total d'NPT de la phase **26''**, ils sont classés comme suit:

1. ENAFOR avec 4910,75hrs sur 61 puits forés avec une moyenne 80,50 hrs/puits.
2. SINOPEC avec 2519,25hrs sur 31 puits forés avec une moyenne 81,26 hrs/puits.
3. ENTP avec 2367,25hrs sur 40 puits forés avec une moyenne 59,18 hrs/puits.
4. NDIL avec 1365,75hrs sur 21 puits forés avec une moyenne 65,08 hrs/puits.
5. GWDC avec 520,75hrs sur 25 puits forés avec une moyenne 20,83 hrs/puits.
6. DALM avec 40,25hrs sur 3 puits forés avec une moyenne 13,41 hrs/puits.

CHAPITRE IV

Traitement des données par
l'intelligence artificielle et élaboration
d'un modèle

IV.1. Introduction:

Dans le souci de réduire le temps non productif en cours de forage et par conséquent de minimiser le coût de mètre foré, il est impératif de recourir à des diagnostics profonds, par phase de forage en tenant compte des contraintes particulières des zones à forer.

Dans cet état d'esprit, la seconde partie de notre étude a pour but de prédire la probabilité d'occurrence des problèmes majeurs de forage, qui caractérisent le champ de Hassi Messaoud. Et cela, entraînent plusieurs algorithmes d'intelligence artificielle à partir de la base de données utilisée dans la première partie de notre étude. Cette base de données, comporte la totalité des opérations effectuée lors du forage de 188 puits forés à Hassi Messaoud pour une période de 5 ans à savoir du début de l'année 2017 jusqu'à la fin de l'année 2021.

Afin d'implémenter ces algorithmes, on a utilisé la plateforme d'intelligence artificielle RAPIDMINER. Ce logiciel sera utilisé pour traiter les données contenues dans notre base de données, d'exécuter plusieurs algorithmes des Machine Learning, de choisir les plus adéquats afin de l'optimiser et au final d'élaborer un simulateur capable de prédire la probabilité d'occurrence d'un NPT à partir d'intrant (input) pour les futurs puits qu'ils seront forés.

L'intelligence artificielle (IA) est un processus d'imitation de l'intelligence humaine qui repose sur la création et l'application d'algorithmes exécutés dans un environnement informatique dynamique. Son but est de permettre à des ordinateurs de penser et d'agir comme des êtres humains.

Pour y parvenir, trois composants sont nécessaires :

- Des systèmes informatiques,
- Des données avec des systèmes de gestion,
- Des algorithmes d'IA avancés.

Pour se rapprocher le plus possible du comportement humain, l'intelligence artificielle a besoin d'une quantité de données et d'une capacité de traitement élevées.

Dans notre étude, on a utilisé une des techniques de l'Intelligence artificielle du Machine Learning.

IV.2. Le Machine Learning (ML) (17):

Machine Learning est une forme d'intelligence artificielle (IA), une science moderne permettant de découvrir des répétitions (des patterns) dans un ou plusieurs flux de données et la création de systèmes qui apprennent, ou améliorent leurs performances, en fonction des données qu'ils traitent. Il consiste à entraîner un algorithme à reconnaître au sein d'une base d'apprentissage des motifs récurrents. Cet entraînement aboutit à un modèle informatique conçu pour faire des prédictions. En clair, tirer des prédictions en se basant sur des statistiques ou automatiser des tâches. Là où un programme traditionnel exécute des instructions, un algorithme de machine learning améliore ses performances au fur et à mesure de son apprentissage, mais aussi au fil de l'évolution du contexte et de réentraînements successifs. Plus on le "nourrit" de données, plus il devient précis. L'un des logiciels utilisés dans ce domaine est le : RapidMiner.

IV.3. Rapid Miner (17):

En tant que plateforme IA, RapidMiner propose un large panel de services et d'outils dédiés à la gestion de projets data science et machine learning. De l'analyse statistique au data mining, sans oublier la modélisation prédictive, elle dispose de fonctionnalités exhaustives pour superviser l'ensemble des étapes de développement.

Notre travail avec RapidMiner se résume comme suit:

- Etape 01 : Prétraitement et préparation des données,
- Etape 02 : Choix du modèle,
- Etape 03 : Optimisation du modèle choisi,
- Etape 04 : Simulation à l'aide du modèle optimisé obtenu.

IV.3.1. Prétraitement et préparation des données:

La base de données utilisée pour notre étude est assez consistante, elle comporte plus 97 443 lignes qu'on va appeler exemples et plus de 33 colonnes qu'on nommera attributs, tel que le nom des puits, leurs coordonnées géographiques, le type et la durée des opérations, la phase, le type et le détail du NPT, ...etc. Cette base de données à l'état brut, ne peut être utilisée, c'est pour cela qu'il est crucial de faire un prétraitement de nos données, cette étape consiste à :

- Vérifier que chaque type d'attribut soit correctement identifié par rapidminer,
- Vérifier et corriger, s'il y a, les valeurs aberrantes. Comme par exemple une valeur de NPT fail dans la colonne de la phase ou même des valeurs de type texte dans un attribut de type numérique,
- Identifier et supprimer les exemples en double,
- Identifier les valeurs manquantes, les remplacer si nécessaire ou les supprimer si ce ne l'est pas. Pour notre cas, on a remplacé les missing data du NPT DETAIL et du NPT Fail par la valeur "Productive Time"(voir la Figure IV.1).

Row No.	Well Spud D...	Legal well n...	Latitude	Longitude	Northing (m)	Easting (m)	Daily Cost (K...	Lithology	MD (m)	Formation	Report date	Report no.
1	May 10, 2017	MDZ-686	31.721	5.968	129936.720	809788.590	9824.480	Anhydrite	496	SENONIAN A...	Jun 4, 2017	26
2	May 10, 2017	MDZ-686	31.721	5.968	129936.720	809788.590	9824.480	Anhydrite	496	SENONIAN A...	Jun 4, 2017	26
3	May 10, 2017	MDZ-686	31.721	5.968	129936.720	809788.590	9824.480	Anhydrite	496	SENONIAN A...	Jun 4, 2017	26
4	May 10, 2017	MDZ-686	31.721	5.968	129936.720	809788.590	9824.480	Anhydrite	496	SENONIAN A...	Jun 4, 2017	26
5	May 10, 2017	MDZ-686	31.721	5.968	129936.720	809788.590	9824.480	Anhydrite	496	SENONIAN A...	Jun 4, 2017	26
6	May 10, 2017	MDZ-686	31.721	5.968	129936.720	809788.590	9824.480	Anhydrite	496	SENONIAN A...	Jun 4, 2017	26
7	May 10, 2017	MDZ-686	31.721	5.968	129936.720	809788.590	9824.480	Anhydrite	496	SENONIAN A...	Jun 4, 2017	26
8	May 10, 2017	MDZ-686	31.721	5.968	129936.720	809788.590	9824.480	Anhydrite	496	SENONIAN A...	Jun 4, 2017	26
9	May 10, 2017	MDZ-686	31.721	5.968	129936.720	809788.590	9824.480	Anhydrite	496	SENONIAN A...	Jun 4, 2017	26
10	May 10, 2017	MDZ-686	31.721	5.968	129936.720	809788.590	955.150	?	?	?	Apr 30, 2017	9M
11	May 10, 2017	MDZ-686	31.721	5.968	129936.720	809788.590	3020079.160	Sandstone	3582	CAMBRIAN R2	Aug 10, 2017	93
12	May 10, 2017	MDZ-686	31.721	5.968	129936.720	809788.590	3020079.160	Sandstone	3582	CAMBRIAN R2	Aug 10, 2017	93
13	May 10, 2017	MDZ-686	31.721	5.968	129936.720	809788.590	3020079.160	Sandstone	3582	CAMBRIAN R2	Aug 10, 2017	93
14	May 10, 2017	MDZ-686	31.721	5.968	129936.720	809788.590	3020079.160	Sandstone	3582	CAMBRIAN R2	Aug 10, 2017	93
15	May 10, 2017	MDZ-686	31.721	5.968	129936.720	809788.590	3020079.160	Sandstone	3582	CAMBRIAN R2	Aug 10, 2017	93
16	May 10, 2017	MDZ-686	31.721	5.968	129936.720	809788.590	3020079.160	Sandstone	3582	CAMBRIAN R2	Aug 10, 2017	93
17	May 10, 2017	MDZ-686	31.721	5.968	129936.720	809788.590	3020079.160	Sandstone	3582	CAMBRIAN R2	Aug 10, 2017	93

ExampleSet (97,443 examples, 0 special attributes, 32 regular attributes)

Figure IV.1: Tableau de l'en-tête de la base de données à l'état brut.

- Sélectionner les attributs qui vont être utilisés pour notre processus de data mining, en utilisant l'opérateur "*select attribut*". Dans notre, on a choisi le nom des puits, la latitude et la longitude, le code de l'opération, la date et l'heure de début et de fin de l'opération, les profondeurs de début et de fin de l'opération, la phase, l'état de l'opération (P qui veut dire Productive et N qui veut NPT), la densité de la boue, la trajectoire du puits (puits vertical ou horizontal) et l'appareil de forage qui a foré le puits. Tous les autres attributs ont été exclus du process du fait de leur impertinence (voir la Figure IV.2).

- Filtrer les exemples non pertinents comme les opérations de la phase DTM en utilisant l'opérateur *'Filter Examples'*.
- Définir l'attribut qui devra être prédit, aussi appelé output, Target ou Label, en
- utilisant l'opérateur *'set role'*. Dans notre cas, c'est l'attribut U/P qui doit être prédit,

Row No.	Legal well n...	Latitude	Longitude	CODE_SUB	From	MD from (m)	MD to (m)	Phase	To	U /...	Mud Weight ...	Deviated	RIG
1	MDZ-888	31.721	5.968	2_E	Jun 4, 2017 1...	492	496	16"	Jun 4, 2017 3...	N	1.050	Y	ENF-47
2	MDZ-888	31.721	5.968	6_J	Jun 4, 2017 6...	486	0	16"	Jun 4, 2017 9...	N	1.050	Y	ENF-47
3	MDZ-888	31.721	5.968	6_J	Jun 4, 2017 4...	492	0	16"	Jun 4, 2017 8...	N	1.050	Y	ENF-47
4	MDZ-888	31.721	5.968	23_J	Jun 4, 2017 9...	0	0	16"	Jun 4, 2017 1...	P	1.050	Y	ENF-47
5	MDZ-888	31.721	5.968	5_C	Jun 4, 2017 3...	486	486	16"	Jun 4, 2017 5...	N	1.050	Y	ENF-47
6	MDZ-888	31.721	5.968	5_C	Jun 4, 2017 3...	492	492	16"	Jun 4, 2017 4...	N	1.050	Y	ENF-47
7	MDZ-888	31.721	5.968	2_E	Jun 4, 2017 1...	489	492	16"	Jun 4, 2017 3...	N	1.050	Y	ENF-47
8	MDZ-888	31.721	5.968	6_M	Jun 4, 2017 1...	0	20	16"	Jun 5, 2017 1...	P	1.050	Y	ENF-47
9	MDZ-888	31.721	5.968	6_M	Jun 4, 2017 8...	0	492	16"	Jun 4, 2017 1...	N	1.050	Y	ENF-47
10	MDZ-888	31.721	5.968	1_J	Apr 30, 2017 ...	0	0	0	May 1, 2017 1...	P	?	Y	ENF-47
11	MDZ-888	31.721	5.968	6_M	Aug 10, 2017 ...	0	3209	6"	Aug 10, 2017 ...	P	0.860	Y	ENF-47
12	MDZ-888	31.721	5.968	7_G	Aug 10, 2017 ...	0	0	6"	Aug 10, 2017 ...	P	0.860	Y	ENF-47
13	MDZ-888	31.721	5.968	14_A	Aug 10, 2017 ...	3342	3342	6"	Aug 10, 2017 ...	P	0.860	Y	ENF-47
14	MDZ-888	31.721	5.968	6_M	Aug 10, 2017 ...	3359	3448	6"	Aug 11, 2017 ...	P	0.860	Y	ENF-47
15	MDZ-888	31.721	5.968	6_H	Aug 10, 2017 ...	0	0	6"	Aug 10, 2017 ...	P	0.860	Y	ENF-47
16	MDZ-888	31.721	5.968	5_E	Aug 10, 2017 ...	3342	3359	6"	Aug 10, 2017 ...	P	0.860	Y	ENF-47
17	MDZ-888	31.721	5.968	6_M	Aug 10, 2017 ...	3209	3342	6"	Aug 10, 2017 ...	P	0.860	Y	ENF-47
18	MDZ-888	31.721	5.968	15_A	Aug 10, 2017 ...	0	0	6"	Aug 10, 2017 ...	P	0.860	Y	ENF-47

ExampleSet (97,443 examples, 0 special attributes, 13 regular attributes)

Figure IV.2: Tableau de l'en-tête de la base de données après sélection des attributs. alors rapidminer va colorier cette colonne en vert.

- Exclure l'attribut, le nom de puits, qui servait à filtrer les puits par nom mais qui ne servira plus dans notre process, en utilisant l'opérateur *'select attribut'*.
- Une partie du nouveau data set qui sera utilisé pour notre étude, comporte des attributs réguliers (INPUT) un attribut spécial (OUTPUT) et 90 388 exemples, comme le montre la Figure IV.3:

Row No.	U / P	Latitude	Longitude	CODE_SUB	From	MD from (m)	MD to (m)	Phase	To	Med Weight ...	Deviated	RIG
1	N	31.721	5.968	2_E	Jun 4, 2017 1...	492	496	16°	Jun 4, 2017 3...	1.050	Y	ENF-47
2	N	31.721	5.968	6_I	Jun 4, 2017 5...	486	0	16°	Jun 4, 2017 9...	1.050	Y	ENF-47
3	N	31.721	5.968	6_I	Jun 4, 2017 4...	492	0	16°	Jun 4, 2017 8...	1.050	Y	ENF-47
4	P	31.721	5.968	23_J	Jun 4, 2017 9...	0	0	16°	Jun 4, 2017 1...	1.050	Y	ENF-47
5	N	31.721	5.968	5_C	Jun 4, 2017 3...	486	486	16°	Jun 4, 2017 5...	1.050	Y	ENF-47
6	N	31.721	5.968	5_C	Jun 4, 2017 3...	492	492	16°	Jun 4, 2017 4...	1.050	Y	ENF-47
7	N	31.721	5.968	2_E	Jun 4, 2017 1...	489	492	16°	Jun 4, 2017 3...	1.050	Y	ENF-47
8	P	31.721	5.968	6_M	Jun 4, 2017 1...	0	20	16°	Jun 5, 2017 1...	1.050	Y	ENF-47
9	N	31.721	5.968	6_M	Jun 4, 2017 8...	0	492	16°	Jun 4, 2017 1...	1.050	Y	ENF-47
10	P	31.721	5.968	6_M	Aug 10, 2017 ...	0	3209	6°	Aug 10, 2017 ...	0.860	Y	ENF-47
11	P	31.721	5.968	7_G	Aug 10, 2017 ...	0	0	6°	Aug 10, 2017 ...	0.860	Y	ENF-47
12	P	31.721	5.968	14_A	Aug 10, 2017 ...	3342	3342	6°	Aug 10, 2017 ...	0.860	Y	ENF-47
13	P	31.721	5.968	6_M	Aug 10, 2017 ...	3359	3448	6°	Aug 11, 2017 ...	0.860	Y	ENF-47
14	P	31.721	5.968	6_H	Aug 10, 2017 ...	0	0	6°	Aug 10, 2017 ...	0.860	Y	ENF-47
15	P	31.721	5.968	5_E	Aug 10, 2017 ...	3342	3359	6°	Aug 10, 2017 ...	0.860	Y	ENF-47
16	P	31.721	5.968	6_M	Aug 10, 2017 ...	3209	3342	6°	Aug 10, 2017 ...	0.860	Y	ENF-47
17	P	31.721	5.968	15_A	Aug 10, 2017 ...	0	0	6°	Aug 10, 2017 ...	0.860	Y	ENF-47
18	P	31.721	5.968	11_P	Aug 10, 2017 ...	3209	3209	6°	Aug 10, 2017 ...	0.860	Y	ENF-47

ExampleSet (90,388 examples, 1 special attribute, 11 regular attributes)

Figure IV.3: Tableau de l'en-tête de la base de données après définition de l'attribut U/P comme un label.

Les principales étapes du traitement des données peuvent être résumé par le schéma de la Figure IV.4.

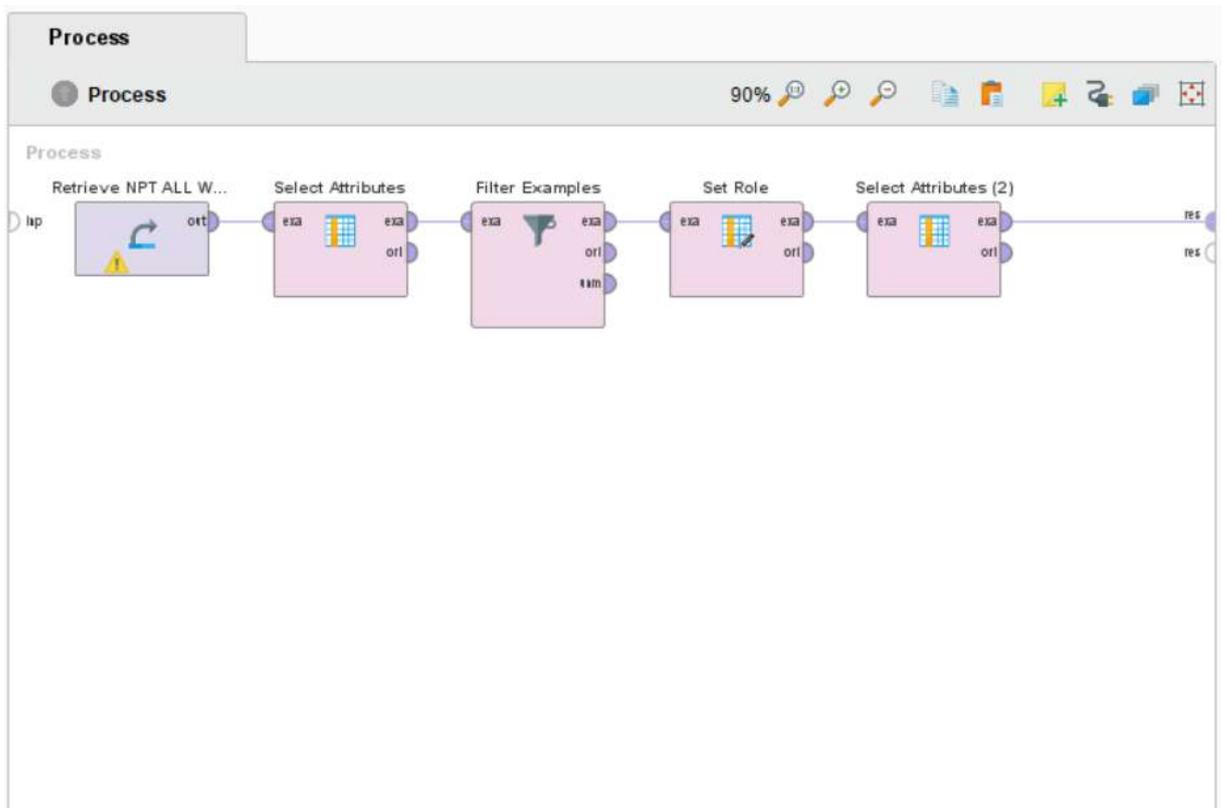


Figure IV.4: schéma descriptif des principales étapes de traitement des données.

IV.3.2. Elaboration du modèle:

Après le traitement des données et avant de choisir un ou plusieurs modèles il est nécessaire de passer par l'étape de cross validation. En effet, afin de modéliser un algorithme de machine Learning il est nécessaire de fractionner le data set en deux parties. La première partie est le train set, elle sera utilisée pour entraîner notre modèle afin qu'il puisse apprendre. La seconde partie est le test set, elle sera par la suite utilisée pour tester la performance de notre modèle à prédire la probabilité d'occurrence d'un NPT pour une opération donnée. Pour cela on va utiliser la cross validation.

IV.3.2.1. L'opérateur Cross Validation (18):

La validation croisée est une technique dans laquelle nous entraînons notre modèle en utilisant le train set, puis nous l'évaluons en utilisant le test set, mais cela en plusieurs itérations. Pour chaque itération, on choisit un test set indépendant du train set ce qui permet d'éviter un surapprentissage ou overfitting. Cela passe par les étapes suivantes:

- Réserver une partie de l'échantillon de données pour la validation,
- Utiliser le reste de l'ensemble de données pour entraîner le modèle,
- Tester le modèle en utilisant la partie réservée de l'ensemble de données,
- Le processus est répété pour les n itérations choisies et à la fin une moyenne des performances du modèle sera prise.

L'un des paramètres le plus important de la cross validation est le choix du nombre d'itération ainsi que la méthode d'échantillonnage du train et du test set.

IV.3.2.2. Implémentation du modèle:

Sur Rapidminer la fenêtre de la cross validation est partagée en deux zones. La zone de gauche va contenir le modèle de machine learning choisis et il aura pour input le train set. Ce dernier aura pour fonction l'entraînement du modèle. La fenêtre de droite va contenir l'opérateur "*Apply model*" qui aura pour fonction, le test du modèle avec les données du test set ainsi que l'opérateur "*performance*" qui aura pour fonction d'évaluer les performances du modèle (voir la Figure IV.5).

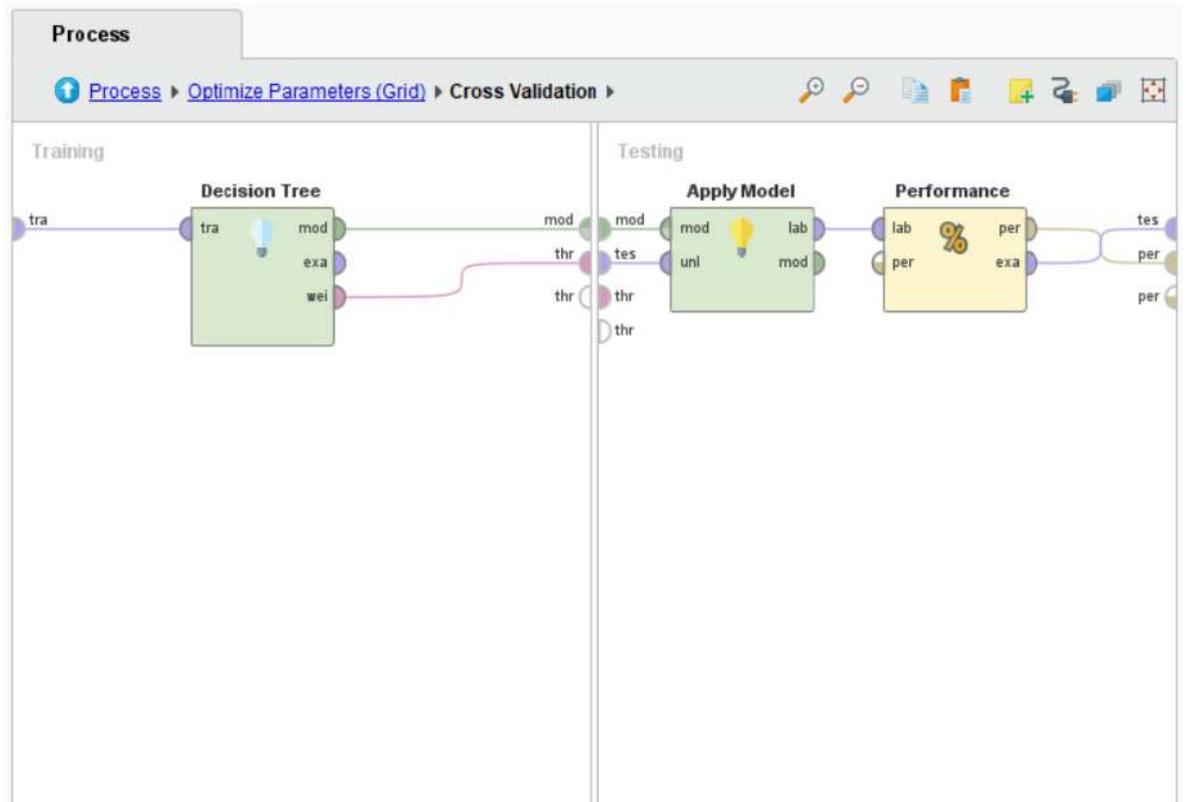


Figure IV.5: Schéma descriptif d'une Cross validation contenant l'algorithme 'decision tree'.

IV.3.2.3. La performance du modèle:

La performance d'un algorithme de Machine Learning est directement liée à sa capacité à prédire un résultat. Lorsque l'on cherche à comparer les résultats d'un algorithme à la réalité, on utilise une matrice appelée la matrice de confusion (voir la Figure IV.6). Elle mettra non seulement en valeur les prédictions correctes et incorrectes mais nous donnera surtout un indice sur le type d'erreurs commises. Il existe plusieurs métriques afin d'évaluer la performance d'un algorithme de ML celle qu'on va utiliser dans notre cas est l'Accuracy. Et représente le taux de prédictions correctes sur l'ensemble de nos prédictions.

accuracy: 74.74% +/- 0.14% (micro average: 74.74%)

	true N	true P	class precision
pred. N	746	113	86.85%
pred. P	22722	66807	74.62%
class recall	3.18%	99.83%	

Figure IV.6: Exemple de matrice de confusion pour évaluer la performance du model decision tree.

IV.3.2.4. Le choix du modèle:

Le but de cette modélisation, est d'essayer de classifier une opération, à partir des inputs introduits. L'opération peut prendre deux classes distinctes P ou N. Cette classification binaire fait partie de la branche du machine Learning supervisé. Or on dispose d'un large éventail d'algorithmes, performant, permettant de faire la prédiction de ce type de classification, tel que les arbres de décision, les random forest, les rules induction, etc. Pour notre étude, notre choix s'est limité à trois algorithmes, à savoir les arbres de décision, le deep learning et le random forest. L'idée est de modéliser notre classification en utilisant ces trois pour par la suite choisir le modèle le plus performant, c'est-à-dire celui ayant l'accuracy la plus élevée et le moins gourmand en ressources matérielles, pour que l'optimisation de ce dernier puisse se faire plus facilement.

IV.3.2.4.1. Algorithme Deep Learning (19):

Le Deep learning ou l'apprentissage profond est l'une des technologies principales du Machine Learning, avec le Deep learning, nous parlons d'algorithme capable de mimer les actions de cerveau humain grâce à des réseaux de neurones artificielles. Les réseaux sont composés de dizaines voire de centaines de 'couches' de neurones, chacune recevant et interprétant les informations de la couche précédente (voir la Figure IV.7):

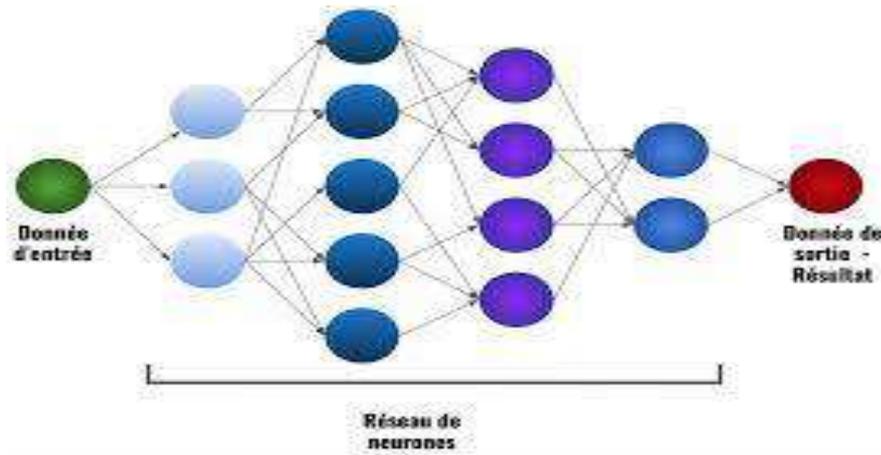


Figure IV.7: Schéma de fonctionnement de Deep Learning.

IV.3.2.4.2. Algorithme Random Forest (20) :

Le random forest est composé de plusieurs arbres de décision, entraînés de manière indépendante sur des sous-ensembles du data set d'apprentissage (méthode de bagging). Chacun produit une estimation, et c'est la combinaison des résultats qui va donner la prédiction finale qui se traduit par une variance réduite. En somme, il s'agit de s'inspirer de différents avis, traitant un même problème, pour mieux l'appréhender. Chaque modèle est distribué de façon aléatoire en sous-ensembles d'arbres décisionnels (voir la figure IV.8):

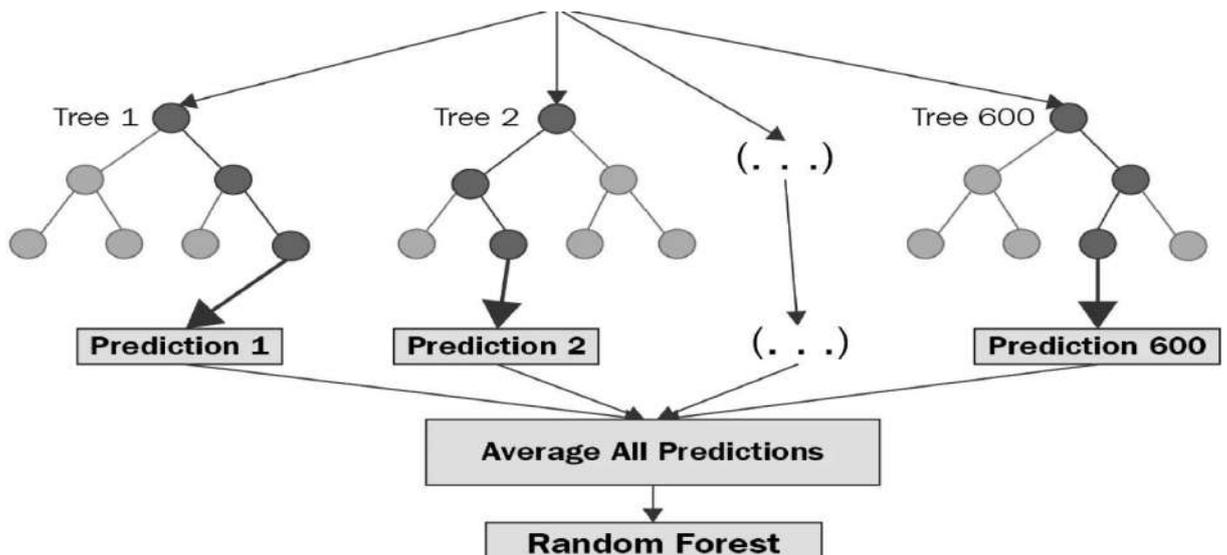


Figure IV.8: Schéma de fonctionnement de Random Forest.

IV.3.2.4.3. Algorithme Decision Tree (21):

Un arbre de décision est un modèle très simple. Etant donnée plusieurs caractéristiques, la décision se commence par un de ces caractéristiques, si ce n'ai pas suffisant, on utilise une autre, ainsi de suite. Il est largement connu et utilisé dans de nombreuses entreprises pour faciliter le processus de prise de décision et l'analyse des risques (voir la figure IV.9).

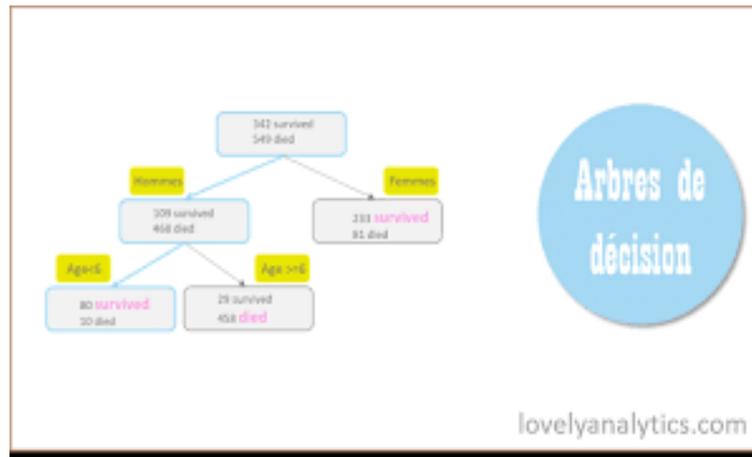


Figure VI.9: Schema de fonctionnement de Decision Tree.

Afin de choisir le modèle adéquat sur Rapidminer on utilisera l'opérateur **“Optimize process grid”**. Cet opérateur permet d'exécuter plusieurs autres opérateurs et sous-process, de varier leurs paramètres et de les classer en fonction de leur performance. Il va contenir l'opérateur **“Sub process”** qui sera divisé en trois parties et chaque partie va contenir un des trois algorithmes. Ces algorithmes seront contenus dans une cross validation. Les résultats obtenus sont affichés sur la figure IV.10.

On remarque à partir du tableau VI.1 que l'algorithme le plus performant est la décision tree avec un accuracy de 86,8%. En effet, cet algorithme bien que simple à implémenter, il peut se révéler puissant surtout pour des problèmes de classification binaire. L'autre avantage de cet algorithme est le faible temps nécessaire à son exécution. Ce qui permettra par la suite, lors de l'optimisation de gagner beaucoup de temps, d'exécuter plusieurs variantes de ce dernier, essayer plusieurs combinaisons de paramètres et par conséquent obtenir une performance élevée.

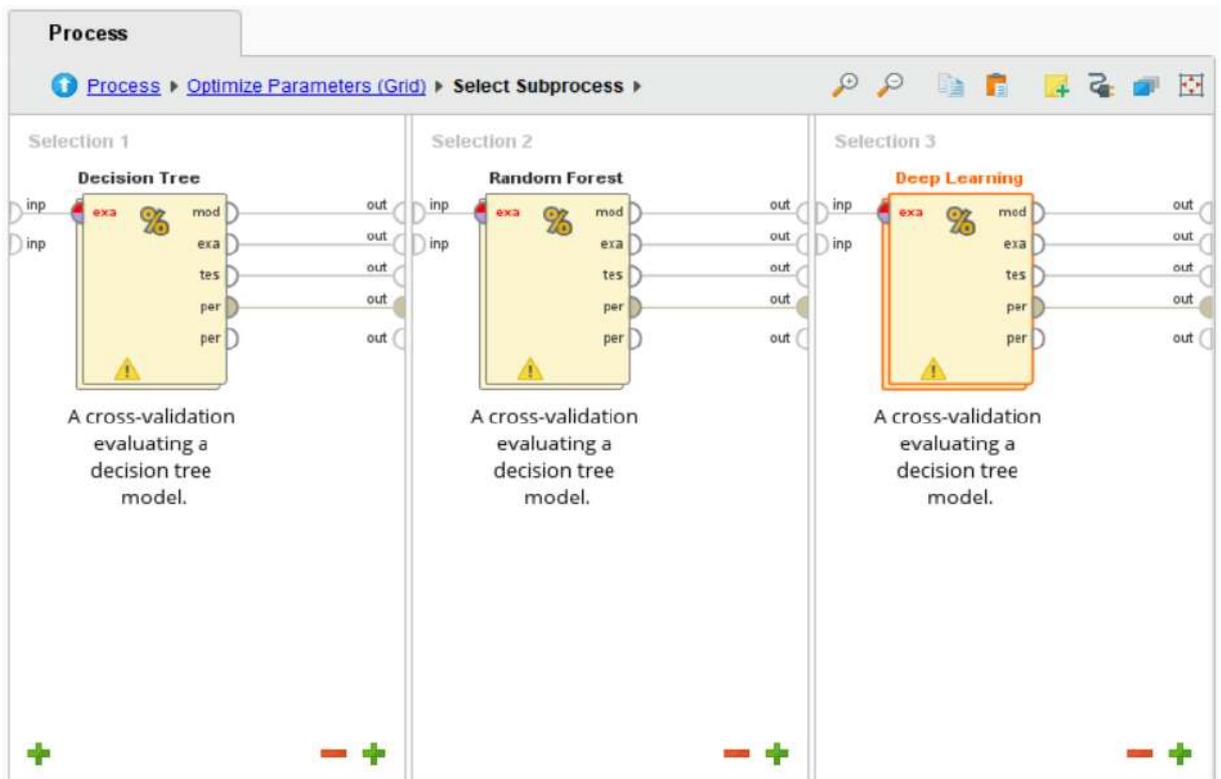


Figure IV.10: Schéma descriptif d'implémentation des trois algorithmes.

Tableau IV.1: Résultats des performances des trois algorithmes.

Algorithme	Accuracy
Decision Tree	0,812
Random Forest	0,746
Deep Learning	0,795

IV.3.3. Optimisation de modèle:

Comme pour trouver l'algorithme le plus performant, on va utiliser le même opérateur à savoir "Optimize process grid" afin de faire varier les paramètres de la cross validation et celui de l'algorithme afin de trouver les paramètres qui nous donnent les meilleures performances, en d'autres mots l'accuracy la plus élevée. Mais dans ce cas, il ne va contenir que l'arbre de décision qui sera lui-même contenu dans une cross validation. L'opérateur "Optimize process grid" permet d'exécuter plusieurs itérations de l'algorithme, ces itérations dépendent du nombre des paramètres à varier et du nombre de valeurs qu'un paramètre peut avoir (voir figure IV.11). De ce fait, plus il y

aura de paramètres à faire varier ou de valeur plus aura de combinaisons différentes et plus le temps d'optimisation sera plus long. Dans notre cas on a varié les paramètres suivants :

- Le nombre d'itération de la cross validation, soit de 5 à 10 itérations.
- La méthode d'échantillonnage qui peut être linear, stratified ou shuffled.
- Le critère de segmentation à savoir information gain, gain ratio, gini index et accuracy.
- La profondeur des branches de l'arbre soit de 10 jusqu'à 150 avec un pas de 10.
- Et le minimal gain qu'on fera varier de 0.0001 jusqu'à 0,001 avec un de 0,0001

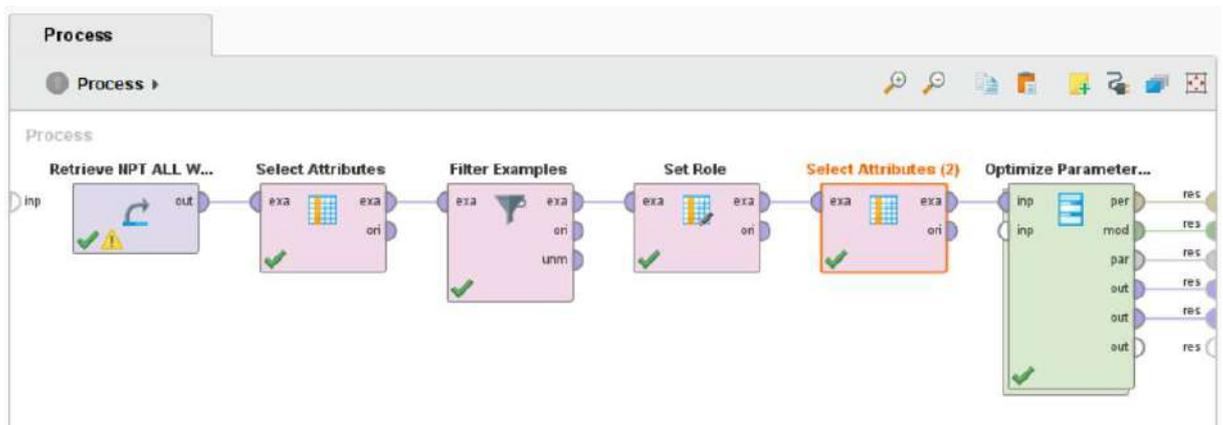


Figure IV.11: Schéma descriptif du process d'optimisation de la decision tree.

La variation de tous ces paramètres va générer plus de 7200 de combinaisons, ces combinaisons seront toutes exécutées et classées par l'accuracy la plus élevée. Comme on peut le voir sur la figure IV.12, la combinaison de paramètres ayant donné l'accuracy la plus élevée est de 88, 3%. Ce sont ces paramètres qui seront utiliser pour élaborer notre simulateur.

iteration	Decisio...	Decisio...	Decisio...	Decisio...	Decisio...	Decisio...	Decisio...	Decis...	acc... ↓
40	80	10	0.500	0.007	informati...	true	true	2	0.883
232	80	10	0.500	0.007	informati...	true	true	3	0.883
424	80	10	0.500	0.007	informati...	true	true	4	0.883
234	100	10	0.500	0.007	informati...	true	true	3	0.883
413	90	10	0.500	0.006	informati...	true	true	4	0.882
222	100	10	0.500	0.006	informati...	true	true	3	0.882
414	100	10	0.500	0.006	informati...	true	true	4	0.882
42	100	10	0.500	0.007	informati...	true	true	2	0.882
28	80	10	0.500	0.006	informati...	true	true	2	0.882
30	100	10	0.500	0.006	informati...	true	true	2	0.882
220	80	10	0.500	0.006	informati...	true	true	3	0.882
221	90	10	0.500	0.006	informati...	true	true	3	0.882

Figure IV.12: Tableau des résultats de l'optimisation de la decision tree, classés par ordre décroissant de l'accuracy.

IV.3.4. La simulation de modèle:

Après le choix de l'algorithme adéquat et son optimisation, l'étape ultime de notre travail est le déploiement du simulateur. Cette étape est rendue possible sur Rapidminer grâce à l'opérateur "Model simulator". Cet opérateur aura pour input le model, le train set et le test et permettra une fois le processus exécuté d'avoir un simulateur qui va prédire la probabilité d'occurrence d'un NPT en fonction des INPUT choisis prédéfinis (voir figure IV.13). Ces inputs sont les mêmes utilisées lors de notre modélisation. On pourra de ce fait les varier afin de faire des prédictions pour de futurs puits. Et cela dans le but principal d'éviter ou de minimiser les divers problèmes qu'on pourrait rencontrer dans le cas échéant de déterminer les meilleures coordonnées géographiques de l'implantation du puits, ou la densité de boue à utiliser.

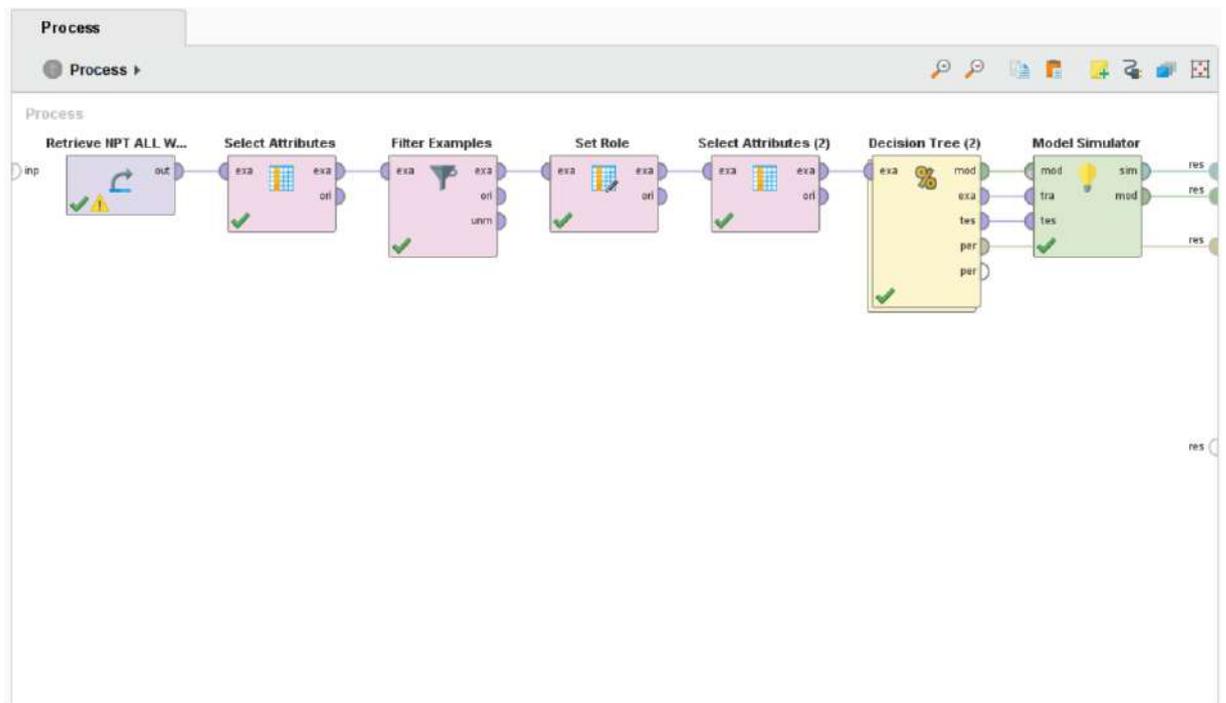


Figure IV.13: Schéma descriptif du process d'implémentation du simulateur de decision tree.

Comme on peut le voir sur le panel droit de la figure IV.14, ces prédictions dépendent de :

- La latitude,
- La longitude,
- Le choix de l'appareil,
- La phase,
- La densité de boue,
- La trajectoire du puits,
- Le type d'opération.



Figure IV.14: Représentaion du simulateur élaboré pour prévoir la probabilité d'occurrence du NPT.

Alors que sur le panel droit de la même figure on a:

- La probabilité d'occurrence du NPT pour les Input choisi par nous même, dans notre exemple c'est 7 % de chance qu'on aura un NPT,
- Les inputs les plus influents sur notre prédiction,
- La distribution de la confiance pour le productive time,
- L'accuracy de la prédiction.

Conclusion et Recommandations:

La présente étude s'appuie sur l'analyse d'un échantillon de cent quatre-vingts- huit (188) puits pris aux hasards dans le champ de Hassi Messaoud et dans le souci de réduire le coût du temps non productif au minimum.

Cette étude se scinde en deux parties, la première partie s'articule sur l'analyse aussi bien quantitative que qualitative des NPT qui sont typiquement spécifiques au champ de Hassi Messaoud. Pour cela, deux méthodes ont été judicieusement choisies afin d'arriver à diagnostiquer les causes qui influent de manière significative sur les coûts engendrés par ces NPT et qui sont de :

1-localiser le problème le plus coûteux dans la phase la plus coûteuse.

2-Localiser le problème le plus coûteux sur tous les puits forés.

L'approche choisie consiste à identifier la phase la plus coûteuse et localiser le problème le plus coûteux en termes de temps non productif dans la phase la plus coûteuse. Les données ont été récoltées sur pas moins de cent quatre-vingts- huit (188) puits sur une durée de cinq années (2017-2022) dans la région de Hassi Messaoud. Les résultats obtenus nous permettent d'affirmer le constat que la perte de circulation est le problème le plus coûteux avec un coût de 2183592,1 KDA, et qui représente un taux de 12,11 % du coût global de tous les problèmes rencontrés durant le forage et représente aussi un taux de 38.19 % du coût des problèmes de fond.

Par ailleurs, les arrêts des opérations de forage générés par d'autres problèmes comme le coincement, le pistonnage, les attentes en eau, les attentes de matériels, etc. Et capitalisent un coût de 11401085.46 KDA, avec un taux de 63.27 %, ce type de contraintes méritent d'être étudiées afin de minimiser le coût des NPT. Dans la même analyse et au-delà des chiffres énoncés, on a fait un examen qualitatif de ces problèmes, en investiguant les causes probables et cela pour chaque phase de forage. Avec un constat évident qui est qu'un même problème dans une même phase peut avoir des causes différentes, qu'un coincement de garniture pour ne citer que cet exemple puisse à la fois être dû à une densité trop basse (et créer une instabilité des parois de puits) ou à une densité trop élevée (provoquant un coincement par pression différentielle).

La deuxième partie de notre étude a consisté à élaborer un modèle de machine Learning capable de prévoir la probabilité d'occurrence d'un problème lors d'une opération donnée et cela en faisant varier plusieurs paramètres tels que la phase ou l'appareil de forage. Et en utilisant notre base de données de 188 puits. Ce type d'outil bien qu'il soit puissant et efficace de par sa fiabilité et sa robustesse de prédiction (l'accuracy a atteint plus 88,3%) reste caduc et dénué de toute utilité, si au préalable aucune étude (à l'image de celle qui a été faite dans la première partie de notre étude) n'avait été conduite. Il en résulte de cela une approche plus globale qui rassemble ces deux approches (à savoir une analyse quantitative et qualitative des NPT conjuguées à une modélisation métaheuristique en utilisant l'IA) et cela de manière complémentaire et synergique.

In fine, le but ultime de ce travail est de prédire la probabilité d'occurrence d'un NPT, d'identifier son origine afin de trouver des solutions adéquates, techniquement faisables et économiquement rentables. Car pour un même problème plusieurs solutions peuvent exister, et qui peuvent être simples et peu coûteuses comme le respect des bonnes pratiques et les règles de l'art ou bien plus complexes comme l'incorporation de nouvelles technologies dans nos processus de forage.

Bibliographique:

- (1) E.N.S.P.M -Le pétrole dans le monde. Eléments statistiques (notes)- E.N.S.P.M, CESEG, 1987.
- (2) Jean –Paul NGUEN -Techniques d’exploitation pétrolière : Le forage- -Institut Français du Pétrole-Editions technip. 1993 .
- (3) Madani Aoun et al., mémoire, Etude des cinemenet dans la phase 12.25 sur le champ de HMD.Université Kasdi Merbah Ouargla,2017.
- (4) DJIMTEMADJI Charles et BENAICHA Hani, Memoire de fin d Etudes, Universite Boumerdes, 2008.
- (5) BOURADJAME AEK, Interpretation et analyse des puits stimules sur le champ de HMD,1999.
- (6) Gilles GABOLDE and Jean-Paul NGUYE-Ingénieurs à l’ENSPM FI « formulaire du foreur » Sixième édition 1989 Editions Technip, Paris et Institut Français du Pétrole, Rueil-Malmaison.
- (7) Gilles GABOLDE and Jean-Paul NGUYE-Ingénieurs à l’ENSPM FI « Drilling Data Hanbook » Septième édition1999 Editions Technip, et Institut Français du Pétrole.
- (8) E.N.S.P.M -Architecture d’un puits Exploration & Développement- IFP ENSPM, 2007.
- (9) DOBBI Abdelmadjid-Forage pétroliers et techniques et Procèdes-Cours et exercices, 2020.
- (10) Cours de forage, Tome 1, institut francais de petrole IFP,LEBLOND,1963.
- (11) Gilles GABOLDE and Jean-Paul NGUYE-Ingénieurs à l’ENSPM FI « Drilling Data Hanbook » Septième édition1999 Editions Technip, et Institut Français du Pétrole.
- (12) F.GIGER et J. COMBE(IFP) et L.H. REISS (S.N.E.A(P))-L’intérêt du forage horizontal pour l’exploitation des gisements d’hydrocarbures- Revue de l’IFP. 1983.
- (13) E.N.S.P.M -Techniques du forage- ENSPM Formation industrie IFP Training-2007.
- (14) Forage-Sonatrach-2006., Manuel Cours IWCF Rotary Drilling Version-3-Simap-Direction des Opérations.

- (15) J-P.Szezuka -Forage dirigé-Ingénierie et Méthodes- - ENSPM -Edition. 3.3-2005.
- (16) Site de Schlumberger, disponible en ligne:

slb.com
- (17) Machine Learning, DataScientest, disponible en ligne: datascientest.com/machine-learning-tout-savoir.
- (18) Cross validation in machine learning, GeeksforGeeks, disponible en ligne: [geeksforgeeks.org/cross-validation-machine-learning/](https://www.geeksforgeeks.org/cross-validation-machine-learning/).
- (19) Deep learning, FUTURA TECH, disponible en ligne: futurasciences.com/tech/difinition/intelligence-artificielle-deep-learning-17262/.
- (20) Random forest, JDN, Guide de l'intelligence artificielle, Dictionnaire de l'intelligence artificielle.
- (21) Introduction a l'apprentissage automatique, Arbre de decision.