



**UNIVERSITE ABDERAHMANE MIRA - BEJAIA
FACULTE DE TECHNOLOGIE**

DEPARTEMENT DES MINES ET GEOLOGIE

**En vue de l'obtention du Diplôme de Master en Mines et
Géologie
Option : Exploitation Minière**

Mémoire de Master

Présenté par

M^{elle} Boucherchem Amira

M^{elle} Boussaboua Asma

Thème

***Contrôle de pression en forage conventionnel
avec MPD
(Cas d'étude site Gassi Touil-Algérie)***

Soutenu le 25/06/2015 devant le jury composé de:

Président: Mr. Guelmami Ali

Encadreur: Mme. Kamli Warda

Examinatrice: Mme. Kicher K

Année Universitaire: 2014-2015

Remerciement

En premier lieu, nous tenons à remercier Dieu, notre créateur pour nous avoir donné la force pour accomplir ce travail.

Au terme de ce travail nous tenons vivement à exprimer notre gratitude à tous ceux qui, de près ou de loin ont contribué à la réalisation de ce mémoire ; nous espérons qu'ils trouveront le long de ces lignes toute notre reconnaissance.

Nous tenons à exprimer, une profonde reconnaissance à notre Promotrice Mme.Kamli Warda. Ainsi qu'au membre de jurés respectueux.

Notre immense reconnaissance à Mr.Maza Chef du département des Mines et Géologie et à tous les enseignants.

Tous nos vifs et profonds remerciements à Mr.Aouadi (Directeur de la Région Gassi Touil), à Mr.Boussis Houcine (Chef service technique puits) & Mr.Djoughri Youcef (Ingénieur en géologie) qui nous ont accueillis au sein de la société SONATRACH, de plus ils ont supervisés et mis à notre dispositions le moyens et les données dont ils disposaient et tous les membres de la région qui nous en aider. Sans oublier l'équipe de Weatherford pour leur accompagnement durant notre visite, leur aide et explications importantes.

Nos derniers remerciements ce ne sont pas les moindres, vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de ce travail.

Dédicace

Je dédie ce travail

A mes parents : Grâce à leurs tendres encouragements et leurs grands sacrifices, ils ont pu créer le climat affectueux et propice à la poursuite de mes études. Aucune dédicace ne pourrait exprimer mon respect, ma considération et mes profonds sentiments envers eux. Je prie le bon Dieu de les bénir, de veiller sur eux, en espérant qu'ils seront toujours fiers de moi.

A ma sœur IKRAM et à mes frères AMAR et ABDOU.

A ma tante WARDA et sa petite fille FAROUHA.

A mon binôme ASMA et toute la famille BOUSSABOUA.

Aux personnes qui m'ont toujours aidé et encouragé, qui étaient toujours à mes côtés, et qui m'ont accompagnaient durant mon chemin d'études ZINEB et ZAHRA, mes collègues d'étude SOUHILA, HADIA, et DIHIA.

A tous mes professeurs : Leur générosité et leur soutien m'oblige de leurs témoigner mon profond respect et ma loyale considération.

Merci...

AMIRA

Dédicace

En cet honorable lieu, d'un simple geste tracé par écrit, mais qui jaillie du profond sentiment de reconnaissance, permettez-moi de citer les noms comme un mémorandum pour ceux qui ont une

place particulière:

A mon très cher père

A ma très chère mère

A mes très chers frères et sœurs

A ma très chère tante Imene

A toute ma famille « Boussaboua & Zellouf ».

A mon binôme Amira, et à toute sa famille adorable.

A tout ceux qui nous en encourager et aider.

A la promotion de la 5ème année Mines 2014/2015.

A tous mes ami(e) s et particulièrement mes aimables Hadia,

Souhila et Dihia.

A tous ; je dédie cet ouvrage, qui est le sens de mes études supérieurs, tel un présent du cœur, en priant ALLAH tout puissant à le mettre au service de notre nation et du bien de

l'humanité, et qu'il sera une lumière sur mon parcours

professionnel.

Asma

Liste d'abréviation

AFP: Annular Friction Pressure.

API: Application Programming Interface.

APWD: Annular Pressure While Drilling.

BHA: Bottom Hole Assembly.

BHCP: Bottom Hole Constant Pressure.

BHP: Bottom Hole Pressure.

BMP: Balanced Mud Pill.

BOP: Blow Out Preventer.

BRD: Brides.

CBHP: Circulation Bottom Hole Pressure.

C.E.P - SN REPAL : Compagnie d'Exploitation du Pétrole - Société Nationale de Recherche et d'Exploitation du Pétrole En Algérie.

CCS: Continuous Circulation System.

CPC: Construction products holding company.

CTU: Coiled Tubing Unit.

DDV: Downhole Deployment Valve.

DG: Dual Gradient.

DP: Differential pressure.

DV: Differential Valve.

ECD: Equivalent Circulating Density.

ECP: External Casing Packer.

EMW: Equivalent Mud Weight.

EPC: Engineering Procurement Construction.

Liste d'abréviation

FV: Funnel Viscosity.

GEA: Gassi El Adem.

GPL : Gaz de Pétrole Liquéfié.

GTL : Gassi Touil.

GTS : Gassi Touil Supérieur.

H/E : Huile/Eau.

HCH : Hassi Chergui.

HPHT : Haut Pression Haut Température.

HSE: Health, Safety and Environment.

HTG: Hassi Touareg.

IADC: International Association of Drilling Contractors.

LCM: Lost Circulation Matériel.

LOT: Leak Off Test.

LPM: liters per minute.

LTI: Louis Tanguay Informatique.

MCD: Mud Cap Drilling.

MD: Measured Depth.

MPD: Managed Pressure Drilling.

MW: Mud Weight.

MWD: Measurement While Drilling.

N-E: Nord- Est.

NE-SO: Nord Est- Sud Ouest.

NNE-SSO : Nord Nord Est- Sud Sud Ouest.

Liste d'abréviation

NO-SE : Nord Ouest- Sud Est.

NPT: Non Productive Time.

NRV: No Rotor Valve.

N-S : Nord- Sud.

NZE: Nezla Est.

NZN : Nezla Nord.

NZS : Nezla Sud.

OBM: Oil Based Mud.

PCD: Pressure Control Device.

PDC: Poly Diamond Cristallin.

PED: Petroleum Engineering Department.

PMCD: Pressurized Mud Cap Drilling.

PV: Plastic Viscosity.

QH: Quartzites de Hamra.

RCD: Rotating Control Device.

REK: Rhourd El Khalf.

RN 3: Route National n°3.

ROP: Rate of Penetration.

RPM: Revolutions per minute.

S: Sud.

S.A.C: Semi Auto Choke.

SBP: Surface Back Pressure.

SH/DP: Sonatrach/ Division Production.

SH/GTL: Sonatrach/Gassi Touil.

Liste d'abréviation

SH/RGN: Sonatrach/ Repsol Gas Naturel.

SO : Sud Ouest.

SO-NE : Sud Ouest- Nord Est.

SPP: Stand Pipe Pressure.

TAGI : Trias Argilo-Gréseux Inférieur.

TAGS : Trias Argilo-Gréseux Supérieur.

TD: Total Depth.

TOU: Toual.

UBD: Underbalanced Drilling.

UBI: Unsorted Block Images.

URGA : Unité de traitement de Gaz Associe.

UTG : Unité de Traitement Gaz.

UTM: Universal Transverse Mercator.

WCM: Well Control Matrix.

WDI: Weatherford Drilling International.

WHP: Wellhead Pressure.

WOB: Weight On Bit.

XPT: Xpress Pressure Tool.

YP: Yield Point.

Sommaire

Remerciement

Dédicace

Liste d'abréviation

Sommaire

Liste des tableaux

Liste des figures

Introduction générale.....1

Problématique2

Chapitre I : Description du site de Gassi-Touil

I.1 Introduction.....5

I.1-1 Histoire des découvertes dans la région Gassi-Touil.....5

I.2 Situation Géographique.....6

I.2.1 Position et données général.....6

I.2.2 superficie et coordonnées.....7

I.3 Présentation du champ Nezla Sud.....8

I.3.1 Situation géologique.....9

I.3.2 Historique de recherche.....11

I.3.3 Travaux des puits.....12

I.4 Stratigraphie de la région.....15

I.4.1 Le Paléozoïque.....15

I.4.2 Le Mésozoïque.....16

Sommaire

I.4.3 Le Cénozoïque.....	19
I.5 Tectonique de la structure de Nezla.....	21
I.5.1 Tectonique régionale.....	21
I.5.2 Tectonique locale.....	22
I.5.3 Évolution structurale.....	23
I.6 Intérêt pétrolier.....	25
I.6.1 Les roches réservoirs.....	25
I.6.2 Les roches couvertures.....	26
I.6.3 Les roches mères et maturation.....	26
Conclusion.....	26

Chapitre II : Le forage conventionnel

Introduction.....	28
II.1 Définition.....	28
II.1.1 Poids sur l'outil.....	29
II.1.2 Rotation.....	30
II.1.3 Circulation.....	30
II.1.4 Ajout de tige.....	31
II.1.5 Remontée de l'outil.....	31
II.1.6 Tubage et cimentation.....	31
II.2 Forage conventionnel.....	32
II.3 Outil de forage.....	34
II.3.1 Les outils tricônes.....	34
II.3.2 Les outils diamant.....	36
II.3.3 Les outils PDC.....	36
II.4 Garniture de forage.....	37

Sommaire

II.4.1 Les tiges de forage.....	37
II.4.2 Les masse-tiges.....	37
II.4.3 Les tiges lourdes.....	37
II.4.4 Les stabilisateurs.....	37
II.5 Les activités de forage.....	39
II.5.1 Fonction levage.....	39
II.5.2 Fonction rotation.....	44
II.5.3 Fonction pompage.....	45
II.6 La transmission de l'énergie.....	49
II.6.1 La transmission mécanique.....	49
II.6.2 La transmission électrique.....	50
II.7 La boue de forage.....	51
II.7.1 Les principaux rôles de la boue.....	51
II.7.2 Ses principales caractéristiques.....	51
II.7.3 Les principaux types de boue.....	51
II.7.4 Circuit à boue.....	51
II.8 Le tubage et la cimentation.....	53
II.8.1 Mode opératoire.....	56
II.8.2 La tête de puits.....	58
II.8.3 Les obturateurs.....	59
II.9 Le Forage dirigé.....	61
Conclusion.....	63

Chapitre III : Le forage en MPD

Introduction.....	65
III.1 Forage en MPD.....	65
III.2 Avantages et inconvénients de MPD.....	67
III.2.1 avantages de MPD.....	67
III.2.2 inconvénients de MPD.....	68

Sommaire

II.3 Equipement du MPD.....	68
III.3.1 Equipement commune à l'opération de MPD.....	70
III.4 Option d'installation.....	76
III.5 Les solutions de santé, sécurité et environnement concernant par MPD.....	80
III.6 Limitation et coût du MPD.....	80
III.6.1 Limitations.....	80
III.6.2 Coût.....	81
III.7 Avenir et améliorations de MPD.....	81
Conclusion.....	81

Chapitre IV : La partie technique

Introduction.....	84
IV.1 But du sondage.....	84
IV.2 Objectifs.....	84
IV.3 Données générales.....	84
IV.4 Situation géographique.....	84
IV.4.1 Coordonnées d'implantation.....	85
IV.5 Réalisations stratigraphiques.....	85
IV.6 Conditions particulières de forage.....	86
IV.7 Elaboration d'un programme de forage.....	86
IV.7.1 Caractéristiques de l'appareil.....	87
IV.7.2 Harmonisation des diamètres.....	87

Sommaire

IV.7.3 Programme de boue.....	91
IV.7.4. Programme des outils de forage.....	98
IV.7.5 Programme de tubage.....	100
IV.7.6. Programme de cimentation.....	102
IV.8 Détermination des pressions.....	109
IV.8.1 Forage conventionnelle (pour la 1 ^{ère} , 2 ^{ème} , 3 ^{ème} , et 4 ^{ème} phases).....	109
IV.8.2 La fenêtre de forage.....	111
IV.8.3 Forage en MPD (pour la 5 ^{ème} phase).....	111
IV.8.4 Le profil et les problèmes de forage.....	112
IV.8.5 Simulation Hydraulique - Le Point de départ.....	114
IV.8.6 Les procédures du programme MPD.....	116
IV.8.7 La fenêtre de forage.....	116
IV.8.8 Planning final de la fenêtre de forage.....	121
Conclusion.....	122
Conclusion général	123
Bibliographie	125

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Les coordonnées géographiques de Gassi-Touil.....	7
Tableau I.2 : Les coordonnées géographiques du champ Nezla.....	9
Tableau I.3 : Les horizons du champ Nezla.....	12
Tableau I.4 : Les réserves du champ Nezla.....	13
Tableau IV.1 : Les coordonnées d'implantation de NZ-28.....	85
Tableau IV.2 : Données utilisée pour le calcul des différents diamètres des phases.....	89
Tableau IV.3: Les résultats finaux du programme.....	90
Tableau IV.4 : Les volumes de boue nécessaires pour le forage	95
Tableau IV.5 : Les résultats finaux du calcul du tubage.....	102
Tableau IV.6 : Les résultats obtenus par le test.....	117

Liste des figures

Photos réels de l'éruption à NZ-19 en 2006	3
Figure I.1 : Les Champs de la Région de Gassi-Touil.....	6
Figure I.2 : La Situation Géographique de Gassi-Touil.....	7
Figure I.3 : Situation géographique du champ Nezla Sud.....	8
Figure I.4 : Situation géologique du champ de Nezla.....	10
Figure I.5 : Colonne stratigraphie du champ de Nezla Sud.....	20
Figure I.6 : Carte en isobathes au mur du TAGS du champ Nezla Sud.....	24
Figure I.7 : Coupe structurale du champ de Nezla Sud.....	25
Figure II.1 : Travail de la pioche.....	28
Figure II.2 : Travail de l'outil.....	29
Figure II.3 : Poids sur l'outil.....	29
Figure II.4 : Appareils de rotation.....	30
Figure II.5 : Circulation fluide de forage.....	31
Figure II.6 : Profile de la pression de fond dynamique et Statique.....	32
Figure II.7 : Exemple d'une fenêtre de forage étendue.....	33
Figure II.8 : BHP dans le forage conventionnel.....	33
Figure II.9 : Outils à Picot (pour terrains plus durs).....	34
Figure II.10 : Outils à Picot (pour terrains tendre).....	34
Figure II.11 : Outils à molettes (tricônes).....	35
Figure II.12 : Hydraulique des outils à molettes.....	35
Figure II.13 : Une Duses.....	35
Figure II.14 : Outil diamant.....	36
Figure II.15 : Outils PDC.....	36

Figure II.16 : Travail des tiges de forage.....	38
Figure II.17 : Un stabilisateur.....	38
Figure II.18 : Le mât.....	39
Figure II.19 : Moufle fixe.....	40
Figure II.20 : Passerelle d'accrochage	40
Figure II.21 : Substructure.....	41
Figure II.22 : Plan incliné.....	41
Figure II.23 : La fonction levage.....	41
Figure II.24 : Le moufle fixe.....	42
Figure II.25 : Le moufle mobile et le crochet.....	42
Figure II.26 : Le tambour de manœuvre.....	43
Figure II.27 : Les ralentisseurs.....	43
Figure II.28 : La table de rotation.....	44
Figure II.29 : Equipement de rotation.....	44
Figure II.30 : La pompe de forage.....	45
Figure II.31 : La pompe à boue.....	46
Figure II.32 : Le manifold du plancher.....	46
Figure II.33 : La tête d'injection.....	47
Figure II.34 : Le top drive.....	48
Figure II.35 : Élévateurs.....	48
Figure II.36 : Clé automatique.....	48
Figure II.37 : Moteur Diesel.....	49

Figure II.38 : La source d'énergie.....	49
Figure II.39 : Moteur à courant continu.....	50
Figure II.40 : Moteur à courant alternatif.....	51
Figure II.41 : Un entonnoir.....	52
Figure II. 42 : Le tamis vibrant.....	53
Figure II.43 : Tubage.....	53
Figure II.44 : Tête de cimentation.....	54
Figure II.45 : Les bouchons de cimentation.....	55
Figure II.46 : Unité de cimentation.....	55
Figure II.47 : Etapes de cimentation.....	57
Figure II.48 : La tête de puits (coins d'ancrage).....	58
Figure II.49 : Tete de puits.....	59
Figure II.50 : Coins d'ancrage.....	59
Figure II. 51 : Les obturateurs.....	60
Figure II.52 : Types de forage dirigé.....	61
Figure II. 53 : Section d'un forage dirigé.....	62
Figure II.54 : Le forage dirigé.....	62
Figure III.1 : Présentation de la MPD.....	65
Figure III.2 : Fenêtre de forage conventionnel et en MPD.....	66
Figure III.3 : Système de l'MPD.....	68
Figure III.4 : Le système de contrôle automatique.....	69

Figure III.5 : Le RCD.....	71
Figure III.6 : Le Choke manifold.....	71
Figure III.7 : Tiges de forage avec vanne anti retour.....	72
Figure III.8 : Unité standard de Puissance.....	73
Figure III.9 : Pupitre de commande de distance de surveillance/foreurs.....	73
Figure III.10 : Composants et Installation.....	74
Figure III.11 : Semi Auto Choke.....	75
Figure III.12 : Cabine de contrôle.....	75
Figure III.13 : DDV (Downhole Deployment Valve).....	76
Figure III.14 : Installation du liner.....	76
Figure III.14 : Ligne de commande.....	77
Figure IV. 1 : Schéma représentant δ et Δ	88
Figure IV.2 : Programme technique de boue utilisée pour forer NZ-28.....	91
Figure IV.3 : La 1ère phase du trou de forage	93
Figure IV.4 : La 2ème phase du trou de forage.....	93
Figure IV.5 : La 5ème phase du trou de forage.....	94
Figure IV.6 : Représentation des efforts appliqués sur un tubage.....	100
Figure IV.7 : Profil du puits en cours de cimentation.....	103
Figure IV.8 : Leak Off Test avec APWD.....	110
Figure IV.9 : La fenêtre de forage conventionnel.....	111
Figure IV.10 : Fractures des QH.....	113
Figure IV.11 : Profil du puits NZ-28.....	113
Figure IV.12 : Schéma explicatif du test.....	114
Figure IV.13 : La schématisation de la fenêtre de forage du NZ-28.....	118
Figure IV.14 : La variation du BHCP avec le temps.....	119
Figure IV.15 : La fenêtre de forage en MPD.....	120
Figure IV.16 : Planning final de la fenêtre de forage.....	121

Introduction générale

Le pétrole et le gaz jouent un rôle très important et capital dans l'industrie de plusieurs pays producteurs et exportateurs, dont leurs économies s'appuient principalement sur l'exploitation et la commercialisation de ces énergies comme c'est le cas de notre pays.

La demande excessive de cette ressource épuisable a amené à l'exploration de nouveaux sites pour compenser la diminution de l'offre due à l'évolution progressive de besoin du marché.

L'extraction de cette source du sous-sol considérée comme un grand investissement, nécessite des travaux complémentés et successifs par les spécialistes, et avec des moyens spécifiques. Bien qu'étant une technique très ancienne, le forage s'est beaucoup développé avec les recherches minières et pétrolières, et il a mis à profit de nombreuses innovations techniques déterminantes comme l'utilisation des matériaux très durs et d'aciers spéciaux, l'air comprimé, la transmission hydraulique.

Le développement de la technologie pétrolière représente le secret de réussite ; en effet il demande des techniques considérables d'un côté, et un personnel qualifié de l'autre afin d'atteindre les objectifs, qui sont la pénétration du réservoir, dans les meilleurs conditions techniques et de sécurité et en assurant une longue durée de vie du puits avec un coût minimum. A cet effet, les programmes de forage doivent être élaborés de la manière la plus efficace tenant compte les différentes complications qui peuvent être, ou qui ont lieu lors de la réalisation d'un puits afin d'éviter toute perte de temps et d'argent. [1]

Dans ce cadre, notre présente étude porte sur les différentes techniques de forage utilisées.

Notre mémoire est structurée de la manière suivante :

Après une introduction générale, la description du site Gassi Touil est développée dans le chapitre I. le chapitre II présente une généralité sur le forage, ainsi que la technique classique du forage (conventionnelle), ensuite la technique récemment utilisée dans ce site a été remis dans le chapitre III, puis les principaux résultats expérimentaux ont été remis dans le chapitre IV, nous terminons notre travaille par une conclusion générale.

Problématique :

La direction régionale de SH/GTL est composée de plusieurs périmètres gaz et huile, chaque périmètre contient plusieurs réservoirs et chaque réservoirs ayant ses caractéristiques spécifiques et l'effluent produit qu'influe sur la technique de forage utilisée.

Pour cela on a choisi le cas d'un périmètre de gaz connu par Nezla Sud qu'est composé de 03 réservoirs (TAGS, TAGI, QH) ; les premiers forages des puits de Nezla (QH), les foreurs sont tombés face à plusieurs problème principalement sont:

- La faible vitesse d'avancement (ROP) qui influe négativement sur la durée de réalisation des puits d'exploration.
- La consommation excessive d'outils de forage influe aussi sur la durée et le coût du projet (prix des outils, temps des manœuvres).
- Le risque permanent de coincement des garnitures de forage qui peut amener à l'abandon du puits, à cause des fractures.
- Forage des QH ayant une fenêtre de forage très réduite ou il est impossible de les traverser par les méthodes standard et le meilleur exemple de ce problème est l'éruption du puits NZ-19 en 2006; dans le but de préserver les réservoirs et de réaliser le forage dans les meilleures conditions, ils ont choisi une nouvelle technique (MPD) qui est récemment utilisée dans le territoire algérien et spécialement sur ce genre de réservoir.

Les risques de forage tels que les pertes, l'instabilité de puits, les éruptions et les coincements des tiges de forage sont des défis qui peuvent être résolus en utilisant la technologie de MPD, menant à la réduction des coûts de l'opération. L'avantage principal de l'utilisation du MPD est la capacité de contrôler la pression en état dynamique avec la manipulation de la contre-pression au lieu de la densité de boue.



Photos réels de l'éruption à NZ-19 en 2006

Chapitre I :
Description du site de
Gassi Touil

Introduction :

La région **Gassi-Touil** est l'une des dix régions qui constituent actuellement la division production de la branche Amont.

Elle est constituée de dix champs :GassiTouil (GTL), GassiTouil Supérieur (GTS), Hassi Chergui (HCH), Nezla Sud (NZS), Nezla Nord (NZN), Toulal (TOU), Hassi Touareg (HTG), Brides (BRD), Gassi El Adem (GEA) et Rhourd El Khalf (REK).

La production de brut a débutée en **1963** par l'exploitation du champ **GTL**. Celle du gaz en **1976** par l'exploitation du champ **GTS**. Les champs producteurs déversent dans un seul centre composé de trois unités : Traitement Brut (**CPC**), Traitement Gaz (**UTG**), et Réinjection Gaz (**URGA**).

Après l'arrêt de l'ancienne unité de traitement gaz (**UTG**) le 09.01.2012 et mise des puits à la disposition du projet pour raccordement. Une nouvelle unité de traitement Gaz (**EPC**) est mise en service le 17.12.2013.

➤ **Histoire des découvertes dans la région Gassi-Touil :**

La région de Gassi Touil est à vocation pétrolière et gazière, elle est composée de plusieurs champs dont les principaux :

Nezla Nord : découvert en 1958, **10** puits forés de l'huile et de gaz.

Nezla Sud : découvert en 1958, **32** puits forés de gaz.

Hassi Touareg Nord : découvert en 1959, **08** puits forés de gaz.

Hassi Touareg Sud : découvert en 1959, **06** puits forés de gaz.

Gassi Touil : découvert en 1961, **83** puits forés d'huile et gaz.

Hassi Chergui Nord : découvert en 1962, **01** puits forés d'huile.

Hassi Chergui Sud : découvert en 1962, **09** puits forés d'huile.

Brides : découvert en 1958, **14** puits forés de gaz.

Toulal : découvert en 1958, **18** puits forés de gaz et condensât.

REK : découvert en 1977, **01** puits forés de gaz.

Gassi EL-Adem : découvert en 1967, **06** puits forés de gaz. [2]



Figure I.1: Les Champs de la Région de Gassi – Touil. [2]

I.1-Situation Géographique:

I.1.1-Position et données générales:

Le champ de Gassi Touil est situé à environ **150 km** au Sud-Est de Hassi Messaoud et à **1000 km** d'Alger, sur la route nationale **RN 3** reliant Ouargla à In Aménas.

Altitude : **210 m** environ

Climat : Chaud et sec

Température : Maximale (été) = **50 °C** Minimale (hiver) = **- 5 °C**

Type de paysage : Plateaux de sable avec des cordons de dunes.

Vents dominants : Nord Est - Sud-Ouest

Périodes de vents de sable : Février, Mars et Avril Pluviométrie : Très faible pendant l'hiver, nulle pendant le reste de l'année.

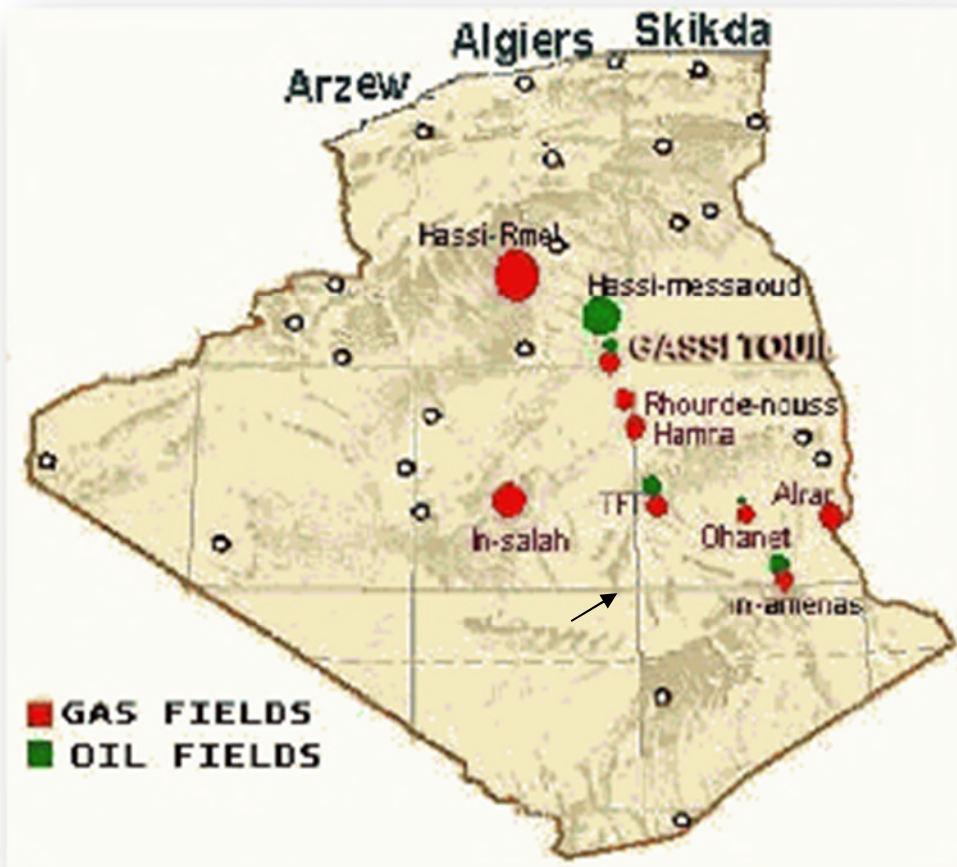


Figure I.2 : La Situation Géographique de Gassi-Touil. [2]

I.1.2 Superficie et coordonnées :

Superficie : 120 km² environ

Les Coordonnées :

Tableau I.1 : Les coordonnées géographiques de Gassi-Touil. [2]

UTM	Géographiques
X = de 258 550 à 264 681	X = de 6°28'00" à 6°30'00"
Y = de 3 373 250 à 3 35291	Y = de 30°30'00" à 30°17'00"

I.2. Présentation du champ Nezla Sud :

Le périmètre de Nezla fait partie du cadre géologique de la région de Gassi Touil, il est la cible pour notre étude pratique, pour cela un aperçu est préférable pour mieux enrichir notre étude.

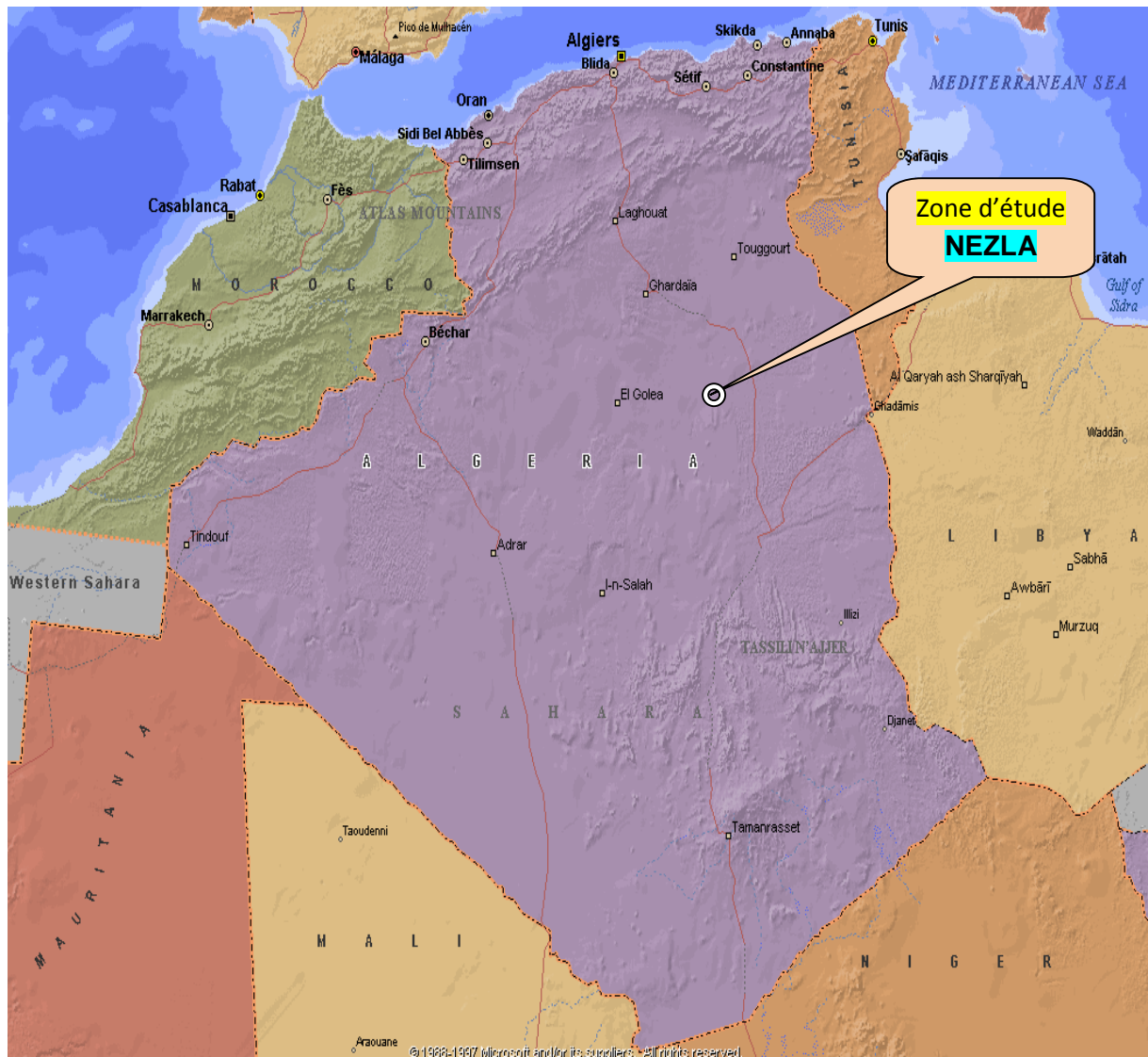


Figure I.3 : Situation géographique du champ Nezla Sud. [2]

Chapitre I : Description du site de Gassi Touil

Le champ de Nezla Sud est situé à environ 120 km au Sud-Est de Hassi Messaoud, à 1030 km au Sud-Sud-Est d'Alger et à 25 km au Nord de la base de vie de Gassi Touil.

Altitude : **190 m** environ.

Climat : Chaud et sec.

Température : Maximale (été) = **50 °C**, Minimale (hiver) = **- 5 °C**.

Type de paysage : Plateaux de sable avec des cordons de dunes.

Vents dominants : Nord Est - Sud-Ouest.

Périodes de vents de sable : Février, Mars et Avril.

Pluviométrie : Très faible pendant l'hiver, nulle pendant le reste de l'année. [2]

Les coordonnées du champ sont les suivantes :

Tableau I.2 : Les coordonnées géographiques du champ Nezla. [2]

UTM	Géographiques :
X = de 260 650 à 267 200 m	X = de 6°30'00" à 6°38'00" (Nord)
Y = de 3 391 560 à 3 405 200 m	Y = de 30°38'00" à 30°45'00" (Est)

Superficie : **120 km²** environ.

Le champ de Nezla Sud est limité :

* Au Nord-Ouest par les gisements Gassi-El-adem (ex-concession de Gassi-Touil et Hassi Touaerg).

* Au Nord-Est par les gisements de Gassi El Adem et Brides

* Au Sud par les gisements Gassi-Touil et Hassi-Touareg.

I.2.1.Situation géologique :

Géologiquement le champ de Nezla Sud est limité :

- A l'Ouest et à l'Est par des lignes des failles lui donnant un caractère en horst, délimité par sillons.

Chapitre I : Description du site de Gassi Touil

- Plus particulièrement situé au Sud par Nezla Nord et au Nord de Gassi Touil
- Au Nord par le haut fond d'El Biod, faisant partie de la dorsale complexe d'Amguid El Biod-Hassi Messaoud. [2]



Figure I.4: Situation géologique du champ de Nezla. [2]

I.2.2 Historique de recherche :

La structure de Nezla Sud a été mise en évidence par la sismique réflexion sur le Permis de Hassi Touareg par (COPEFA en 1958), et a donné lieu à l'implantation de 02 forages : NZ-1 en 1960 et NZ-2 en 1961.

Ces deux sondages ont montré une importante accumulation de gaz au niveau des grès du Trias Argilo-Gréseux Supérieur et du Trias Argilo-Gréseux Inférieur.

L'Ordovicien sous-jacent (Grès de Ouargla et Quartzites de Hamra), bien qu'ayant fourni du gaz à NZ-1, s'est révélé bien trop compact pour représenter un réservoir intéressant.

La poursuite de l'exploration au Sud du permis de Hassi Touareg sur la structure de Gassi Touil (GT-1 et GT-2 en 1961), a permis de confirmer l'existence de ces deux réservoirs.

En 1962-1963, le sondage de GT-3, implanté sur la bordure de la structure, a trouvé un anneau d'huile à la limite du gisement de gaz. La découverte de cet anneau d'huile a permis d'envisager une situation analogue sur la structure de Nezla, qui a débordé sur la structure d'El Aziba.

Par ailleurs, le sondage de NZ-2 a montré une réduction d'épaisseur des grès inférieurs vers l'Est, ce qui a permis de ne pas trop s'éloigner de NZ-1 dans cette direction, pour les prochains forages.

Après l'étude structurale du flanc Est de la structure de Nezla, menée en commun par une équipe C.E.P. - SN REPAL et qui a fait l'objet du rapport « Étude sismique de la structure de Nezla » (CEP-SN REPAL - 1963), il a été retenu de poursuivre l'exploration du flanc Est de façon progressive par l'implantation du puits NZE-1, dans un premier temps.

La position structurale du projet Nezla Est a été calculée de telle sorte que le mur du réservoir supérieur soit à la même côte absolue que le mur du réservoir inférieur dans la position la plus basse, où il a été reconnu (sondage NZ-2).

Cette position qui conduit notamment à la possibilité de retrouver un éventuel plan gaz/huile dans les Grès Supérieurs et le plan d'eau à l'intérieur des Grès Inférieurs, aboutit à une descente structurale de l'ordre de 400 m au toit des Grès Supérieurs, par rapport à NZ-1.

Chapitre I : Description du site de Gassi Touil

Les résultats de ce forage ont mis en évidence du gaz dans les Grès Supérieurs qui sont un réservoir moyen, tandis que les Grès Inférieurs se sont révélés un réservoir médiocre à nul, envahi d'eau salée.

En outre, il a été mis en évidence une perte des qualités pétrophysiques du réservoir qui s'expliquait essentiellement par l'enrichissement des Grès du TAGS en ciment argileux, et sans doute aussi, par un passage latéral des niveaux gréseux dans NZ-1 à des niveaux argileux dans NZE-1.

Le Réservoir Inférieur s'est révélé plus riche en argile et en nourrissage secondaire en silice, et perd définitivement tout intérêt, puisqu'il se situe sous le plan d'eau.

Un autre forage (NZ-3) a été implanté à la fin de 1970 et a été destiné à reconnaître l'existence d'une éventuelle accumulation d'huile dans les Réservoirs Triasiques Inférieur et Ordovicien, en position structurale intermédiaire entre NZ-1 et NZ-2 gazifères, et NZE-1 aquifère. Le Trias Supérieur, certainement dans le gaz, ne constitue pas un sujet d'exploration.

Les résultats de ce forage ont montré que le Trias Argilo-Gréseux Inférieur et l'Ordovicien sont aquifères. [2]

I.2.3 Travaux des puits :

Le champ Nezla a été mis en production à partir de deux horizons

1. Date de découverte : **1960**
2. Types de réservoirs : **Gaz à condensât**

Tableau I.3 : Les horizons du champ Nezla. [3]

	TAGS	ORDOVICIEN
Contact gaz/eau	- 2 249 m	- 2 445 m
Température de fond	92.0 °C	106 °C
Pression initiale (kg/cm ²)	305.1	308.7

3. Réserves :

Tableau I.4 : Les réserves du champ Nezla. [3]

	Gaz (Milliards m ³ Std)	Condensât (Millions m ³ Std)	GPL (Millions TM)
TAGS	28.34	6.11	3.25
Quartzites de Hamra	35.0*	8.429*	4.155 *

* Monographies des gisements de gaz PED 1999 (d condensat = 0.69)

4. Dates de mises en production:

- ◆ TAGS : **Février 1980**
- ◆ Ordovicien (QH + Grès d'Ouargla) : **Octobre 2003**

➤ Etat des puits :

a. TAGS :

- ◆ Puits forés : **20**
- ◆ Puits exploitables : **06 (NZ 1 - 5 Bis - 8 - 10 - 11 - 12)**
- ◆ Puits d'eau (Albien) : **02 (NZ 7 et NZ 7 Bis)**
- ◆ Puits non exploitables : **07 (NZ 3 - 4 - 13 - 14 - 15 - 16-E1)**
- ◆ Puits abandonnés : **05 (NZ 2 - 5 - 6 - 9 et 17)**

b. ORDOVICIEN :

- ◆ Puits forés : **12**
- ◆ Puits exploitables : **(NZ 18 - NZ 21 - NZ 22 - NZ 23 - NZ 24- NZ 25 - NZ 26 et NZ 29)**
- ◆ Puits abandonnés : **01 (NZ 19)**
- ◆ Puits abandonnés provisoirement : **NZ 20 (Programmé pour forage en MPD), NZ 27 Montage Installation en cours, NZ 28 Forage en MPD en cours.**

Chapitre I : Description du site de Gassi Touil

➤ Etat actuel des réservoirs

a. TAGS:

- ◆ Le champ a été fermé depuis Juillet 2005 (passage en association SH/RGN).
- ◆ La production cumulée de condensât et de gaz depuis l'origine sont comme suit :

Condensât : 2 893 534 m³std ; Soit une récupération de 47.36 % des réserves initialement en place.

Gaz : 19.144 Milliards m³std ; Soit une récupération de 67.55 % des réserves initialement en place.

b. Ordovicien :

- ◆ Due par sa haute teneur en CO₂ (2.3 %), le puits NZ 18 a été raccordé
- ◆ Le puits a été mis en exploitation pour tester les produits anticorrosion et avoir une idée sur le comportement du réservoir.
- ◆ Le champ a été remis en exploitation le 04/12/2013 avec l'ouverture de 07 puits (NZ18, 21, 22, 23, 24, 25 et NZ26).
- ◆ La pression statique moyenne du gisement est de 303.51 kg/cm² à une profondeur de - 2 445 m.
- ◆ Les productions cumulées de condensât et de gaz depuis l'origine sont comme suit :

Condensât : 302 629 m³Std ; Soit une récupération de 3.59 % des réserves initialement en place.

GPL : 198 367 m³Std ; Soit une récupération de 3.72 % des réserves initialement en place.

Gaz : 1 238.287 Millions m³Std ; Soit une récupération de 4% des réserves initialement en place

➤ Intervention sur Puits:

Durant l'année 2015, il a été effectué :

- a. Forage et Complétion: NZ 27-NZ 28 et NZ 28 en cours.**
- b. Work Over : Néant.**
- c. Démarrage à l'azote : NZ 29.**
- d. Intervention au CTU : NZ 29. [3]**

I.3 Stratigraphie de la région :

La colonne stratigraphique comprend deux étages structuraux:

La série Paléozoïque et la série Méso-cénozoïque.

- La série Paléozoïque est incomplète du fait que le Trais argilo-gréseux inférieur repose directement sur l'Ordovicien.
- Au sein de la série Mésozoïque, la discordance autrichienne est bien visible ; les sables de l'Albien discordants, surmontent parfois les différents termes du Lais. Le Barrémien n'a pas été rencontré du tout. Le Néocomien n'est traversé que par les puits forés sur les flancs.
- Le Cénozoïque est représenté par le Mio-pliocène qui affleure en surface, il repose en discordance sur le sénonien carbonaté.

I.3.1 Le Paléozoïque:

L'Ordovicien :

➤ Les grès d'El Atchane :

Ils sont représentés par des grès quartzitique glauconie, avec argile noire.

➤ Les quartzites de Hamra :

Ils sont représentés par des grès quartzitique et quartzite, grès blanc, mal classé, parfois certains niveaux sont bien classés, joints très fins d'argile noire, micacée ou pyriteuse.

L'épaisseur à Nezla Sud est de 354 m, alors qu'à Nezla Nord elle est de l'ordre de 372 m.

➤ Les grès d'Ouargla :

Ils sont représentés par des grès quartzitique et quartzite fin, avec argile verte et noire.

L'épaisseur moyenne est de 20m.

I.3.2 Le Mésozoïque:

➤ Le Trias Argilo-Gréseux Inférieur :

Il commence par des argiles gréseuses, vertes ou noires et des grès argileux gris, noirs, ensuite des grès fins à moyens, intercalés par des bancs importants d'argile noire. Vers la

Chapitre I : Description du site de Gassi Touil

base, la présence de brèches à éléments de quartzites, à granulométrie très grossière et à mauvais classement.

L'épaisseur est variable, elle est de 60 m à Nezla Sud et de 110 m à Nezla Nord.

➤ **Le Trias Carbonaté :**

Il est représenté par d'argile marron et brune, dolomitique, parfois silteue, avec intercalation d'argile verte et passées de dolomie poudreuse grise et blanche. Ensuite on a un repère de dolomie blanche microcristalline à modules de silex et fines passées d'argile brune dolomitique. A la base, on a une argile brune dolomitique et de la dolomie cristalline à modules d'argile et d'anhydrite.

L'épaisseur moyenne est de 190 m.

➤ **Le Trias Argilo-Gréseux Supérieur :**

Il est représenté par des argiles silteues, brun rouges et passées de siltstone et grès très fin et très argileux, brun rouge et alternances d'argile rouge silteuse à modules d'anhydrite, et argile verte et noire, à intercalation mince de dolomie, quelques passées gréseuses anhydritiques, grès fin à grossier argilo-anhydritique, faiblement dolomitique.

L'épaisseur moyenne est de 80 m.

➤ **Le Lias Argileux :**

Il est représenté par des argiles plastiques, salifères, devenant silteuses vers la base, avec de fins lits de siltstone gris-vert, présence d'argile verte avec de gros quartz arrondis, fissures remplies de sel.

L'épaisseur moyenne est de 60 m.

➤ **Le Lias Salifère (S3) :**

Il est représenté par de Sel massif hyalin à rougeâtre et rares passées d'argile gris-verte et brun-rouge, salifère.

L'épaisseur en générale est de 245 m.

➤ **Le Lias Salifère (S2) :**

Il est représenté par de sel massif hyalin à rougeâtre à passées d'argile gris-noire à noire et d'anhydrite. Les passées d'argile gris-noire deviennent plus importantes au milieu.

L'épaisseur moyenne est de 270 m.

➤ **Le Lias Salifère (S1) :**

Il est représenté par des argiles plastiques beiges, rouges et vertes, parfois salifères ou anhydritiques, sel massif rose et anhydrite, vers la base argile gris-noire.

L'épaisseur moyenne est de 40 m

➤ **Le Lias Dolomitique (Horizon-B) :**

Il est représenté par l'alternance d'argile bariolée dolomitique, de dolomie grenue à microgrenue, argileuse et d'anhydrite.

L'épaisseur moyenne est de 25 m.

➤ **Le Lias Salifère (LS2) :**

Il est représenté par de sel massif hyalin rougeâtre à passées d'argile grise-noire à noire et d'anhydrite. Les passées d'argile grise deviennent plus importantes au milieu.

L'épaisseur moyenne est de 70 m.

➤ **Le Lias Dolomitique (Horizon-H) :**

Il est constitué d'alternance d'anhydrite blanche, d'argile brune et verte, salifère, de sel hyalin et de dolomie pseudo-lithique, beige.

L'épaisseur moyenne est de 60 m.

➤ **Le Lias Salifère (LS1) :**

Il est représenté par d'alternance de sel massif blanc, rose et d'argile plastique grise. Quelques bancs d'anhydrite blanche.

L'épaisseur moyenne est de 115 m.

➤ **Le Lias Dolomitique (LD1) :**

Il est représenté par l'anhydrite blanche et argile bariolée; argile dolomitique et dolomie beige fine ou grise, grenue vacuolaire.

L'épaisseur en général est de 45 m.

➤ **Le Dogger Lagunaire :**

Il est représenté par l'anhydrite blanche et argile rouge et brune, parfois fortement gypseuse, à passées de dolomie beige, compacte, granuleuse et grenue. Intercalation d'anhydrite et de gypse.

L'épaisseur moyenne est de 80 m.

➤ **Le Dogger argileux :**

Il est représenté par l'argile verte et rouge, parfois dolomitique, avec passées d'anhydrite rose, de dolomie micro à cryptocristalline, grise à beige, fossilifère, parfois marneuse et de grès fin à moyen, argileux, pouvant être faiblement gypseux, pyriteux. Traces de lignite. Vers la base, passées silteuses.

L'épaisseur moyenne est de 230 m.

I.3.3 Le Crétacé :

➤ **L'Aptien :**

Il ne s'est pas déposé à Nezla, qui constituait une zone haute à l'époque. On note qu'il est présent au niveau des régions voisines, telles que Laroque, Feidjet El mouly et Gassi El Adem. Donc à Nezla, l'Aptien repose directement sur les autres terrains du Crétacé inférieur et Jurassique. Cette discontinuité correspond à la discordance autrichienne datée, régionalement fin Barrémien. L'érosion ayant résulté des mouvements autrichiens a affecté tout le Barrémien.

➤ **L'Albien :**

Il est représenté par de silt et sable fin, parfois consolidé, légèrement dolomitique et gypso-anhydritique devenant plus argileux au sommet, rares feldspaths et rares débris de lignites, nombreuses passées d'argiles plastiques gris-vert, rarement indurées, parfois silteuses.

L'épaisseur moyenne est de 110 m.

➤ **Le Cénomaniens :**

Il est représenté par l'alternance d'anhydrite blanche à grise, de dolomie granuleuse, fine, grise fossilifère, de dolomie pseudolithes, d'argile verte et rouge dolomitique. Argile plastique, sableuse, bariolée, grise et verte; sable fin à grès légèrement argileux.

L'épaisseur moyenne est de 150 m.

➤ **Le Turonien :**

Il est représenté par du Calcaire beige, compact, cristallin ou crayeux, parfois dolomitique englobant une zone marno-calcaire, dolomitique, parfois oolithique et souvent fossilifère.

L'épaisseur moyenne est de 100 m.

➤ **Le Sénonien Lagunaire :**

Il est représenté de dolomie blanchâtre, cristalline, compactée ou vacuolaire, beige à grise, à passées de dolomie argileuse grise, d'argile dolomitique verte et rouge et minces bancs d'anhydrite blanche gypsifère, surtout à la base.

L'épaisseur moyenne est de 200 m.

➤ **Le Sénonien Carbonaté :**

IL est représenté par de dolomie blanchâtre, compacte, microcristalline, crayeuse, parfois beige, cryptocristalline, vacuolaire, marneuse, très fossilifère, avec rares passées d'anhydrite

L'épaisseur moyenne est de 170 m.

I.3.4 Le Cénozoïque:

➤ **Le Mio-pliocène :**

Il est représenté par de sable grossier, ocre, mal consolidé à ciment carbonaté très légèrement feldspathique avec de rares intercalations d'argile ocre, plastique, sableuse, légèrement calcaireuse et de graviers, gris-blanc avec des passées de calcaire blanc. Présence de silex.

L'épaisseur moyenne est de 200 m. [2]

Système	Etage-Formation		Stratigra	Lithologie	épaisseur moyen(m)	
CRETACE	OLIGOCENE PALEOCENE	Mio-Pliocene		sable grossier, mal consolidé	200	
	SENONIEN	Carbonate		dolomie blanchetre, a passe de dolomie	170	
		Lagunaire		argileuse grise ,anhy	200	
	TURONIEN			calcaire beige, par fois dolomitique	100	
	CENOMANIE N			calcaire, et anhydrite	150	
	ALBIEN			silte et sable fin	110	
Jurassique	DOGGER	Argileux		argile vert et rouge	230	
		Lagunaire		anhydrite et argile par fois dolomitique	80	
	LIAS	DOLOMITIQUE SALIFERE	LD1		anhydrite et dolomie	45
			LS1		alternace de sel massif et argile grise	115
			NIVEAU H		alternace anhy et dolomie	60
			LS2		sel massif et anhydri	70
			NIVEAU B		alternace d'argile dol	25
			S1		sel massif et anhydrit	40
		S2		sel massif a passe d'argile	270	
		S3		sel massif rougeatre	245	
	ARGILEUX			argile plastique, salifer	60	
	Trias	Argilo-gréseux supérieur	TAGS		argile avec interc grés	80
			Sandy		grés argileuse, grés fin	
TRIASSIC CARBONATE		Intermédiaire II		argile dolomitique, par fois silteuse avec des intercalation d'argile verte, un reper dolomie	190	
Argilo-gréseux inférieur				argile gréseuse et des grés argileuse, grés fin	110	
OLIGOCENE	INFERIEUR	UNITE III-3	Grés d'Ouarzazate	argile verte et noir, avec fin intercalation des grés	20	
		UNITE III-2	QH	grés quartzitique et quartzite, grés mal consolidé	354	
		UNITE III-1	Grés El At	grés quartzitique		

Discordance autrichienne

Discordance hercynienne

Figure I.5 : Colonne stratigraphie du champ de Nezla Sud. [2]

I.4 Tectonique de la structure de Nezla :

I.4.1 Tectonique régionale :

Dans un contexte structural régional, la région de Nezla se situe sur la bordure N-E du môle d'Amguid El Biod, et sur la limite S-E de la dépression triasique.

Le môle d'Amguid El Biod qui est un important élément de la dorsale complexe Amguid El Biod –Hassi Messaoud, s'allonge sur plus de 550 Km.

Les limites Est et Ouest du môle sont très bien marquées par des failles majeures subméridionales, dont le rejet est variable, pouvant atteindre 1200 m à Ramade.

Entre ces 2 trends, existent des failles secondaires méridiennes ou SO-NE et une structuration intense de même direction.

A partir de Gassi Touil (à l'Est d' El-Agreb-El-Gassi), ces limites s'orientent vers le N-E en donnant naissance à une multitude d'accidents très profonds d'orientation N-S et NE-SO.

Le flanc Est du môle est intensément structuré, il est marqué par un certain nombre de structures, contrôlées ou non par des failles de mêmes directions méridiennes ou subméridiennes, ces dernières sont situées sur le prolongement vers le Nord du trend de l'Essaoui-Mellène.

Les nombreuses structures mises en évidence sur le môle ou sur ses flancs s'appuient sur des failles normales ou inverses, ce sont des structures aux dimensions fortement appréciables et possédant des fermetures pouvant atteindre quelques centaines de mètres.

Il est à noter que les structures renfermant des accumulations d'hydrocarbures sont situées à l'extérieur du môle.

Le champ de Nezla est contrôlé par le trend Est, le plus élevé de la région, à l'occurrence le trend Hassi-Chergui-Rhourd El-Baguel.

Dans les limites de ce dernier, un certain nombre de structures sont mises en évidence, du Sud au Nord on distingue :

Gassi Touil, Hassi Touareg, Nezla, Fedjet El Moulay, Damrane, Fedjet El sefaf, Messdar et Rhourd El Baguel.

Plus à l'Est du bourrelet, les structures de Gassi El Adem, de Brides, de Toual, sont mises en évidence, elles sont considérablement affaissées par rapport aux structures du trend Est.

Immédiatement à l'Est des structures susmentionnées se dessine une flexure conduisant à une augmentation rapide des séries paléozoïques vers la dépression de Berkine.

I.4.2 Tectonique locale :

Prise dans son ensemble, la structure de Nezla Sud se présente comme un anticlinal allongé dans le sens méridional.

Le flanc Est et Ouest sont affectés par des failles déterminants ainsi un panneau monoclinale ayant la forme d'un triangle quelconque.

Les dimensions de la structure sont égales à 11 Km de large au Sud et 3.5 Km de large au Nord sur 27 Km de long.

La fermeture structurale au niveau de l'Ordovicien est de l'ordre de 250 m, tandis que les cartes en isobathes au mur du Trias, montrent une fermeture structurale d'environ 750m. Sur le flanc Ouest, la structure s'appuie sur un accident majeur d'orientation NNE-SSO, dont le rejet est estimé à plus de 900 m, celui-ci semble faire suite aux grands accidents, qui affectent le môle d'El Biod

Une autre faille d'orientation NO-SE s'avérant être une ramification de l'accident majeur assure la fermeture S et SO, son rejet est variable, allant de 225m au niveau du puits NZ-9 à 430m approximative de la faille régionale (accident majeur).

Les dimensions et fermetures de la structure de Nezla Sud au niveau du TAGS sont égales à 11X15 Km et 630 m respectivement.

Au Sud et à l'Ouest elle s'appuie sur les failles à préciser, qui lui assurent une bonne fermeture.

Celles-ci sont mises en évidence par la sismique, deux autres failles ont été décelées par les données de forage, il s'agit de la faille qui affecte le flanc Est, elle coupe le puits NZ-1 au niveau du Dogger.

En effet l'interprétation et la corrélation des diagraphies ont montré l'absence de la base du Dogger argileux et la partie sommitale du Dogger lagunaire, soit près de 100 m d'épaisseur manquantes.

Cette faille normale (orientée N-S) aurait donc un rejet de plus de 100 m au niveau de TAGS.

I.4.3 Évolution structurale :

La structuration d'un bassin est contrôlée par trois paramètres principaux :

- L'état de structuration du substratum antérieur au dépôt de la couverture.
- L'intensité et la direction des forces tectoniques au cours des différentes phases de déformation.
- La nature de la couverture sédimentaire (lithologie, épaisseur).

L'augmentation d'épaisseur du top de la structure vers la périphérie du champ (597m à NZ-E1, 634m à NZ-13 et 600m à NZ-9) ce qui indique qu'après l'importante érosion hercynienne et dès les débuts de la subsidence Mésozoïque, qui a affecté toute la province septentrionale du Sahara, la structure de Nezla qui préexistait probablement a commencé à jouer positivement très tôt et d'une façon continue durant toute la période du Jurassique et Crétacé inférieur. Et ce n'est qu'au Barrémien que les mouvements paroxysmaux de l'orogénèse autrichienne ont donné la définitive structure de Nezla et ont entraîné une importante érosion de tout le Barrémien, Néocomien, Malm et partiellement le Dogger argileux. [2]

Tous les mouvements correspondent à une tectonique de socle (rejeu positif de blocs délimité par des failles).

Les différentes failles qui sont toutes anciennes, ont joué continuellement depuis le Paléozoïque et leur mise en place définitive s'est effectuée à la fin du Barrémien. Leur orientation primitive au niveau du socle, ainsi que les différents champs de contraintes qui ont affecté la région sont à l'origine de l'orientation actuelle de la structure du Sud Est vers le Nord-Ouest.

Les dépôts de l'Albien et du Crétacé supérieur se sont déposés sur une surface plane (résultat de l'érosion autrichienne), et sont réguliers, ce qui montre la stabilité structurale de la région durant tout l'Albien et Crétacé supérieur.

On note qu'au début de l'Aptien la région de Nezla n'était pas parfaitement aplanie, d'où les dolomies de l'Aptien n'ont pas été déposées.

Les mouvements tertiaires, mis en évidence, régionalement sont très peu marqués dans la région de Nezla. Ces derniers se sont manifestés au plus par de faibles basculements, desquels résulte une faible érosion du Sénonien carbonaté visible au Sud du champ.

Les dépôts continentaux du Mio-pliocène reposant sur le Sénonien carbonaté, consistaient au début à un remplissage des dépressions, qui ont résulté des faibles mouvements de basculements.

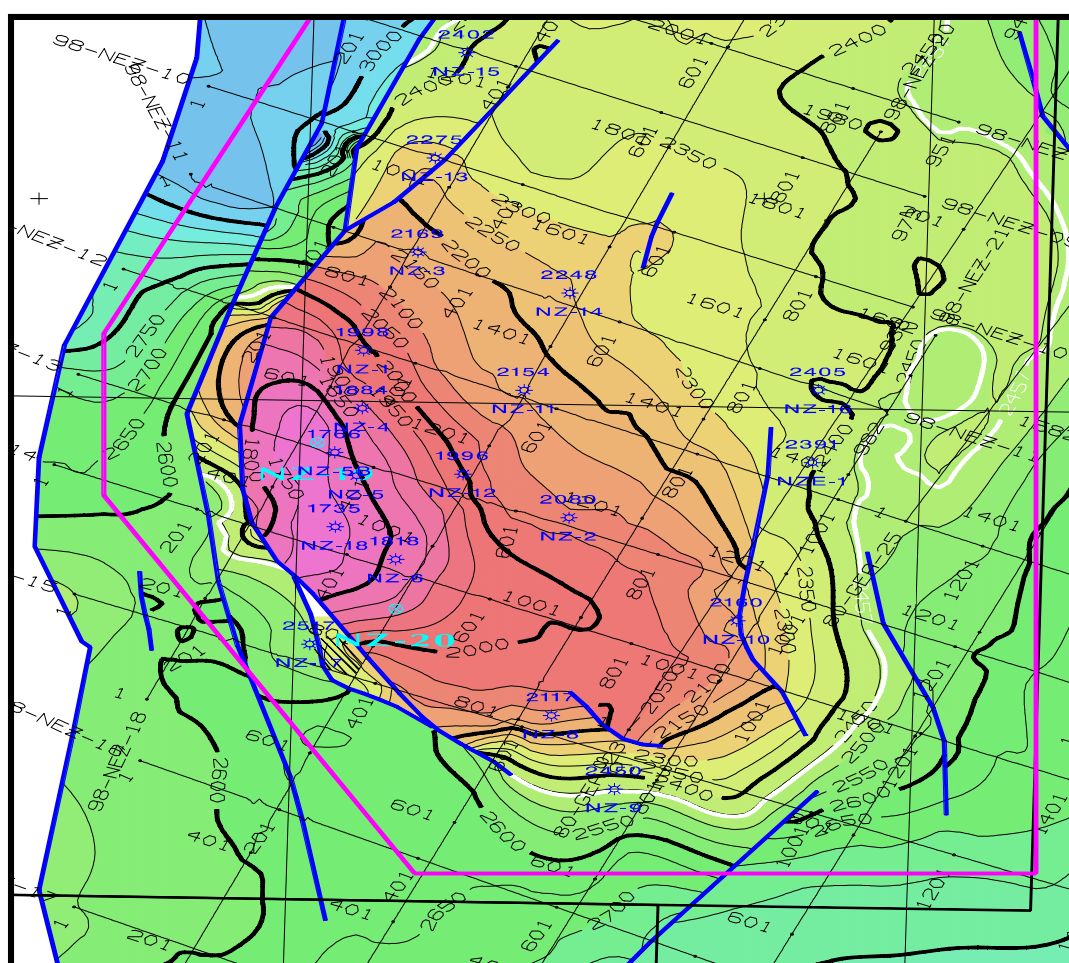


Figure I.6 : Carte en isobathes au mur du TAGS du champ Nezla Sud. [2]

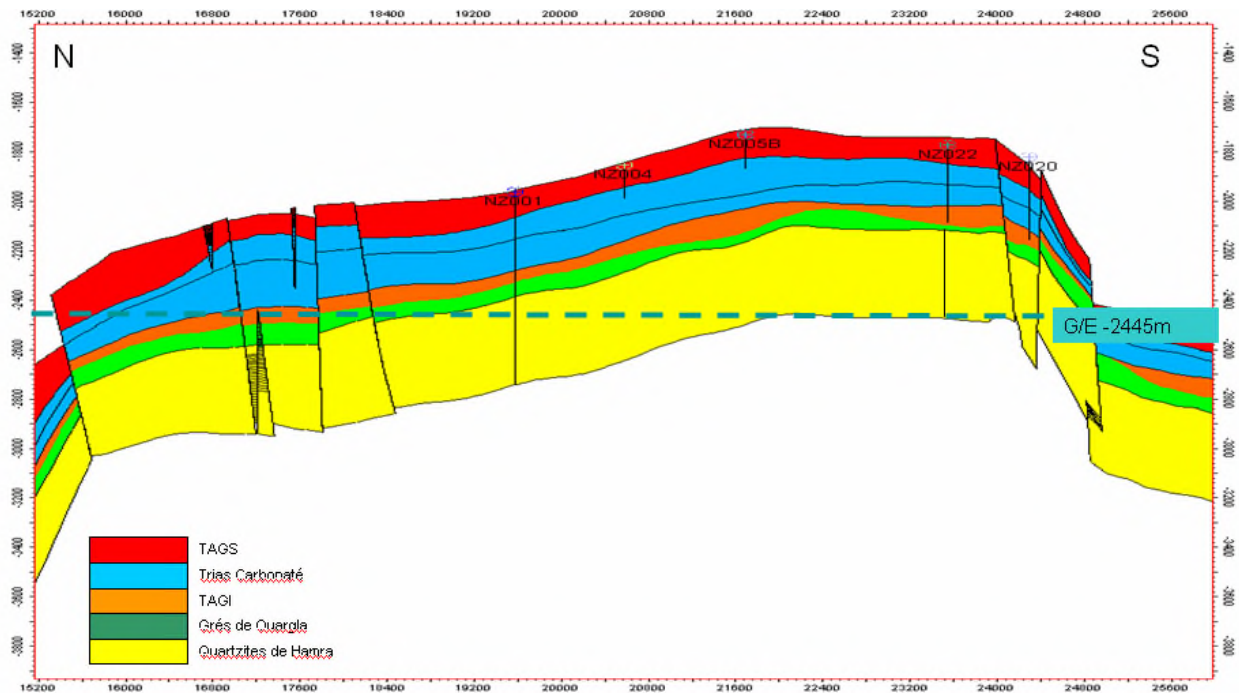


Figure I.7 : Coupe structurale du champ de Nezla Sud. [2]

I.5 Intérêt pétrolier :

I.5.1 Les roches réservoirs :

Au niveau du champ de Nezla les principaux réservoirs sont représentés par les séries gréseuses du Trias (TAGS, TAGI) et les séries Ordoviciennes (grés d’Ouargla, quartzites de Hamra). Seuls les réservoirs de la partie supérieure (celle du Trias) représentés par les séries gréseuses et les réservoirs Ordoviciens (les grés d’Ouargla et Quartzites de Hamra) se sont avérés intéressants à Nezla Sud.

➤ Les principaux réservoirs sont :

- **Les grés d’El Goléa** : Si les qualités pétrophysiques primaires sont relativement faibles, la fracturation qui est très dense, particulièrement dans la zone centrale de la structure, a grandement contribué à l’amélioration des qualités de réservoir et par voie de conséquence au drainage des hydrocarbures.

- **Les grés d'Oued Saret**: ce réservoir est siliceux et relativement compact.
- **Les quartzites de Hamra** : sont représentés par des grés quartzitiques compacts, localement fracturés.

I.5.2 Les roches couvertures :

À Nezla la roche couverture du réservoir principal Trias argileux gréseux supérieur correspond aux importants dépôts de sels.

I.5.3 Les roches mères et maturation :

Les roches mères potentielles génératrices de gaz dans le champ de Nezla Sud sont essentiellement les argiles du Silurien et du Dévonien, avec un potentiel en gaz et de condensat assez important.

La mise en place d'hydrocarbures gazeux c'est fait au Crétacé inférieur, plus précisément à l'Aptien. Par contre l'huile de Nezla Nord est venue la suite à l'ouverture du piège de Damrane au Crétacé supérieur. [4]

Conclusion :

La région de Gassi Touil est à vocation pétrolière et gazière, elle est composée de plusieurs champs, sa structure a été reconnue par sismique et gravimétrie. Elle dispose de différentes installations de base permettant d'assurer la production, le stockage et l'expédition des hydrocarbures.

Le champ de Nezla a été soumis à l'intense activité tectonique au cours des différentes phases (notamment durant la phase Autrichienne), où elle se trouve être affectée par un nombre important d'accidents.

Chapitre II :
Le forage conventionnel

Introduction :

Le forage est une activité importante dans la recherche et l'exploitation des hydrocarbures. Il complète la prospection géologique et géophysique; Il précède la mise en production des hydrocarbures.

II.1 Définition :

Forer = creuser un trou de forme cylindrique.

On utilise une pioche pour creuser la terre et une pelle pour évacuer les débris de roche (déblais). Pour qu'une pioche creuse, on lui applique un effort pour en enfoncez la pointe dans le sol, puis un mouvement de rotation pour riper la terre.

La hauteur de la pointe qui pénètre dans le sol est de la fonction de la nature du terrain et de l'effort appliqué. En effet, si le terrain est tendre, il suffit d'un petit effort pour pénétrer la pioche d'une hauteur importante. Par contre, si le terrain est dur, même en appliquant un effort assez important, la pénétration est petite. [5]



Figure II.1 : Travail de la pioche. [5]

L'outil de forage, n'est qu'un ensemble de pointes de pioches qui travaillent en série : on applique un effort pour pénétrer la pointe (ou dent) située sur la face d'attaque. En tournant l'outil, la dent ripe et enlève la terre, et une autre vient la remplacer.

Il suffit donc de tourner et pousser en continu pour que l'outil creuse sans arrêt.

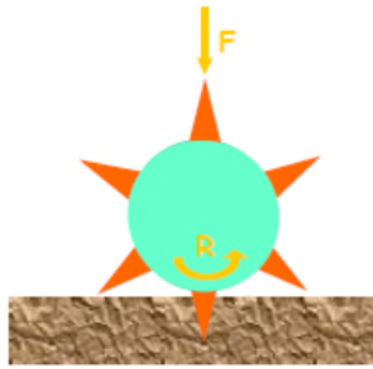


Figure II.2 : Travail de l'outil. [5]

II.1.1 Poids sur l'outil [WOB] : afin d'exercer une poussée continue sur l'outil pour l'enfoncer dans le sol, on le visse au bout de tiges en acier.

Lorsque l'outil pose sur le fond, les tiges, par leur propre poids, l'enfoncent dans la terre.

Il suffit de les faire tourner à partir du plancher de travail pour transmettre le mouvement de rotation à l'outil. [5]

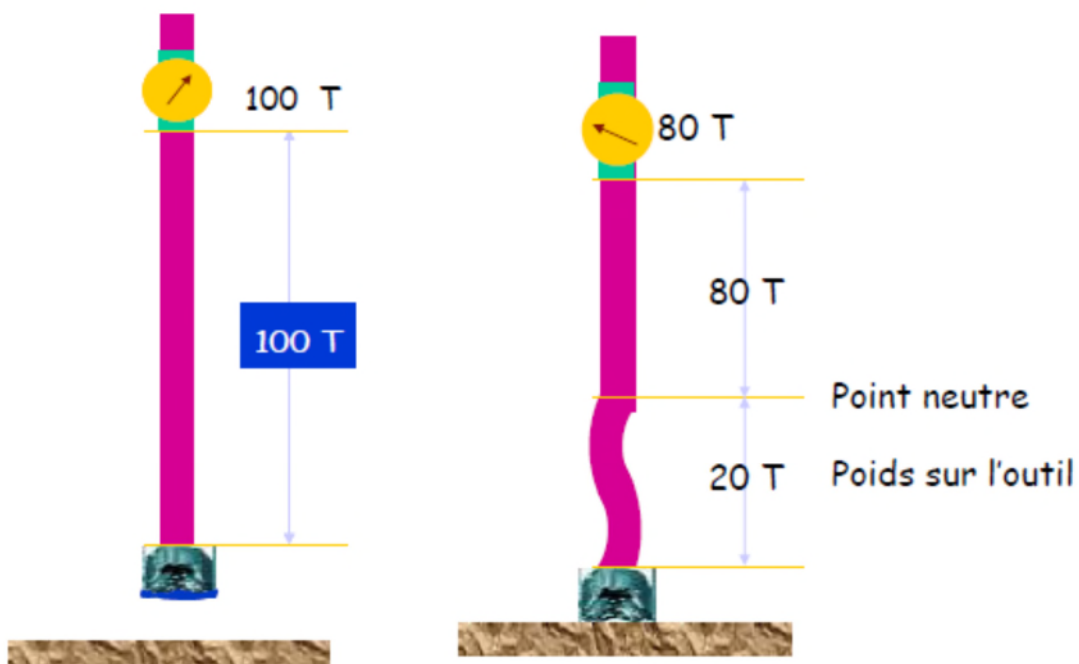


Figure II.3 : Poids sur l'outil. [5]

II.1.2 Rotation : tout en haut des tiges, de forme cylindrique, est vissée une tige de section carrée ou hexagonale, appelée tige d'entraînement.

Cette tige est entraînée en rotation par une table de rotation, qui possède un moyeu de même section que la tige d'entraînement.

Cette dernière, en tournant, fait tourner toutes les autres tiges depuis le plancher de travail jusqu'à l'outil, au fond du puits.

Les appareils modernes sont équipés de moteurs appelés « top drives » qui font tourner les tiges cylindriques sans l'intermédiaire de la tige d'entraînement. [5]

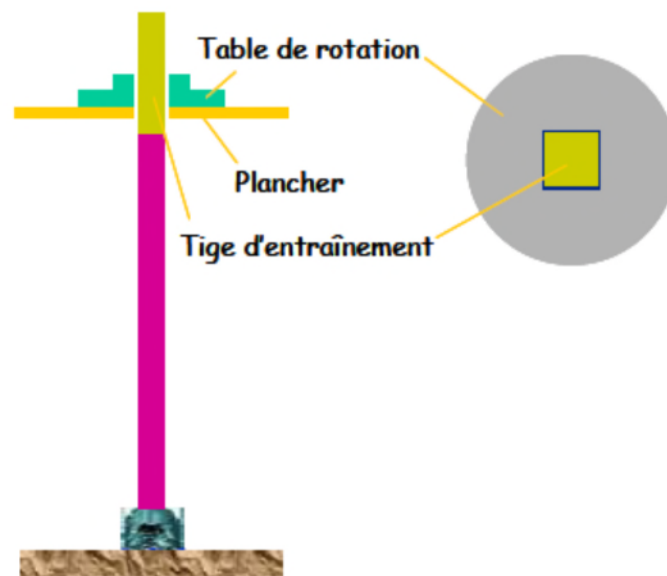


Figure II.4 : Appareils de rotation. [5]

II.1.3 Circulation : la pelle sert à évacuer les débris de terre arrachés par la pioche, appelés déblais. Dans le forage, cette fonction est assurée par la circulation d'un liquide visqueux appelé « fluide de forage » ou « boue de forage » à travers tout le circuit.

Cette boue est fabriquée dans des bassins de grande capacité, aspirée par une pompe, puis injectée dans les tiges, qui sont creuses, et arrive jusqu'à l'outil, qui comporte également des orifices qui laissent sortir la boue.

Cette dernière, une fois sortie de l'outil, remonte dans le puits entraînant avec elle les déblais, pour être recueillie en surface dans un tube appelé « tube fontaine ». Elle est en suite acheminée par un « tube goulotte » vers un « tamis vibrant » qui la tamise en enlevant les déblais et laissant la boue débarrassée des solides venus du puits retourner dans le bac d'où

elle a été pompée. Elle subit des traitements chimiques avant d'être réinjectée dans le puits.

[5]

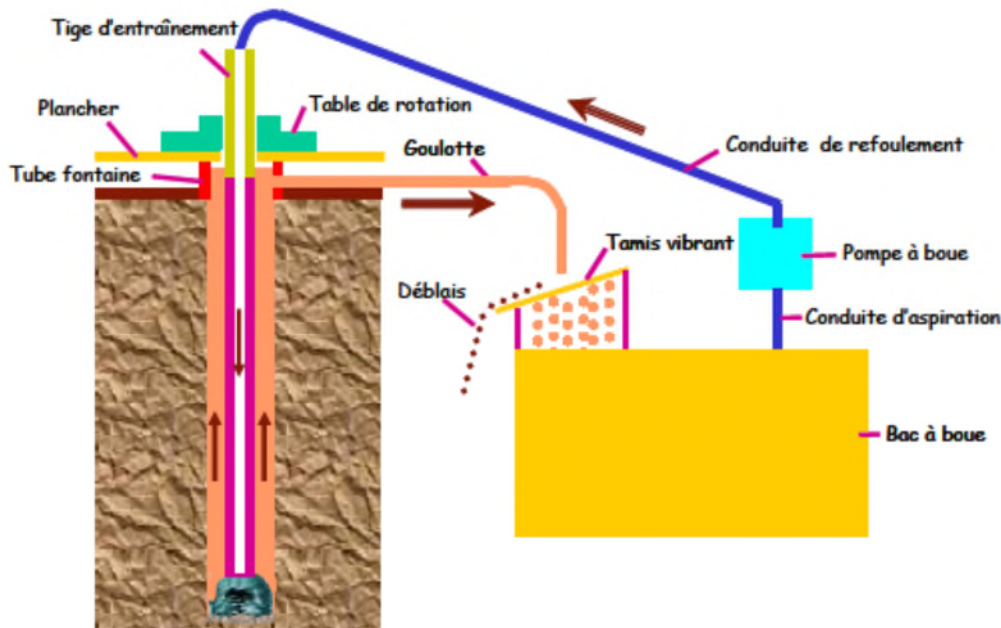


Figure II.5 : Circulation fluide de forage. [5]

II.1.4 Ajout de tige : la tige mesure ± 9 mètres. Une fois toute la longueur de cette tige forée, il suffit de remonter totalement la tige d'entraînement, caler les autres tiges dans la table de rotation, dévisser la tige d'entraînement, la visser sur une autre tige préalablement préparée, puis visser l'ensemble sur les tiges calées. Il suffit d'enlever les cales et continuer le forage.

II.1.5 Remontée de l'outil : si l'outil est usé, il faut le remonter pour le remplacer.

On le remonte aussi à la fin du forage. Afin de faire rapidement cette opération, on remonte les tiges trois par trois, appelées des « longueurs », et on les stocke dans le mât, à côté de la table de rotation.

II.1.6 Tubage et cimentation :

Une fois le forage terminé, on remonte l'outil; Mais si le puits est laissé ainsi, ses parois vont s'effondrer: il est nécessaire de les couvrir par des tubes appelés « tubages ». C'est une opération qui consiste à descendre un train des tubes jusqu'à la côte d'arrêt du forage et le faire fixer à l'aide d'un bouchon de laitier du ciment entre les parois et le trou et le diamètre extérieur des tubes. Une fois ces tubes descendus dans le puits, on introduit du ciment derrière pour bien les sceller et assurer la liaison entre la colonne de tubage et le terrain. [5]

II.2 Forage conventionnel :

A travers la circulation de fluide au cours de forage conventionnelle, le fluide de forage sort à la partie supérieure du puits ouvert à l'atmosphère par l'intermédiaire d'un tube fontaine, puis à travers une conduite d'écoulement, la boue et gaz passe dans un séparateur, et le solide passe vers un équipement de control , récipient à passage ouvert. Le forage dans un récipient ouvert présente des difficultés au cours des opérations qui frustrerent tous les ingénieurs de forage.

La pression annulaire est principalement contrôlée par la densité de la boue et les débits de la pompe de boue. Dans l'état statique le BHP est une fonction de la pression de la colonne hydrostatique. Dans l'état dynamique, lorsque les pompes à boue sont circulées le fond du trou, BHP est une fonction de la pression hydrostatique de boue et la pression de friction de l'annulaire(AFP) comme le montre la Figure II.6. [6]

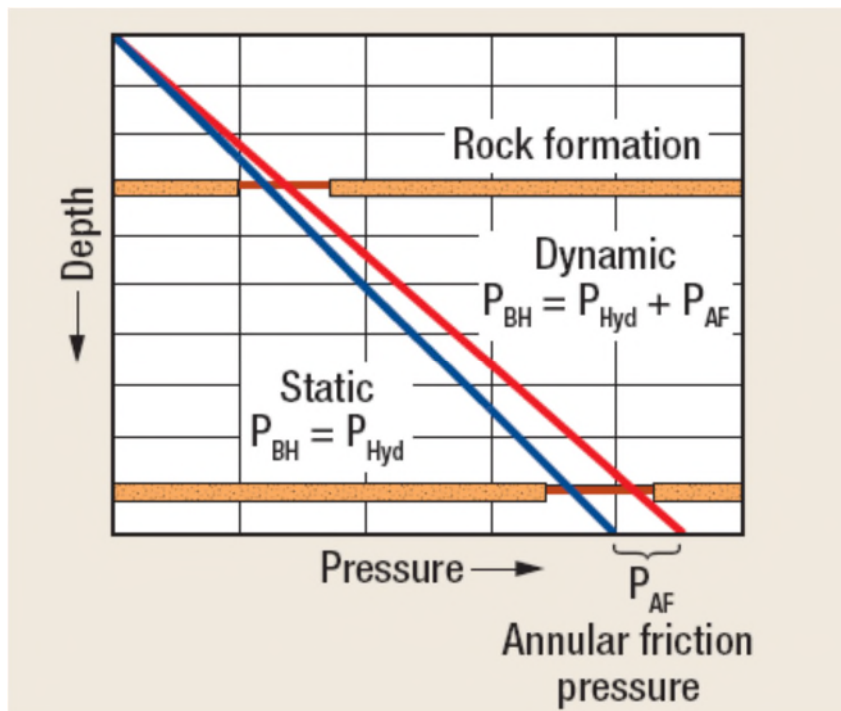


Figure II.6 : Profile de la pression de fond dynamique et Statique. [6]

Sur terre et dans certains endroits d'eau peu profonde, une fenêtre suffisante de forage existe souvent entre la pression de pore et le profil de gradient de la pression de fracture, dont le trou peut être foré en toute sécurité et efficacité.

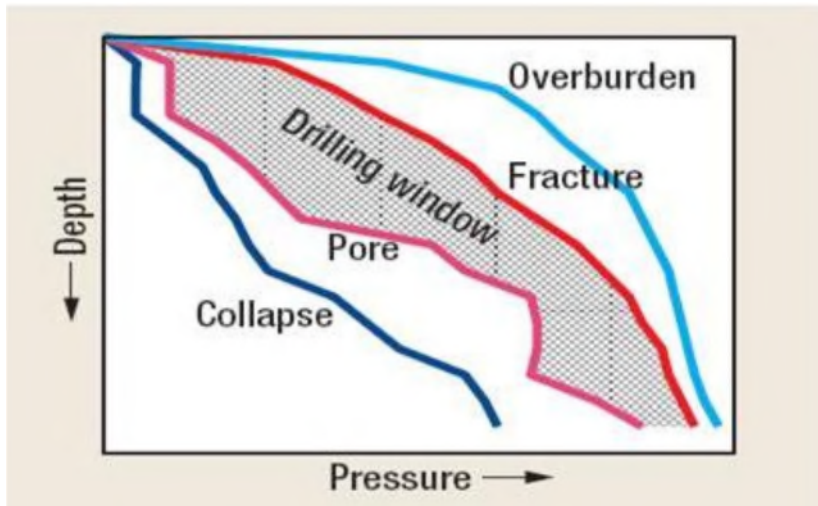


Figure II.7 : Exemple d'une fenêtre de forage étendue. [6]

Comme il est illustré sur la figure, à partir d'un point de vue hydraulique, l'objectif consiste à forer dans la fenêtre de pression délimitée par la pression de pore sur la gauche et le gradient de fracture sur la droite.

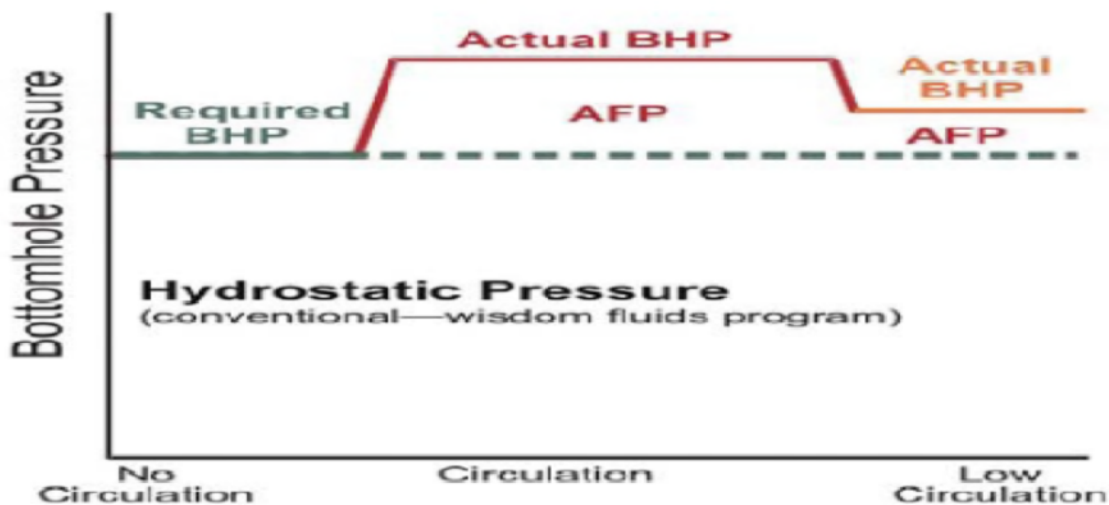


Figure II.8 : BHP dans le forage conventionnel. [6]

La figure précédente est une illustration de la façon des changements de pression de fond (BHP) de puits selon le système d'écoulement (statique ou dynamique). Dans un forage conventionnel, la boue est conçu pour agir statiquement contre-balançés (overbalance) ou légèrement au-dessus équilibre afin de prévenir tout venue, lorsque les pompes sont en arrêt pour établir une connexion ou une défaillance due à l'équipement de forage.

II.3 Outil de forage

Un outil conçu pour forer un terrain tendre se détériore ou s'use très vite s'il est utilisé dans un terrain dur. En plus, le but recherché est d'obtenir le meilleur coût du mètre foré.

Ainsi, il existe une grande gamme d'outils de technologies différentes pour couvrir tous les besoins techniques et économiques.

II.3.1 Les outils tricônes : un outil tricône comporte trois bras sur lesquels sont montés trois cônes (molettes), soit à l'aide de roulements, soit à l'aide de paliers lisses.



Figure II.9 : Outils à Picot (pour terrains plus durs).

Les dents peuvent être directement fraisées dans le cône ou des pastilles en carbure de tungstène serties (pour les terrains durs).



Figure II.10 : Outils à Picot (pour terrains tendre).

Un outil tricône pour terrain tendre possède des dents longues et espacées, tandis que les dents de celui conçu pour des terrains durs sont petites et peu espacées. Ces outils travaillent par burinage.

Outils pour terrains tendres



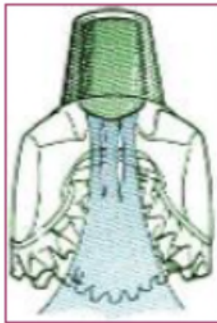
Outils pour terrains durs



Figure II.11 : Outils à molettes (tricônes)

Pour permettre la circulation de la boue, ces outils possèdent soit un trou central (outil conventionnel) soit des orifices latéraux placés entre les cônes (outils à duses).

Outils conventionnels



Outils à duses

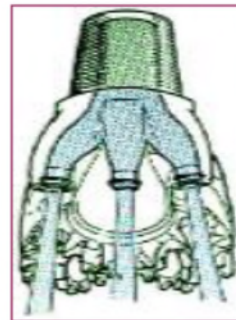


Figure II.12 : Hydraulique des outils à molettes

Des duses interchangeables sont introduites dans ces orifices pour régler le jet de la boue, afin de bien nettoyer le front de taille et les dents de l'outil.



Figure II.13 : Une Duse.

II.3.2 Les outils diamant: un outil diamant contient des grains de diamant naturel, la roche la plus dure, sertis sur un corps en acier. Ces outils travaillent par abrasion et sont utilisés pour des terrains très durs. Ils possèdent des orifices et des « lignes d'eau » pour le passage de la boue.



Figure II.14 : Outil diamant.

II.3.3 Les outils PDC : le PDC est un diamant synthétique, qui a une résistance à la chaleur élevée. Un outil PDC contient des dents en carbure de tungstène sur lesquelles sont déposées de fines couches de diamant synthétique.

Ces outils peuvent être utilisés pour une grande gamme de terrains.



Figure II.15 : Outils PDC.

II.4 Garniture de forage :

II.4.1 Les tiges de forage : les tiges sont des tubes cylindriques, creux, souples et résistants. Elles possèdent un filetage femelle en haut et un autre, mâle en bas, pour se raccorder aux autres tiges. Leur diamètre extérieur est beaucoup plus faible que celui du puits. Elles servent à transmettre le mouvement de rotation depuis la table de rotation jusqu'à l'outil, et d'acheminer la boue jusqu'à ce dernier.

Les tiges doivent travailler en tension pour éviter de :

- se détériorer,
- provoquer la retombée des parois du puits,
- provoquer la déviation du puits.

Pour toutes ces raisons, elles ne peuvent pas servir pour poser du poids sur l'outil et l'enfoncer dans le sol, ce qui les met en compression et les fléchit.

Cette fonction est remplie par un autre type de tiges appelées « masse-tiges ».

II.4.2 Les masse-tiges : ce sont des tiges plus robustes, beaucoup plus lourdes et moins souples que les tiges. Leur diamètre extérieur est proche de celui du puits, pour éviter leur flexion lorsqu'elles sont mises en compression.

Si une masse-tige pèse 200 kilogrammes-force par mètre, il faut utiliser :

100 mètres de masse-tiges pour poser un poids de 20 tonnes sur l'outil pour l'enfoncer dans le sol. ($20000/200 = 100$)

En réalité, on doit ajouter une certaine hauteur de sécurité, égale au quart de la longueur, pour s'assurer que les tiges travaillent en permanence en tension.

II.4.3 Les tiges lourdes : elles sont plus rigides que les tiges et moins rigides que les masse-tiges. Intercalées entre les unes et les autres, elles évitent la rupture des tiges.

II.4.4 Les stabilisateurs : ils ont un diamètre presque égal à celui de l'outil.

Intercalés entre les masse-tiges, elles les maintiennent droites dans le puits et évitent leur flexion et la déviation du puits. [7]

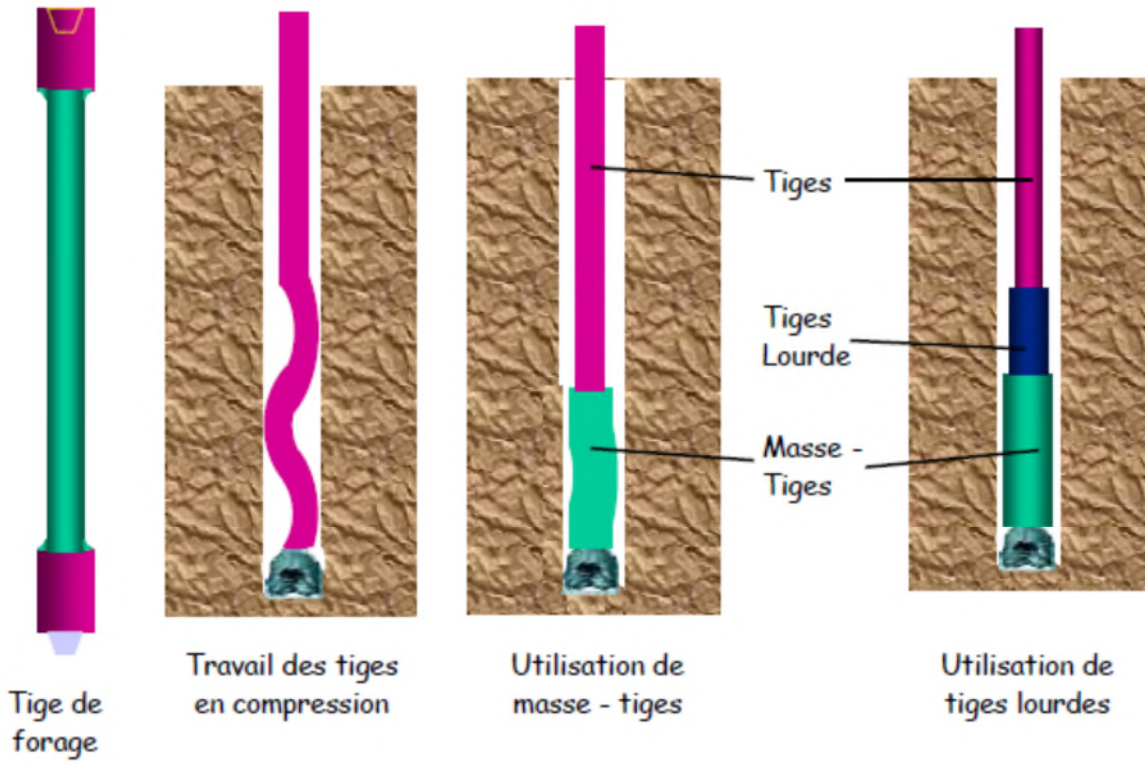


Figure II.16 : Travail des tiges de forage. [7]



Figure II.17 : Un stabilisateur. [7]

II.5 Les activités de forage :

II.5.1 Fonction levage :

Pour soulever la garniture de forage (ensemble tiges - tiges lourdes – masse tiges), il faut utiliser une grue de grande capacité, puisque la garniture de forage peut atteindre un poids de 150 tonnes ou plus. Cette grue est constituée de :

- le mât,
- le treuil,
- un palan comprenant les mouffles fixe et mobile et le câble.
 - i. **Le mât de forage** : c'est le « trépied » qui supporte le palan. Il a remplacé la tour pour la rapidité de son montage et démontage.



Figure II.18 : Le mât. [8]

Chapitre II : Le forage conventionnel

A son sommet est placé le moufle fixe. Une passerelle d'accrochage est placée à son milieu ; elle sert de lieu de travail pour l'accrocheur, qui accroche ou décroche les « longueurs » des tiges lors de la remontée ou la descente de l'outil dans le puits. Une autre passerelle de hauteur ajustable, placée plus bas, sert à guider le tubage pour le visser et le descendre dans le puits.



Figure II.19 : Moufle fixe. [8]



Figure II.20 : Passerelle d'accrochage. [8]

Un plancher de travail est aménagé aux pieds du mât. Il sert d'aire de travail pour l'équipe. Une cabine est aménagée sur ce plancher pour permettre aux ouvriers de se reposer.

Le plancher est sur élevé de quelques mètres au-dessus du sol, pour permettre l'introduction des éléments de la tête de puits et des obturateurs.

Les toutes repose sur une substructure robuste, formée de caissons en treillis de fer soudés.

Un plan incliné est conçu pour faire remonter les tiges sur le plancher pour les descendre dans le puits. L'ensemble est posé sur une plate-forme en béton armé, préalablement aménagée sur le sol.

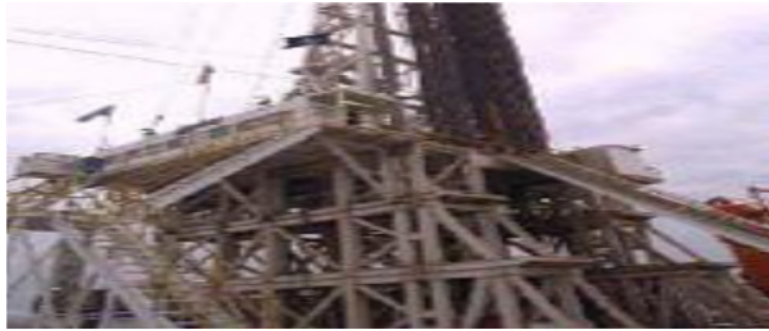


Figure II.21 : Substructure. [8]

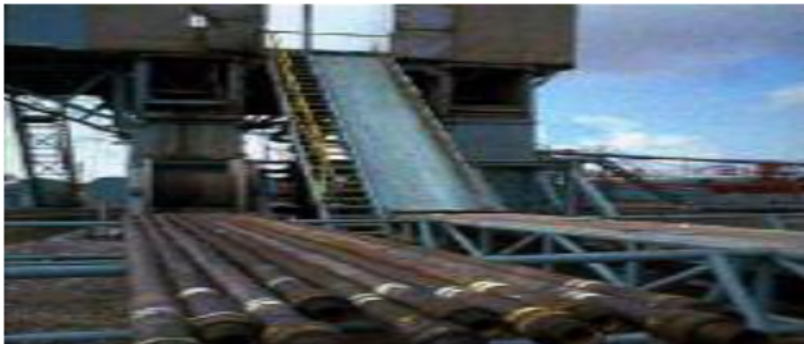


Figure II.22 : Plan incliné. [8]

- ii. **Le mouflage** : le mouflage est l'enroulement du câble de forage entre les poulies des moufles fixe et mobile en plusieurs brins (jusqu'à 14 brins). Le mouflage permet de démultiplier le poids de la garniture de forage et diminuer la vitesse de son déplacement.

En négligeant les frottements, la tension sur le brin actif est divisée par le nombre de brin, et sa vitesse est multipliée par ce nombre.

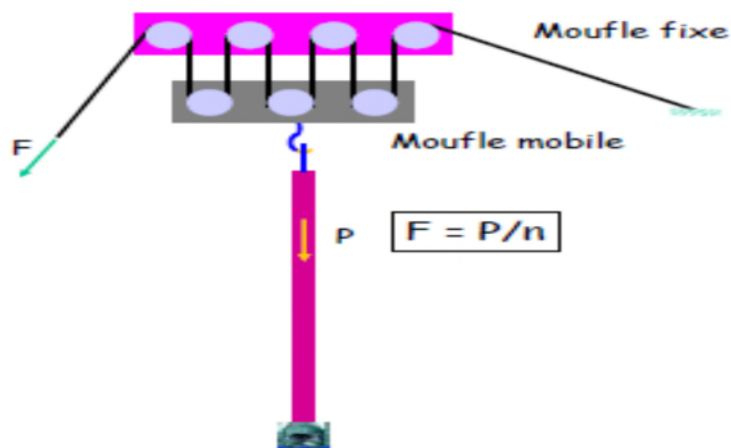


Figure II.23 : La fonction levage.

- iii. **Le moufle fixe** : formé d'un certain nombre de poulies et placé au sommet du mât, il possède une poulie de plus que le moufle mobile.



Figure II.24 : Le moufle fixe.

- iv. **Le moufle mobile** : formé également d'un certain nombre de poulies par lesquelles passe le câble de forage, il se déplace sur une certaine hauteur entre le plancher de travail et le moufle fixe. Il comporte à sa partie inférieure un crochet qui sert à la suspension de la garniture pendant le forage. Des bras sont accrochés de part et d'autre de ce crochet servant à supporter l'élévateur, utilisé pour la manœuvre de la garniture.



Figure II.25 : Le moufle mobile et le crochet.

- v. **Le treuil** : c'est un fût (tambour) autour duquel s'enroule le câble de forage. Aux bouts de ce fût sont fixées des jantes qui servent au freinage, au contact de bandes en acier contenant des patins en ferodo, actionnées par un levier.

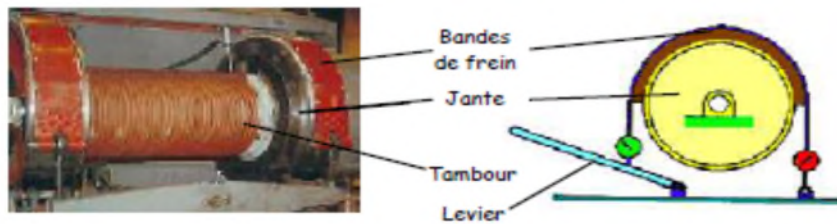


Figure II.26 : Le tambour de manœuvre.

Le frein à patins sert à freiner et arrêter complètement la garniture de forage. Mais il est dangereux de freiner si la garniture est lourde et est descendue en chute libre. Afin d'éviter ce problème, le treuil est relié à un ralentisseur qui s'oppose à la rotation du treuil. La descente se fait alors lentement et le freinage avec les bandes devient possible et sans risques.

Le ralentisseur peut être hydraulique ou électromagnétique. Le ralentisseur hydraulique est composé d'une hélice, entraînée par l'arbre du treuil, qui tourne dans un carter rempli d'eau, qui ralentit son mouvement.

Le ralentisseur électromagnétique comprend un rotor, entraîné par l'arbre du treuil, qui tourne dans un stator. Un champ électromagnétique produit dans le stator ralentit le mouvement du rotor. En plus, le treuil est équipé d'un système de freinage de secours, qui arrête automatiquement le treuil pour éviter la collision entre les moufles fixe et mobile.

Un autre tambour, appelé tambour de curage, est placé au-dessus de celui principal. Son diamètre est inférieur au tambour principal. Il sert à la descente d'équipements dans le puits au bout du câble.

De part et d'autre de ce tambour sont montés des cabestans qui servent à tirer sur les clefs pour bloquer ou débloquer la garniture de forage.

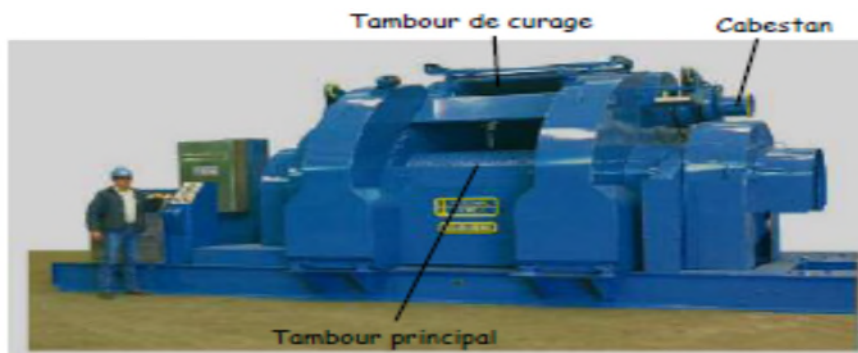


Figure II.27 : Les ralentisseurs.

II.5.2 Fonction rotation :

Pour faire tourner l'outil, on visse au sommet des tiges, de forme cylindrique, une autre de section carrée ou hexagonale, appelée tige d'entraînement, et on l'introduit dans un moyeu appelé table de rotation. Sur cette table est placé un carré d'entraînement, qui comporte des rouleaux épousant la forme de la tige d'entraînement. Ce carré est entraîné par la table de rotation. Il permet de transmettre le mouvement de rotation de la table à la tige d'entraînement, ainsi que sa translation sans risquer de se frotter sur les côtés et s'user.

Cette table sert aussi au calage de la garniture de forage lors de sa manœuvre dans le puits.

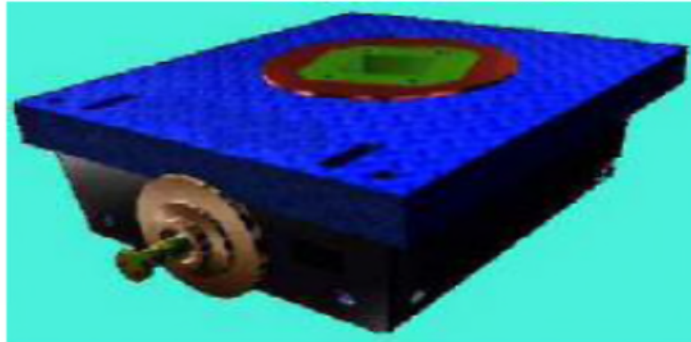


Figure II.28 : La table de rotation.



Tige d'entraînement

Carré d'entraînement

Table de rotation

Figure II.29 : Equipement de rotation. [8]

II.5.3 Fonction pompage :

La boue est fabriquée dans des bassins de grande capacité. Elle est ensuite aspirée par des pompes et refoulée dans les tiges creuses. Elle descend le long de la garniture de forage, sort par les orifices de l'outil, remonte dans l'espace annulaire entre la garniture de forage et le puits jusqu'en surface. Là elle est recueillie dans un tube vertical (tube fontaine), puis acheminée par un autre horizontal (goulotte) vers des tamis vibrants, pour être débarrassée des déblais, avant d'être réinjectée dans le puits.

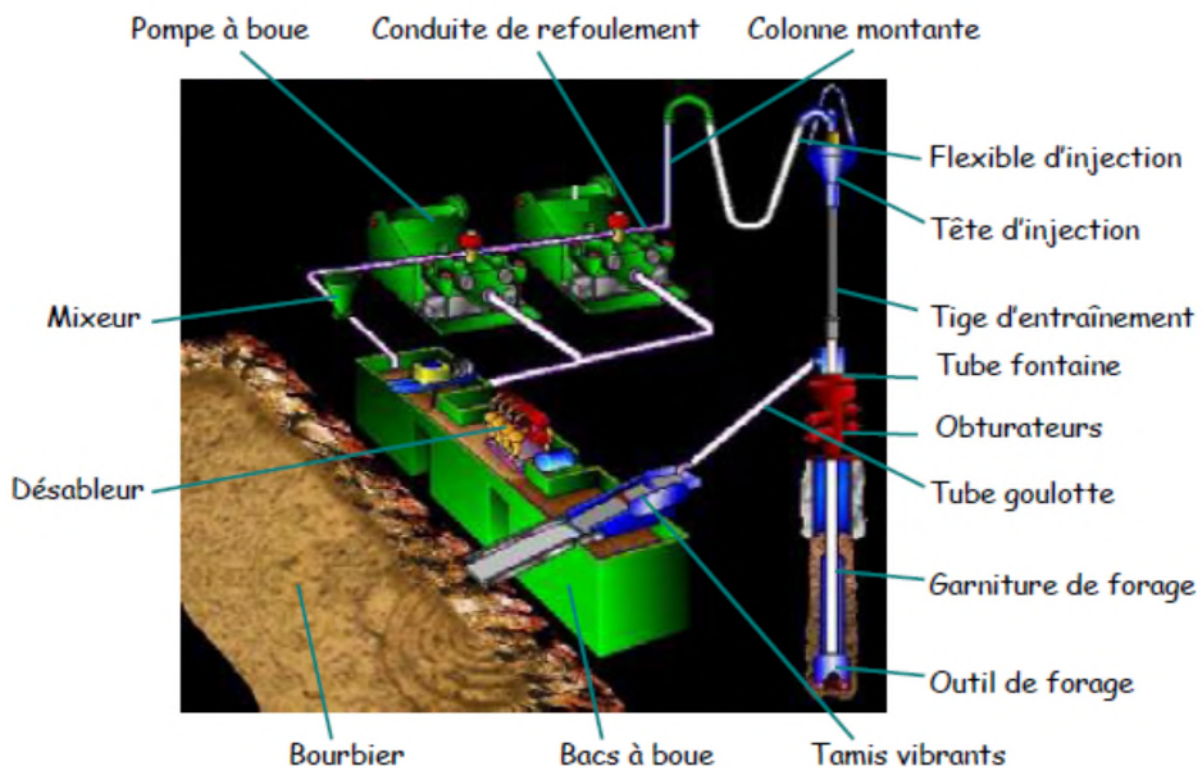


Figure II.30 : La pompe de forage.

La pompe de forage est une pompe alternative, à 2 pistons (pompe duplex) ou 3 (pompe triplex).

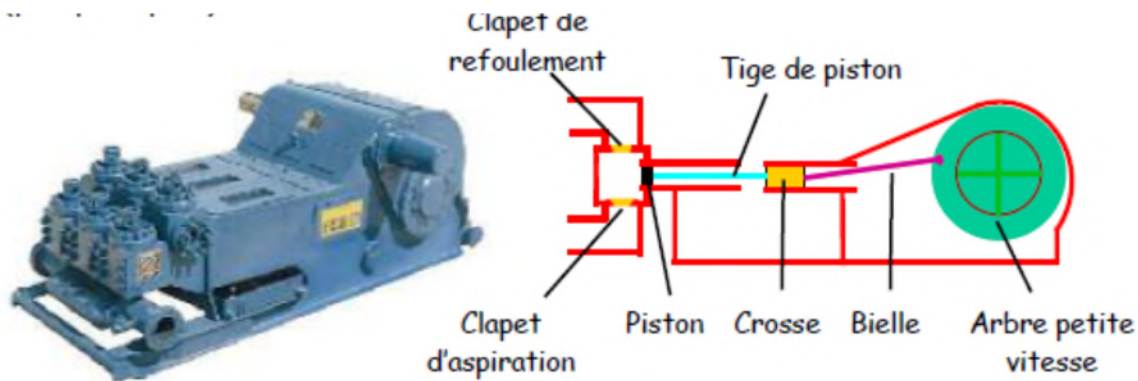


Figure II.31 : La pompe à boue.

La boue, une fois refoulée doit suivre le chemin suivant :

- la conduite de refoulement : juste à la sortie de la pompe, achemine la boue de la pompe jusqu'au plancher de travail,
- le manifold de plancher : placé sur le plancher de travail, il comporte plusieurs vannes pour diriger la boue dans plusieurs directions,

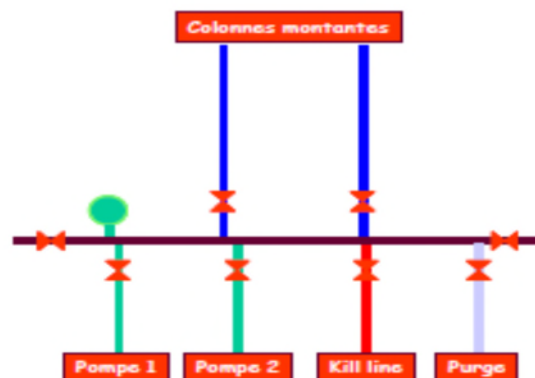


Figure II.32 : Le manifold du plancher.

- la colonne montante : c'est une conduite connectée au manifold de plancher et monte tout au long du mât,
- le flexible d'injection : qui raccorde la colonne montante au sommet des tiges,
- le col de cygne : point de connexion du flexible d'injection à la tête d'injection,
- la tête d'injection: relie le flexible d'injection à la tige d'entraînement et supporte la garniture de forage,

- la tige d'entraînement et la garniture de forage.

La tête d'injection joue un rôle important dans le forage : étant donné que le flexible d'injection ne doit pas tourner et la garniture de forage doit tourner pour transmettre le mouvement de rotation à l'outil, la tête d'injection est composée de deux parties : celle de haut, reliée au flexible d'injection, est immobile, alors que celle en bas, reliée à la tige d'entraînement, est tournante.



Figure II.33 : La tête d'injection.

a. Le top drive :

Le top drive est une sorte de tête d'injection motorisée énorme qui, en plus de l'injection, assure la rotation de la garniture de forage.

Ainsi, on n'a pas besoin ni de la tige d'entraînement ni de la table de rotation pour faire tourner la garniture, c'est le top drive qui s'en charge. En plus, pendant le forage, au lieu de faire les ajouts simple par simple, on peut les faire longueur par longueur.

Plusieurs autres options existent dans cet équipement : les bras de l'élévateur sont articulés hydrauliquement pour faciliter le travail de l'accrocheur et il possède une clé automatique et même une coulisse intégrées. Des rails placés tout le long du mât le guident dans ses déplacements. [9]



Figure II.34: Le top drive. [8]

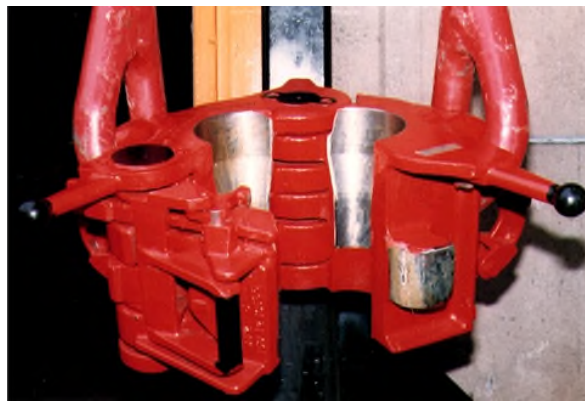


Figure II.35 : Élévateurs.



Figure II.36 : Clé automatique.

II.6 La transmission de l'énergie :

Le treuil, la pompe et la table de rotation sont entraînés soit par des moteurs indépendants, soit par des chaînes et courroies à partir d'une boîte de transmission.

La source principale de l'énergie est composée de moteurs diesel.



Figure II.37 : Moteur Diesel. [8]

La transmission est soit mécanique, soit électrique.

II.6.1 La transmission mécanique : les moteurs diesel sont placés juste derrière le treuil. Au nombre de deux ou trois, ils sont reliés entre eux et avec les autres organes par des chaînes, des pignons, des embrayages et des courroies.

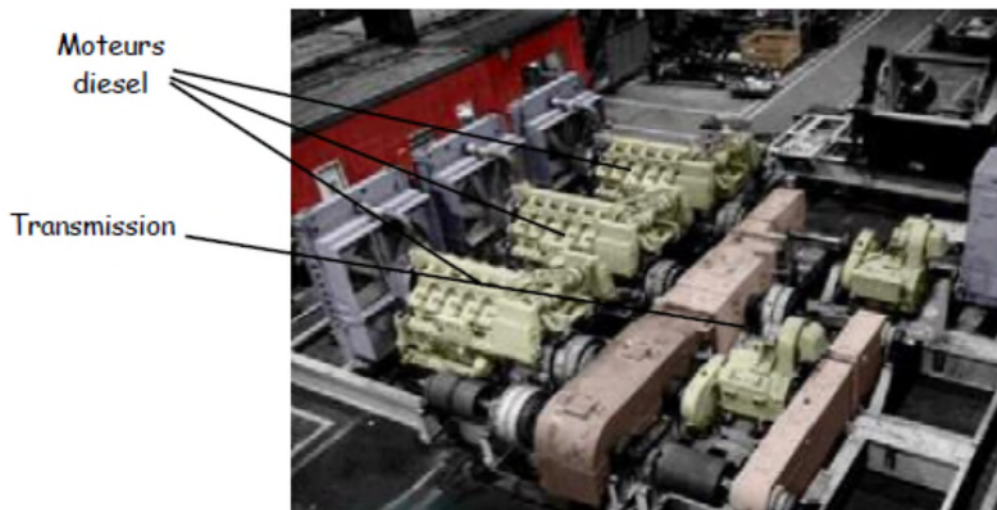


Figure II.38 : La source d'énergie. [8]

II.6.2 La transmission électrique :

Les moteurs diesel sont placés loin du plancher de travail, ce qui réduit le bruit et la fumée.

Les moteurs diesel entraînent des génératrices pour produire du courant continu, ou des alternateurs pour produire du courant alternatif. Le treuil, les pompes et la table de rotation sont entraînés par des moteurs à courant continu.



Figure II.39 : Moteur à courant continu. [8]

Donc, si les moteurs diesel entraînent des génératrices, le courant continu produit va directement alimenter les moteurs à courant continu des différents organes. Mais si les moteurs diesel entraînent des alternateurs, le courant alternatif produit doit être redressé pour devenir continu et alimenter les moteurs des différents organes.

Mais l'éclairage de l'appareil de forage et les moteurs qui entraînent les organes auxiliaires, tels que les pompes à eau, les compresseurs utilisent du courant alternatif.

Les appareils de forage qui possèdent des génératrices doivent alors prévoir, en plus, des groupes électrogènes pour la production du courant alternatif, nécessaire pour le fonctionnement des organes auxiliaires. [9]



Figure II.40 : Moteur à courant alternatif. [8]

II.7 La boue de forage :

Les fluides de forage doivent avoir des propriétés telles qu'ils facilitent, accélèrent le forage, favorisent ou tout au moins ne réduisent pas d'une manière sensible et permanente les possibilités de production des sondages.

II.7.1 Les principaux rôles de la boue sont :

- remontée des déblais,
- maintien des déblais en suspension pendant l'arrêt de la circulation,
- refroidissement de l'outil,
- maintien des parois du puits,
- maintien des fluides de formations traversées.

II.7.2 Ses principales caractéristiques sont :

- la masse volumique : (appelée densité sur chantier), sert à alourdir la boue pour augmenter la pression hydrostatique dans le puits, et éviter ainsi l'intrusion d'un fluide ou le fluage des argiles,
- la viscosité : c'est la caractéristique qui permet à la boue de déplacer les déblais,
- le filtrat : c'est l'eau qui pénètre dans la formation pour permettre le dépôt d'une couche de solides, appelée cake, qui "cimente" les parois du puits.

II.7.3 Les principaux types de boue sont :

- la boue à base d'eau : le fluide dans lequel sont ajoutés les autres produits est de l'eau,
- la boue à base d'huile : le fluide dans lequel sont ajoutés les autres produits est du gasoil ou du pétrole.

Chaque type de boue est utilisé pour répondre à certains problèmes dans le puits. Par exemple, les argiles dites « gonflante » gonflent au contact de l'eau et viennent coincer la garniture de forage. Pour éviter ce problème, il faut utiliser une boue à base d'huile.

La boue à base d'eau dissout le sel. Donc, pour forer ce type de formation, il faut, soit utiliser une boue à base d'huile, soit une boue saturée en sel.

II.7.4 Circuit à boue : la boue est fabriquée dans un « mixer », qui comprend une conduite d'eau contenant une duse par laquelle passe l'eau et un entonnoir dans lequel on verse les produits.

Ces derniers se mélangent avec l'eau ; la boue, ainsi fabriquée, est stockée dans des bassins de grande capacité, dotés de mélangeurs et de « mitrailleuses » pour garder la boue toujours en mouvement et l'empêcher de décanter.

Les mitrailleuses sont des conduites dusées par lesquelles sort la boue sous forte pression.

En sortant du puits, la boue est recueillie dans un tube vertical appelé « tube fontaine », puis est acheminée vers le tamis vibrant par une conduite appelée « tube goulotte ».



Figure II.41 : Un entonnoir. [8]



Figure II.42 : Le tamis vibrant. [8]

En sortant de ce dernier, elle se déverse sur les toiles du tamis vibrant pour se débarrasser des déblais.

En traversant les terrains sableux de surface, le tamis vibrant ne suffit pas à éliminer complètement le sable. La boue doit passer, en sortant du tamis, par un déssableur et un distillateur pour enlever tous les solides qui ne peuvent pas être éliminés par le tamis vibrant. Pour bien débarrasser la boue de ces solides intrus, on utilise un autre tamis appelé « mud cleaner », et même, parfois, une centrifugeuse. [10]

II.8 Le tubage et la cimentation :

Le puits, une fois foré, doit être couvert pour empêcher les parois de s'effondrer. On descend alors des tubes appelés « tubage » et on les cimente.

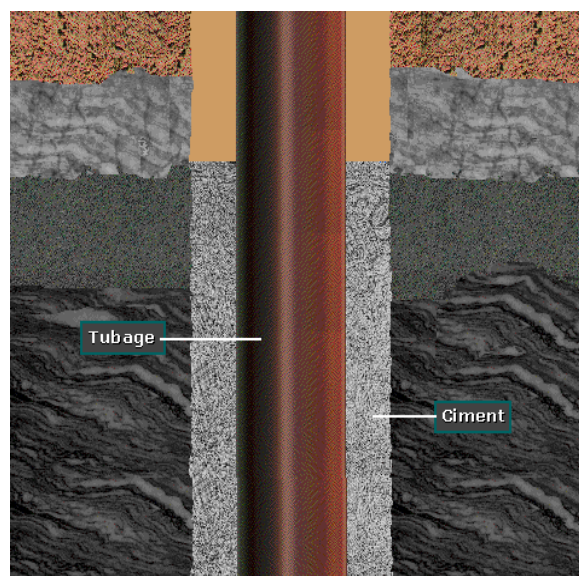


Figure II.43 : Tubage.

Chapitre II : Le forage conventionnel

Ces tubes, d'une dizaine de mètres chacun, comportent des filetages (mâle en bas et femelle en haut). Ils sont vissés l'un dans l'autre et descendus jusqu'au fond du puits.

On utilise une clé automatique pour les visser.

Ce tubage peut être une colonne complète qui remonte jusqu'en surface, ou une colonne qui s'arrête plus bas, appelée « colonne perdue ».

Une fois le tubage complètement descendu, on doit le cimenter pour bien le sceller dans le puits.

Le ciment utilisé doit résister à la température élevée qui règne dans le puits. Il est livré dans des silos.

Le ciment est mélangé à l'eau à laquelle on ajoute des produits pour ajuster les caractéristiques du laitier de ciment.

On injecte en suite ce dernier dans le tubage. On le pousse après par la boue, jusqu'à ce qu'il arrive au fond, remonte par l'espace annulaire entre les tubes et le puits, jusqu'à ce qu'il arrive à la côte voulue.

Le ciment est séparé de la boue par des bouchons en caoutchouc, initialement contenus dans une tête de cimentation.

Le ciment est fabriqué et injecté dans le puits à l'aide d'une unité de cimentation.

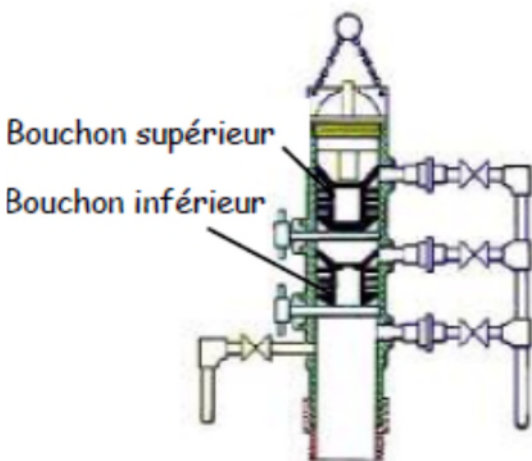


Figure II.44 : Tête de cimentation. [8]



Figure II.45 : Les bouchons de cimentation.



Figure II.46 : Unité de cimentation. [8]

II.8.1 Mode opératoire :

Le tubage est muni, à son bout, d'un sabot qui le guide durant sa descente dans le puits, et, une vingtaine de mètres plus haut, d'un anneau qui retient les bouchons de cimentation. Une fois le tubage au fond, on place, à sa tête, la tête de cimentation, contenant les deux bouchons, et on la connecte aux conduites arrivant de la pompe de forage et de l'unité de cimentation.

Pour cimenter, on commence par libérer le bouchon inférieur, puis fabriquer et pomper simultanément le ciment. Ce dernier descend dans le tubage derrière le bouchon inférieur, jusqu'à ce que ce dernier pose sur l'anneau. En continuant le pompage, le bouchon étant retenu par l'anneau, ne pouvant pas se déplacer, éclate sous l'effet de la pression et laisse le ciment passer. Une fois le volume total de ciment pompé, on libère dessus le bouchon supérieur et on continue à déplacer le ciment par la boue. Le ciment arrive au bout du tubage, sort par le sabot et remonte dans l'espace annulaire. On arrête le pompage de la boue lorsque le bouchon supérieur repose sur celui inférieur, déjà bloqué sur l'anneau, ce qui est indiqué par une augmentation brusque de la pression, appelé à-coup de pression.

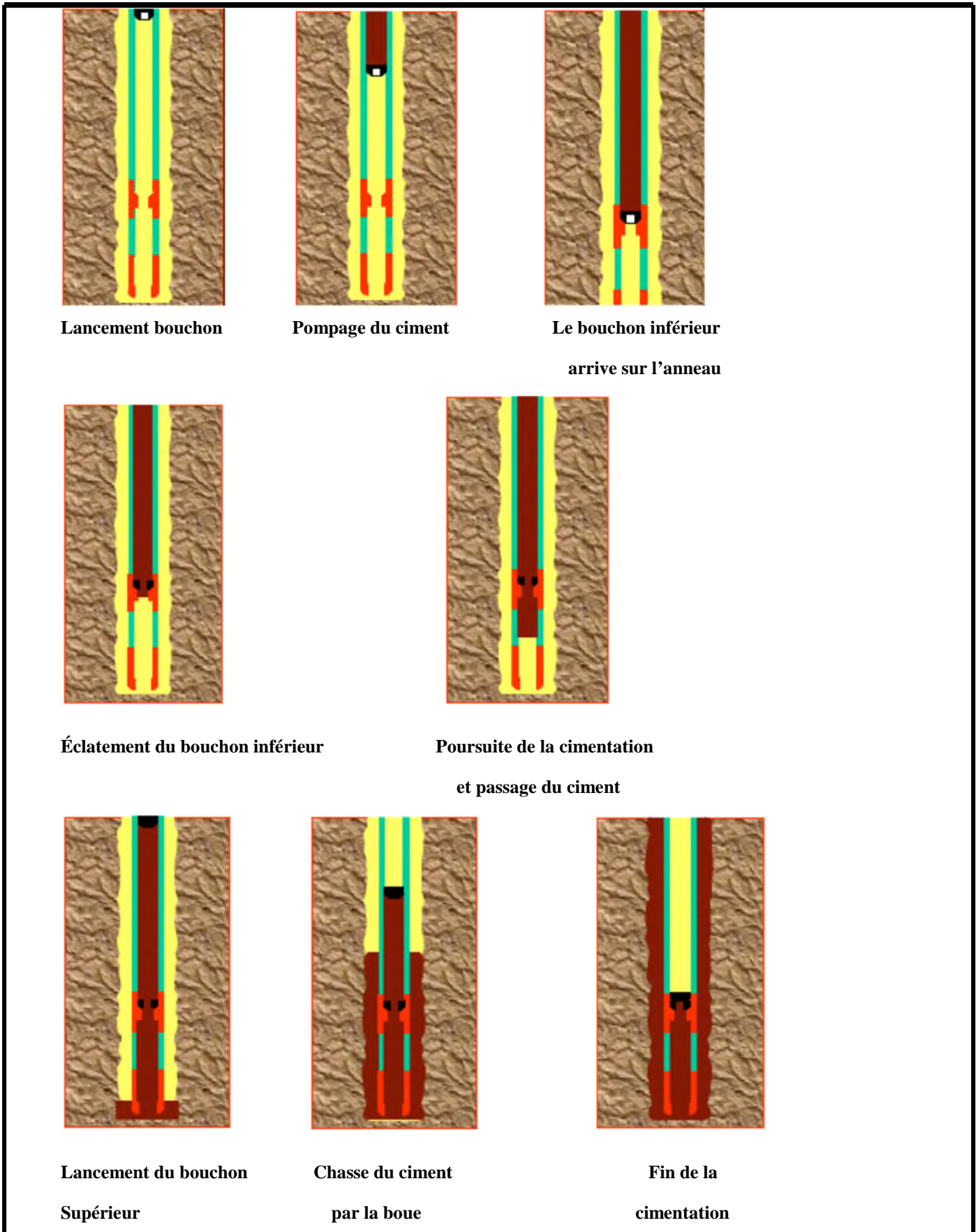


Figure II.47 : Etapes de cimentation.

Il existe un autre type de cimentation : celui de cimenter en deux étages. Le premier s'effectue comme décrit précédemment, mais pour le deuxième, un manchon troué et protégé par une chemise, appelé DV, est placé plus haut, à la côte prévue pour le deuxième étage. Une fois la cimentation du premier étage terminée, on lance dans le tubage un autre bouchon, en métal, qui vient poser sur la chemise de la DV et la glisse vers le bas pour découvrir les trous par lesquels passe le ciment. A la fin, on lance un autre bouchon et on chasse par la boue, jusqu'à ce que ce deuxième bouchon pose sur une autre chemise et la fait glisser pour obturer les trous de la DV.

II.8.2 La tête de puits :

Une fois le tubage cimenté jusqu'à une certaine hauteur qui n'arrive pas jusqu'en surface (sauf pour la première colonne de tubage), la partie non cimentée doit être suspendue pour que les tubes ne s'écrasent pas.

La tête de puits est un corps dans lequel le tubage est suspendu par des coins d'ancrage.

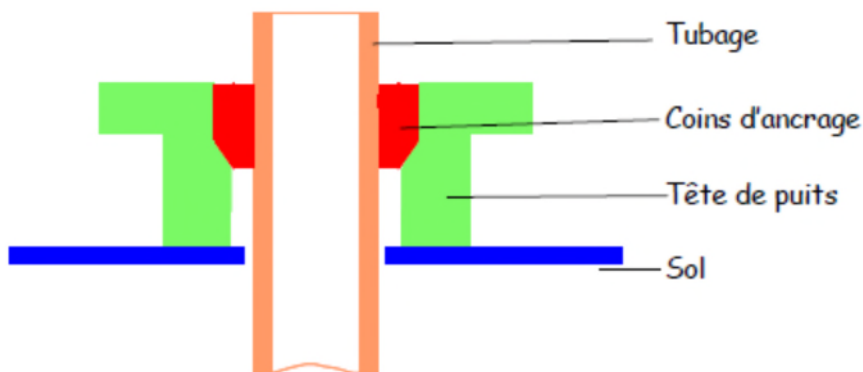


Figure II.48 : La tête de puits (coins d'ancrage).



Figure II.49 : Tête de puits.

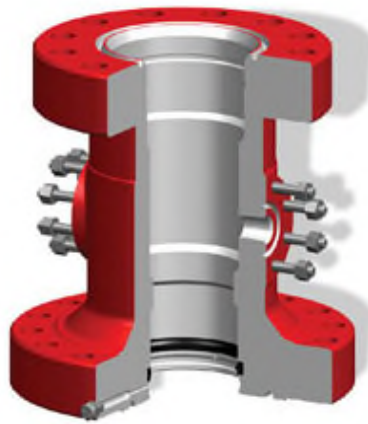


Figure II.50 : Coins d'ancrage.

II.8.3 Les obturateurs :

Lorsqu'un fluide (du gaz, du pétrole ou de l'eau) sort de la roche dans laquelle il est contenu (réservoir) et s'introduit dans le puits, on dit que c'est une venue. Il faut alors fermer immédiatement le puits, si non le fluide chasse la boue au-dessus de lui et remonte dans le puits. S'il atteint une certaine hauteur, il devient difficile à contrôler, ce qui s'appelle éruption.

Afin d'éviter ce genre de problème, on place, au-dessus de la tête du puits, des obturateurs [BOP], qui ne sont que des vannes qui ferment le puits, même s'il contient des tiges.

Le puits est équipé de plusieurs types d'obturateurs :

- Obturateurs à mâchoires: ces équipements comportent des mâchoires en acier, fixes ou variables, qui comportent des garnitures qui assurent l'étanchéité entre l'intérieur du puits et les tiges qui en sortent.

Les mâchoires qui ferment le puits avec les tiges de dans s'appellent des mâchoires à fermeture sur tiges. Si le puits est vide, on utilise des mâchoires dites à fermeture totale.

- Obturateur annulaire : au-dessus des obturateurs à mâchoires est placé un obturateur appelé annulaire qui comporte une membrane en caoutchouc, qui ferme sur n'importe quelle section. Cette membrane se ferme même complètement si le puits est vide.

Sous ces obturateurs est placée une « croix » qui permet de circuler la boue et contrôler le puits lorsque les obturateurs sont fermés. Cette croix possède deux conduites :

- La première, appelée « kill line », est connectée au manifold du plancher. Elle permet d'injecter la boue sous les obturateurs.

- L'autre, appelée « choke line », permet l'évacuation de la boue et de l'effluent. Elle est connectée à un manifold comportant, à l'amont, deux duses ajustables manuellement ou à distance, pour contrôler la pression de circulation et à l'aval une chambre de décompression et des sorties, une vers la torche pour brûler les hydrocarbures évacués du puits, une autre vers le borbier pour y déverser l'eau ou la boue fortement contaminée, et la troisième sortie vers le dégazeur de boue avant de l'injecter dans le circuit. [11]

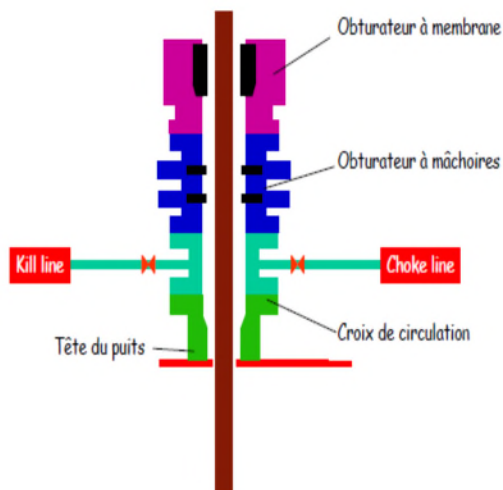


Figure II.51 : Les obturateurs. [8]

II.9 Le Forage dirigé :

Le forage est dit « dirigé » lorsque le début et la fin du puits ne sont pas dans la même verticale. On réalise un puits dévié pour des raisons quelconques, par exemple, implanter l'appareil de forage dans une zone non habitée pour atteindre un réservoir situé à la verticale d'une zone habitée. Quelquefois, suite à l'impossibilité de repêcher un poisson du puits, on continue le forage en déviation. Il existe deux types de profils : le profil en J et celui en S.

Le forage horizontal est un forage dirigé en J dont l'inclinaison est proche de 90° . Il est réalisé dans le réservoir pour augmenter son débit, en fonction de ses caractéristiques.

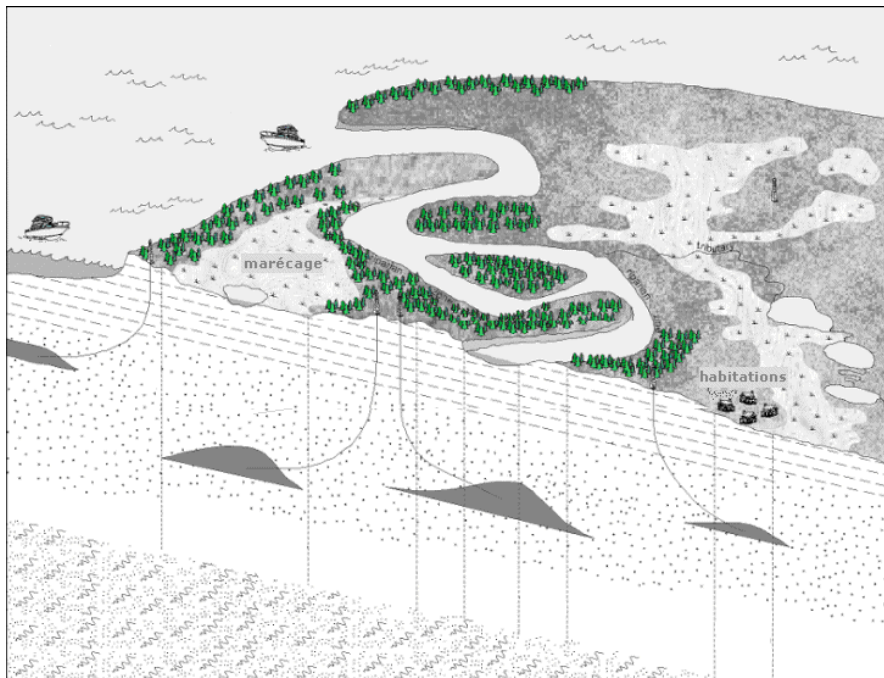
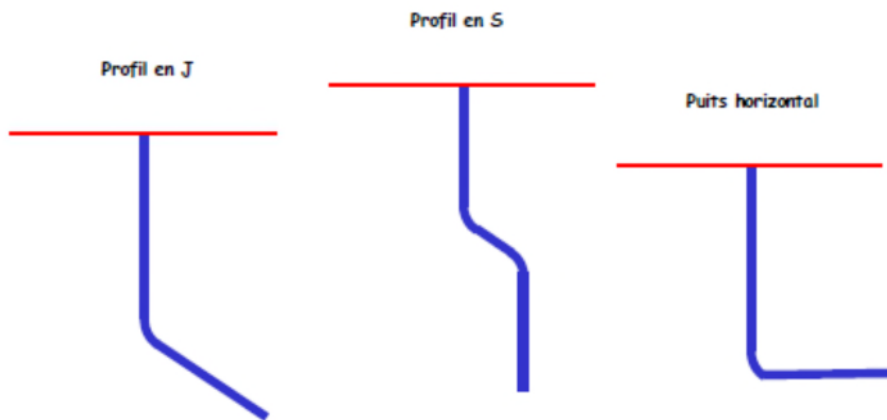


Figure II.52 : Types de forage dirigé.

Chapitre II : Le forage conventionnel

Si l'inclinaison n'est pas très importante, on peut continuer tout le forage en faisant tourner la garniture comme dans un puits vertical. Mais, si l'inclinaison devient importante, on utilise une turbine ou un moteur de fond qui est placés tout près de l'outil. C'est la boue qui, en entrant dans ces moteurs ou turbines, les fait tourner, ce qui fait tourner l'outil tout en gardant la garniture de forage immobile.

Pour réaliser un puits dirigé, on commence par forer la partie verticale.

Ensuite, on descend un dispositif incliné appelé « sifflet déviateur » au fond du puits. L'outil de forage glisse sur la pente inclinée et quitte l'axe du puits.

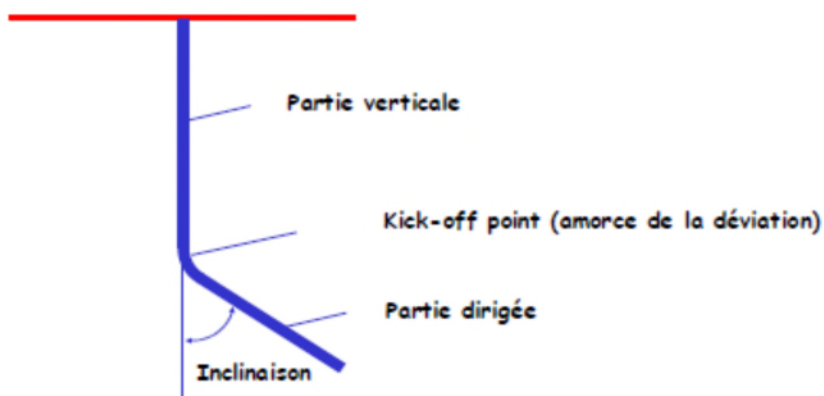


Figure II. 53 : Section d'un forage dirigé.



Figure II.54 : Le forage dirigé.

Des instruments de mesure, comme le MWD sont descendus pour mesurer les différents paramètres, notamment l'inclinaison et la direction du puits. Afin que ces mesures ne soient pas faussées par le champ magnétique terrestre, l'instrument de mesure est descendu à l'intérieur d'une masse-tige spécialement conçue pour cela. Elle est en k-monel, acier non magnétique. [12]

Conclusion :

Le forage s'est beaucoup développé avec les recherches minières et pétrolières, et il a mis à profit de nombreuses innovations techniques déterminantes comme l'utilisation de matériaux très durs et d'aciers spéciaux, l'air comprimé, la transmission hydraulique.

Les matériels existants sont très nombreux et variés, on trouve sur le marché des machines et outillages plus ou moins spécialisés, aptes à répondre aux différents types de problèmes posés.

Chapitre III :
Le forage en MPD

Introduction :

Suite à une éruption par venue sur le site en 2006 à NZ-19 coûtant la vie de trois innocents ouvriers, cette éruption fut causée par l'augmentation de pression que l'on n'a pu gérer par les techniques existantes.

La nécessité de trouver une solution à ce désastre s'est imposée et a fait fois par l'utilisation de forage en MPD. Un forage supposé gérer l'excès de pression lors du forage et donc mettre terme au problème.

III.1 Forage en MPD :

MPD est défini par un sous-comité de l'association internationale des entrepreneurs de forage (IADC) comme « Une technique de forage adéquate consiste à contrôler le profil de pression annulaire à travers les abords de puits. Les objectifs sont d'assurer les limites environnementales de pression du fond et contrôler le profil de la pression hydraulique de l'annulaire en conséquence. L'intention de MPD est d'éviter l'écoulement continu des fluides de formation en surface. N'importe quel incident d'écoulement dû au fonctionnement sera contrôlé en utilisant un processus approprié. » [13]

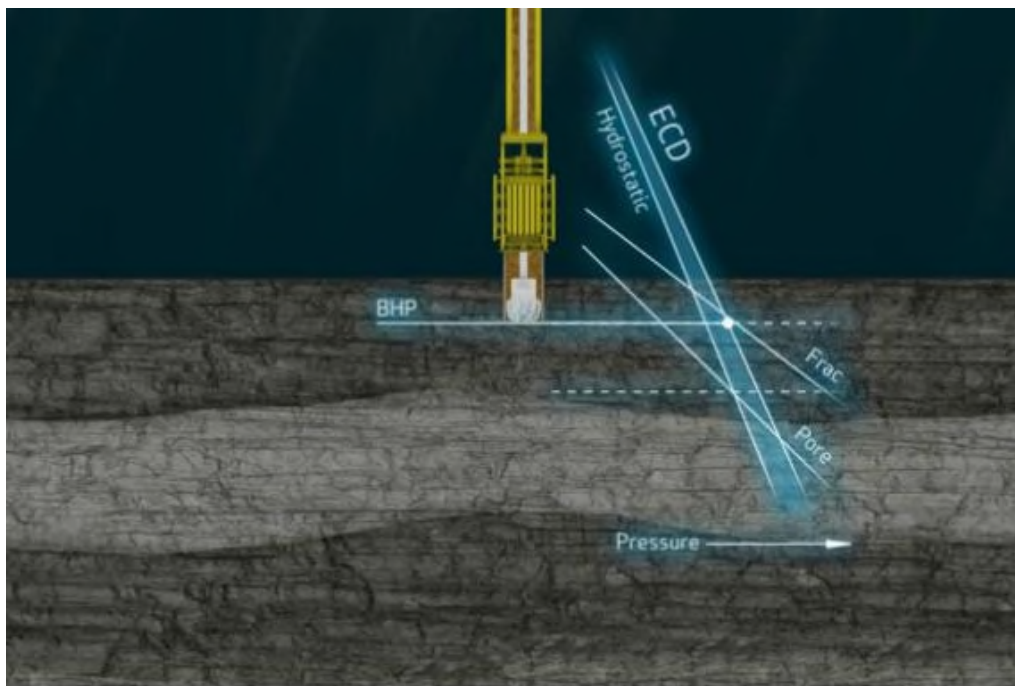


Figure III.1 : Présentation de la MPD. [6]

Pour un puits ouvert à l'atmosphère (forage conventionnel) le BHP peut être estimé comme suit :

$$BHP = MW + friction \quad Eq.1$$

Pour un système à boucle fermée, comme pour MPD, l'écoulement de retour est détourné vers les équipements de surface.

Le BHP peut alors être estimé à

$$BHP = MW + friction + backpressure \quad Eq.2$$

Généralement MPD est conçu pour atténuer les différents problèmes de forage et accéder aux réservoirs avec profils complexes de pression.

Pendant l'épuisement des réservoirs, la fenêtre de forage est sensiblement réduite, et peut dans des cas extrêmes devenir négatif. Par la fermeture de l'annulaire et en appliquant un contre pression, la densité de la boue peut être réduite, même au-dessous de la pression des pores. Over balance est obtenu en appliquant l'ECD et un contre pression dynamique [14]. Le transport des débris, prévention des venues et des pertes en parallèle avec le maintien des tiges de forage libres, sont les tâches primaires durant la vie du réservoir. Durant l'épuisement du réservoir ces tâches deviennent plus difficiles à réaliser. Le niveau d'épuisement pour un réservoir est difficile à prévoir. La boue fabriquée peut être employée pour renforcer la formation affaiblie par épuisement de réservoir.

En plus, des particules peuvent être ajoutées pour créer un produit de filtration efficace empêchant la pression de communication et renforcer les parois de trou de forage.

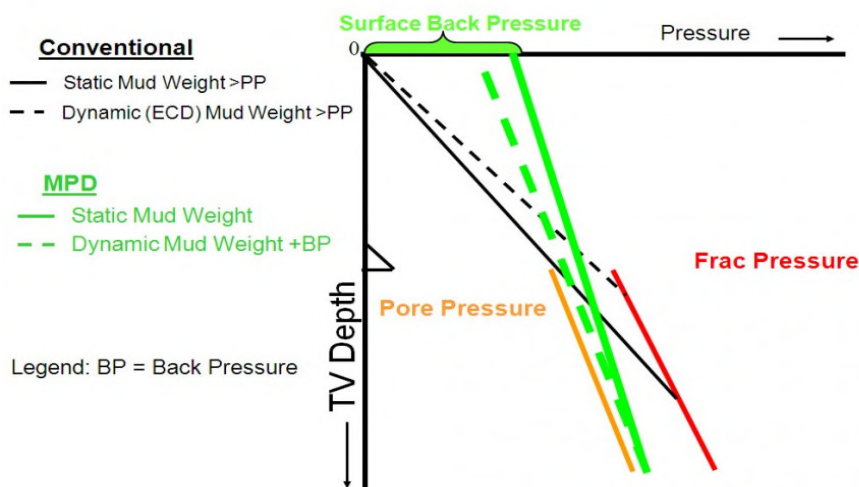


Figure III.2 : Fenêtre de forage conventionnel et en MPD. [6]

Plus tard, IADC sépare également MPD dans deux catégories : Réactif et proactif. Le MPD réactif se rapporte à avoir le matériel supplémentaire monté conventionnellement pour réagir rapidement au changement inattendue de la pression, alors que MPD proactif est conçu pour changer activement le profil de la pression de l'annulaire [14]. Cette catégorie de MPD proactive, ou « Walk the Line », fournit plus d'avantage pour les opérations terrestres (offshore) et marine (Onshore), mais elle exige une planification plus profonde. La catégorie du MPD réactive a été utilisée sur les puits compliqués pendant plusieurs années, mais avec l'avancement de la technologie l'utilisation de MPD proactive à commencer.

III.2 Avantages et inconvénients de MPD :

III.2.1 avantages de MPD :

MPD est normalement un système de circulation fermé et pressurisé, qui facilite le contrôle avec précision du profile de pression aux abords du puits, L'avantage principal de l'utilisation du MPD est la capacité de contrôler la pression en état dynamique avec la manipulation de la contre-pression au lieu de la densité de boue. Ceci optimise le déroulement de forage en réduisant le NPT, atténuant les risques de forage et permettant de forer dans des areas plus complexes. L'ajustement de la duse permet un changement rapide de BHP (nécessite des minutes par rapport au conventionnel qui nécessite des heures pour le changement de MW), et aussi fournit une méthode plus sûre pour contrôler les venues et leurs purges qui suivent.

Les risques de forage tels que les pertes, l'instabilité de puits, les éruptions et les coincements des tiges de forage sont des défis qui peuvent être résolus en utilisant la technologie de MPD, menant à la réduction des coûts de l'opération. [13]

Le MPD permet d'économiser sur les coûts du forage et réduit leurs incertitudes par:

- L'évitement des NPT du forage conventionnel comme les pertes, venues, coincement par pression différentielle,...etc.
- Amélioration des ROP et la vie des outils de forage (moins de manœuvres).
- Le pouvoir de forer dans des zones jusque-là inaccessible au forage conventionnel.
- Réduction du nombre de tubages à descendre et approfondissement de certain (silecasse présente).
- La contre pression annulaire est contrôlé à partir de la surface en utilisant une duse dédiée à ça.

- Pression de fond peut être gardée constante durant toutes les opérations de forage, en statique ou en dynamique. Elle peut facilement être ajustée, si nécessaire, dans l'intervalle réduit des gradients de pore et fraction.
- Les ajouts sont faits en gardant la pression de fond comme celle du forage pour empêcher les venues.
- Evite l'instabilité des parois.
- Forage avec une boue légère améliore l'avancement. [15]

II.2.2 inconvénients de MPD :

- Il prend en charge le non-retour à la surface, et limite donc les sources d'échantillonnage pour les géologues.
- Pour PMCD, au Profondeur Cible (TD), il existe encore des problèmes de la façon de produire des puits sans pertes.
- Une grande quantité de fluides de forage est utilisée dans la technique MPD-PMCD; ce qui pourrait nécessiter environ 120.000 - 150.000 barils de fluide y compris les tuyaux de forage et l'injection de l'anneau pour un forage de la semaine.
- En raison des variations dans les techniques de MPD, certaines techniques sont préférées dans certaines formations à la place d'autres. [16]

III.3 Equipement du MPD :

Un modèle hydraulique, basé sur les données en temps réel, contrôle les Duses qui manipulent la variation de pression. La combinaison entre le système de MPD et le CCS rapporte un meilleur contrôle de BHP. CCS, compense les grandes variations de pression pendant les raccordements provoqués par le cycle de la pompe de boue, améliore le transport des débris, réduit la connexion entre le gaz et le gonflement des abords de trou de forage, et augmente la stabilité hydraulique dans le puits.

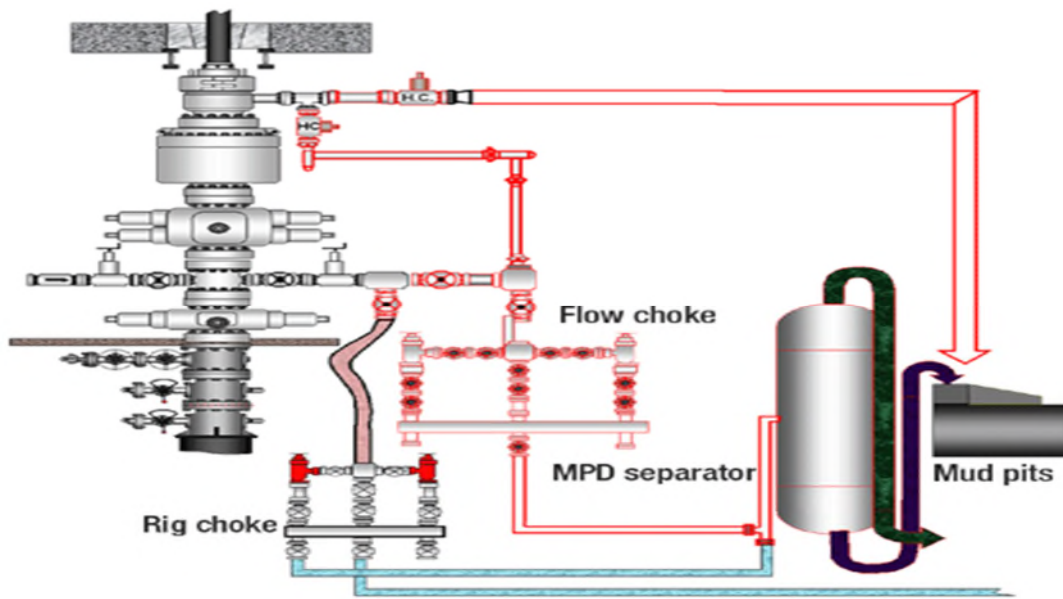


Figure III.3 : Système de l'MPD. [6]

Le forage en MPD exige du matériel supplémentaire par rapport au forage conventionnel.

Si le puits exige un système de boucle fermé, le RCD (ou PCD) doit être installé. Un manifold est exigé pour ajuster la contre-pression, un joint isolant de l'annulaire pour fournir la contre-pression et un système de contrôle pour ajuster la Duse elle-même. En outre, l'utilisation d'une pompe de contre-pression pour ajuster la pression sans circulation, un compteur de débit pour détecter les éruptions et les pertes et un système (CCS) pour fournir la circulation pendant les raccordements sont recommandés. [14]

Le BOP, Manifold de duse et le séparateur restent stables par l'emplacement de « Flow Spool », Stripper Ram, étanchéité supplémentaire de l'annulaire, et la tête de rotation sont mis en haut. Le modèle hydraulique ajuste automatiquement la duse pour compenser le débit de la pompe et les effets de la rotation de pipe, la température, tampon et poussée. Le retour de fluide est orienté vers le manifold de MPD et le débitmètre, après il sera jeté vers le bourbier suivant le mode conventionnel. Pour fournir un écoulement stationnaire et un bon recyclage de fluide, une pompe supplémentaire de boue est reliée au « flow spool ».

Pour empêcher la sur-pressurisation en cas de fermeture brusque, une vanne de purge est mise en application. CCS fournit la circulation continue.

La vanne supérieure sur la « flow spool » est le chemin d'écoulement primaire pour le système. Un chemin secondaire d'écoulement est utilisé quand l'élément en caoutchouc dans la tête de rotation doit être changé. Tous les incidents sur les puits sont contrôlés par l'arrêt du système de MPD et en comptant sur le système de contrôle du puits « BOP ». [14]

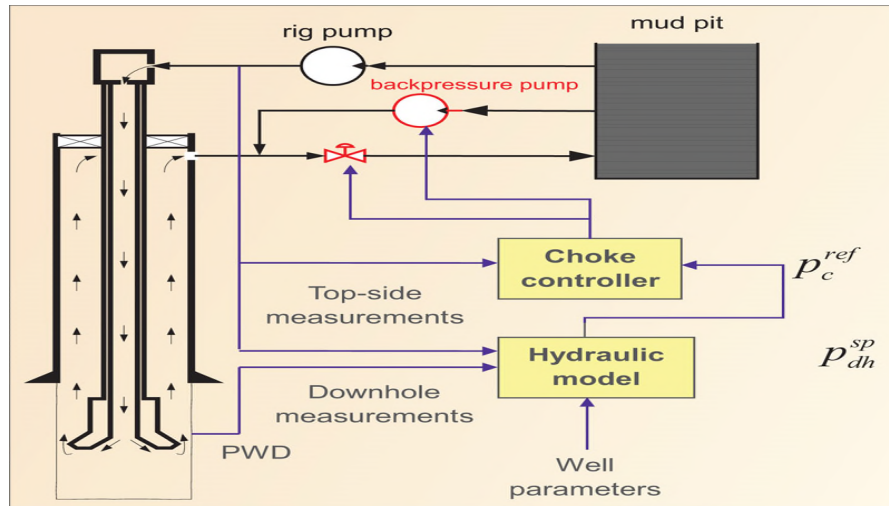


Figure III.4 : Le système de contrôle automatique.

Le contrôle automatique de la Duse compense l'effet de tampon et de poussée durant l'enlèvement des tiges dans le trou ouvert du puits. Une BMP sera posé à approximativement 1000 m et le puits ensuite sera en surpression. Cette méthode est beaucoup plus pratique que la neutralisation du puits par la mode conventionnelle.

Le Liner de production, ou le tubage, peut maintenant être descendre au-dessous du « MudPill ». Le mode de MPD est ensuite fonctionné et le puits sera complètement contrôlé par ce dernier. Le Liner/Tubage finalement posé au fond du puits « TD » et cimenté tout en gardant un BHP constant.

III.3.1 : Equipement commune à l'opération de MPD:

1. RCD (Rotating Control Device).
2. Manifold de forage.
3. Tige de forage NRV (Vanne anti retour).

1. RCD (Rotating Control Device) :

RCD est un excellent dispositif supplémentaire de sécurité et complément de la BOP au-dessus de l'obturateur annulaire.

- i. Le RCD est utilisé pour détourner le flux vers le manifold et d'étancher l'annulaire. Ceci permet d'obtenir un système de circulation fermée.
- ii. L'annulaire est purgé en surface au cours de forage, avec des connexions, et des déclenchements pour alléger en toute sécurité les hydrocarbures fuyant des abords du puits au plancher de forage.

RCD Moderne et l'obturateur rotatif de l'annulaire généralement fonctionnent à des pressions jusqu'à 5000 psi-statique et 2500 psi en rotation.

Dépend sur la méthode de MPD et le type de l'appareil, le RCD peut être placé soit à la surface ou au fond. [17]



Figure III.5 : Le RCD. [8]

2. Manifold de forage :

- i. Ils peuvent être en différentes tailles, en fonction du débit d'écoulement et le contrôle nécessaire sur la pression de l'annulaire.
- ii. Normalement, deux duses de forage sont présents sur le manifold, ce qui permettra des débits d'écoulement plus élevés avec minimum de chute de pression, et également de plus grandes débris circuler à travers. [18]

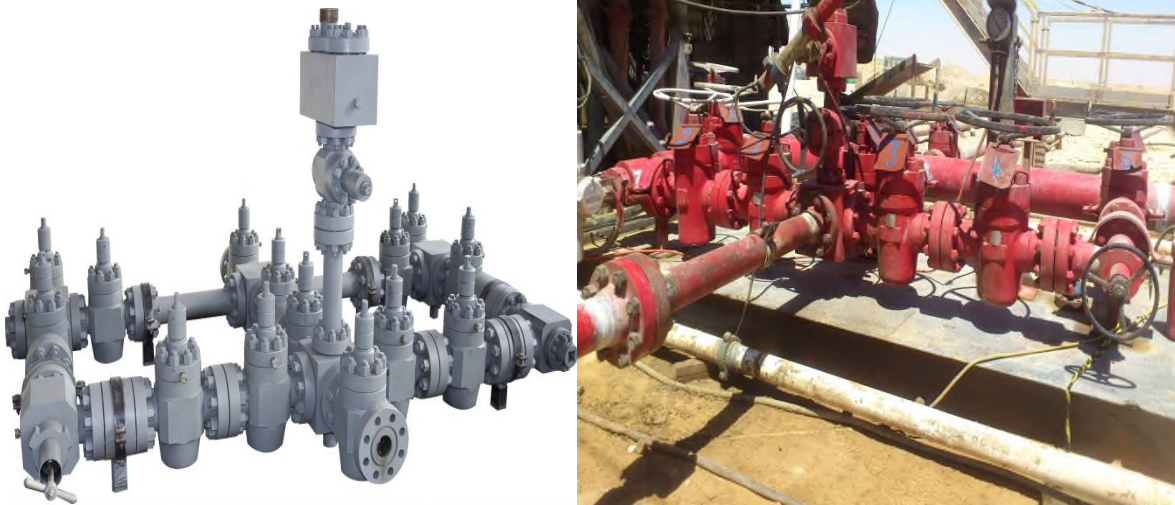


Figure III.6 : Le Choke manifold. [8]

3. Tige de forage NRV (Vanne anti retour) :

Tiges de forage avec vanne anti retour sont faits avec l'acier allié normalisé, trempée et revenue à résister à l'usure et à l'érosion. La soupape à clapet ouvre complètement au cours de la circulation, en fournissant un alésage sans restriction à travers la soupape.

Soupape à flotteur fournit une fermeture positive et instantanée contre haute ou basse pression, assurant un contrôle continu de l'écoulement du fluide pendant le forage. [19]



Figure III.7 : Tiges de forage avec vanne anti retour. [8]

A. Equipement optionnel :

- i. Pompe de contre pression.
- ii. Vanne d'isolation de fond.
- iii. Débitmètres.
- iv. Séparateur gaz et boue.
- v. Outil de pression de fond au cours de forage.

B. Autres équipements :

- i. Unité standard de puissance :



Figure III.8 : Unité standard de Puissance. [8]

- ii. Pupitre de commande de distance :



Figure III.9 : Pupitre de commande de distance de surveillance/foreurs.

Avantages du pupitre de commande :

- Surveillance bien l'alésage de la pression.
- Garde la pression d'injection d'huile.
- Contrôle la pression de serrage hydraulique.
- Logement pour les fouilles (système de collecte de données d'information).

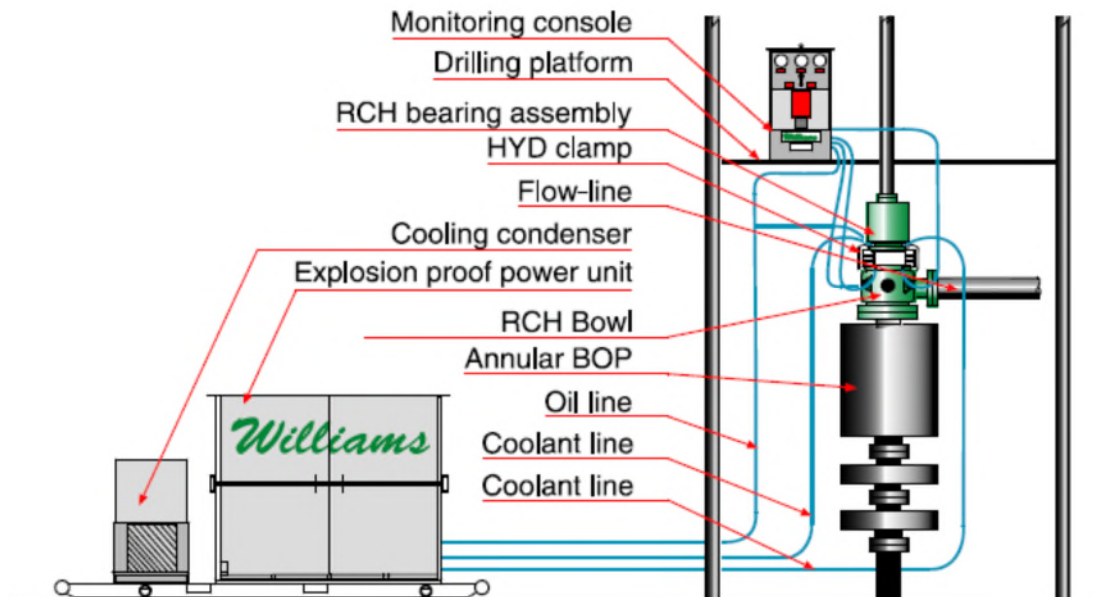


Figure III.10 : Composants et Installation.

iii. Semi Auto Choke (S.A.C):

Caractéristiques et avantages:

- Permet à l'opérateur de définir et maintenir la pression dans la carcasse avec précision.
- Permet à l'utilisateur d'apporter des changements précis de pression DP.
- Décapage dans ou hors du puits est une opération simple.
- Auto nettoyant choke.
- Travailler la chaîne de forage est une simple opération.
- Meilleur contrôle des puits lorsque le gaz atteint la surface.
- Moins de temps de circulation.



Figure III.11 : Semi Auto Choke. [8]

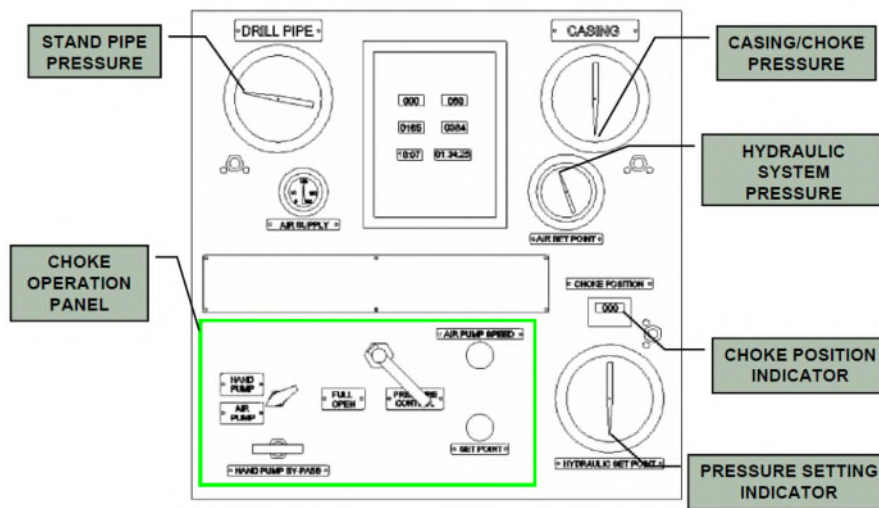


Figure III.12 : Cabine de contrôle. [8]

iv. **DDV (Downhole Deployment Valve)**

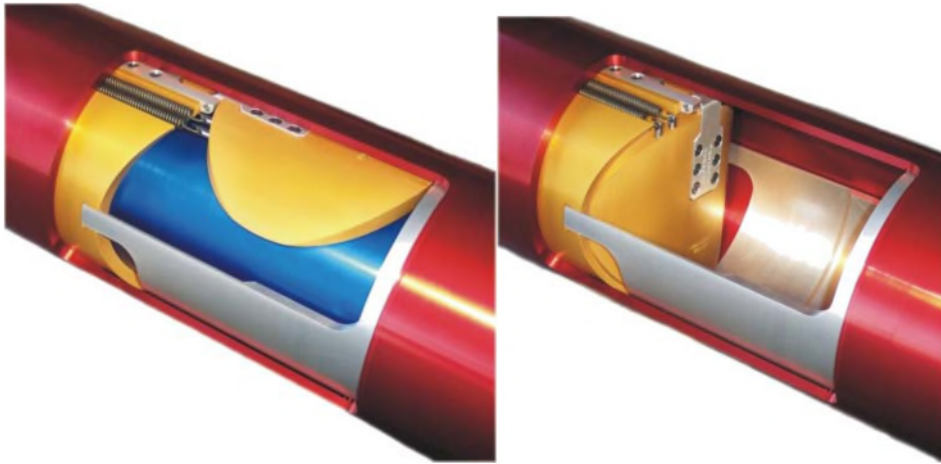


Figure III.13 : DDV.

Fonction du DDV :

- Permettre un déclenchement plus rapide pendant les opérations de MPD.
- Amélioration de la sécurité dans les applications de HPHT

III.4 Option d'installation :

- **Installation récupérable :**

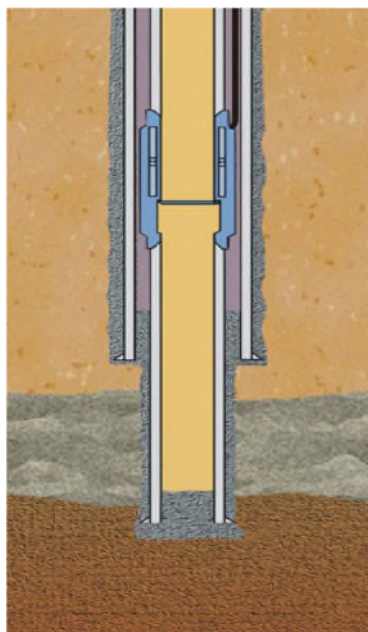


Figure III.14 : Installation du liner.

L'installation du Liner Tieback est utilisée avec l'interface de ligne de commande pour la vanne de récupérabilité.

- **Permanent Installation :**

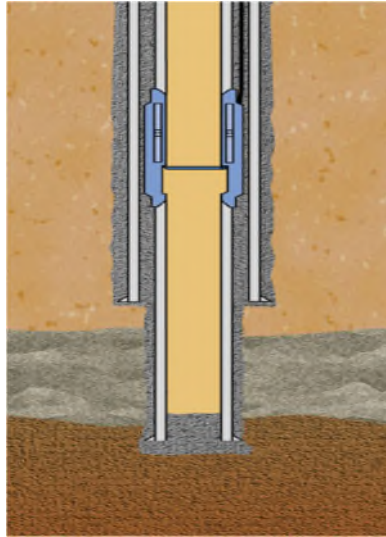
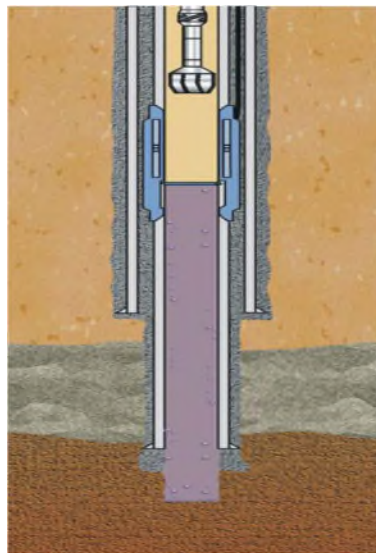


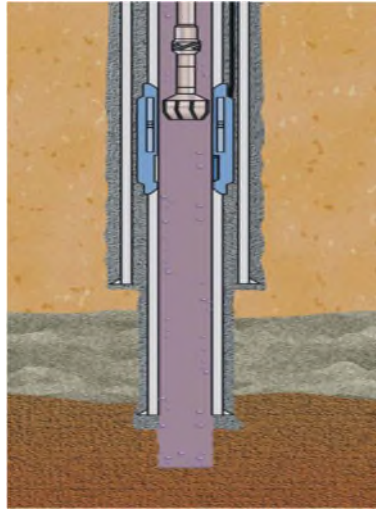
Figure III.15 : Ligne de commande.

Permet au tubage intermédiaire d'être cimentées vers le haut du tubage de surface pour l'intégrité de l'enveloppe.

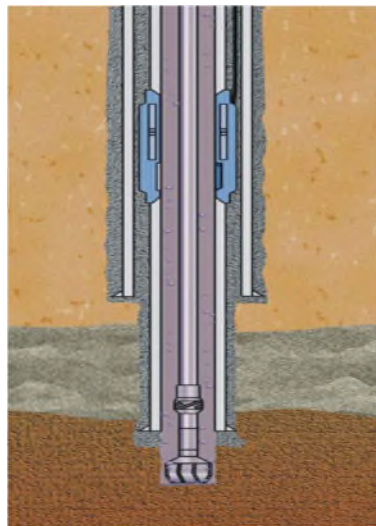
- **Déclenchement avec le DDV :**



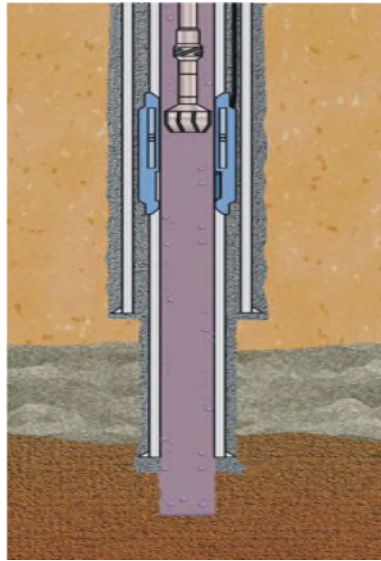
Trip en conventionnelle jusqu'à ce que la tige de forage est au-dessus de la soupape de déploiement. Egaliser la pression à travers la soupape.



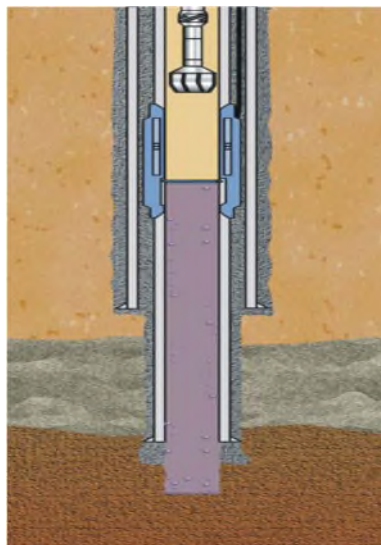
Soupape de déploiement ouvert. L'écoulement du puits à la surface pour réduire la pression de surface dans le but de sécuriser la pression d'écoulement.



Ouvrez les mâchoires de fermeture sur tige et retirer les tiges ou le tubage du puits. Démarrer le forage.



Retirer les tiges ou le tubage du puits dehors du trou de forage jusqu'à que l'outil est au-dessus de la soupape de déploiement.



Fermez la Valve de déploiement et purger la pression de tubage au-dessus du valve. Retirer les tiges ou le tubage du puits dehors du trou de forage conventionnellement.

Managed Pressure Drilling (MPD) est défini comme une forme avancée de contrôle du puits principal qui utilise un système de circulation fermée et sous pression afin de gérer plus précisément le comportement de la pression sur le trou de forage.

L'interface de contrôle de puits à des opérations MPD est définie comme les mesures nécessaires à prendre suite à une déviation du plan original qui présente un danger imminent.

Le contrôle de l'écoulement de fluide définit l'interface de contrôle du puits entre MPD opérations et de contrôle de puits.

III.5 Les solutions de santé, sécurité et environnement concernant par MPD :

Le forage à HPHT est une opération très risquée et cela est devenu un facteur clé dans le besoin et l'utilisation du système MPD en assurant qu'aucune perte de temps par incident (LTI) ne se produit. Analyses de risque d'opération devraient également être menées et complétées par des réunions de sécurité.

Système de Managed Pressure fait usage des restrictions et des obstacles (présence de plus d'une barrière contribue à prévenir / réduire les venues) comme mesure de sécurité pour vérifier ces risques inévitables associés au forage à travers la prévention et la protection des événements indésirables systématique.

Comprendre le rôle de barrières et d'autres mesures de contrôle de sécurité MPD doit d'abord impliquer comprendre les divers dangers et sources de risques face à l'activité de forage. Par exemple, le forage dans les réservoirs complexes, avec les technologies de forage de MPD, le forage dans les zones sensibles de l'environnement, etc., ont tous été identifiés comme quelques-unes des sources de danger pendant le forage. [17]

III.6 Limitation et coût du MPD :

III.6.1 Limitations :

Bien que certaines techniques de MPD, par exemple le CBHP, DG et MCD sont utilisés pour les zones à faible gradient de pores par rapport au fractures, avec sévère pertes en circulation et un fluide de forage à base unique (boue ou eau), les techniques concernant par le retour d'écoulement ou variations HSE ont tendance à opérer dans les régions qui avoir des conditions très dangereuses et bien menaçants. [18], "l'efficacité de la performance de forage

doit être maintenue sans encourir de sécurité du personnel supplémentaires ou l'exposition au risque de l'environnement". Ces divergences dans le choix et les techniques ont fait MPD limitée dans certaines zones où le forage conventionnel peut être préféré.

III.6.2 Le Coût :

Le coût est un facteur important à considérer dans la planification et la conception du MPD, considéré que la plupart des pratiques de forage conventionnelle nous ramène à certains équipements de MPD; par exemple, les barrières et les duses, ce qui a contribué à réduire le coût total impliqués dans la mise en place d'un système MPD. En réduisant le temps non-productifs, MPD a prouvé être un système rentable pour diminuer frais de forage.

III.7 Avenir et améliorations de MPD :

MPD et parfois techniques UBD améliorent la performance du réservoir et de la production parce que MPD peut forer avec densité de boue faible par rapport à l'ECD, donc, piégé la pression de l'annulaire et contrôlé l'écoulement et aussi bien la stabilité du puits.

Conclusion :

Le MPD nous aide à travailler dans des conditions optimales, et gérée les différentes pressions entre le réservoir et le fond du puits dans le but d'éviter l'intrusion des fluides de formations dans le puits d'une part et de minimiser le flux de filtration, de l'autre.

Chapitre IV :
Etude technique du puits NZ28

Introduction :

Après les études de la technique de forage en MPD théoriquement, nous passons à l'étude pratique qui se fait sur le puits NZ-28.

Ces études incluent tous les programmes de forage tels que les diamètres du trou et de tubage, les paramètres de boue, les paramètres des outils, ainsi que les volumes nécessaires de boue et de ciment ainsi que la détermination des pressions.

IV.1 But du sondage :

Nezla 28 (NZ-28) est un puits de développement, dont le sondage a pour but de produire du gaz à condensât des réservoirs : TAGI, Grès d'Ouargla et Quartzites de Hamra.

IV.2 Objectifs :

L'objectif majeur du puits NZ-28 est la localisation des zones et de leur potentiel en gaz en condensât dans les réservoirs :

- TAGI
- Grès d'Ouargla
- Quartzites de Hamra

IV.3 Données générales :

Pays : Algérie.

Région : Gassi Touil.

Titulaire : SH/DP.

Opérateur : Weatherford.

Sondage : NZ-28.

Classification : Développement.

Objectif principal : TAGI - Grès d'Ouargla - Quartzites de Hamra.

Appareil de forage : WDI 815.

Début de forage : 02/03/2015.

Fin de forage : 08/05/2015.

TD Foreur : 2515m.

IV.4 Situation géographique :

Le sondage NZ-28 se trouve à :

- 928m au Sud Est du puits NZ-22,
- 818m au Nord Ouest du puits NZ-7,
- 548m à l'Est du puits NZ-20,
- 1377m au Sud Ouest du puits NZ-23.

IV.4.1 Coordonnées d'implantation :

Tableau IV.1 : Les coordonnées d'implantation de NZ-28

Coordonnées	UTM (m)
X	262 292.021m
Y	3 394 994.013m
Z Sol	192.886m
Z Tab	202.086m
Longitude	06° 31' 08.67443" Est
Latitude	30° 39' 59.02118" Nord

IV.5 Réalisations stratigraphiques :

La série sédimentaire traversée par le puits NZ-28 est représentée par le Mésozoïque et le Cénozoïque.

- Crétacé de 220 à 910m
 1. Sénonien Carbonaté à 220m
 2. Sénonien Lagunaire à 354m
 3. Turonien à 622m
 4. Cénomanién à 713m
 5. Albien à 833m
- Jurassique de 910 à 2094m
 1. Dogger Argileux à 910m
 2. Dogger Lagunaire à 1168m
 3. LD1 à 1233m
 4. LS1 à 1272m
 5. LD2 à 1360m
 6. LS2 à 1410m
 7. LD3 à 1483m
 8. Lias S1 à 1508m
 9. Lias S2 à 1547m
 10. Lias S3 à 1814m
 11. Lias Argileux à 2059m
- Trias de 2094 à 2269m
 1. TAGS à 2094m
 2. TAGS Sandy à 2145m
 3. TRIAS Carbonate 2 à 2164m
 4. Repère Dolomitique à 2253m
 5. TRIAS Carbonate 1 à 2269m
 6. TAGI à 2370m

- Ordovicien de 2394 à 2515m
 1. Grès d'Ouargla à 2394m
 2. Quartzites de Hamra à 2414mTD = 2515m.

IV.6 Conditions particulières de forage :

Risques de pertes partielles ou totales et venues de gaz à haut débit lors du forage du TAGI, des Grès d'Ouargla et des Quartzites de Hamra.

- Choisir les paramètres de boue adéquats afin d'éviter l'endommagement du réservoir.
- Se référer aux problèmes rencontrés lors des forages des puits NZ-20, NZ-22, NZ-23 et NZ-24
- Pressions de gisement : Suite aux mesures XPT, effectuées sur les puits NZ-22, NZ-23 et NZ-24, la pression de gisement prévue au puits NZ-28 pour le TAGI sera de 296,55 kg/cm² à la côte de 2355m MD, Grès de Ouargla sera de 297.54kg/cm² à la côte de 2396m MD, et Quartzites de Hamra sera de 299kg/cm² à la côte de 2446 m MD avec un gradient de 0,024 kg/cm²/m.

IV.7 Elaboration d'un programme de forage :

Le meilleur programme de forage est celui qui utilise une seule colonne de tubage, c'est-à-dire une colonne de la surface jusqu'à la fin du puits, mais vu les problèmes qu'on peut rencontrer pendant le forage (éboulement, coincement, pertes, venues, etc..) on est obligé de descendre plusieurs colonnes. On commence toujours avec un grand diamètre au fur et à mesure en fonction de formation rencontrée, qui dit programme de tubage dit programme de forage, ce sont l'ensemble des prévisions concernant :

- Programme d'outils ;
- Côtes des colonnes ;
- Programme de boue ;
- Programme de cimentation ;
- Nombre de phases.

Ce programme dépend de plusieurs facteurs, à savoir :

- Destination du puits ;
- Profondeur du puits ;
- Caractéristiques des formations ;
- Méthode de forage ;
- Particularités géologiques des formations ;
- Profil du puits.

IV.7.1 Caractéristiques de l'appareil :

L'appareil de forage désigné pour forer Nezla est WDI-815. La hauteur de la table de rotation est de 8.87 m par rapport au sol.

IV.7.2 Harmonisation des diamètres :

L'harmonisation a pour but de choisir les diamètres de forage (trépan) et sélectionner les diamètres respectifs des colonnes à descendre dans le trou pour déterminer les diamètres respectifs des outils et de tubage.

Le calcul de l'harmonisation des diamètres se fait du bas en haut et la réalisation se fait du haut en bas.

a. Diamètre de l'outil à utiliser :

D_{tr} : diamètre du trou ; inch (pouce)

$$D_{tr} = D_m + 2 * \delta$$

D_m : diamètre du manchon ; mm

δ : le jeu entre le manchon et le trou ; mm

b. Diamètre intérieur du casing :

$$D_{int.cp} = D'_{tr} + 2\Delta$$

D'_{tr} : diamètre du trépan ; in

Δ : Le jeu entre l'outil et le diamètre intérieur de la colonne précédente ; mm

c. Diamètre extérieure du casing :

$$D_{ext.cp} = 2e + D_{int.cp}$$

e : l'épaisseur du casing ; in

➤ Les jeux tolérés :

D_{tr} (in)	Δ (mm)
$4^{1/2}$ à $8^{5/8}$	3 à 4
$9^{5/8}$ à $13^{3/8}$	4 à 5
16 à 20	10 à 15
>20	15 à 25

Dex casing (in)	δ (mm)
4 ^{1/2} à 5	5 à 7
5 ^{1/2} à 6 ^{5/8}	7 à 10
7 à 8 ^{5/8}	10 à 15
8 ^{5/8} à 9 ^{5/8}	15 à 20
10 ^{3/4} à 11 ^{3/4}	20 à 30
13 ^{3/8}	30 à 40
>13 ^{3/8}	40 à 78

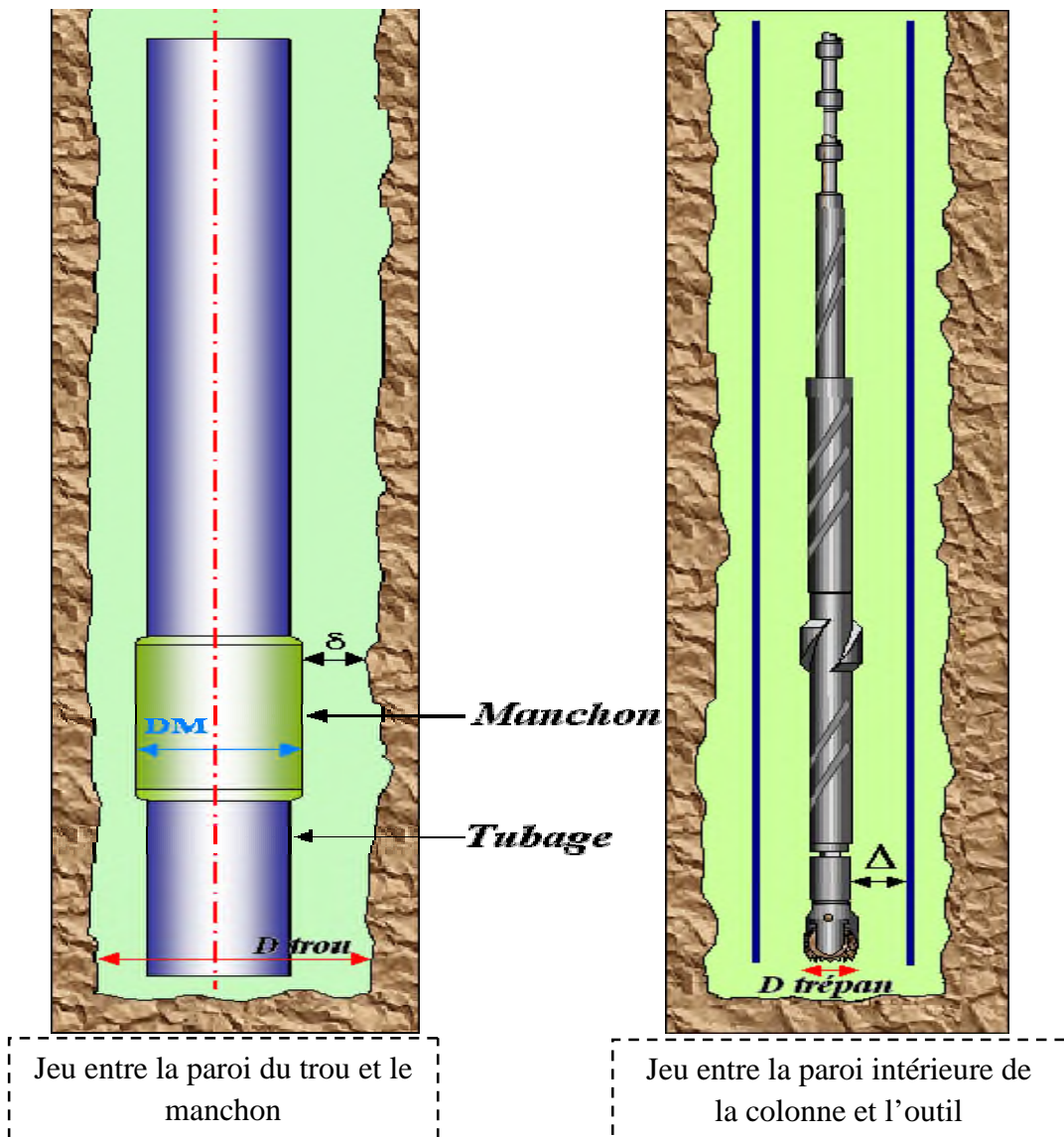


Figure IV. 1 : Schéma représentant δ et Δ .

❖ Application du programme sur le puits NZ-28 :

Tableau IV.2 : Données utilisée pour le calcul des différents diamètres des phases

Phase	D _m (mm)	D _{tr} (in)	δ (mm)	Δ (mm)	e (in)
1	508	17.44	78	15	0.435
2	365.1	12 ^{1/4}	20	5	0.480
3	269.9	8 ^{1/2}	20	4	0.472
4	194.5	6	10	4	0.408
5	127	3.61	7	4	0.290

*D_m : normalisé par API.

1. Exemple de calcul pour la 4^{ème} phase :

Diamètre de manchon D_m= 194,5 mm (normalisé par API).

δ Varie entre 10 et 15mm, on prend 10mm.

$$D_{tr} = D_m + 2\delta$$

$$D_{tr} = 194,5 + 2(10) = 214,5 \text{ mm} / 25.4 = 8.44 \text{ in}$$

$$D_{tr} = 8.44 \text{ in}$$

Donc le diamètre de l'outil, correspond à 8^{1/2} normalise par l'API.

• **Calcul du diamètre intérieur du casing :**

$$D_{int.cp} = D_{tr} + 2\Delta$$

$$D_{tr} = 6''$$

$$\Delta = 4$$

$$D_{int.cp} = 6 + (2*4)/25.4 = 6.18 \text{ in}$$

$$D_{int.cp} = 6.18 \text{ in}$$

- **Calcul du diamètre extérieur du casing :**

$$D_{\text{ext.cp}} = 2e + D_{\text{int.cp}}$$

$$D_{\text{int}} = 157.1 \text{ mm}$$

$$e = 0.408 \text{ in}$$

$$D_{\text{ext.cp}} = 2 * 0.408 + 157.1 = 7''$$

$$D_{\text{ext}} = 7''$$

Tableau IV.3 : Les résultats finaux du programme

Phases	D_{tr} (in)	$D_{\text{int.cp}}$ (mm)	D_{cp} (in)	q (lb/ft)
1	26	451.00	$18^{5/8}$	87.5
2	16	320.90	$13^{3/8}$	68
3	$12^{1/4}$	222.50	$9^{5/8}$	47
4	$8^{1/2}$	157.10	7	29
5	6	99.57	$4^{1/2}$	13.5

* q : le poids du casing

IV.7.3 Programme de boue :

L'établissement d'un programme de boue constitue une opération primordiale pour la réussite d'un forage. Il s'agit en effet de choisir les caractéristiques de la boue, afin qu'on puisse atteindre l'objectif dans les meilleures conditions techniques, économiques et de sécurité. Tout en respectant un certain nombre de données, l'architecture de puits et l'objectif du sondage.

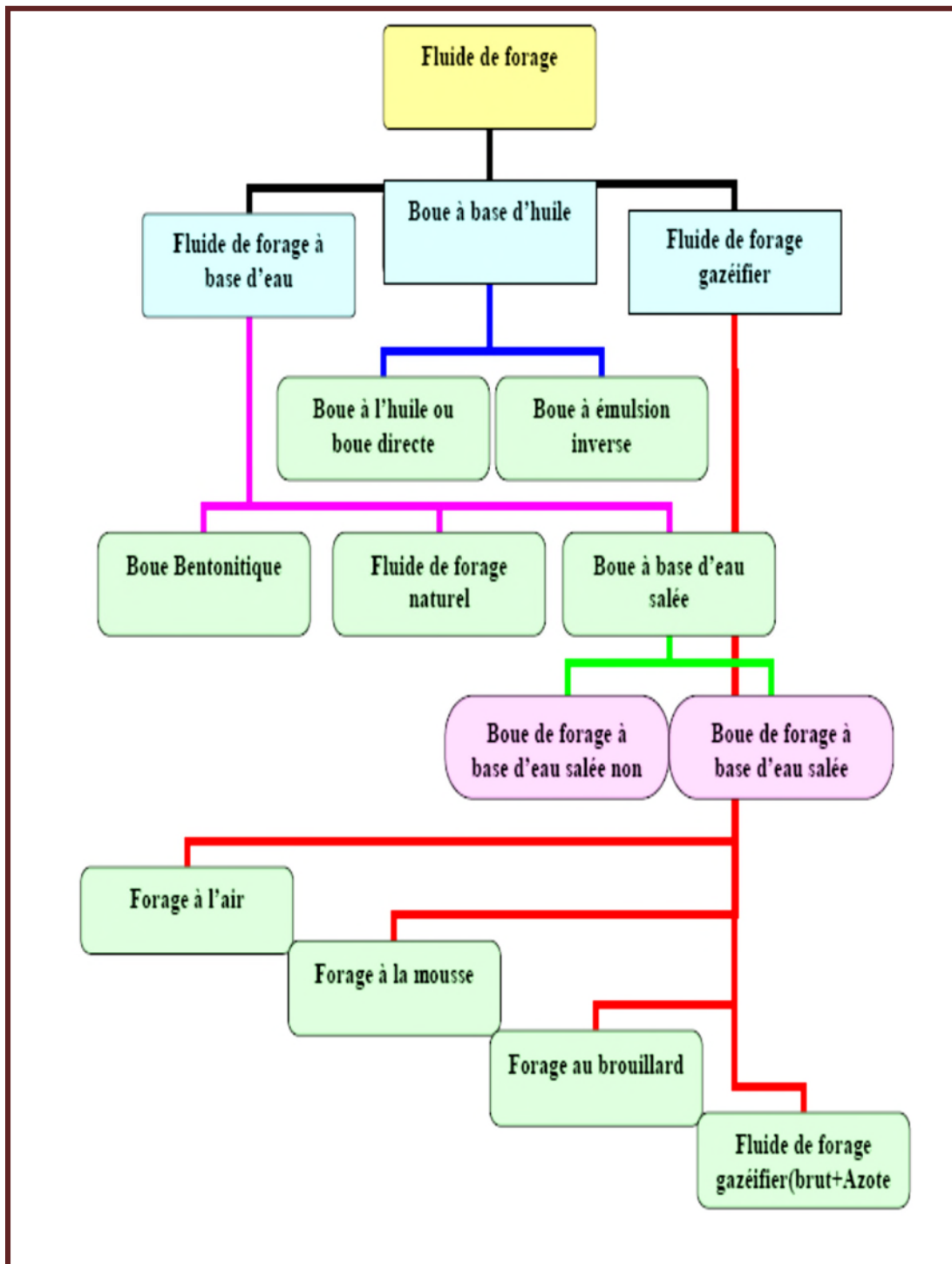


Figure IV.2 : Programme technique de boue utilisée pour forer NZ-28

➤ **Calcul du volume de boue :**

$$\mathbf{V_T = V_S + V_{tr} + V_r}$$

V_T : volume total de boue ; m³

V_S : volume de surface ; m³

V_{tr} : volume de trou ; m³

V_r : volume de réserve ; m³

a. Volume de surface :

$$V_S = V_{goulotte} + V_{bacAsp} + V_{bacDéc}$$

V_{bacAsp} : volume de bac d'Aspiration ; $V = 27 \text{ m}^3$

$V_{bacDéc}$: volume de bac de Décantation ; $V = 48.5 \text{ m}^3$

$V_{goulotte}$: volume de goulotte ; $V = 4.5 \text{ m}^3$

D'où : $V_S = 27 + 48.5 + 4.5$

$$\mathbf{V_S = 80 \text{ m}^3}$$

a. Volume de réserve :

$$V_r = 1/2 V_{tr}$$

V_{tr} : volume du trou ; m³

b. Volume du trou :

- Pour la 1^{ère} phase :

$$V_{tr} = \left(\pi \frac{D^2}{4} \right) LK$$

Sachant que :

D : diamètre du trou ; D=26''

L : longueur du trou (pour la 1ère phase) ; L=423m

K : coefficient de cavernosité (majoration). K=1.25

D'où : $V_{tr} = (3.14 * (26 * 2.54 * 10^{-2})^2 / 4) * 423 * 1.25$

$$V_{tr} = 181.02m^3$$

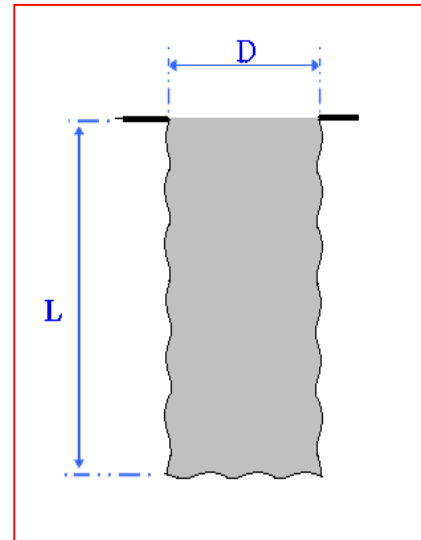


Figure IV.3 : La 1ère phase du trou de forage.

Remarque : Dans la première phase (surface), puisqu'on a le risque de pertes totales de la boue, on prend : $V_{tr} = V_r$

D'où : $V_r = 181.02m^3$

Donc : $V_T = 80 + 180.80 + 188.80 = 441.6 m^3$

$$V_T = 441.06m^3$$

- Pour la 2ème phase :

$$V_{tr} = \left(\pi \frac{D_1^2}{4}\right)L_1 + \left(\pi \frac{D_2^2}{4}\right)L_2 K$$

Sachant que :

D₁ : diamètre intérieur du casing de la phase précédente) ; D₁=451mm

D₂: diamètre du trou de la phase concerné; D₂=16''

L' : longueur totale des deux phases ; L' = 1242m

L₁ : longueur intérieur du casing ; L₁=L-1 = 423-1; L₁=422m

L₂ : longueur du trou de la phase concerné; L₂ = L- L₁=1242- 422 ; L₂ = 820m

K : coefficient de cavernosité. K= 1.25

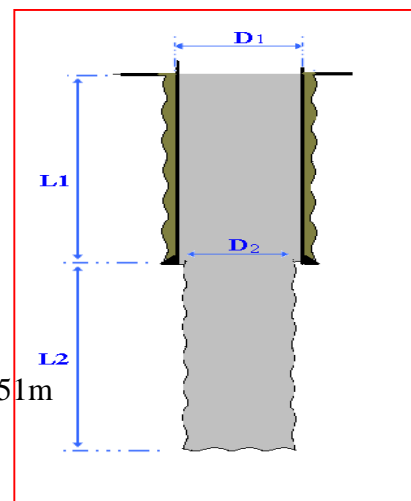


Figure IV.4 : la 2ème phase

D'où :

$$V_{tr} = (3.14 * (451 * 10^{-3})^2 / 4) * 422 + (3.14 * (16 * 2.54 * 10^{-2})^2 / 4 * 820 * 1.25)$$

$$V_{tr} = 67.38 + 106.10$$

$$V_{tr} = 173.48 \text{ m}^3$$

Et Puisqu'on a des pertes partielles on prend $V_r = 1/2 V_{tr}$

Donc : $V_r = 86.74 \text{ m}^3$

$$V_T = 80 + 173.48 + 86.74$$

$$V_T = 340.22 \text{ m}^3$$

- Pour la 5^{ème} phase (Phase 6") :

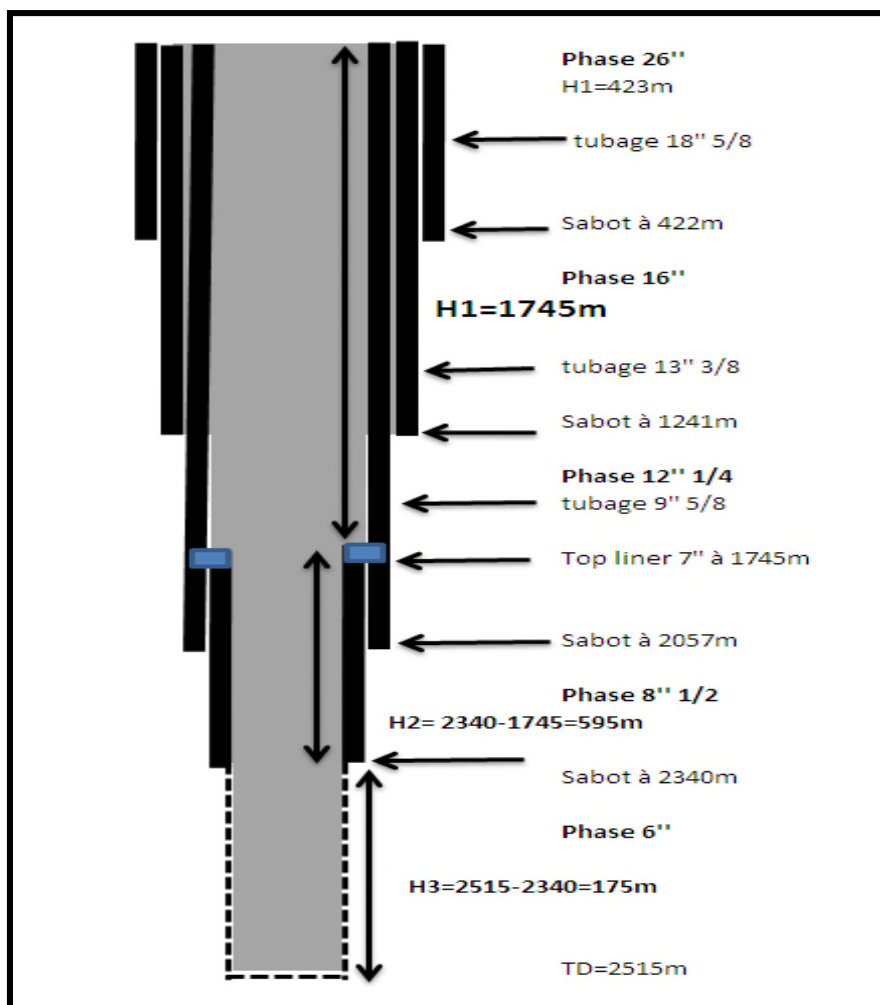


Figure IV.5 : La 5^{ème} phase du trou de forage

Chapitre IV : Etude technique du puits NZ-28

Diamètre Intérieur du casing 7'' : 6.184".

Diamètre Intérieur du casing 9''^{5/8} : 8.681".

Côte Sabot: 2340m. Top Liner: 1745m. TD (L) =2515m

$L_3(H_3)=2515-2340=175m$ $L_2(H_2) = 2340-1745=595m$ $L_1(H_1)= 1745m$

$V_s = 80m^3$

$$V_{tr} = V_1 * L_1 + V_2 * L_2 + V_3 * L_3 * k$$

$$V_{tr} = 1745 * 3.14 * (0.22/2)^2 + 595 * 3.14 * (0.157/2)^2 + 3.14 * (0.152/2)^2 * 175 * 1.25$$

$$V_{tr} = 66.13 + 11.51 + 3.96 = 81.6m^3$$

Puisqu'on a des pertes partielles on prend $V_{res} = 1/2 V_{tr}$

$$D'où : V_{res} = 40.80m^3$$

$$Donc V_T = 80 + 81.6 + 40.8$$

$$V_T = 202.40m^3$$

Remarque : pour calculer le volume du trou des autres phases (3^{ème} et 4^{ème}) on applique la même formule de la 2^{ème} phase, sachant qu'on doit changer à chaque fois la longueur et le diamètre du trou correspondant.

Tableau IV.4 : Les volumes de boue nécessaires pour le forage.

Phases	D(m)	D ₁ (m)	D ₂ (in)	L(m)	L'(m)	L ₁ (m)	L ₂ (m)	Volume du trou (m ³)	Volume réserve (m ³)	Volume total (m ³)
1	26"	-	-	423	-	-	-	180.80	180.80	441.60
2	-	451.00	16"	-	1242	422	820	173.48	86.74	340.22
3	-	320.90	12" ^{1/4}	-	2050	1241	816	174.86	87.43	342.29
4	-	222.50	8" ^{1/2}	-	2341	2057	284	91.03	45.51	216.54
5	-	157.10	6"	-	2340	1745	595	81.60	40.80	202.40

Note : Les volumes de boue ne tiennent pas compte des pertes de circulation possible ou les déversements de la boue.

➤ **Paramètres de boue**

- **La phase 26' :**

Type: Bentonitique

MW (SG)	PV (CP)	YP	FV (Sec)	Filtrat	H/E
1.04 - 1.06	11-19	40-48	71-78	-	-

But du choix du type de boue :

- Filtrat élevé pour formation de cake consolidant la formation et colmatant les sables ;
- Viscosité élevée pour le bon nettoyage de trou ;
- Faible densité ce qui implique une faible pression hydrostatique donc moins de pertes ;
- Fabrication simple et coût faible ;
- Rhéologie facilement ajustable.

- **La phase 16' :**

Type: OBM

MW (SG)	PV (CP)	YP	FV (Sec)	Filtrat	H/E
1.28	12-14	14-20	42-50	7.20-8.20	76/24-89/11

But de choix de la boue:

- Eviter le gonflement ;
- Cette boue est une boue à émulsion inverse, utilisée pour empêcher la dissolution des sels des formations ;
- Résiste aux contaminations ;
- Excellent pouvoir lubrifiant ;
- Limite les coincements par pression différentielle ;
- Réduire l'effet de corrosion.

- La phase 12"

Type: OBM

MW (SG)	PV (CP)	YP	FV (Sec)	Filtrat	H/E
1.78	18-25	12-13	51-54	6.4	89/11

But de choix de la boue :

- Eviter le gonflement ;
- Cette boue est une boue à émulsion inverse, utilisée pour empêcher la dissolution des sels des formations ;
- Résiste aux contaminations ;
- Excellent pouvoir lubrifiant ;
- Limite les coincements par pression différentielle ;
- Réduire l'effet de corrosion.

- Phase 8"

Type: OBM

MW (SG)	PV (CP)	YP	FV (Sec)	Filtrat	H/E
1.20 – 1.78	12 - 13	12 - 13	40 - 52	4.8-6.4	89/11 – 91/09

• But de choix de la boue :

- Densité plus élevée pour éviter le rétrécissement du trou ;
- Densité plus élevée pour maintenir les fluides de formations en place ;
- Boue a émulsion inverse pour éviter le gonflement des argiles.
-

- La phase 6' :

Type: OBM

MW(SG)	PV(CP)	YP	FV(Sec)	Filtrat	H/E
1.14	10- 12	10-14	45-59	06	90/8

But de choix de la boue :

- Traité les problèmes des pertes ;
- Simple traitement lors de forage ;
- Pas de contamination avec le fluide de réservoir ;
- Pas de formation de cake ;
- Pas d'endommagement du réservoir.

IV.7.4. Programme des outils de forage :

Avant d'entamer un puits, un programme d'outil doit être fait. Ce programme ne devra être modifié, lors de l'approfondissement du puits, que si les conditions rencontrées ne correspondent pas aux prévisions.

La raison d'un tel programme est fondamentale. L'efficacité de l'ensemble des opérations de forage repose sur ce facteur de base : le type de l'outil utilisé. Quelle que soit la puissance disponible d'un appareil de forage (pour la rotation, l'énergie hydraulique...) seul le type de l'outil choisi fera que cette puissance sera utilisée avec le maximum d'efficacité ou non.

Le seul critère permettant de comparer les performances de deux outils est le prix du mètre réalisé, qui se définit ainsi :

$$P_m = \frac{P_0 + P_h (T_M + T_R)}{M}$$

P_m : Prix du mètre forés;

P₀ : Prix de l'outil neuf ;

P_h : Prix de l'heure de l'appareil de forage ;

T_M : Temps de manœuvre en heure nécessaire pour descendre et remonter l'outil ;

T_R : Temps de rotation de l'outil pour effectuer le métrage M.

M : métrage foré.

Chapitre IV : Etude technique du puits NZ-28

➤ Paramètre des outils :

- **La phase 26'** : elle est constituée de terrain tendre ; Outil : tricône

N°	Type	NS	Diam (")	Duses (inch)	Intervalle (m)	ROP (m/h)	Débit (l/mn)	RPM (t/mn)	SPP (psi)	WOB (t)
01	L515J	1201871	26	3*18+1*16	14-423	6.72	780-3500	26-110	200-1850	1-24

- **La phase 16'** : elle est constituée de terrains moyens tendres à moyens durs ;
Outil : PDC

N°	Type	NS	Diam (")	Duses (inch)	Intervalle (m)	ROP (m/h)	Débit (l/mn)	RPM (t/mn)	SPP (psi)	WOB (t)
03RR	CR3GJMRS	259104	16	3*18 + 1*16/32	423-436	1.003	3120- 4510	130	2030- 2050	6-14
04RR	TFR913S	225889	16	9*12/32	436-1242	7.99	2900- 3480	80-135	1822- 3650	2-22

- **La phase 12'** : elle est constituée de terrain moyennement dur ; Outil : PDC

N°	Type	NS	Diam (")	Duses (inch)	Intervalle (m)	ROP (m/h)	Débit (l/mn)	RPM (t/mn)	SPP (psi)	WOB (t)
05	MI616PX	JE 1159	12.25	4*13/32+5*15/32	1242- 2057	17.08	2257-2858	77-122	2350-3139	1-11

- **La phase 8'** : elle est constituée de terrains moyennement durs à durs, Outil : PDC

N°	Type	NS	Diam (")	Duses (inch)	Intervalle (m)	ROP (m/h)	Débit (l/mn)	RPM (t/mn)	SPP (psi)	WOB (t)
06RR2	FX84I	11800795	8 1/2	4*15/32	2057-2341	3.16	1689-1936	59-91	1227-1736	1 – 8.5

- **La phase 6''** : elle est constituée de terrains très dur ; Outil: PDC

N°	Type	Diam (")	ROP (m/h)
7147670	HHS352 (BHI)	6	1.64

IV.7.5 Programme de tubage :

On appelle programme de tubage d'un puits, l'ensemble des prévisions concernant les diamètres de tubage, ainsi que les côtes auxquelles interviennent des changements dans ces diamètres.

Les facteurs déterminant le choix d'un tel programme sont les suivants :

- Destination du puits ;
- Profondeur du puits ;
- Particularités géologiques du gisement ;
- Composition chimique du fluide de couche (eau chlorurée calcique, eau salée, hydrocarbure gazeux ou liquide) ;
- Profil du puits ;
- Méthode de complétion ;
- Exigence de la protection de la nature ;
- Facteur économique.

Chaque casing devra être l'objet d'un calcul habituel afin de déterminer les résistances à l'effort de :

- Traction,
- Ecrasement,
- Eclatement.

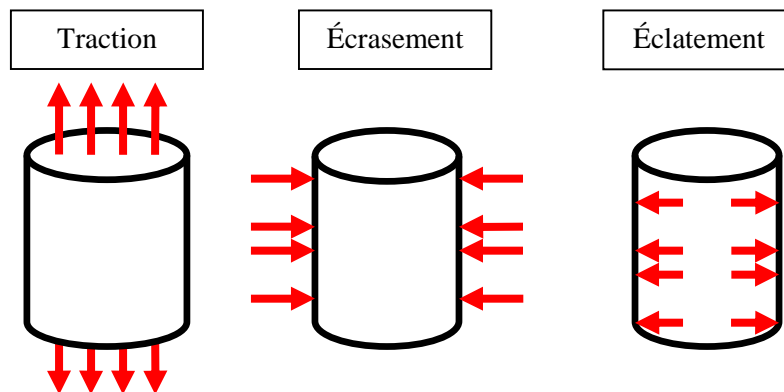


Figure IV.6 : Représentation des efforts appliqués sur un tubage.

➤ Calcul de tubage :

Il existe plusieurs méthodes de calcul de résistance des contraintes (écrasement, éclatement et traction) ; dont on a choisi d'appliquer la méthode API.

Cette dernière est utilisée pour le calcul des colonnes de production, elles retiennent les coefficients de sécurité suivants :

- Ecrasement : $C_s=1.125$
- Eclatement : $C_s=1.000$
- Traction : $C_s=1.750$

➤ **Exemple de calcul pour la phase 6 ‘’ :**

- Données de départ :

Densité du fluide ; $d= 1.30\text{sg}$ (la densité pour le puits stable sans les conditions MPD)

Hauteur intérieure du casing ; $H=2514\text{m}$

a. pression hydrostatique:

$$P_H = H \cdot d / 10.2$$

$$P_H = 320.41 \text{ bar}$$

b. Pression d'écrasement:

Le premier tronçon des tubes au fond doit avoir les caractéristiques à

$$R_{\text{ecr}} \geq (H \cdot d / 10.2) \cdot \text{coef d'écrasement}$$

$$R_{\text{ecr}} \geq 360.46 \text{ bar}$$

c. Pression d'éclatement :

$$R_{\text{ecl}} \geq (H \cdot d / 10.2) \cdot \text{coef d'éclatement}$$

$$R_{\text{ecl}} \geq 320.41 \text{ bar}$$

d. Pression de traction :

$$R_{\text{trac}} \geq (H \cdot d / 10.2) \cdot \text{coef de traction}$$

$$R_{\text{trac}} \geq 560.72 \text{ bar}$$

D'après le formulaire on choisit pour raison de sécurité :

Poids nominal = 29#, Grade = P110.

Tableau IV.5 : Les résultats finaux du calcul du tubage.

Phase	D(sg)	H(m)	P _H (m)	R _{ecr} (bar)	R _{ecl} (bar)	R _{trac} (bar)	Poids nominal (lbs/ft)	Grade
1	1.06	422	43.85	49.33	43.85	76.74	87.5	K55
2	1.28	1241	155.73	175.20	155.73	272.53	68	N80
3	1.78	1745	304.52	342.59	304.52	532.91	47	P110
4	1.34	2340	307.41	345.84	307.41	537.97	29	P110
5	1.30	2514	320.41	360.46	320.41	560.72	13.5	P110

IV.7.6. Programme de cimentation :

Cimenter une colonne de tubage consiste à mettre en place un laitier de ciment dans tout ou partie de l'espace annulaire entre le tubage et le trou foré.

Le ciment, en faisant prise, assurera la liaison entre la colonne de tubage et le terrain. Une opération de cimentation nécessite donc de :

- définir les objectifs de la cimentation ;
- calculer le volume de laitier de ciment à injecter ;
- utiliser les ciments et les additifs ;
- réaliser la cimentation ;
- tester la colonne après cimentation.

➤ Calcul de cimentation :

Pour calculer le volume d'une cimentation on doit disposer des données suivantes :

- diamètre du puits et du tubage ;
- profondeur du puits et hauteur à cimenter ;
- type de boue ;
- température de fond.

➤ Calcul du volume de laitier de ciment :

V₁ : volume de l'espace annulaire trou-tubage du sabot jusqu'en surface

V₂ : volume du puits entre le fond et le sabot, en générale (1à2m)

V₃ : volume intérieur du tubage entre le sabot et l'anneau

$$V = V_1 + V_2 + V_3$$

Le volume V_1 et V_2 doivent être majorés par un coefficient de majoration $K = 1.4$ (cavernosité) écoulement turbulent.

- ✓ **Note :** Le diamètre du trou est généralement plus grand que le diamètre du trépan notamment dans certaines formations (argile, sel).

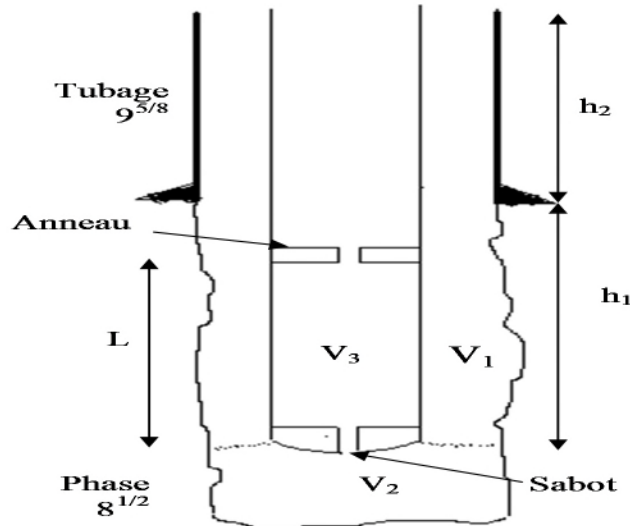


Figure IV.7 : Profil du puits en cours de cimentation.

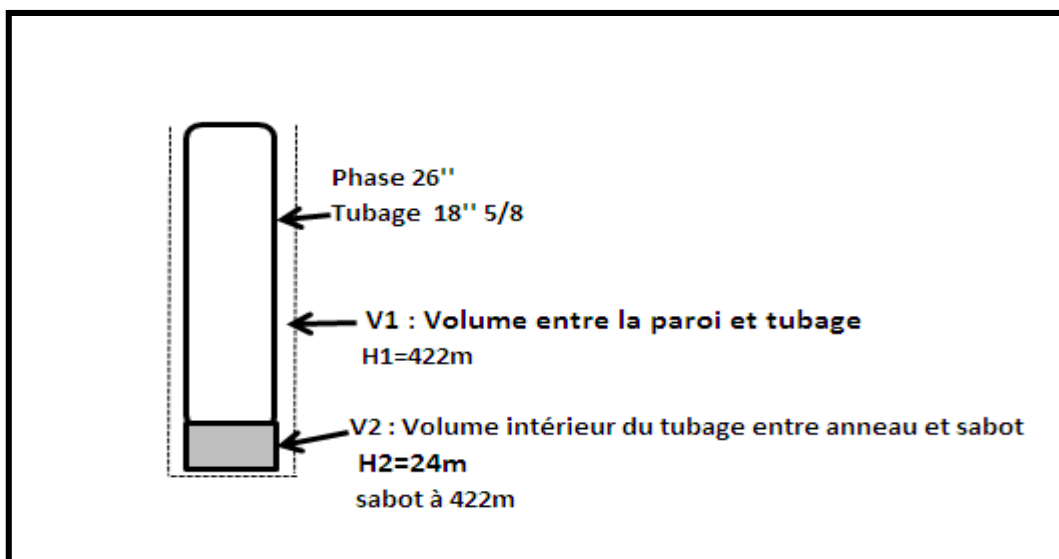
➤ **Calcul du volume de ciment de chaque phase :**

- **Phase 26" (Tubage 18 5/8")**

Diamètre Intérieur : 17.755".

Diamètre Extérieur : 18.625".

Côte Sabot: 422m.



$$V_1 = (D_{tr}^2 - D_{ext}^2) * (3.14/4) * k * H_1 = (0,66^2 - 0,47^2) * (3,14/4) * 1,4 * 422 = 99,5m^3$$

$$V_2 = D_{int}^2 * (3.14/4) * H_2 = (0,450^2) * (3,14/4) * 24 = 3,78m^3$$

Quantité de ciment :

$$V_L = V_1 + V_2$$

$$V_L = 99,5 + 3,78$$

$$V_L = 103,28 m^3$$

*Pour le calcul V_3 (c'est un volume négligeable: 1mètre au dessous de sabot)

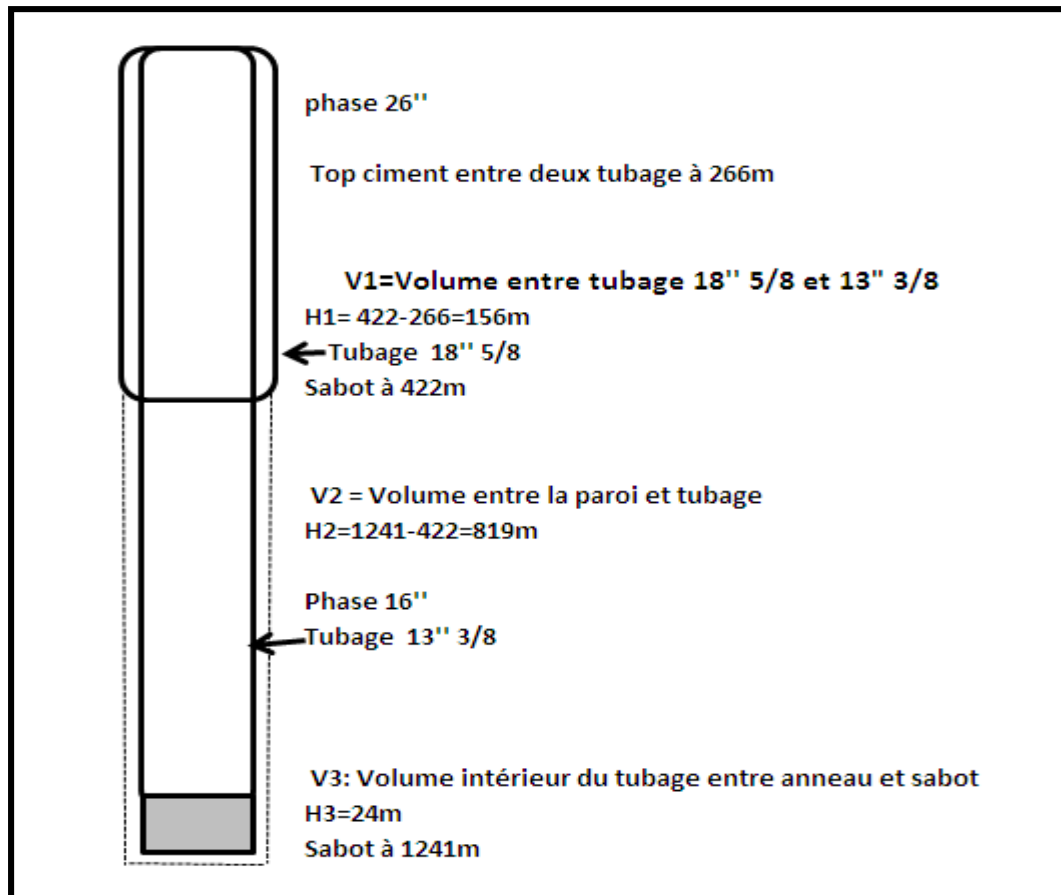
- **Phase 16" (Tubage 13''^{3/8})**

Diamètre Extérieur : 13.375".

Diamètre Intérieur : 12.42".

Top ciment à 266m

Côte Sabot: 1241m.



$$V_1 = (D_{int}^2 - D_{ext}^2) * (3,14/4) * H_1 = (0,45^2 - 0,34^2) * (3,14/4) * 156 = 9,79m^3$$

$$V_2 = (D_{tr}^2 - D_{ext}^2) * (3,14/4) * k * H_2 = (0,41^2 - 0,34^2) * 1,4 * (3,14/4) * 819 = 47,25m^3$$

$$V_3 = D_{int}^2 * (3,14/4) * H_3 = (0,31^2) * 1,4 * (3,14/4) * 24 = 1,80m^3$$

Quantité de ciment : $V_L = V_1 + V_2 + V_3$

$$V_L = 9,79 + 47,25 + 1,80$$

$$V_L = 58,84m^3$$

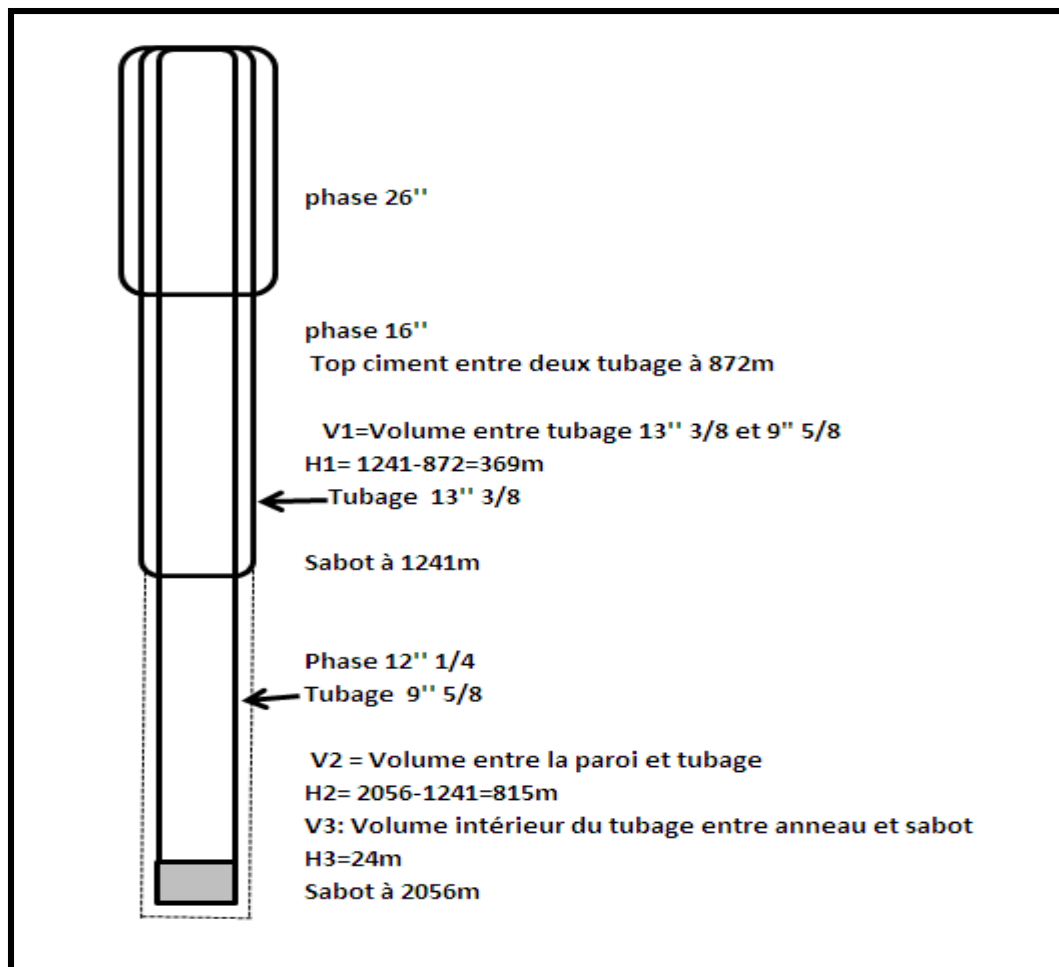
- **Phase 12''^{1/4} (Tubage 9''^{5/8}) :**

Diamètre Extérieur : 9.625".

Diamètre Intérieur : 8.681".

Top ciment à 872m

Côte Sabot: 2056m.



$$V_1 = (D_{int}^2 - D_{ext}^2) * (3,14/4) * H_1 = (0,32^2 - 0,24^2) * (3,14/4) * 369 = 12,97 \text{ m}^3$$

$$V_2 = (D_{tr}^2 - D_{ext}^2) * (3,14/4) * k * H_2 = (0,31^2 - 0,24^2) * 1,4 * (3,14/4) * 815 = 34,48 \text{ m}^3$$

$$V_3 = D_{int}^2 * (3,14/4) * H_3 = (0,22^2) * (3,14/4) * 24 = 0,91 \text{ m}^3$$

Quantité de ciment :

$$V_L = V_1 + V_2 + V_3$$

$$V_L = 12,97 + 34,48 + 0,91$$

$$V_L = 48,36 \text{ m}^3$$

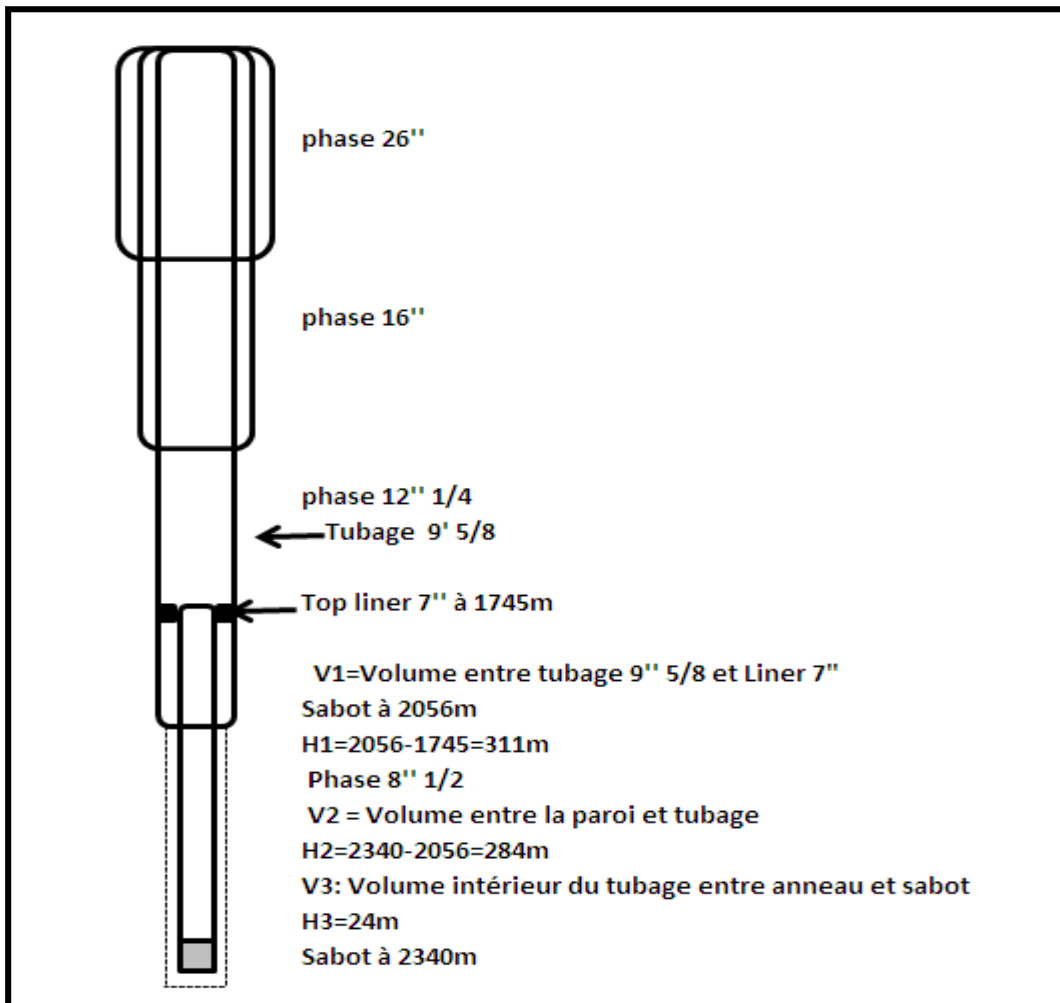
- **Phase 8''^{1/2} (Liner 7'')**

Diamètre Extérieur : 7''.

Diamètre Intérieur : 6.184''.

Côte Sabot : 2340m.

Top Liner: 1745m.



$$V_1=(D_{int}^2 - D_{ext}^2) \cdot (3,14/4) \cdot H_1 = (0,22^2 - 0,177^2) \cdot (3,14/4) \cdot 311 = 4,15 \text{ m}^3$$

$$V_2=(D_{tr}^2 - D_{ext}^2) \cdot (3,14/4) \cdot k \cdot H_2 = (0,21^2 - 0,177^2) \cdot 1,4 \cdot (3,14/4) \cdot 284 = 3,96 \text{ m}^3$$

$$V_3=D_{int}^2 \cdot (3,14/4) \cdot H_3 = (0,15^2) \cdot (3,14/4) \cdot 24 = 0,46 \text{ m}^3$$

Quantité de ciment :

$$V_L = V_1 + V_2 + V_3$$

$$V_L = 4,15 + 3,96 + 0,46$$

$$V_L = 8,57 \text{ m}^3$$

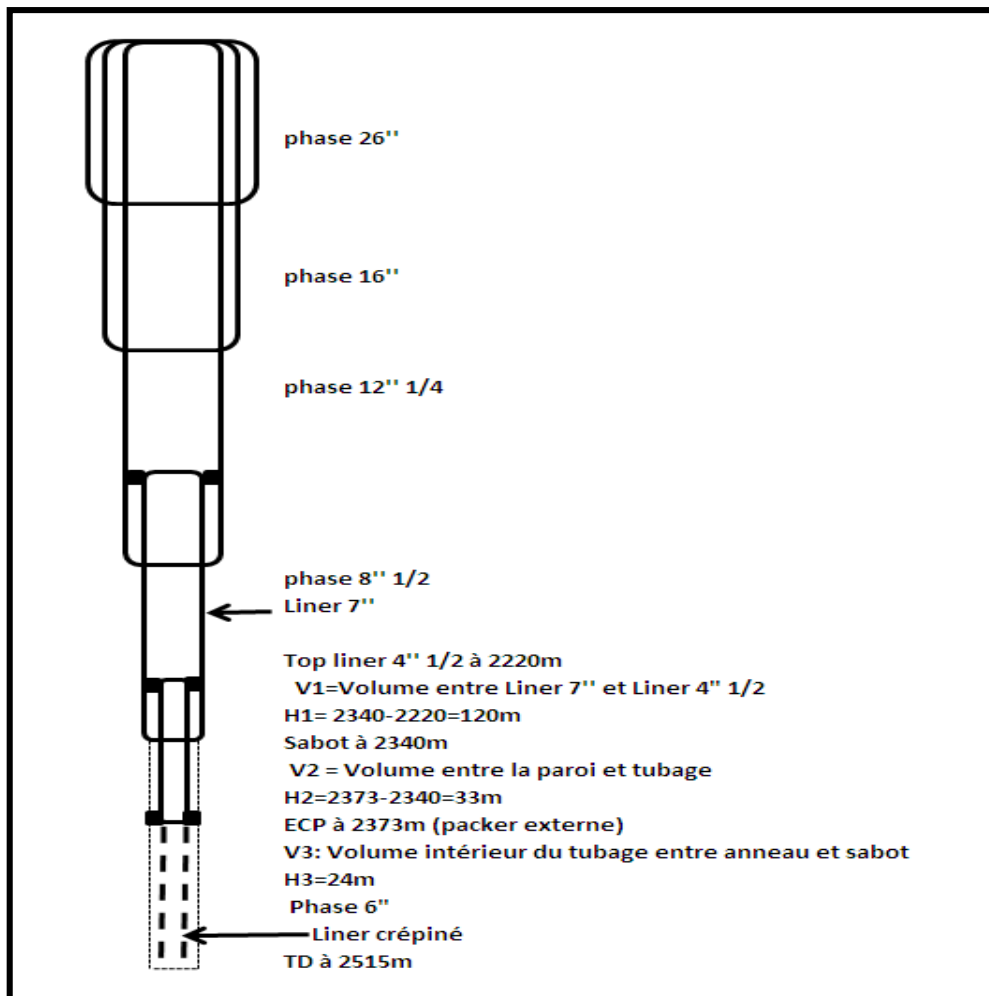
- **Phase 6" (Liner 4" 1/2)**

Diamètre Extérieur : 4" 1/2.

Diamètre Intérieur : 3,920

ECP (External Casing Packer) @ 2373m

Top Liner: 2220m.



$$V_1 = (D_{\text{int}}^2 - D_{\text{ext}}^2) * (3,14/4) * H_1 = (0,157^2 - 0,114^2) * (3,14/4) * 120 = 1,09\text{m}^3$$

$$V_2 = (D_{\text{tr}}^2 - D_{\text{ext}}^2) * (3,14/4) * k * H_2 = (0,152^2 - 0,114^2) * 1,4 * (3,14/4) * 33 = 0,36\text{m}^3$$

$$V_3 = D_{\text{int}}^2 * (3,14/4) * H_3 = (0,099^2) * (3,14/4) * 24 = 0,18\text{m}^3$$

Quantité de ciment :

$$V_L = V_1 + V_2 + V_3$$

$$V_L = 1,09 + 0,36 + 0,18$$

$$\mathbf{V_L = 1,63\text{m}^3}$$

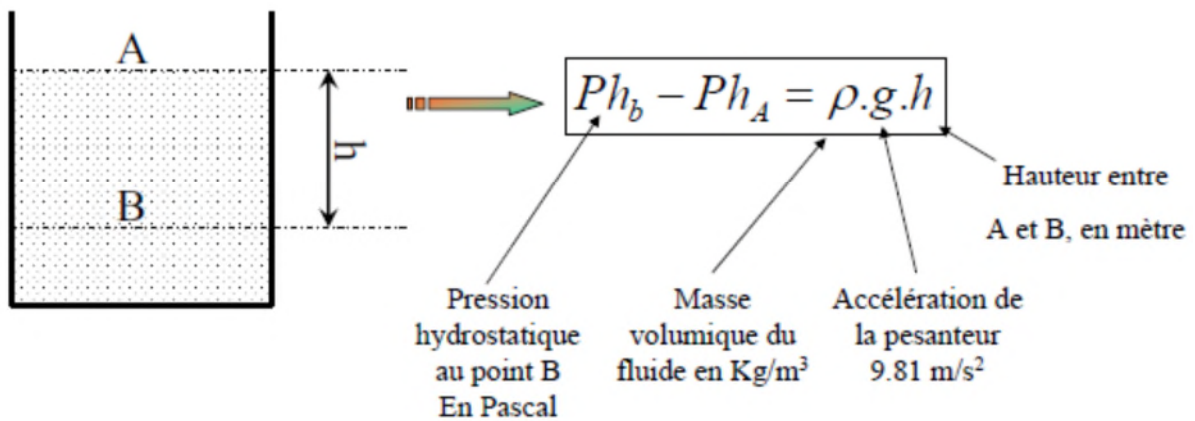
IV.8 Détermination des pressions :

La pression de gisement au puits NZ – 28 est prévue suite aux mesures XPT, effectuées sur les puits NZ-22, NZ 23 et NZ-24.

IV.8.1 Forage conventionnelle (pour la 1ère, 2ème, 3ème, et 4ème phases) :

a- Dans l'état statique : $BHP = P_{Hyd}$

- La pression hydrostatique (P_{Hyd}) :
 - Principe de base : la différence de pression hydrostatique entre deux points d'un fluide en équilibre est égal au poids d'un cylindre de ce fluide ayant pour base l'unité de surface et comme hauteur la distance entre ces deux points.



➤ Dans les unités usuelles en forage :

En supposant que le point A se trouve en surface du liquide, et est égale à 0

Pression hydrostatique en bar

Hauteur verticale
Densité du fluide

$$P = \frac{H.d}{10.2}$$

b- Dans l'état dynamique : $BHP = P_{Hyd} + P_{AF}$

- La pression de friction de l'annulaire (P_{AF}) :
 - cette pression sert avant tout en contrôle de kick pour les problèmes liés à la maîtrise de la venue et à la résistance du découvert et de la tête de puits.
 - La P_{AF} est la limite supérieure de la fenêtre de forage, est connue comme la variable de contrôle secondaire durant la conception de l'hydraulique du puits. Afin d'éliminer les risques, l'estimation du P_{AF} est nécessaire. P_{AF} peut être estimé par l'utilisation de plusieurs méthodes comme (Hubbert et Willis), (Matthews et Kelly) et (Eaton), cependant, Christman modèle est le meilleur adapté pour le forage en Offshore. En outre, l'estimation de la P_{AF} sur place est possible avec une méthode courante appelé « Leak Off Test » (LOT).

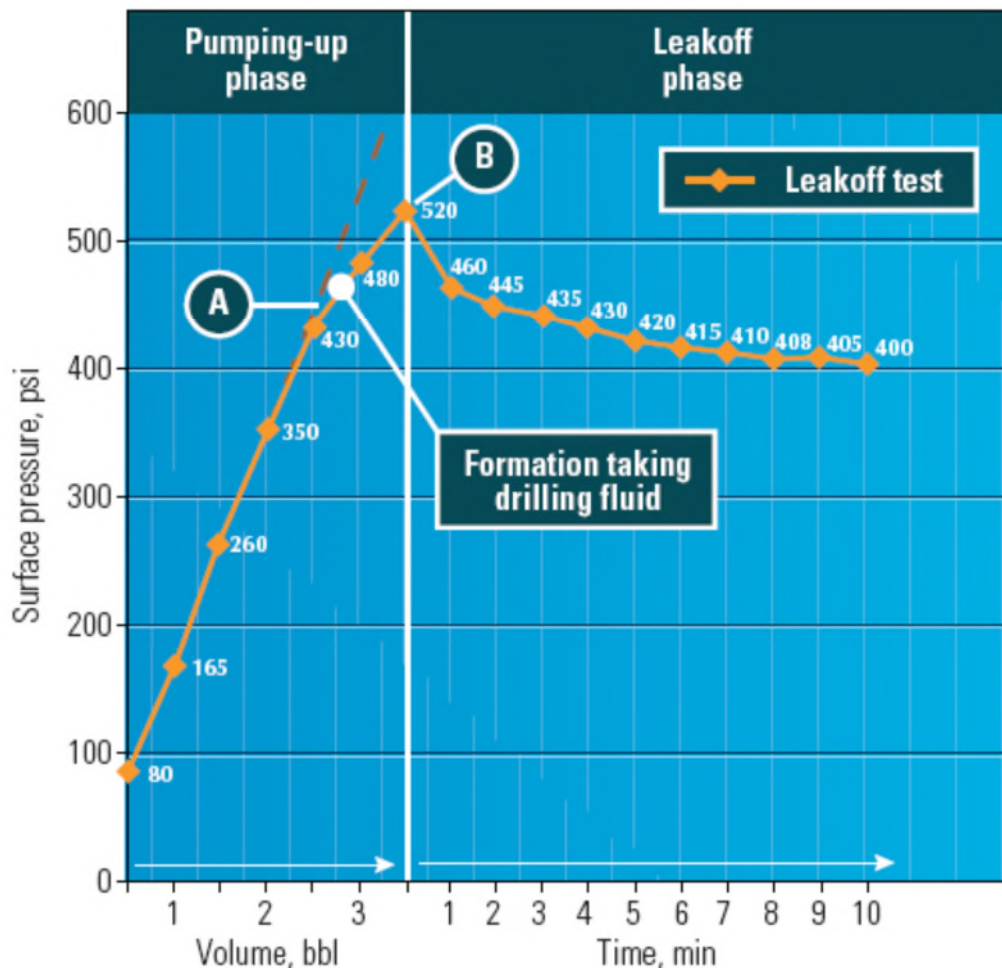
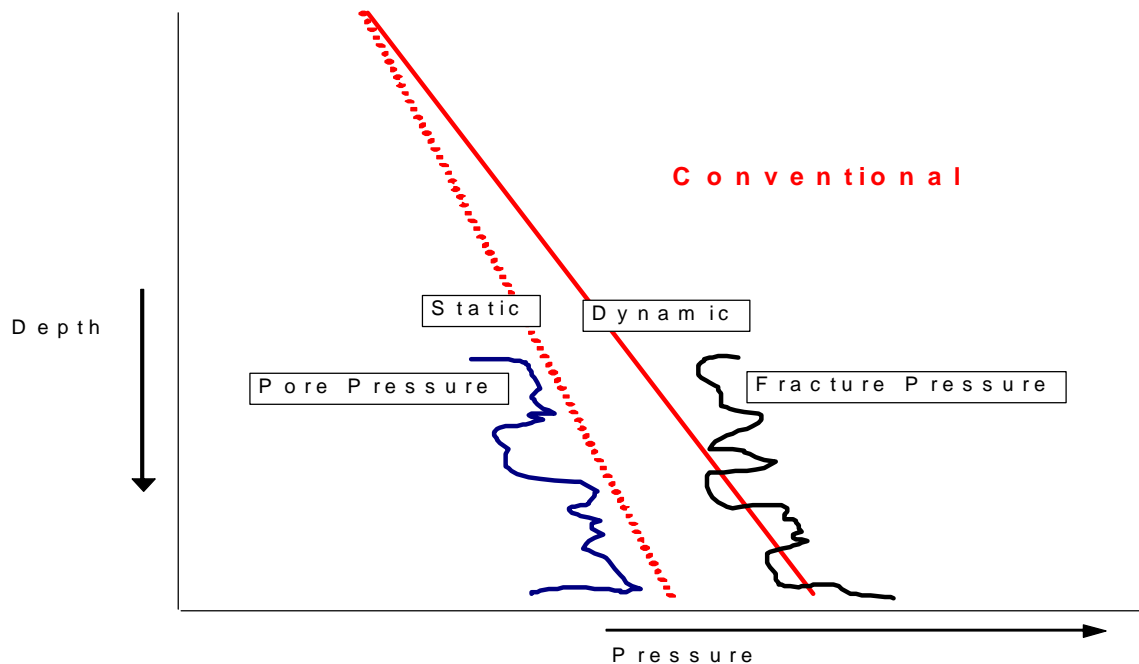


Figure IV.8: Leak Off Test avec APWD. [19]

Comme il est démontré sur la figure III.1, les données de « Leak Off Test » tracées avec l'outil de pression annulaire au cours de forage (APWD) existe dans la BHA est pour but de comprendre le comportement de fuite dans la formation après la cimentation du tubage.

IV.8.2 La fenêtre de forage :

Après la détermination de BHP dans l'état statique et dynamique on a obtenu la figure suivante :



IV.8.3 Forage en MPD (pour la 5^{ème} phase) :

$$BHP = MW + ECD + Backpressure$$

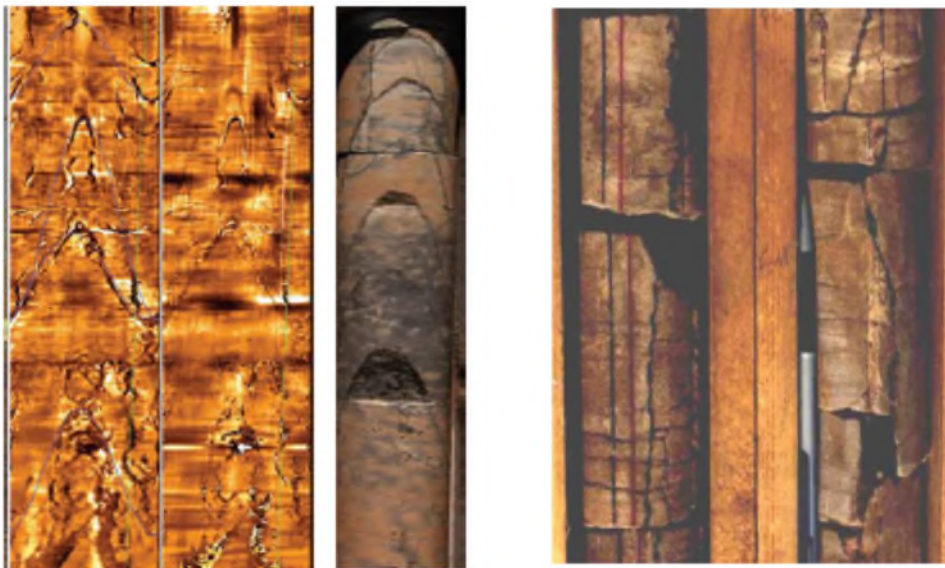
MW (Mud Weight) : Elle doit être suffisamment élevée pour que la pression hydrostatique exercée par la boue sur les formations empêche les venues d'eau, d'huile et de gaz et par conséquent les éruptions. Mais il ne faut pas qu'elle dépasse la limite de résistance des roches pour ne pas les fracturer et amener des pertes de circulation.

ECD (Equivalent Circulating Density) : La densité effective du fluide de forage en raison des effets combinés du fluide, pression hydrostatique et de la pression de pompage dynamique.

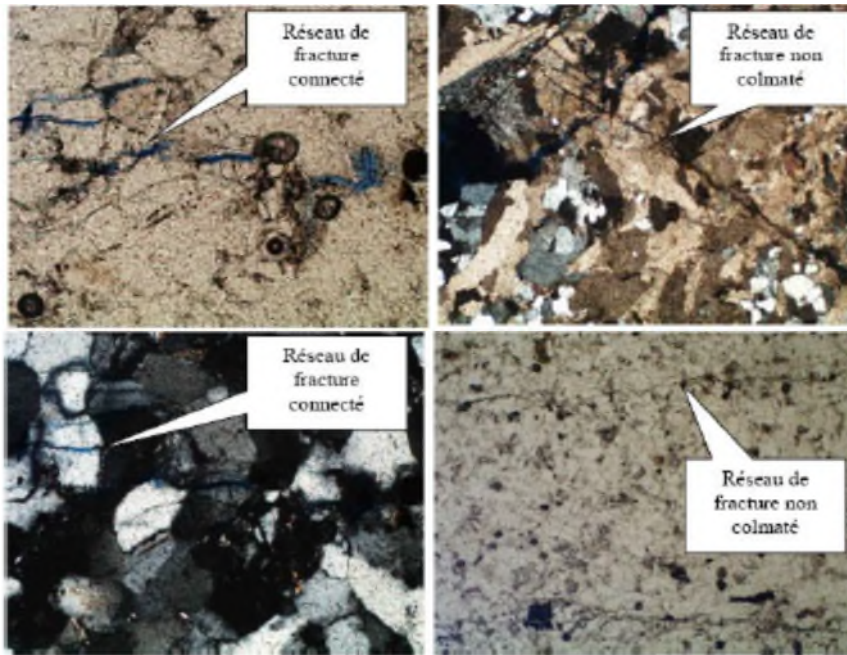
Back pressure : La contre-pression peut être utilisée pour contrôler et maintenir la pression de fond tel que la condition sous-pression est évitée tout en restant proche de la pression interstitielle en tout temps. Au lieu d'utiliser la boue plus lourde, le choke peut être utilisé pour ajouter des contre-pressions lors du forage cesse. Le paramètre de contre-pression peut être utilisé dans les deux conditions statiques et dynamiques.

IV.8.4 Le profil et les problèmes de forage :

- Le problème principal dans le puits NZ-28 c'est le réservoir profond et compact dit "Tight Reservoirs". Les Quartzites de Hamra est un réservoir :
 - Homogène, compact, très dur et fissuré avec une très faible porosité
 - Il est composé essentiellement de grès quartzitiques (jusqu'à 90%) d'une granulométrie fine à très fines. En étant un réservoir compact et sous l'effet des contraintes, il s'est fracturé formant un réseau de fractures et de fissures colmaté, semi colmaté ou colmaté par l'effet de la circulation de fluides chargés en élément chimiques. Le type de colmatant est en général de la pyrite, bitume, la silice et localement de l'argile et des oxydes.



1. Image UBI montrant les fractures ouvertes (QH) 2. Réseau de fracture colmaté par la pyrite et localement par la silice et les carbonates.



3. Vues au microscope des fractures non colmatées sur les lames minces des QH.

Figure IV.10 : Fractures des QH. [19]

➤ Le profil du puits NZ-28 :

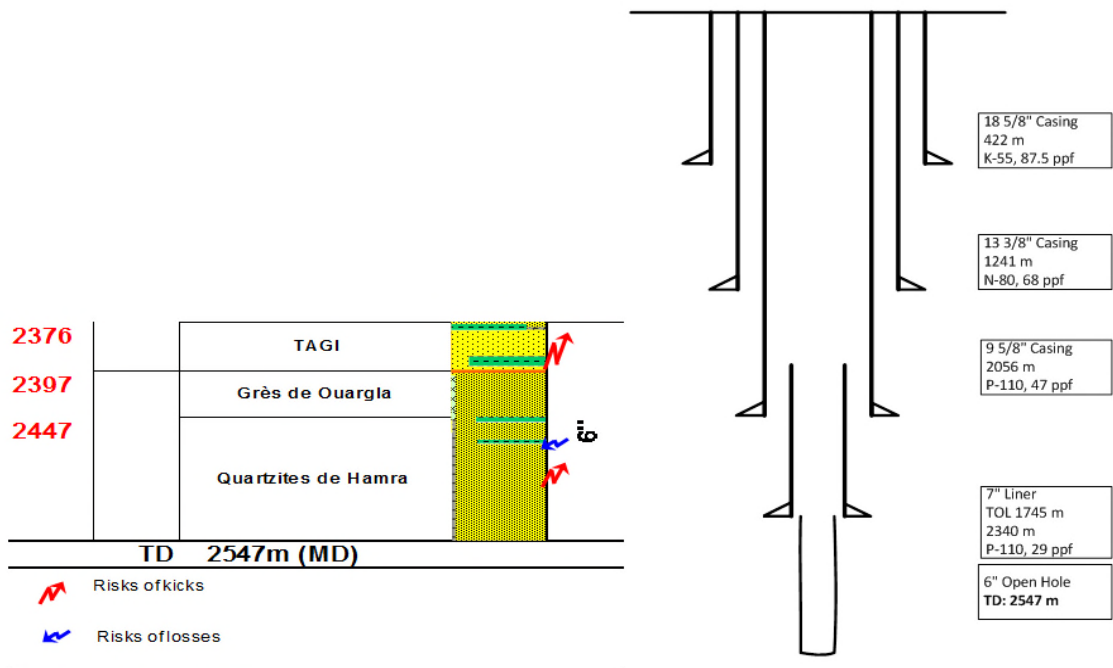


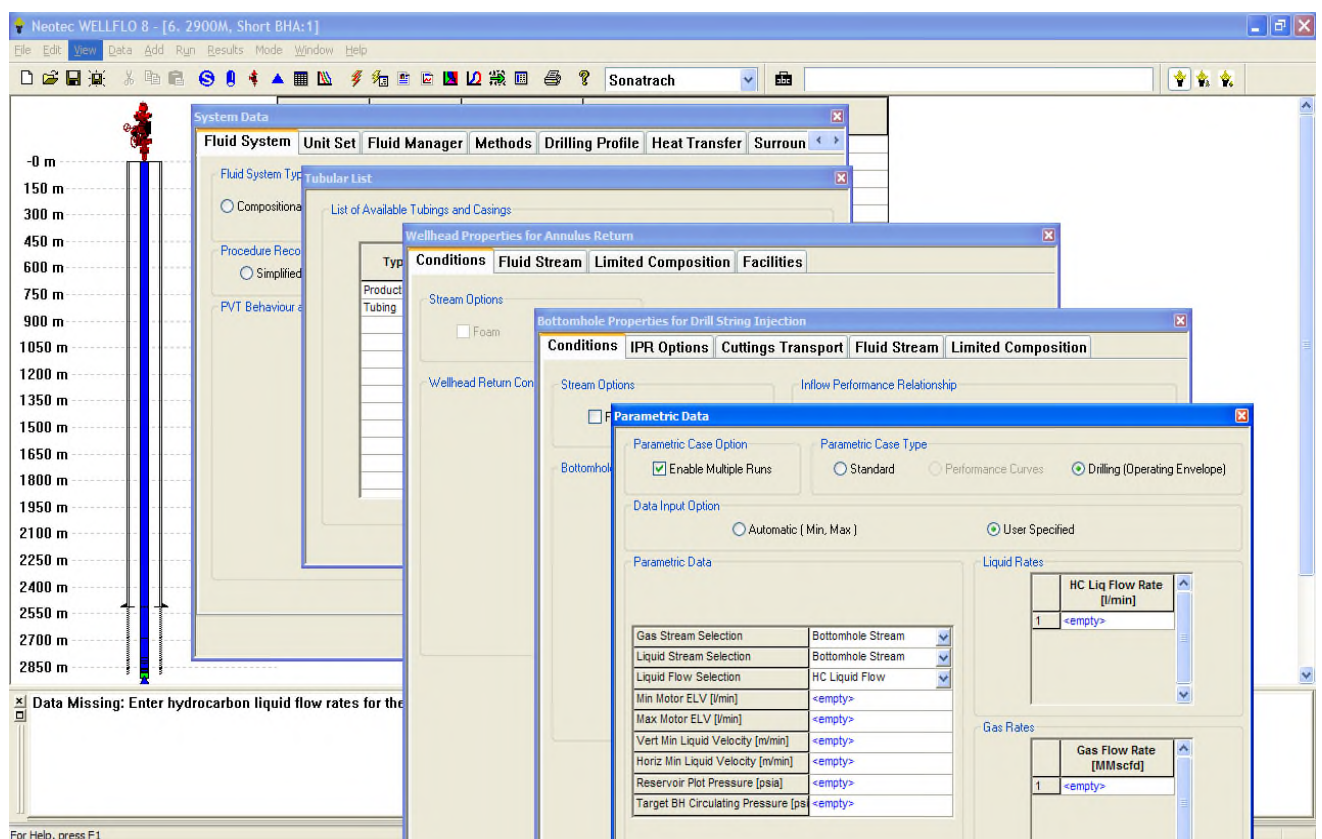
Figure IV.11 : Profil du puits NZ-28. [19]

IV.8.5 Simulation Hydraulique - Le Point de départ :

La simulation hydraulique est réalisée par le système Neotec Wellflo avec les variables d'entrée suivante :

- Données réservoir (pression / température/ IP (Index de productivité).....)
- La géométrie du puits (côte de tubage, type, matériels et profile)
- Géométrie de la garniture de forage.
- Configuration d'écoulement dans la garniture de forage (Régime d'écoulement, les vitesses, les pressions).
- Configuration d'écoulement dans l'annulaire (Régime d'écoulement, les vitesses, les pressions).
- Rhéologie de la boue.

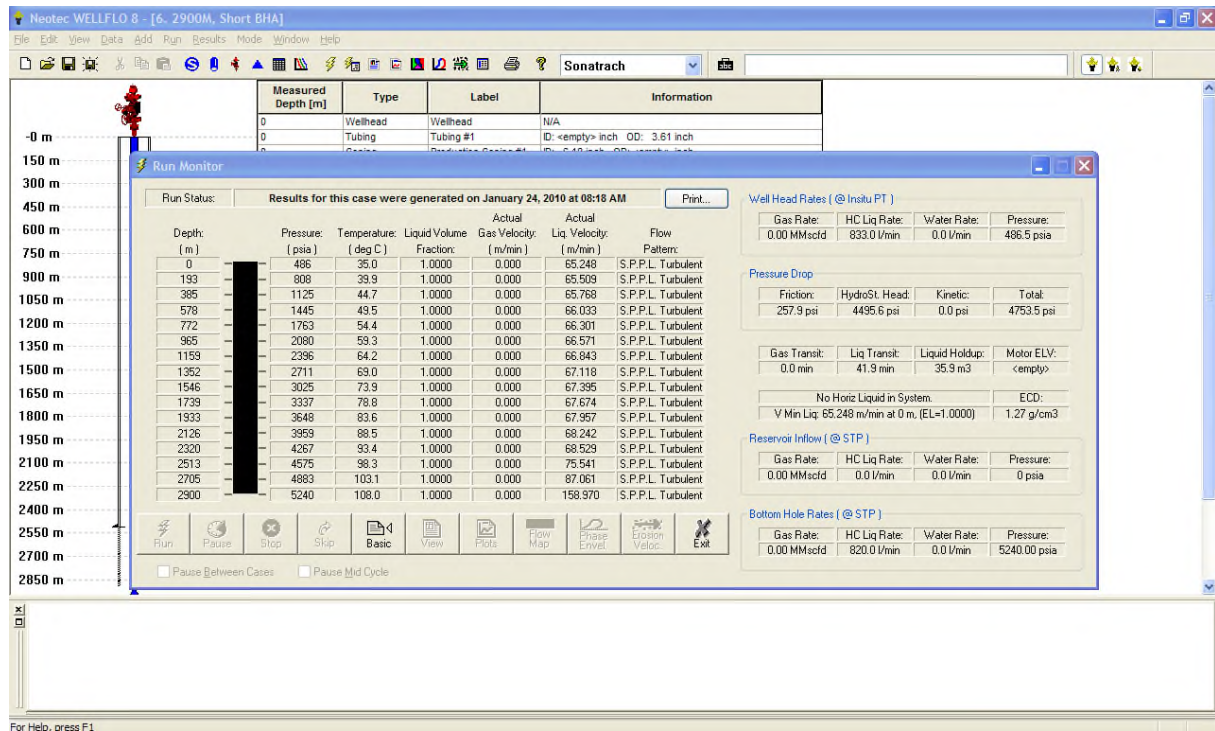
➤ Le système Neotec Wellflo :



Les considérations suivantes ont été supposées de fonctionner le simulateur hydraulique :

- OBM (Oil Based Mud) un poids de 1,14 sg.
- Estimation pression de pore de 1,23 sg (EMW).
- Statique Bottom Hole Température = 100-135 ° C.
- Surface Température: 57 ° C (F.L.); 35 ° C.
- Pompe à boue de gamme de fréquence de 900 LPM pour assurer le nettoyage du trou adéquat et descendre l'outil de fonctionnement dans le trou.
- Pression en tête (WHP) = 550 psi (circulant à 2547 m).
- Densité de cutting de 2,25 g / cc, un diamètre de 0,05 "et le taux de pénétration de 2-3 m/h (ROP sera contrôlée pour minimiser la quantité de déblais présents dans le puits de forage qui pourraient entraîner une augmentation de l'ECD).

➤ **Les résultats obtenus par le Système :**



IV.8.6 Les procédures du programme MPD :

- Le « upper limit test » (Teste de la limite supérieure) sera effectué au sabot dans l'état statique pour éviter le coincement différentiel ; si nécessaire le test lower limit (la limite inférieure) sera achevé en trou ouvert sur le fond en statique avec le mouvement de la tige pendant le test. Ceci est pour le but de faire circuler le fluide du fond de puits et gère avec précision les venus.
- Il est plus efficace de forer avec ECD plus proche de la limite inférieure.
- L'histoire des puits de Nezla nous a montré que la limite inférieure ne change pas, mais la limite supérieure qui change avec le forage plus profond. Le ECD ciblée dans le programme de MPD a été conçu pour être dans le milieu de la fenêtre de forage et la contre-pression peut être facilement ajusté pour augmenter / diminuer l'ECD rapidement.

IV.8.7 La fenêtre de forage :

Pour obtenir la fenêtre de forage on doit appliquer un test ; Présenter au-dessous.

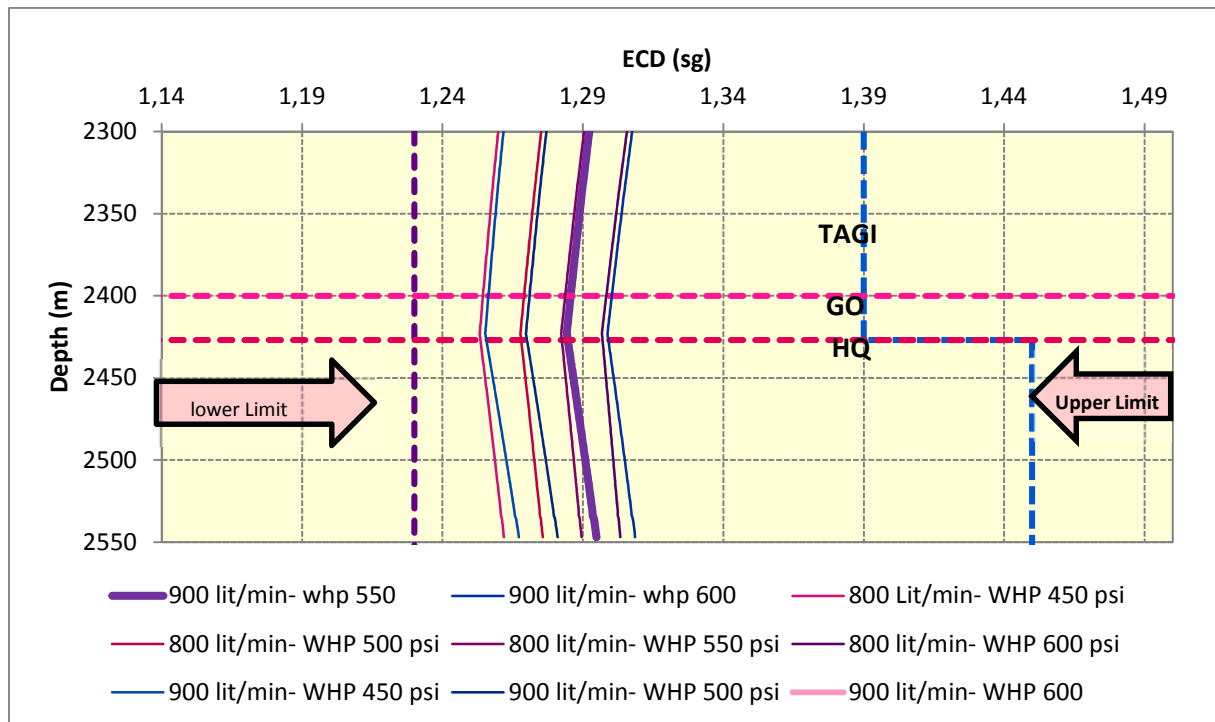



Figure IV.12 : Schéma explicatif du test. [19]

Tableau IV.6 : Les résultats obtenus par le test.



Formation	Depth (m)	M Wt (sg)	Drilling Widow		Mud Rate L/Min	Annular Friction psi	WHP (psi)		ECD (sg)
			Upper	Lower			Drilling	Connection	
TAGI	2352	1.14	1.45	1.22	900	130	525	655	1.29
	2372	1.14	1.45	1.22	900	136	525	661	1.29
	2400	1.14	1.45	1.22	900	144	525	669	1.29
GO	2400	1.14	1.45	1.22	900	144	525	669	1.29
	2427	1.14	1.45	1.23	900	152	525	677	1.29
HQ	2427	1.14	1.45	1.23	900	152	525	677	1.29
	2500	1.14	1.45	1.23	900	166	525	691	1.29
	2547	1.14	1.45	1.23	900	171	550	721	1.29

Note :

- ✓ La pression du fond du trou (BHP) sera évaluée en suivant la procédure de constatation de fenêtre de forage et au-dessus des paramètres à modifier en conséquence.
- ✓ L'utilisation de la technique MPD pendant la phase de forage 6 '' permettra le forage avec la densité de la boue de 1,14 sg à une profondeur de 2547 m avec 550 psi SBP appliqué pendant le forage qui permettra d'atteindre une ECD ciblé de 1,29 sg au TD.
- ✓ Pendant la connexion, augmenter la SBP pour compenser la perte de charge de friction (environ 171 psi à 2546 m).
- ✓ L'utilisation de MPD nous permet de forer avec une densité de boue plus faible que celle planifiée au début et assurer un meilleur contrôle de puits en utilisant les duses en surface.

➤ **Les objectifs des tests :**

- Pour évaluer et déterminer les limites supérieure et inférieure de la fenêtre de forage dans laquelle l'équilibre entre la formation et les pressions de perte de fluide est atteint

en ajustant l'ECD par le moyen de variations de pression de surface au lieu de changer le poids de la boue.

- Pour garder la pression du fond de puits constante (BHP) dans des conditions dynamiques et statiques.

➤ **Une approche systématique pour faire face aux pertes:**

- La diminution de l'ECD en étape et la réévaluer.
- Si les pertes sont arrêtés et aucun venue présente, continuer le forage avec la nouvelle ECD ciblée.
- Si les pertes se poursuivent après la limite inférieure ECD est atteinte, donc continuer le forage avec la procédure de LCM suivie par des bouchons de colmatage.
- Si les pertes sévères persistent, on doit arrêter le forage.

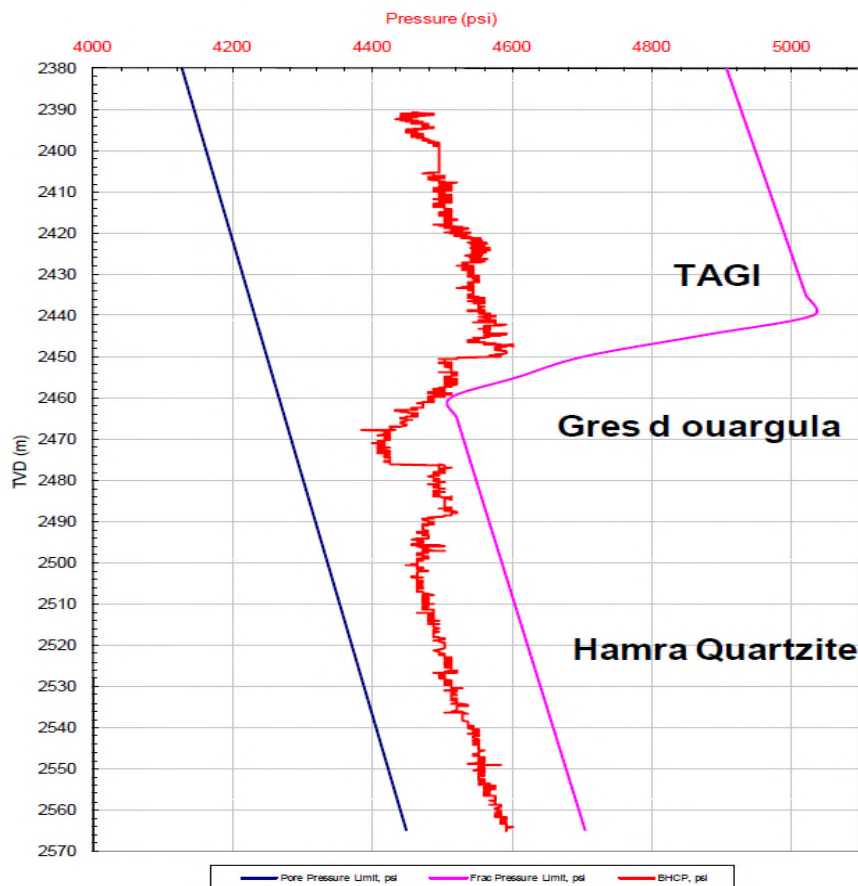


Figure IV.13 : La schématisation de la fenêtre de forage du NZ-28. [19]

➤ **Une approche systématique pour faire face aux venues:**

- Effectuer une méthode pour identifier les limites supérieures et inférieures de l'ECD et définir la fenêtre de MPD.
- L'équipements MPD offre détermination plus précise de la venue et minimise les gains de volume à la surface.
- La décision de circuler gaz en surface via MPD manifold ou manifold de l'appareil de forage est déterminée par les limites de WCM et la décision du superviseur.

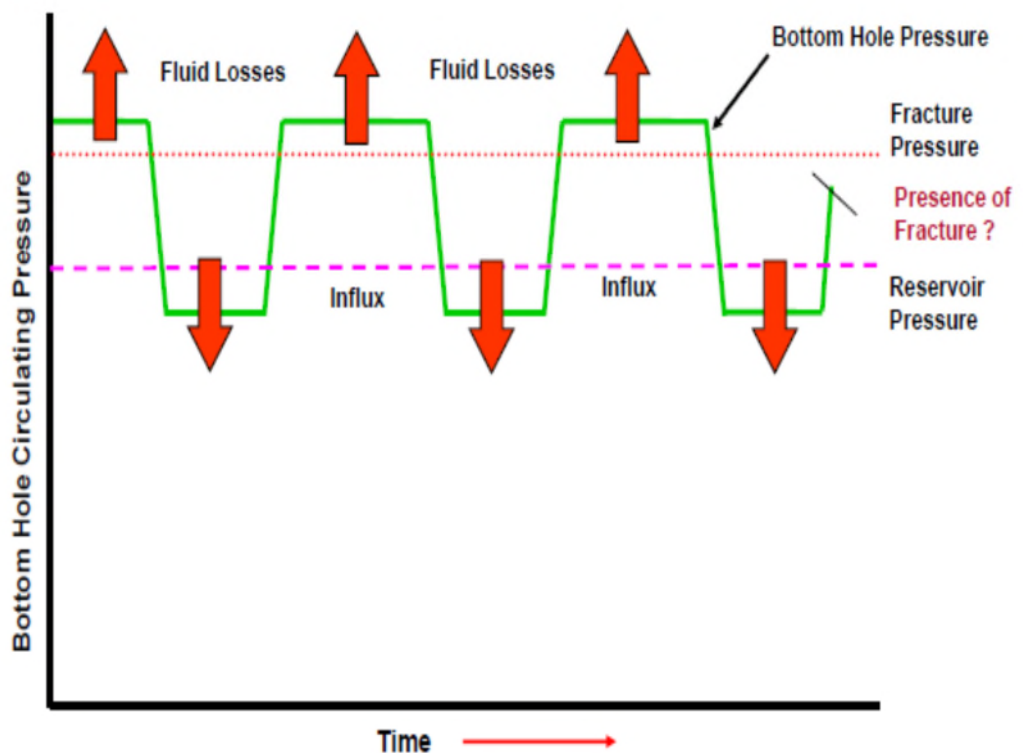


Figure IV.14 : La variation du BHCP avec le temps. [19]

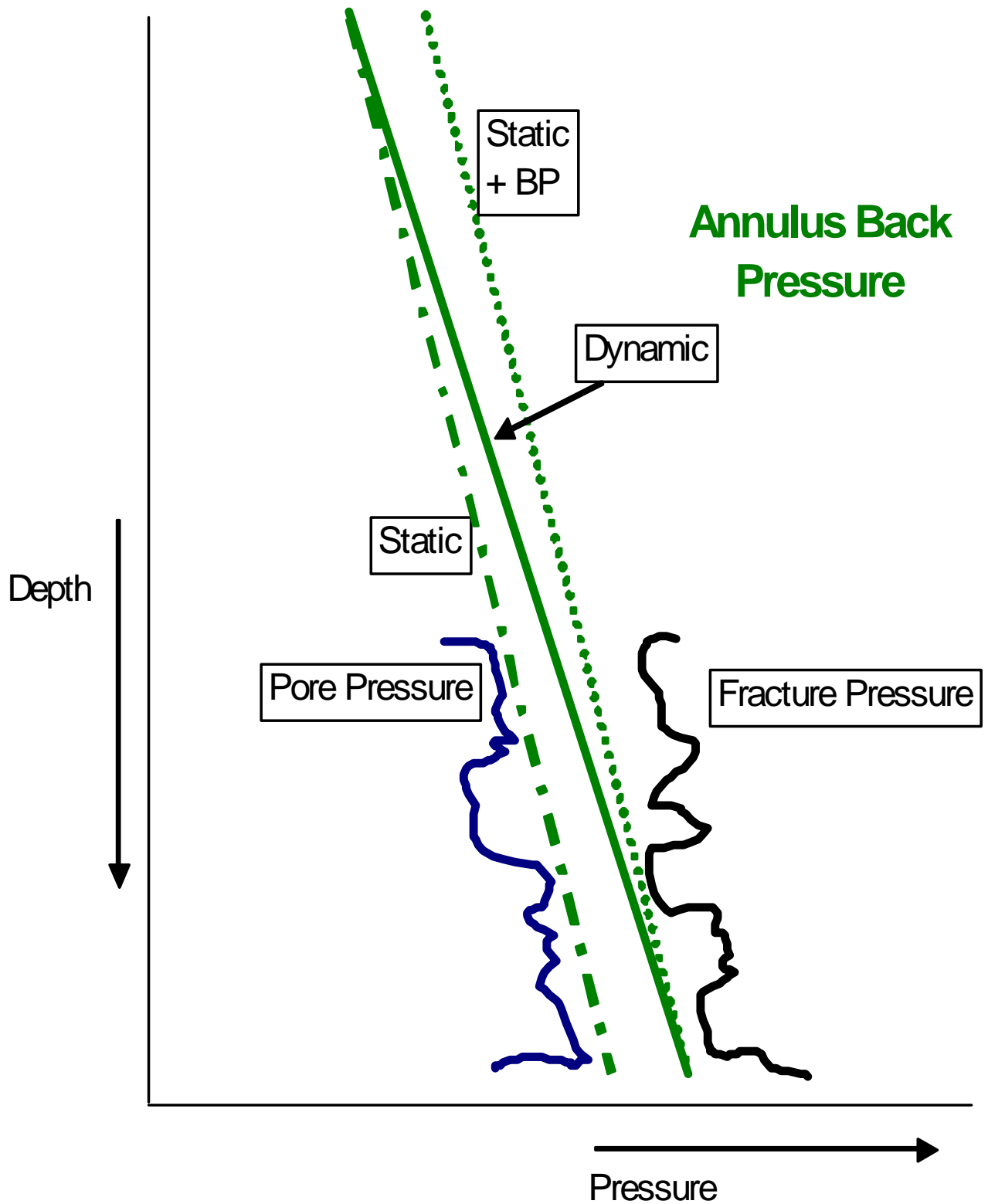


Figure IV.15 : La fenêtre de forage en MPD. [19]

Chapitre IV : Etude technique du puits NZ-28

IV.8.8 Planning final de la fenêtre de forage :

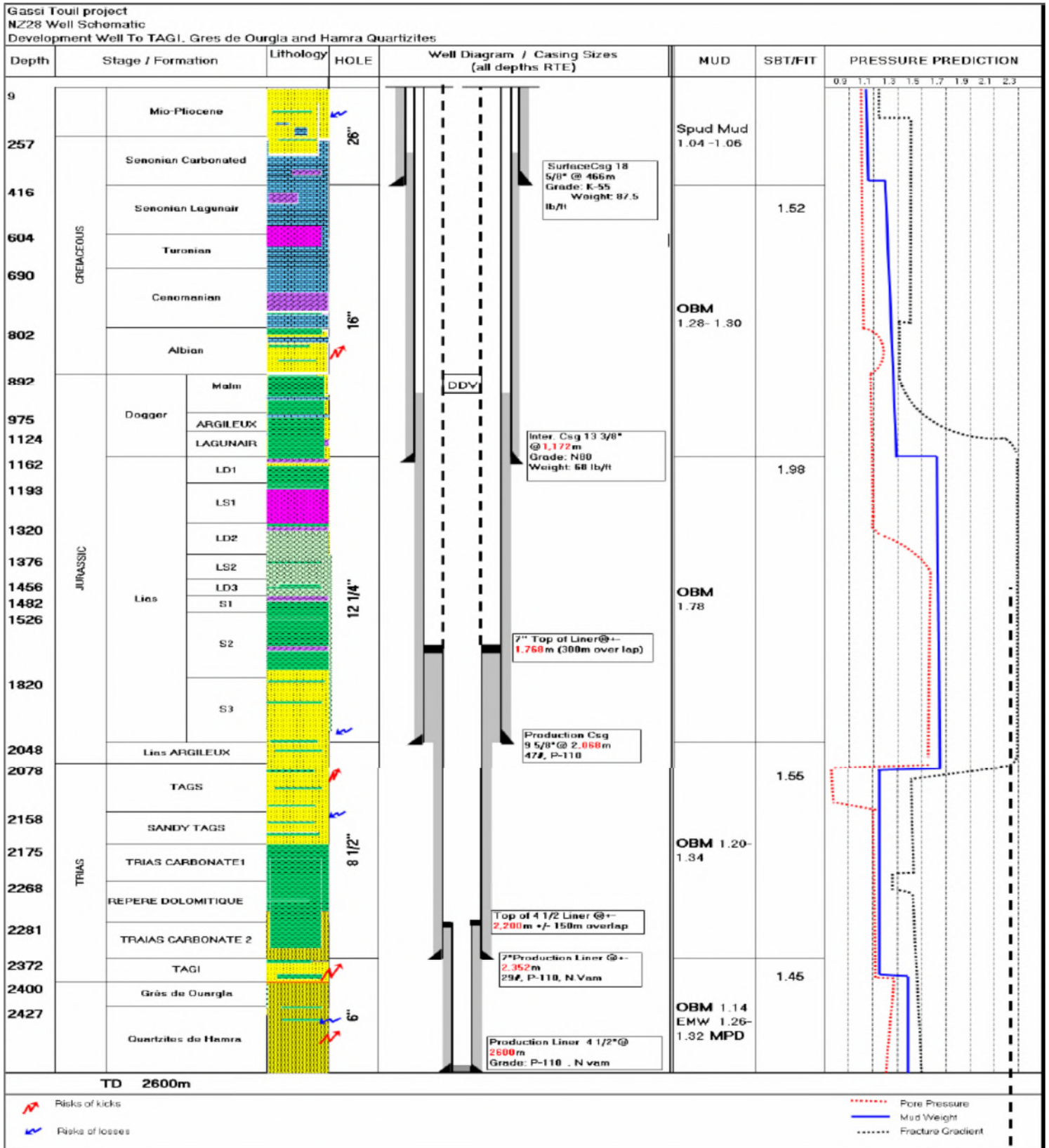


Figure IV.16 : Planning final de la fenêtre de forage. [19]

Conclusion :

MPD techniques sont mises en œuvre pour forer la formation fracturée quartzite Hamra (QH) dans le puits NZ-28. L'utilisation d'une densité de boue très basse avec un contre pression en surface nous donne la possibilité de réduire le ECD si on a une perte de circulation.

Nous ne pouvons pas réduire ECD au dessous de la limite inférieure qui peut entraîner des venues de gaz. Trouver la balance entre les deux limites en maintenir l'Overbalnce quand on évite les pertes est d'une importance vitale.

Neuf puits précédents ont été forés dans le champ Nezla en utilisant des techniques MPD. Le problème majeur est la présence de fractures qui conduit à la perte de circulation suivi par une venue de gaz due à diminution de pression de la colonne hydrostatique de fluide dans l'espace annulaire.

Conclusion générale

- Le choix optimal des paramètres de forage, rend le forage rentable. Ces paramètres sont : la vitesse de rotation de la table, le couple appliqué, la boue de forage et autres...
- Le géologue de sonde (Superviseur géologue) travaille en étroite collaboration avec le superviseur forage pour la bonne conduite des opérations sur site, essentiellement quant à la reconnaissance des formations à forer ou à carotter, ce qui implique un choix judicieux des outils à utiliser ainsi que l'arrêt de forage pour pose tubage ou déclenchement du carottage.
- La boue, en plus de son rôle de lubrifiant et nettoyant du puits, peut amortir les vibrations intenses de la tige de forage.
- La stabilité augmente avec la viscosité de la boue.
- La viscosité de la boue influence le coefficient de frottement entre la garniture et puits d'un côté et le trépan et la roche d'un autre côté. Ce frottement présente une auto excitation à la garniture et mène au phénomène destructif du stick-slip.
- Le meilleur programme de forage est celui qui utilise une seule colonne de tubage, c'est-à-dire une colonne de la surface jusqu'à la fin du puits, mais vu les problèmes qu'on peut rencontrer pendant le forage (éboulement, coincement, pertes, venues, etc..) on est obligé de descendre plusieurs colonnes.
- L'établissement d'un programme de boue constitue une opération primordiale pour la réussite d'un forage. Il s'agit en effet de choisir les caractéristiques de la boue, afin qu'on puisse atteindre l'objectif dans les meilleures conditions techniques, économiques et de sécurité. Tout en respectant un certain nombre de données, l'architecture de puits et l'objectif du sondage.
- Avant d'entamer un puits, un programme d'outil doit être fait. Ce programme ne devra être modifié, lors de l'approfondissement du puits, que si les conditions rencontrées ne

correspondent pas aux prévisions. L'efficacité de l'ensemble des opérations de forage repose sur ce facteur de base : le type de l'outil utilisé. Quelle que soit la puissance disponible d'un appareil de forage (pour la rotation, l'énergie hydraulique...) seul le type de l'outil choisi fera que cette puissance sera utilisée avec le maximum d'efficacité ou non.

- Le programme de tubage d'un puits c'est l'ensemble des prévisions concernant les diamètres de tubage. Chaque casing devra être l'objet d'un calcul habituel afin de déterminer les résistances à l'effort de traction, d'écrasement et d'éclatement.
- Le ciment, en faisant prise, assurera la liaison entre la colonne de tubage et le terrain.
- Le MPD est une technologie qui contrôle précisément la pression annulaire pendant le forage et l'achèvement de puits. L'intention du MPD est d'éviter les afflux continu des fluides de formation à la surface.
- Cependant, des études importantes sur le contrôle du puits sont également été faites sur NZ-28, en particulier en matière de contrôle de flux, défaillance de la pompe de boue et MWD processus de dépannage. L'équipe de Weatherford MPD continuera à améliorer ses procédures de fonctionnement pour une performance continue dans les futures opérations MPD dans le domaine Nezla. Bien que les questions de communication entravent encore l'efficacité opérationnelle, cet aspect sera continuellement améliorée par l'expérience MPD est acquise.

Bibliographie

- [1]. Saadi.Ali.[2006]. « Etude analytique des pertes de Circulation le long du drain horizontal, thèse de doctorat de l'université M'hamed Bouguerra Boumerdes ».
- [2]. Document Sonatrach. [2015]. « Service Géologie ».
- [3]. Document Sonatrach. [2015]. « Service Technique Puits ».
- [4]. Document Sonatrach. [2015]. « Service Production ».
- [5].Daddou.M. [2007]. « Introduction à l'industrie pétrolière et initiation au forage, Sonatrach ».
- [6]. Erdem.Tercan. [2010]. «Manager Pressure Drilling, thèse de doctorat de l'université technique du Moyen-Orient ».
- [7]. Grondin. F. [2004]. « Division Forage/Sonatrach, Département formation ».
- [8]. Photo réel prise sur le champ avec une appareille portable. [2015]
- [9]. Daddou.M. [2010] . « Division Forage/Sonatrach, Département formation ».
- [10]. Thierry.Maysounabe. [2014]. « Fluides de forage, Algerian Petroluem Institute ».
- [11]. A.Slimani. [2012]. « Division Forage/Sonatrach, Département formation ».
- [12]. Document Sonatrach. [2008]. « Forage Dirigé, Algerian Petroluem Institute ».
- [13]. Maren.Mæland.[2013].«Manager Pressure Drilling, thèse de doctorat de l'université des sciences et technologie Norvégien ».
- [14]. Eck-Olsen. [2012].
- [15]. Tagnit.Hamou, Med.Said. [2013]. «Forage des formations profondes et compactes, Journées d'études Sonatrach/Division forage ».
- [16]. Nwaiche Jason Chinedu. [2014]. «Manager Pressure Drilling, thèse de doctorat de l'université Teesside Middlesbrough, École des Sciences et Ingénierie ».
- [17]. Handal. [2013].
- [18]. Weatherford. [2006]. « Secure Drilling Service, Manager Pressure Drilling ».
- [19]. Weatherford. [2015]. « Secure Drilling Service, Manager Pressure Drilling-Nezla Field (NZ-28) ».

Résumé

En forage le risque majeur est l'ERUPTION ;

Ses dangers pour les hommes et les équipements sont : le feu & l'explosion ;

Et ses conséquences sont : la pollution de surface, endommagement de réservoir, et la perte de vies humaines.

Pour éviter cette éruption on a proposé d'appliquer une technique de forage adéquate consiste à contrôler le profil de pression annulaire à travers les abords de puits. Dont l'objectif est d'assurer les limites environnementales de pression du fond et contrôler le profil de la pression hydraulique de l'annulaire en conséquence.