



Faculté de Technologie  
Département d'**Hydraulique**

Laboratoire de recherche en hydraulique appliquée et environnement(LRHAE)

## **MÉMOIRE DE FIN D'ÉTUDES**

Présenté par :

**Mr. ARAOUNE Mokrane**

**M<sup>elle</sup>. BOUKHROUF Thiziri**

En vue de l'obtention du diplôme de **MASTER en Hydraulique**

Option : **Ouvrages et Aménagements Hydrauliques**

### **INTITULE :**

**Caractérisation et forage d'un puits pétrolier (huile, gaz)  
cas du puits NHN-7**

Soutenu le **28/09 /2021** Devant le jury composé de :

- Président : Mr. Houcine **BENDADOUCHE.**
- Promoteur : Mr. A-Hamid **SAOU.**
- Co-promoteur : Mr. Loucif **BENAHMED.**
- Examineur (s) : M<sup>me</sup>. Samia **BOUNAB.**

# **Remerciements & Dédicaces**

# **REMERCIEMENT**

---

En premier lieu, je remercie Dieu d'être un produit de mes parents, mes premiers professeurs  
Ils m'ont transmis leur intelligence et leur énergie pour la vie, avec leur soif de connaissance

Je leur suis reconnaissant.

Mes profonds remerciements à toute ma famille

Je tiens aussi à exprimer ma profonde reconnaissance à nos respectueux encadreur Monsieur  
SAOU .H et Co-encadreur Monsieur BENAHMED .L de nous avoir guidé a mener ce  
modeste et aussi intéressant travail a son terme.

Mes remerciements vont également aux membres du jury pour leur présence, pour leur  
lecture attentive de ce mémoire, ainsi que pour les remarques qu'ils vont nous adresser lors  
de cette soutenance afin d'améliorer notre travail.

Ainsi mes enseignants, espérant que vous allez voir, dans cette monographie, les fruits du  
dévouement avec lequel vous avez fait preuve durant les enseignements que vous nous avez  
prodigué.

# DÉDICACES

---

Je dédie entièrement ce travail à mon père, à ma mère, mes piliers, mes exemples, mes premiers supporteurs et ma plus grande force. Merci pour votre présence, votre soutien, votre aide, et surtout votre amour, merci de n'avoir jamais douté de moi. Tout ce que j'espère, c'est que vous soyez fiers de moi aujourd'hui.

Aux personnes les plus idéales qui fussent dans ce monde je dédie ce travail,

DADA, FAFA, ROZA, CHAVHA, KATIA

Samira, Ania et Daris

A mes amis

Les proches d'entre eux

Et les plus proches

A tous ceux qui œuvrent chaque jour pour nous faire découvrir tous ce que l'univers recèle d'aussi ahurissant. Ceux qui puisent dans leur savoir, leurs expériences et dans leurs idées pour susciter le progrès, éveiller les consciences, et nous instruire.

# **REMERCIEMENT**

---

Je tiens, tous d'abord à remercier en premier lieu et avant tout le BON DIEU le tout puissant, qui nous a donné la force et la patience de bien mener ce modeste travail.

William.A a dit : « Le bon professeur explique, le meilleur professeur démontre le grand professeur inspire » Je tiens à exprimer ma gratitude et ma profonde reconnaissance à notre adorable promoteur Monsieur H.SAOU et notre merveilleux Co-promoteur Monsieur L. BENAHMED d'avoir accepté de nous guider tout le long de ce travail et de nous avoir donnée l'opportunité de travailler sur un aussi intéressant thème

À toute la promotion MASTER II HYDRAULIQUE 2020/2021 et tous ceux qui ont l'aimable volonté de feuilleter ce mémoire

J'exprime également mes profonds remerciements aux membres du jury pour avoir consenti de discuter le contenu de notre travail. J'ai eu cette chance inouïe de les avoir comme enseignants. Je leur serai toujours reconnaissante.

J'exprime mes profonds remerciements à tous mes enseignants. Avec eux, j'ai appris en ces deux années de Master ce que je n'ai guère discerné auparavant. Je serai toujours reconnaissante pour leur qualité d'enseignement, leurs encouragements.

# DÉDICACES

---

A mes parents,

Quoi que je fasse ou quoi que je dise, je ne saurai point vous remercier comme il se doit. Votre affection me couvre, votre bienveillance me guide et votre présence m'a toujours été source de force. En témoignage, je vous offre ce modeste travail pour vous remercier pour tout ce que vous avez fait pour moi.

A ma petite sœur MELDA, en signe d'amour et reconnaissance et gratitude pour tous les encouragements qu'elle a faits pour moi et sa présence à mes côtés.

A mes deux petits frères SAID et ISLAM.

A mon très chère H. AHMANACHE, ton soutien a toujours été ma source de force, courage et motivation.

A ma meilleure amie HOUDA, qui m'a tant aidée et tant encouragée

A mon binôme Mokrane, c'était toujours un plaisir de travailler avec toi.

A tous mes amis, toute la famille BOUKHROUF et toute personne qui a participé de près ou de loin à l'accomplissement de ce mémoire, qu'ils soient sincèrement remerciés.

# Table des matières

Listes des figures	
Liste des tableaux	
Liste des abréviations	
Liste des symboles	
Introduction générale .....	1
<b>Chapitre I : Généralités sur le forage</b>	
Introduction .....	3
I.1. Définition .....	3
I.1.1. Pétrole .....	3
I.1.2. Gaz .....	4
I.1.3. Forage.....	4
I.1.3.1 Forage en underbalance (UBD).....	6
I.1.3.2. Forage en overbalance (OBD) .....	7
I.1.3.3. Forage atbalance(ABD) .....	7
I.2. Les outils de forage .....	7
I.2.1. Outils tricônes (à molettes).....	7
I.2.2. Outils monoblocs (à diamants) .....	8
I.3. Les fonction de forage .....	9
I.3.1. Fonction levage.....	9
I.3.2. Fonction rotation.....	10
I.3.3. Circulation .....	11
I.4. Poids sur l’outil (WOB).....	11
I.4.1. Les tiges de forage (DP).....	12
I.4.2. Les tiges lourdes (HWDP) .....	13
I.4.3. Les masse-tiges (DC).....	13
I.4.4. Les stabilisateurs.....	13
I.5. La cimentation.....	14
I.5.1 Procédure de la cimentation .....	15
I.5.2 Objectifs de la cimentation.....	16
I.6. Le tubage (CASING).....	16
I.6.1. Les différentes colonnes de tubage .....	17

I.6.2. Les différentes dimensions du tubage .....	18
I.7. Les moyens de protection en cour de forage .....	19
I.7.1. La boue de forage .....	19
I.7.2. La tête de puits.....	19
I.7.3. Rôles des boues de forage .....	20
I.7.4. Caractéristiques des boues de forage .....	21
I.8. Classification des appareils de forage .....	21
Conclusion.....	22

## **Chapitre II : Formation et genèse du pétrole**

Introduction .....	23
II.1. Formation de pétrole .....	23
II.1.1. Accumulation de la matière organique .....	23
II.1.2. Formation du kérogène .....	23
II.1.3. Mutation du kérogène en pétrole .....	23
II.1.4. Le cas des schistes (réservoir non conventionnel) .....	24
II.1.4.1. Le gaz de schiste .....	25
II.1.4.2. L'huile de schiste .....	25
II.2. Formation des gisements de pétrole .....	26
II.2.1. Migration primaire.....	26
II.2.2. Migration secondaire .....	26
II.3. Les zones pétrolifères.....	27
II.3.1. Les roches mères .....	27
II.3.2. Les roches réservoirs .....	28
II.3.3. Les roches couvertures.....	28
II.4. Les différents pièges de pétrole .....	29
II.4.1. Pièges structuraux.....	29
II.4.2. Pièges stratigraphiques .....	29
II.5. Classification du pétrole .....	30
Conclusion.....	31



## Chapitre III : Caractérisation technique et programme de forage du puits NHN-7

Introduction.....	32
III.1. Caractérisation technique du puits NHN-7 .....	32
III.1.1. But du sondage.....	32
III.1.2. Situation du puits et Données générales .....	32
III.1.2.1. Situation du puits .....	32
III.1.2.2. Données générales .....	33
III.2. Phase de forage du puits NHN-7 .....	34
III.2.1. 1 <sup>ère</sup> Phase 26" .....	34
III.2.2. 2 <sup>ème</sup> Phase 16" .....	35
III.2.3. 3 <sup>ème</sup> Phase 12 <sup>1</sup> / <sub>4</sub> .....	37
III.2.4. 4 <sup>ème</sup> Phase 8 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> .....	39
III.2.5. 5 <sup>ème</sup> Phase 6".....	41
III.3. Données géologiques .....	44
III.3.1. Fiche stratigraphique du puits .....	45
III.3.2. Description des carottes.....	46
III.4. Rapports des BHA .....	46
III.5. Complétion du puits NHN-7 .....	47
III.5.1. Tubages et têtes de tubage .....	47
III.5.2. Consignes à mettre en œuvre avant d'entamer l'opération de complétion.....	48
III.5.3. Chronologie des opérations de complétion.....	48
III.5.3.1. Coupe casing et déplacement de boue .....	48
III.5.3.2. Ancrage packer hydraulique et descente de la colonne de production .....	49
III.5.3.3. Mise en place de tête de puits et tests d'étanchéités .....	50
III.5.4. Equipements de complétion du puits .....	50
III.5.4.1. Equipements de surface (Tête de puits) .....	50
III.5.4.2. Eléments de fond (Colonne de production).....	50
III.5.4.3. A prévoir lors de l'opération de complétion.....	51
III.5.5. Les démarches à suivre avant et lors de la descente des tubings de complétion .....	51
Conclusion.....	53

## Chapitre IV : Moyen de protection et contrôle des éruptions

Introduction .....	54
IV.1. Les Pressions dans le puits.....	54
IV.1.1. Pression hydrostatique.....	54
IV.1.2. Pression dynamique du fond.....	55
IV.1.3. Pression de formation .....	55
IV.1.3.1. Pressions de formations normales .....	55
IV.1.3.2. Pressions de formations anormales.....	55
IV.1.3.3.Pression géostatique.....	56
IV.1.4. Pression de fracturation .....	56
IV.1.4.1. test Leak-off .....	56
IV.1.5. Pression maximale admissibl.....	58
IV.2. Les types de venue .....	58
IV.2.1. Venue du liquide .....	59
IV.2.1. Venue du gaz .....	59
IV.3. Causes et Indices des venues.....	59
IV.3.1. Augmentation de la vitesse d'avancement (Drilling Break) .....	60
IV.3.2. Boue gazée.....	60
IV.3.3. Remplissage en manœuvre inférieur au volume requis .....	60
IV.3.4.Augmentation des frottements .....	60
IV.3.5.Changement de la température de la sortie de la boue.....	61
IV.3.6. Changement de la propriété de la boue .....	61
IV.3.7. Taille, forme et Volume des Déblais (Cutting).....	61
IV.4. Les principes fondamentaux de contrôle de venue.....	62
IV.4.1.Contrôle Primaire.....	62
IV.4.2.Le contrôle secondaire.....	62
IV.4.2.1. Le BOP.....	62
IV.4.2.2. Safety valve .....	63
IV.4.3. Le contrôle tertiaire .....	64
IV.5. Les signes positifs d'une venue et les situations pouvant les masquer .....	64
IV.5.1. En cours de forage.....	64
IV.5.2. En cours de manœuvre .....	65
IV.6. Les méthodes de contrôle des venues.....	65

IV.6.1. Méthode Wait and weight.....	65
IV.6.2.La méthode de driller .....	66
IV.6.2.1. La première circulation .....	66
IV.6.2.2. Deuxième circulation .....	66
IV.6.3. Avantages et inconvénients des deux méthodes .....	67
IV.6.4.Procédures de fermeture .....	73
IV.6.4.1. Procédure de fermeture HARD .....	73
IV.6.4.2. Procédure de fermeture SOFT.....	74
IV.6.4.3. Avantages et inconvénients des différentes procédures de fermeture .....	76
IV.7. Contrôle et protection de la venue du gaz lors du forage du puits Producteur d'huile (PPH) .....	76
IV.7.1. Données du puits NHN-7 .....	76
IV.7.2. Données de la venue.....	77
IV.7.3. Les formules de base utilisées pour remplir la fiche de contrôle.....	77
IV.7.3.1. Détermination de la densité de la boue requise .....	77
IV.7.3.2. Détermination du nombre de coup correspond au volume intérieur .....	77
IV.7.3.3. Détermination du nombre de coup nécessaire pour remplir le découvert .....	78
IV.7.3.4. Détermination de volume total de l'annulaire .....	78
IV.7.3.5. Calcul de la pression admissible avant la fermeture du puits .....	78
IV.7.3.6. Détermination de la nouvelle pression admissible dans le cas : $d_r = 2.06$ .....	79
IV.7.3.7. Détermination de la pression de refoulement $P_{r1}$ .....	79
IV.7.3.8. Détermination du gradient de la venue .....	79
IV.7.3.9. Détermination du temps d'un cycle .....	80
IV.7.3.10. Poids de la baryte à ajouter .....	80
IV.7.4. Détermination de la résistance de l'ouvrage.....	80
IV.7.4.1. Nature d'effluent .....	80
IV.7.4.2. Calcul de pression de pores.....	81
IV.7.4.3. Calcul de pression de fracturation .....	81
IV.7.4.4. Pression maximale en tete d'annulaire à l'arriver de bouchon ( $P_{max}$ ) .....	81
Conclusion .....	83
Conclusion générale.....	84

## Références Bibliographiques

## Annexes

---

## Liste des Figures

<b>Figure I.1.</b> Pétrole.....	3
<b>Figure I.2.</b> Centrale à gaz.....	4
<b>Figure I.3.</b> Forage en underbalance.....	5
<b>Figure I.4.</b> Processus de forage.....	5
<b>Figure I.5.</b> Plateforme pétrolière Onshore.....	6
<b>Figure I.6.</b> Plateforme pétrolière Offshore.....	6
<b>Figure I.7.</b> Les outils à molettes (tricône).....	8
<b>Figure I.8.</b> Outils monoblocs.....	9
<b>Figure I.9.</b> Schéma de la grue.....	10
<b>Figure I.10.</b> Poids sur l'outils.....	12
<b>Figure I.11.</b> Les tiges de forage.....	13
<b>Figure I.12.</b> Tiges et stabilisateur.....	13
<b>Figure I.13.</b> La cimentation.....	14
<b>Figure I.14.</b> Étapes de cimentation.....	15
<b>Figure I.15.</b> Cimentation d'un puits.....	16
<b>Figure I.16.</b> Les différentes colonnes de tubage.....	18
<b>Figure I.17.</b> La tête de puits.....	20
<b>Figure II.1.</b> Types d'hydrocarbure générés à partir du kérogène en fonction de la profondeur d'enfouissement.....	24
<b>Figure II.2.</b> Formation du pétrole.....	26
<b>Figure II.3.</b> Migrations primaire et secondaire du pétrole conduisant à la formation d'un gisement.....	27
<b>Figure II.4.</b> Les principaux types de pièges à pétrole.....	30
<b>Figure III.1.</b> Station géographique de champs HAUD BERKAOUI.....	33

---

<b>Figure III.2.</b> Les phases d'un forage pétrolier. ....	34
<b>Figure III.3.</b> Densité (Gradient) de pression des différentes phases forage NHN7 .....	42
<b>Figure III.4.</b> Courbe d'avancement du forage. ....	43
<b>Figure III.5.</b> Fiche stratigraphique du puits NHN-7. ....	45
<b>Figure III.6.</b> La BHA en compression et en traction de la garniture. ....	47
<b>Figure IV.1.</b> Exemple pour calculer les pressions hydrostatiques .....	54
<b>Figure IV.2.</b> Leak-off test pression (L.O.T). ....	57
<b>Figure IV.3.</b> Variation de la vitesse de pénétration en fonction de la pression différentielle. ....	60
<b>Figure IV.4.</b> Changement de température à la sortie. ....	61
<b>Figure IV.5.</b> Obturateurs de pression (BOP's). ....	62
<b>Figure IV.6.</b> Circuit hydraulique de fonctionnement d'un Obturateurs de pression (BOP's). ....	63
<b>Figure IV.7.</b> Safety valve. ....	63
<b>Figure IV.8.</b> Circuit de boue kill line et choke line. ....	64
<b>Figure IV.9.</b> Procédure de la Wait & Weight Method. ....	68
<b>Figure IV.10.</b> Evolution des Pressions en Tête des Tiges et Annulaire. ....	69
<b>Figure IV.11.</b> Première circulation. ....	70
<b>Figure IV.12.</b> Deuxième circulation. ....	70
<b>Figure IV.13.</b> Evolution des Pressions en Tête des Tiges et Annulaire (pour la première circulation). ....	71
<b>Figure IV.14.</b> Evolution des Pressions en Tête des Tiges et Annulaire (pour la deuxième circulation) .....	72
<b>Figure IV.15.</b> Fermeture Hard. ....	73
<b>Figure IV.16.</b> Fermeture soft. ....	75
<b>Figure IV.17.</b> Variation de pression selon le nombre de coups. ....	83

---

---

## Liste des tableaux

<b>Tableau I.1.</b> Les différentes dimensions des cinq '5' phases du forage du puits NHN-7 .....	19
<b>Tableau I.2.</b> Classification des appareils de forage selon la capacité de profondeur maximale..	21
<b>Tableau I.3.</b> Classification des appareils de forage selon la puissance. ....	22
<b>Tableau II.1.</b> Les roches réservoirs.....	28
<b>Tableau III.1.</b> Coordonnées du puits NHN-7. ....	32
<b>Tableau III.2.</b> Les paramètres de la boue de la phase 26".....	35
<b>Tableau III.3.</b> Les paramètres de la boue de la phase 16".....	37
<b>Tableau III.4.</b> Les paramètres de la boue de la phase 12" <sup>1</sup> / <sub>4</sub> .....	38
<b>Tableau III.5.</b> Les paramètres de la boue de la phase 8" <sup>1</sup> / <sub>2</sub> .....	40
<b>Tableau III.6.</b> Densité de pression des différentes phases forage NHN7.....	42
<b>Tableau III.7.</b> La description des carottes. ....	46
<b>Tableau III.8.</b> Les dimensions et les caractéristiques techniques de différents tubages. ....	47
<b>Tableau IV.1.</b> Avantages et inconvénients de la driller's et la wait and weight methode. ....	67
<b>Tableau IV.2.</b> Nombre de coups et pression.....	82

## Liste des abréviations

**NHN-7** : NecHou Nord-7

**UBD** : Puits Underbalance.

**OBD** : Puits Overbalance.

**ABD** : Puits Atbalance.

**WOB** : Poids Sur L'outil.

**DP** : Tiges De Forage.

**HWDP** : Tiges Lourdes.

**DC** : Les Masse-Tiges.

**ENSP** : Ecole Nationale Supérieure Du Pétrole Et Des Moteurs.

**ENTP** : Entreprise Nationale Des Travaux Des Puits .

**TD** : Profondeur Total.

**MW** : Mud Weight (Poids De La Boue).

**FV** : Force.

**PV**: Plastic Viscosity (Viscosité Plastique).

**YP**: Point Yeild.

**WBM** : Boue A Base D'eau.

**OBM** : Boue A Base D'huile.

**EP**: Epaisseur.

**BHA**: Bottom Hole Assembly.

**GR**: Gamma Ray.

**dr** : Densité Requisite De La Boue.

**d1** : Densité Initiale De La Boue.

**Pt** : La Pression En Tête Des Tiges.

**Pa** : Pression En Tête D'annulaire.

**Pr** : Pression De Refoulement.

**Ph** : Pression Hydrostatique.

**Q<sub>R</sub>** : Débit De Contrôle.

**Z** : La Hauteur.

**P<sub>frac</sub>** : Pression De Fracturation Au Sabot .

**Plot**: Pression En Surface Du Lot.

**Z<sub>s</sub>** : Côte Verticale Du Sabot.

**D<sub>lot</sub>**: Densité De Boue Au-Dessus Du Sabot.

**LOT**: Test Leak-Off.

**HCR**: High Closing Ration.

**N<sub>c</sub>** : Nombre De Coup.

**V<sub>i</sub>** : Vitesse Intérieur De Garniture.

**Q<sub>i</sub>** : Débit Unitaire.

**P<sub>G</sub>** : Pression De Pores.

**WBM** : Boue A Base D'eau.

**OBM** : Boue A Base D'huile.

**BHA**: Bottom Hole Assembly.

**GR**: Gamma Ray.

**LOT**: Test Leak-Off.

**HCR**: High Closing Ration.

**T<sub>a</sub>**: Effort de traction sur le brin actif (en tonnes).



---

## Liste des symboles

**F**: Poids total au crochet (en tonnes).

**N** : Nombre de brin de mouflage.

**$\eta_m$**  : Rendement du mouflage.

**P** : pression dans le puits.

**F** : Poids total au crochet.

**$P_c$**  : Puissance au crochet.

**$V_c$**  : Vitesse de remontée au crochet.

**$P_m$**  : La puissance qui parvient au moufle mobile.

**K** : facteur de friction.

**N** : nombre de brin.

**W** : Poids agissant sur le trépan.

**T** : Le couple agissant sur le trépan.

**V** : Volume.

**T** : Trias.

**$P_{\text{fond}}$**  : Pression du fond du puits.

**$P_{\text{ha}}$**  : Pression hydrostatique de la boue dans l'espace annulaire.

**$\Sigma P_{\text{ca}}$**  : Somme des pertes de charge dans l'annulaire.

**$P_{\text{adm}}$**  : pression admissible.

**$d_r$**  : densité requise de la boue.

**$d_1$**  : densité initiale de la boue.

**$P_t$**  : La pression en tête des tiges.

**$P_a$**  : pression en tête d'annulaire.

**$P_r$**  : pression de refoulement.

**$Q_R$**  : débit de contrôle.

**Z** : la hauteur.

**dr:** densité de la boue requise.

**d1:** densité de la boue.

**Pt1:** pression en tete des tiges.

**Nc :** nombre de coup.

**Vi :** vitesse intérieur de garniture.

**Qi :** Débit unitaire.

**T :** Temps.

**Vd :** Volume annulaire découvert.

**Vcsg :** Volume annulaire casing.

**P<sub>r1</sub> :** Pression de refoulement initial.

**P<sub>t1</sub> :** pression en tête des tiges.

**P<sub>c1</sub> :** pertes de charge à débit réduit.

**Grad:** Gradient de la Venue.

**Pa<sub>1</sub>:** Pression de la venue

**H<sub>venue</sub>:** la hauteur de l'effluent.

**T<sub>t</sub> :** Temps d'un cycle.

**t<sub>i</sub>:** Temps en l'interieur.

**t<sub>d</sub>:** Temps en découvert.

**t<sub>csg</sub> :** Temps de casing.

**t<sub>puit</sub>:** Temps de puits.

**t<sub>boue</sub>:** Temps d'alourdissement de la boue

**V :** Volume total de la boue à alourdir.

**P<sub>fra</sub> :** Pression de fracturation.

**Pa<sub>max</sub> :** Pression maximale en tête.

# **Introduction générale**

## Introduction générale

La dépendance énergétique de l'homme s'est accentuée conjointement aux évolutions sociales, démographiques et technologiques. Elle sera d'autant plus forte que les besoins des populations y sont liés en grande proportion.

L'énergie primaire couvre 85 % des besoins mondiaux. Les moyens de transport qui assurent la mobilité des êtres et des matériels sont énergivores et sont principalement dominés par les énergies fossiles (le gaz, le charbon et le pétrole) et nucléaires. [11]

La formation du pétrole ne date nullement d'hier, c'est le fruit d'une transformation qui s'est enclenchée il y a des dizaines, voire des centaines de millions d'années, et c'est sur cette période que s'étale la décomposition des organismes qui, en s'accumulant dans des tréfonds marins et en se mélangeant avec les sédiments (argile, sable, sel...etc.) entraînés par les courants, ont donné naissance à une substance appelée : Kérogène, qui se retrouve piégée dans des roches-mères.

Lorsque cette substance est exposée à des températures et pression élevées, elle subit un craquage thermique, ce qui tend à ne garder que le mélange d'hydrocarbures liquides, appelé pétrole brut. Le pétrole peut être visqueux ou liquide, et cette différence réside dans la forme de ses composants (liquides, gazeux et parfois solides) qui varie dépendamment de la température et de la pression.

La dépendance du pétrole s'est vue accroître au fil du temps. Du simple caoutchouc au carburant, en passant par les textiles, ce combustible est omniprésent dans notre quotidien et dans nos utilisations, même les plus simples.

L'exploration pétrolière ou gazière, que ce soit en mer (offshore) ou sur terre (onshore), considérée comme un grand investissement, et nécessite un processus de forage pour extraire la matière et parvenir aux réservoirs d'hydrocarbures.

Cette opération consiste à faire des trous de formes cylindriques destiné principalement à exploiter les hydrocarbures qui se trouvent dans des riches poreuses de la série lithologique d'un bassin sédimentaire.

Le fluide de forage (la boue) est le paramètre le plus essentiel du forage, elle est considérée comme étant la première barrière de sécurité contre les éruptions dont la fonction principale de la voue est l'équilibre de la pression des fluides de formation par la pression hydrostatique. L'acheminement des hydrocarbures impose de connecter les réservoirs à la surface par des canaux reliés à des systèmes de pompage.

Les premiers forages de pétrole ont été réalisés en Allemagne en 1857. Mais l'opération qui eut un grand retentissement fut celle d'Edwin L.Drake en 1859 en Pennsylvanie pour l'extraction du pétrole à 23m de profondeur. [6]

A cet aspect notre travail est concentré essentiellement sur l'étude hydraulique du puits NHN-7 HAOUD-BERKAOUI Wilaya de OUARGLA.

On a commencé notre travail sur les généralités d'un forage pétrolier, Et puisque il s'agit d'un forage pétrolier, on a ensuite parlé dans le deuxième chapitre sur la formation du pétrole et sa genèse.

Pour procéder à forer un puits, il nous a fallut une caractérisation technique et une vaste connaissance sur les phases de forage et ces différentes étapes, ce dont on a parlé au cours du troisième chapitre.

Comme dernier chapitre, basé sur le contrôle d'une venue de gaz de notre puits NHN-7 avec la méthode wait and weight en passant par la neutralisation de la venue jusqu'à rendre stable l'état du puits.

# **Chapitre I : Généralités sur les forages**

**Introduction :**

Le forage, qu'il soit pétrolier ou gazier, consiste à enfoncer un train de tiges dans le sous-sol en y injectant une boue spéciale. Celle-ci va permettre de ramener à la surface des fragments de roches et des échantillons de gaz. Il faudra forer à plusieurs endroits pour mieux délimiter le gisement potentiel.

Les forages permettent de savoir si les prospects (hydrocarbures) contiennent du pétrole ou du gaz. Ces prospects peuvent être enfouis à des profondeurs très variables de quelques centaines de mètres jusqu'à 6000 m. Pour les atteindre, on creuse par étapes un trou de diamètre décroissant avec la profondeur.

L'objectif de ce chapitre est de présenter quelques notions liées au forage d'un puits ainsi que les équipements nécessaires pour l'exécution de ce dernier.

**I.1. Définition :****I.1.1. Pétrole :**

Sous ce nom (pétrole dérivant de *petrae* → pierre, *oleum* → huile = huile de pierre), on désigne un mélange complexe avec une faible quantité d'azote, d'oxygène, de soufre et d'hélium.

Chimiquement, le pétrole brut est un mélange de carbone et d'hydrogène ou hydrocarbures. Il se présente comme un liquide huileux le plus souvent brun-verdâtre, d'odeur d'essence ou aromatique ou encore désagréable provenant des composés sulfurés et de densité voisine de 0,8. Il ne se mélange pas à l'eau. [1]



**Figure I.1.** Echantillon illustratif du pétrole brut.

### I.1.2. Gaz :

Le gaz naturel, ou gaz fossile, est un mélange gazeux d'hydrocarbures constitué principalement de méthane, mais comprenant généralement une certaine quantité d'autres alcanes supérieurs, et parfois un faible pourcentage de dioxyde de carbone, d'azote, de sulfure d'hydrogène ou d'hélium. Naturellement présent dans certaines roches poreuses, il est extrait par forage et est utilisé comme combustible fossile ou par la carbochimie. [2]



**Figure I.2.** Centrale à gaz.

### I.1.3. Forage :

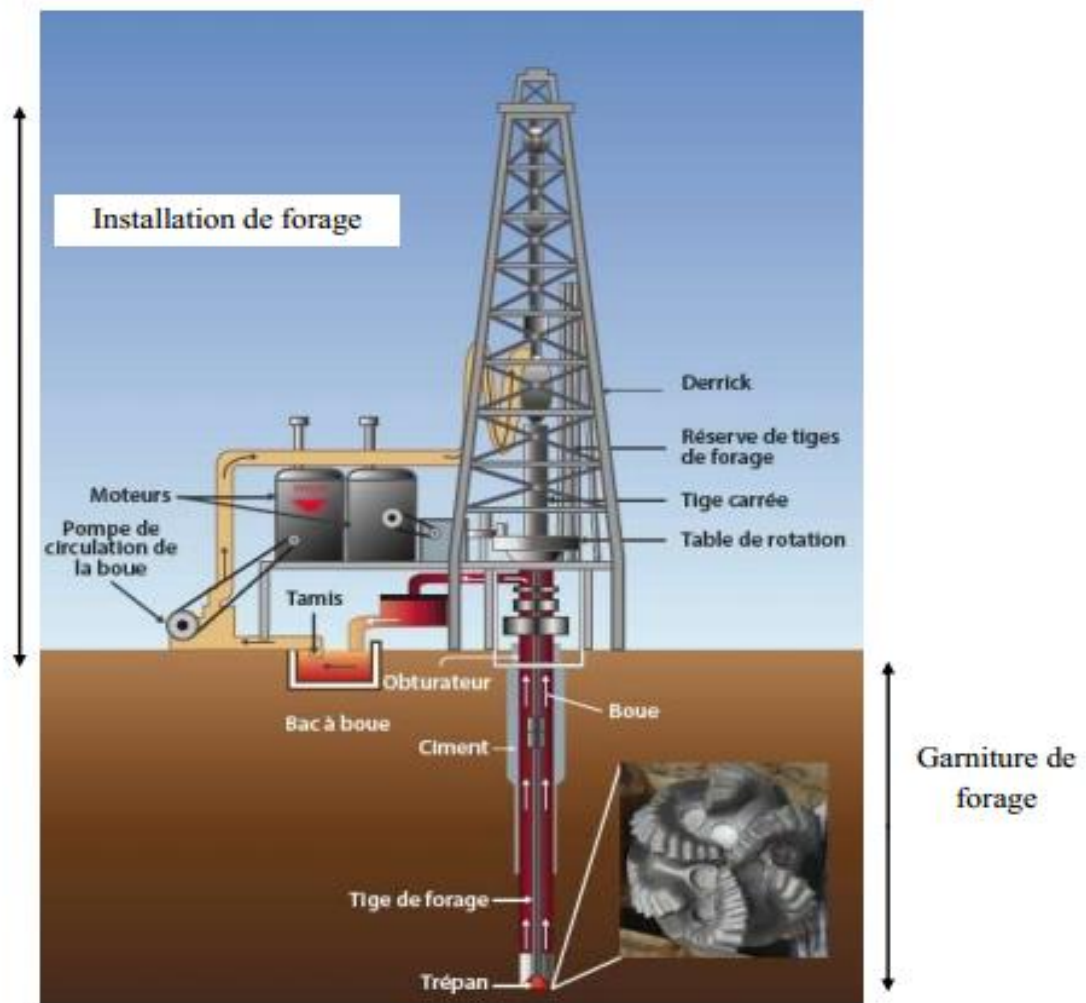
Pour extraire le pétrole que ça soit sur terre (exploration onshore), ou en mer (exploration offshore) un processus de forage est nécessaire.

Un forage est un ensemble de techniques qui permettent de creuser un puits dans le sous-sol, jusqu'à des profondeurs pouvant aller jusqu'à 6 kilomètres. Il nécessite un site de surface (ou plateforme) permettant d'installer l'appareil de forage, ses outils et ses équipements. Ceux-ci permettent de creuser profondément dans le sous-sol, de traverser plusieurs couches géologiques comme des sables, des calcaires ou des argiles, pour atteindre la zone pétrolière ciblée. Cela fonctionne en quelques sortes comme une perceuse géante. [4]

Il existe deux méthodes pour forer :

- Par rotation
- Par enfoncement





**Figure I.3.** L'installation d'un appareil de forage pétrolier. [3]



**Figure I.4.** Plateforme pétrolière Onshore.



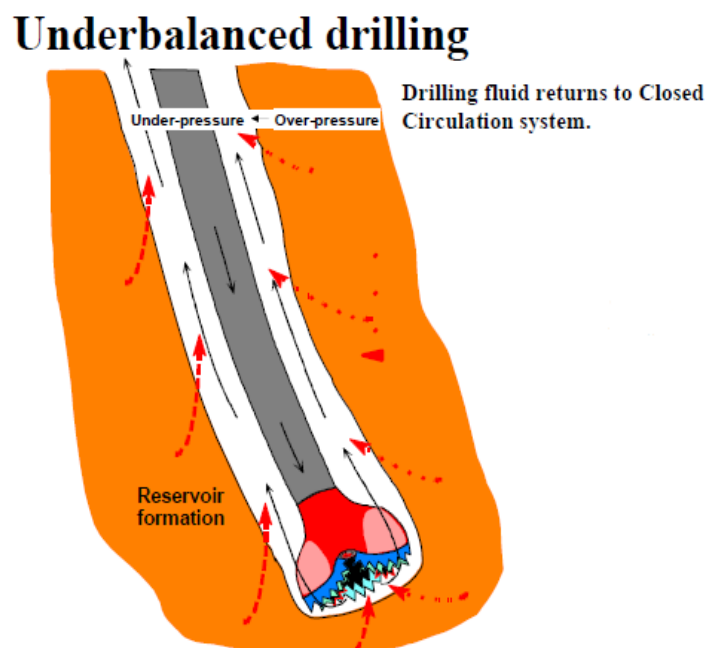
**Figure I.5.** Plateforme pétrolière Offshore.

Dans le monde du forage, on trouve trois méthodes de forage, underbalance, overbalance et atbalance.

***1.1.3.1. Forage en underbalance (UBD):***

L'UBD ou forage en dépression est une technique de forage qui permet d'avoir intentionnellement la pression de fond exercée par le fluide de forage inférieure à la pression dans les pores. Cette pression hydrostatique peut être réduite par addition, à la boue de forage, soit de l'air, gaz naturel ou d'azote.

Pression hydrostatique < Pression du réservoir



**Figure I.6.** Forage en underbalance.[3]

**I.1.3.2. Forage en overbalance (OBD) :**

Dans le forage conventionnel on applique une pression de fond supérieur à la pression de formation pour maintenir le fluide de formation en place, donc le puits est ouvert à l'atmosphère

Pression du réservoir < Pression hydrostatique

**I.1.3.3. Forage atbalance (ABD) :**

Là où la pression de fond de forage et la pression hydrostatique sont égaux

Pression du réservoir = Pression hydrostatique

**I.2. Les outils de forage :**

La pénétration de l'outil dans la roche est une première condition de destruction volumétrique des éléments de roche,

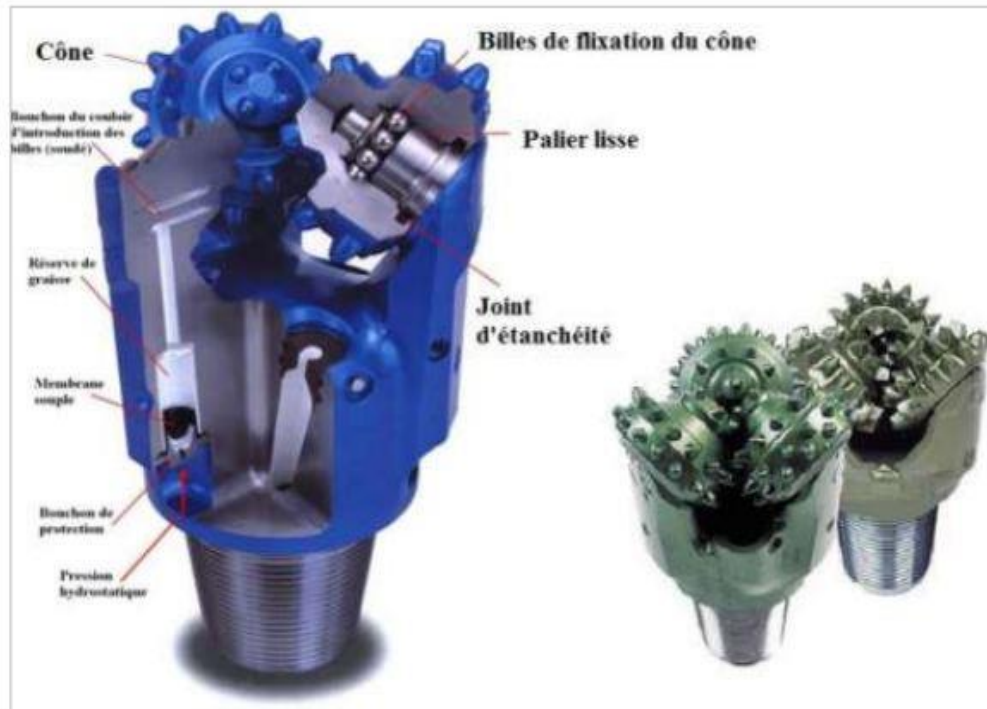
L'outil de forage est conçu pour forer les couches de terre pour arriver à la profondeur visée.

Pour obtenir un rendement optimal des outils de forage il faut réunir un ensemble de facteurs qui favorisent au mieux les conditions d'attaque de la roche par l'outil et qui protègent au mieux l'outil de son attaque par la roche.

Il est très important d'optimiser le temps de forage qui représente 30% du coût global d'un puits. Pour ce fait, le choix de l'outil qui répond aux exigences (vitesse d'avancement élevée et durée de vie importante) est impératif. Il existe une variété d'outils de forage dont on distingue deux (2) grandes classes :

**I.2.1. Outils tricônes (à molettes) :**

Un outil à molettes est constitué de trois (3) parties principales : les molettes, les roulements et le corps de l'outil. Les molettes présentent des rangées circonférentielles de dents s'intercalant entre les rangées de dents des cônes adjacents. Les dents sont soit en acier usinés dans le cône, soit de picots de carbure de tungstène sertis dans des perçages à la surface des cônes. [5]



**Figure I.7.** Les outils à molettes (tricône). [7]

Les outils à molettes ont été introduits dans le forage rotary en 1909 par H.R.HUGUES. Il existe plusieurs types d'outils à molettes ; les deux principaux sont les bicônes (2 cônes), et les tricônes (3 cônes). L'outil à trois (3) molettes (tricône) est le plus utilisé, les éléments de coupe font partie de la molette ; On en compte :

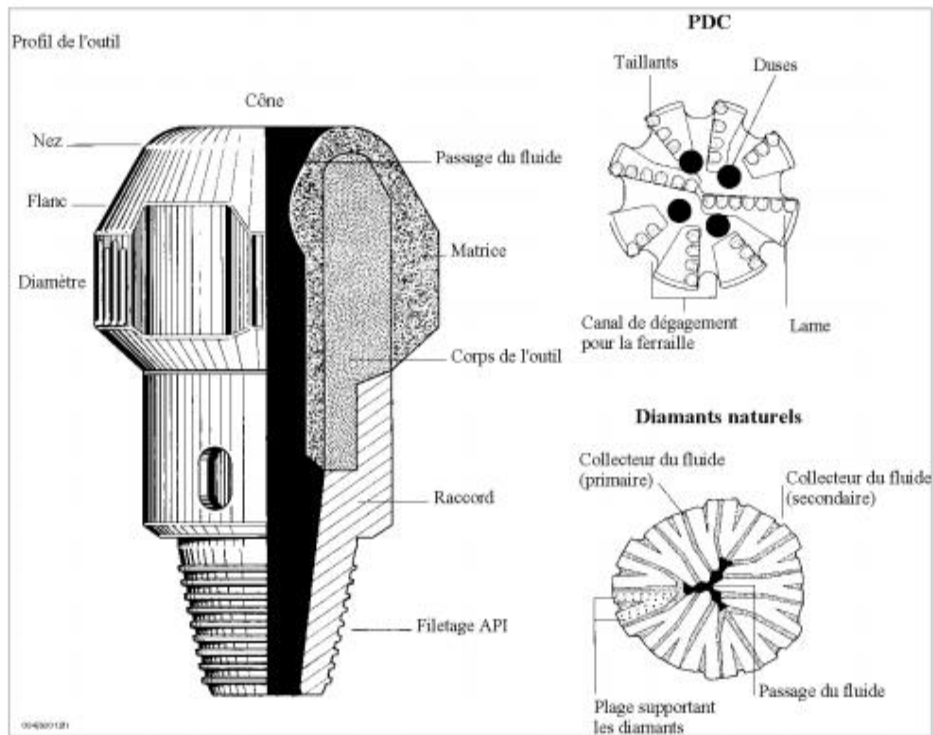
- Des dents usinées dans le cône.
- Des picots de Carbure de Tungstène emmanchés en force dans des perçages à la surface du cône.

### I.2.2. Outils monoblocs (à diamants) :

Les outils diamantés sont de deux (2) types, à diamant naturel ou synthétique (PDC : Polycristalline Diamond Compact, TSP : Thermally Stable Polycristalline).

Ces outils ont fait leur apparition vers 1870 pour la recherche du charbon. L'utilisation du diamant s'est étendue au forage pétrolier, pour le carottage en 1930. Les outils à diamant sont utilisés pour forer les formations très dures et abrasives. Les propriétés du diamant sont les suivantes :

- C'est le matériau le plus dur, sa résistance à l'écrasement est très élevée. Elle est deux (2) fois plus importante que celle du carbure de Tungstène, et dix (10) fois plus que celle de l'acier.
- Il est le plus résistant à l'usure (dix (10) fois plus que le Carbure de Tungstène) [5]



**Figure I.8.** Outils monoblocs. [7]

### I.3. Les fonction de forage :

Dans un forage quiconque, on trouve trois fonctions indispensables suivantes :

#### I.3.1. Fonction levage :

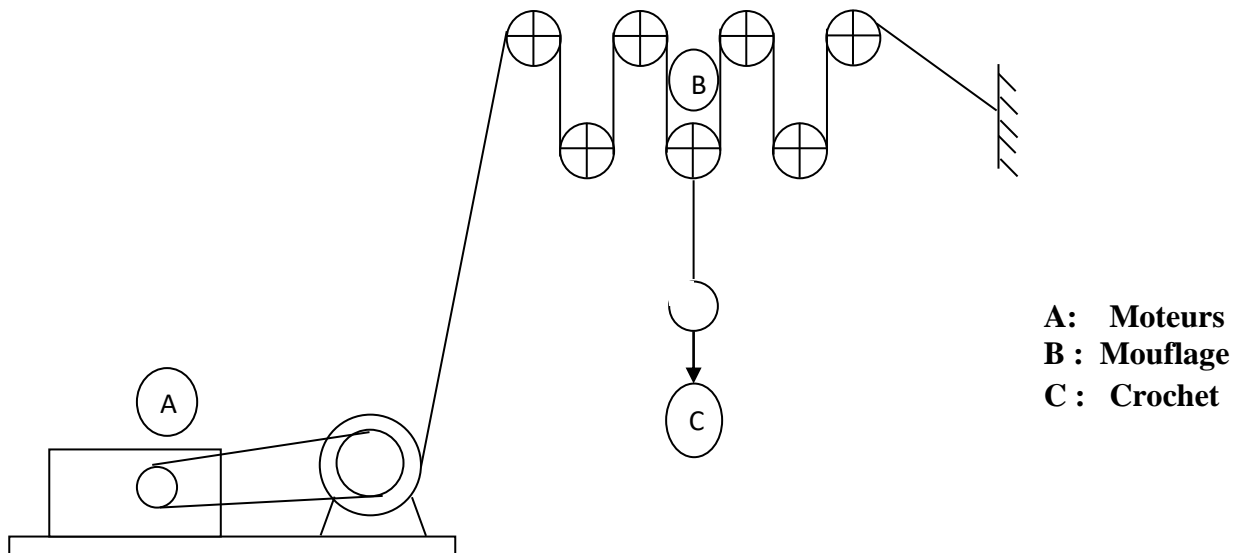
Le processus de montée de la colonne de forage hors du puits comprend une série d'opérations cycliques se répétant systématiquement, qui sont les suivantes:

- Montée de toute la colonne de forage sur une longueur dépassant de peu la longueur de train de tige.
- Arrêt de la colonne de forage en position suspendu.
- Pose de la colonne de forage sur la table de rotation et de libération du train de tiges monté de la charge de traction.
- Dévissage de train de tiges de colonne de forage et pose de celui-ci à l'intérieur du chantier de forage.
- Descente du crochet décharge et de l'élévateur pour accrocher la colonne de forage. [7]

Le mécanisme de levage représente sur la figure suivante se compose d'un mouflage et d'un treuil actionné d'un mécanisme d'entraînement.

La grue est constitué de :

- Le treuil de forage
- Le mouflage
- Le mât



**Figure I.9.** Schéma de la grue. [7]

### I.3.2. Fonction rotation :

Pour assurer la rotation de l'outil pendant le forage d'un puits du pétrole et effectués plusieurs opérations nécessaires sur le plancher on a recours à un système de rotation.

- Ce système comprend deux équipements essentiels :
  - La table de rotation
  - La tête d'injection

#### 1. Table de rotation :

Les tables de rotation sont destinées à l'entraînement d'une colonne de forage suspendue verticalement ou bien à la réception du couple moteur à réaction de la colonne, créée par le moteur d'attaque.

Elle sert aussi à soutenir en l'air une colonne de forage ou du tubage qui est logée sur la table et retenue par l'élévateur ou les coins. On utilise encore au dévissage des trains de tiges au cours de la montée de la colonne, ainsi qu'aux opérations de repêchage et auxiliaires.

La table de rotation se compose de deux parties :

- Partie mobile
- Partie fixe

La partie fixe constitué le bâti de la table, elle sert aussi comme un carter d'huile ou sont lubrifiées par barbotage les pièces d'usures de la partie mobile.

La partie mobile comprend une couronne dentée circulaire appelée « grande couronne » cette couronne est attachée par pignon d'attaque monté sur l'extrémité d'un arbre à l'aide d'une roue à chaîne de l'autre extrémité.

Cet arbre repose sur deux roulements à billes, l'un simple et l'autre comme roulement buté.

Le fonctionnement d'une table de rotation est très simple.

Le pignon d'attaque qui est entraîné par l'arbre d'attaque à partir d'une roue à chaîne entraîne avec le lui couronne dentée qui fait tourner la partie mobile de la table qui entraîne à son tour la colonne de forage au moyen d'une tige carrée au hexagonale. [7]

#### 2. Tête d'injection :

La tête d'injection représente le mécanisme qui relie la partie mobile d'une installation de forage à la partie fixe.



En effet la tête d'injection qui est suspendue d'un côté au crochet de levage et de l'autre côté vissé à la tige carrée, elle sert :

- De palier de roulement à l'ensemble du train de tige pendant le forage
- Elle assure le passage de la boue de forage venant d'une conduite fixe (Flexible d'injection) dans une conduite animée d'un mouvement de rotation (train de sonde).

Une tête d'injection comprend une partie mobile reposant par l'intermédiaire d'un roulement à bille principal sur une partie fixe.

L'étanchéité dans ce point est assurée par une garniture spéciale.

Il est prévu aussi sur la partie inférieure de la tête d'injection et pour empêcher l'huile de s'échapper des presse-étoupes. [7]

### **I.3.3. Circulation :**

Un des éléments essentiels d'un appareil de forage est celui qui nous pouvons appeler le système de circulation ou plus spécialement sur certaines sondes la circulation de boue. Il a été mentionné que pour faire fonctionner le système rotary.

Il est nécessaire de faire circuler un fluide par l'intérieur des tiges, puis autour de l'outil, puis faire ramené par l'espace annulaire entre les tiges et la paroi du trou ou du tubage.

Le but principal de cette circulation est de maintenir le plan de travail de l'outil propre pour lui permettre en permanence d'attaquer une surface nette, ses autres fonctions relèvent du domaine de la lubrification et du refroidissement de l'outil, du maintien des parois du trou de telle sorte qu'elle ne s'éboule pas.

Ce système de circulation qui se compose de quelques éléments formant un circuit fermé oblige la boue de forage à suivre un chemin qu'on peut décrire comme suit :

Les pompes refoulent dans les conduites de refoulement la boue aspirée d'un bac, cette boue monte à travers un flexible jusqu'à la tête d'injection, passe à travers celle-ci descend à l'intérieur du puits, elle sort par le trépan et monte à travers l'espace annulaire, arrivée ensuite à la surface passe par un système de filtration constitué de tamis vibrant et bassin de décantation, arrive ensuite au bassin d'aspiration où elle est de nouveau aspiré.

L'équipement essentiel d'un système de circulation est la pompe, cette pompe est de type à piston entraîné par deux moteurs électriques, elle peut être et en fonction de quelques paramètres, soit triple à simple effet ou duplexe à double effet.

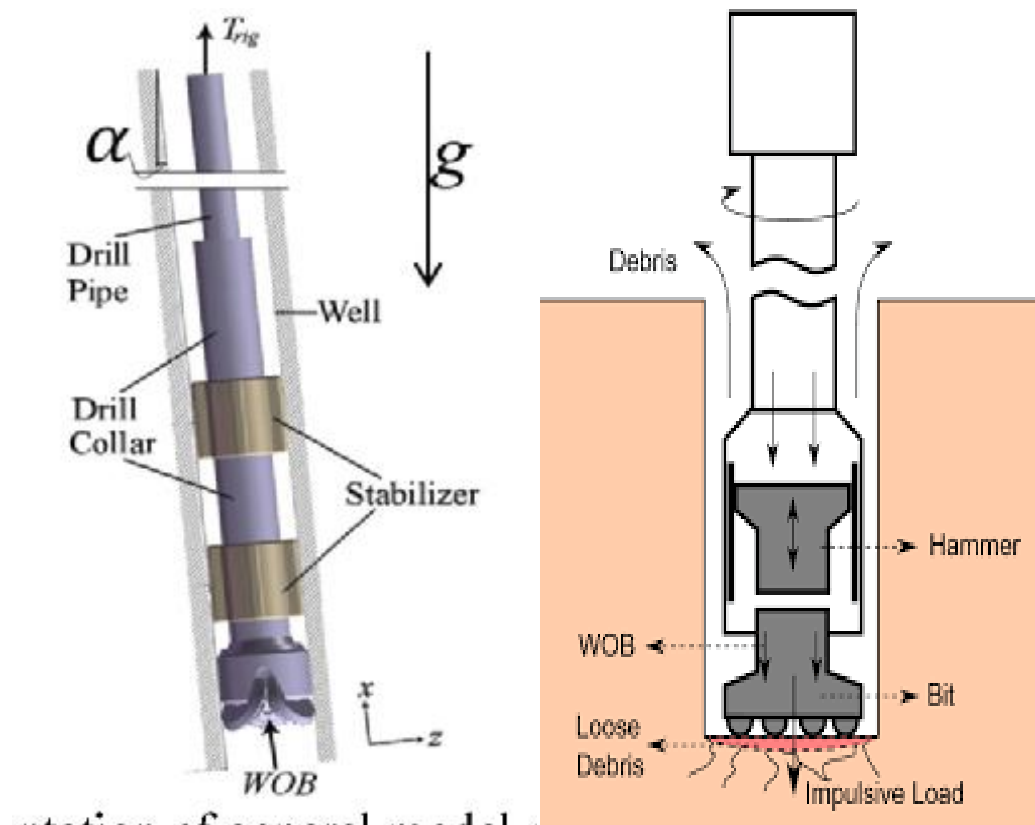
Il est à noter aussi pour régulariser le débit de refoulement toutes les pompes sont munies d'un amortisseur de pulsation. [8]

### **I.4. Poids sur l'outil (WOB) :**

WOB tel qu'exprimé dans l'industrie pétrolière, est la quantité de force vers le bas exercée sur le trépan de forage suivant son axe de rotation. Cette force dépend du poids de la garniture de forage, et de la tension du câble de soutien de la garniture.

Les grandeurs usuelles de WOB s'étendent entre 10kN et 103kN.

Le wobest fourni par des colliers de forage, qui sont des pièces tubulaires à paroi épaisse usinées à partir de barres solides d'acier, généralement de l'acier au carbone ordinaire, mais parfois d'un alliage nickel-cuivre non magnétique ou d'autres alliages non magnétiques de qualité supérieure. La gravité agit sur la grande masse des colliers pour fournir la force descendante nécessaire pour briser efficacement la roche.



**Figure I.10.** Illustration du WOB.

#### I.4.1. Les tiges de forage (DP) :

Une tige de forage est un tube cylindrique d'une dizaine de mètres de longueur, de faible diamètre, à paroi épaisse, et fabriqué en acier. [9]

Ce sont des tiges qui 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 et de provoquer la retombée des parois du puits et la déviation de ce dernier.

Ce sont les raisons pour lesquelles 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 assurée par les masse-tiges.





**Figure I.11.** Les tiges de forage.

#### **I.4.2. Les tiges lourdes (HWDP) :**

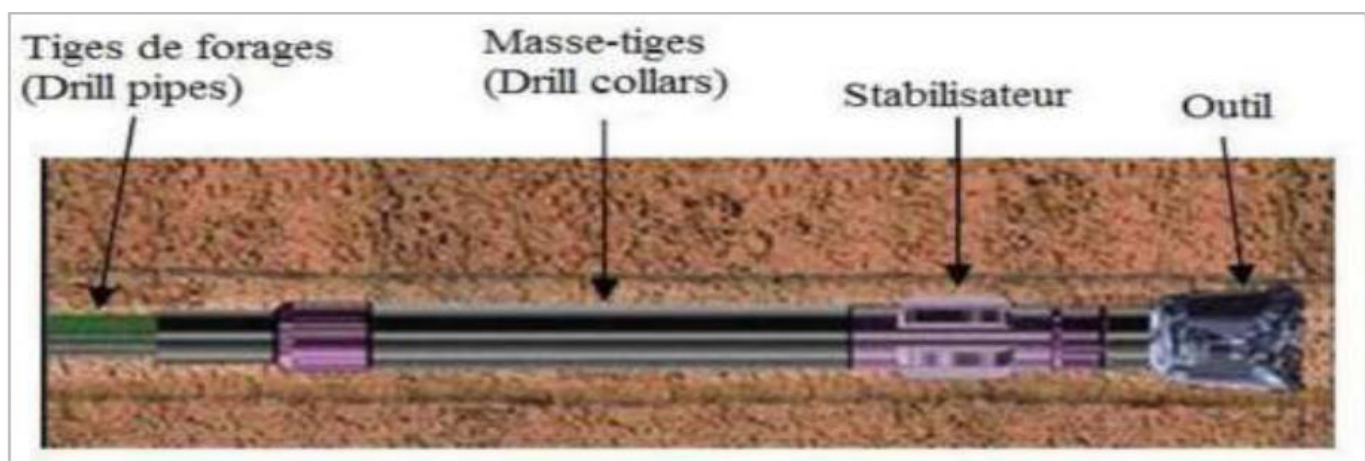
Elles sont plus rigides que les tiges et moins rigides que les masse-tiges. Intercalées entre les unes et les autres, elles évitent la rupture de tiges. [10]

#### **I.4.3. Les masse-tiges (DC) :**

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 à la compression.

#### **I.4.4. Les stabilisateurs :**

Ils ont un diamètre presque égal à celui de l'outil. Intercalés entre les masse-tiges, ils les maintiennent droites dans le puits, évitent leur flexion et la déviation du puits.



**Figure I.12.** Tiges et stabilisateur.

### I.5. La cimentation :

La cimentation d'un tubage dans un forage est une opération capitale pour la préservation de la qualité des eaux souterraines et la longévité de l'installation. Qu'il s'agisse d'isoler différentes formations ou simplement de protéger la tête de forage contre les éventuelles pollutions par la surface, il faut procéder à une cimentation de l'espace annulaire sur une profondeur de quelques mètres à plusieurs dizaines de mètres [11].

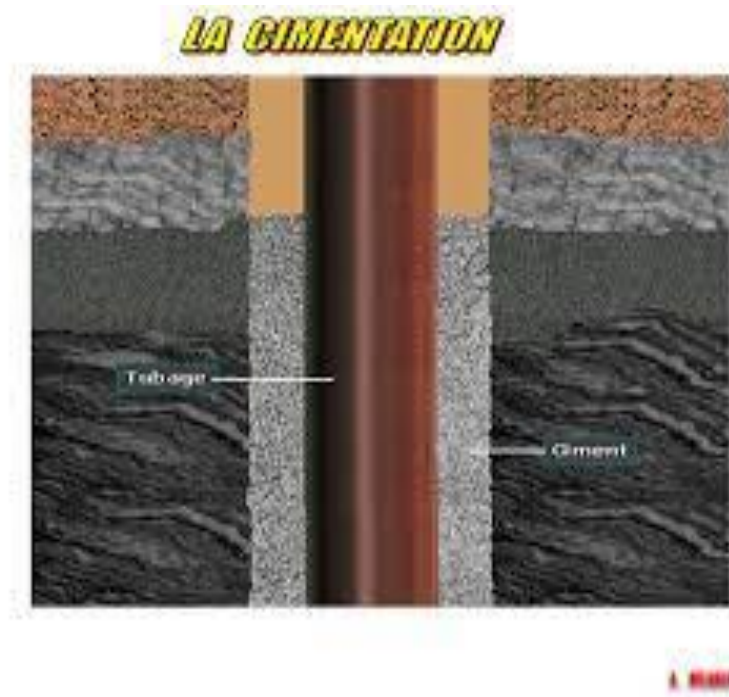
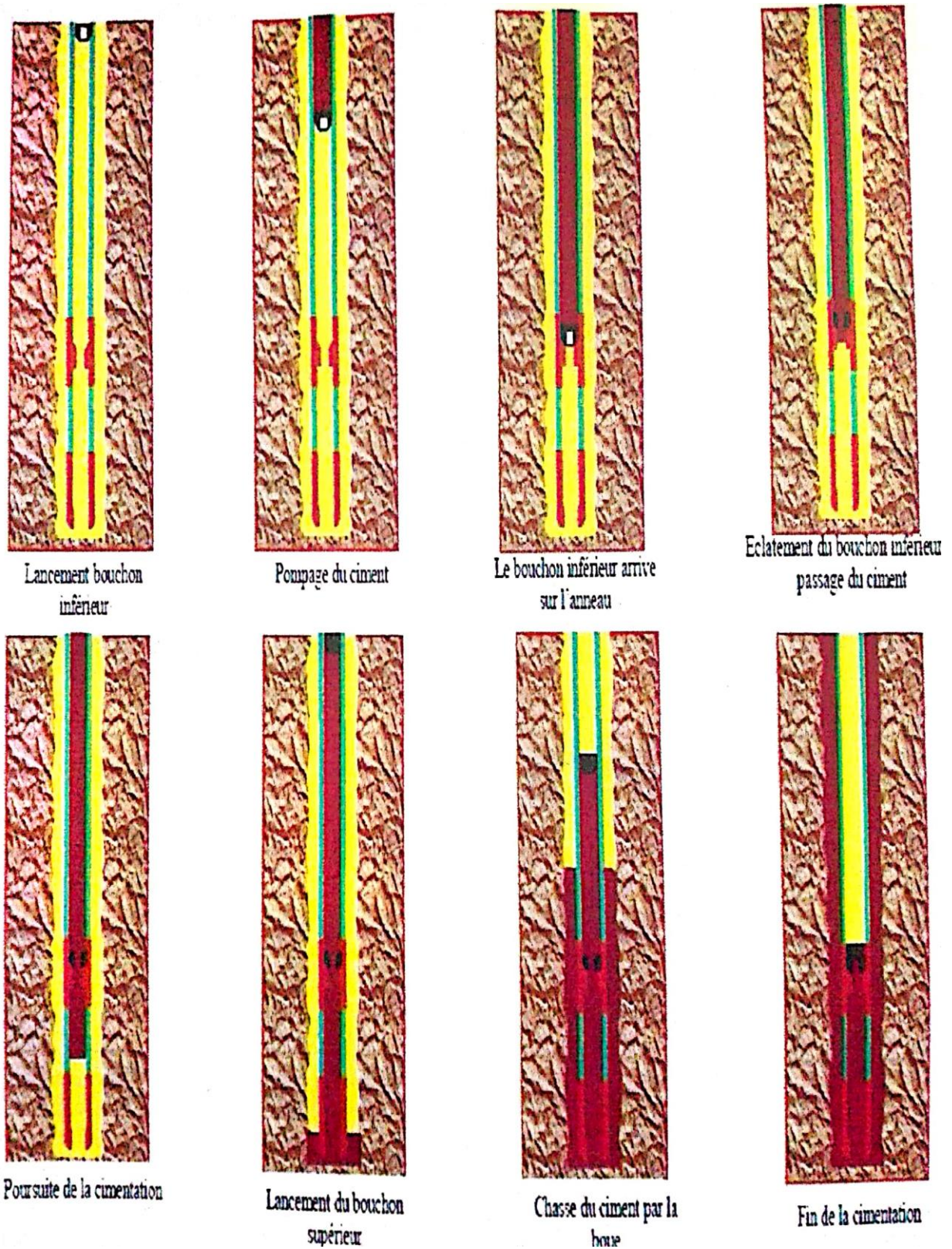


Figure I.13. La cimentation.



### I.5.1 Procédure de la cimentation :

La cimentation passe par différentes étapes, la figure suivante résume toutes les étapes à suivre :



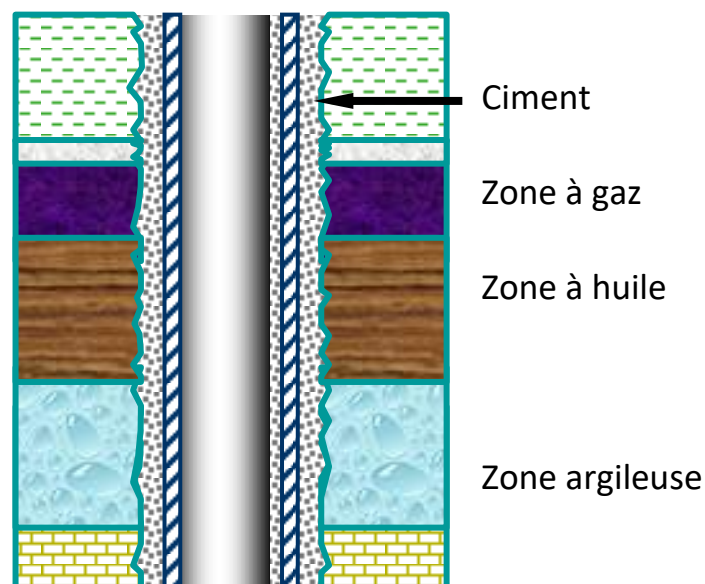
**Figure I.14.** Étapes de cimentation. [12]

### I.5.2 Objectifs de la cimentation :

Les principaux objectifs de la cimentation sont les suivants :

- Ancrer la colonne
- Prévenir le dévissage des tubes pendant le forage
- Canaliser en surface les fluides exploités
- Eviter la pollution des nappes phréatiques
- Réaliser la séparation entre les différentes couches productrices pouvant contenir des fluides différents à des pressions différentes
- Fermer les couches à haute pression pour éliminer les risques d'éruption
- Protéger les colonnes contre les agents chimiques et la corrosion électrochimique. [12]

Il faudra donc obtenir la meilleure étanchéité possible derrière la colonne de tubage.



**Figure I.15.** Cimentation d'un puits. [12]

### I.6. Le tubage (CASING) :

Puisque la cimentation ne peut jamais être réalisée avant la mise en place d'un tube spécial dans le trou préalablement foré, il est nécessaire d'identifier les fonctions de base de casing string et de présenter l'importance de celui-ci pour la poursuite du forage ou pour la mise en exploitation d'un puits. (Annexe 1)

Le choix des tubages aussi bien en ce qui concerne leur diamètre que leur résistance est conditionné par plusieurs facteurs : [13]

- Profondeur prévue ;
- Les pressions attendues ;
- Le type d'effluent attendu : gaz ou huile ;
- Les risques de corrosion.

### **I.6.1. Les différentes colonnes de tubage :**

Dans un forage, il existe plus au moins quatre à cinq phases bien visées selon la géologie et la profondeur du puits

#### **. Tube guide :**

Installé à une profondeur de 5 à 15 mètres, il permet de :

- maintenir les formations de surface non consolidées (sables) ;
- canaliser la boue vers la goulotte ;
- guider l'outil en début de forage.

#### **.Colonne de surface :**

Sert à :

- isoler les eaux contenues dans les couches supérieures ;
- maintenir les terrains de surface ;
- supporter les têtes de puits avec les colonnes suivantes ancrées dedans ;
- supporter les équipements d'obturation du puits.

#### **.Colonne technique :**

De profondeur variable selon les difficultés rencontrées, elle permet :

- d'éviter de poursuivre un forage dans un découvert présentant des risques (éboulements) ;
- d'isoler les formations contenant des fluides sous fortes ou faibles pressions ;
- d'éviter la rupture des terrains autour du sabot de la colonne de surface en cas d'éruption.

La profondeur et le nombre des colonnes techniques dépendent, entre autres, des pressions rencontrées dans la phase suivante. La résistance des formations au droit de son sabot doit être suffisante pour résister à ces pressions.

#### **.Colonne de production :**

Elle est indispensable dans le cas d'un puits producteur. Elle permet de :

- isoler la formation productrice des autres formations ;
- mettre en œuvre le matériel de production.

Elle devra présenter toutes les garanties d'étanchéité et de longévité.

Le choix des tubes et des connexions sera déterminé en fonction du type d'effluent attendu (huile ou gaz).

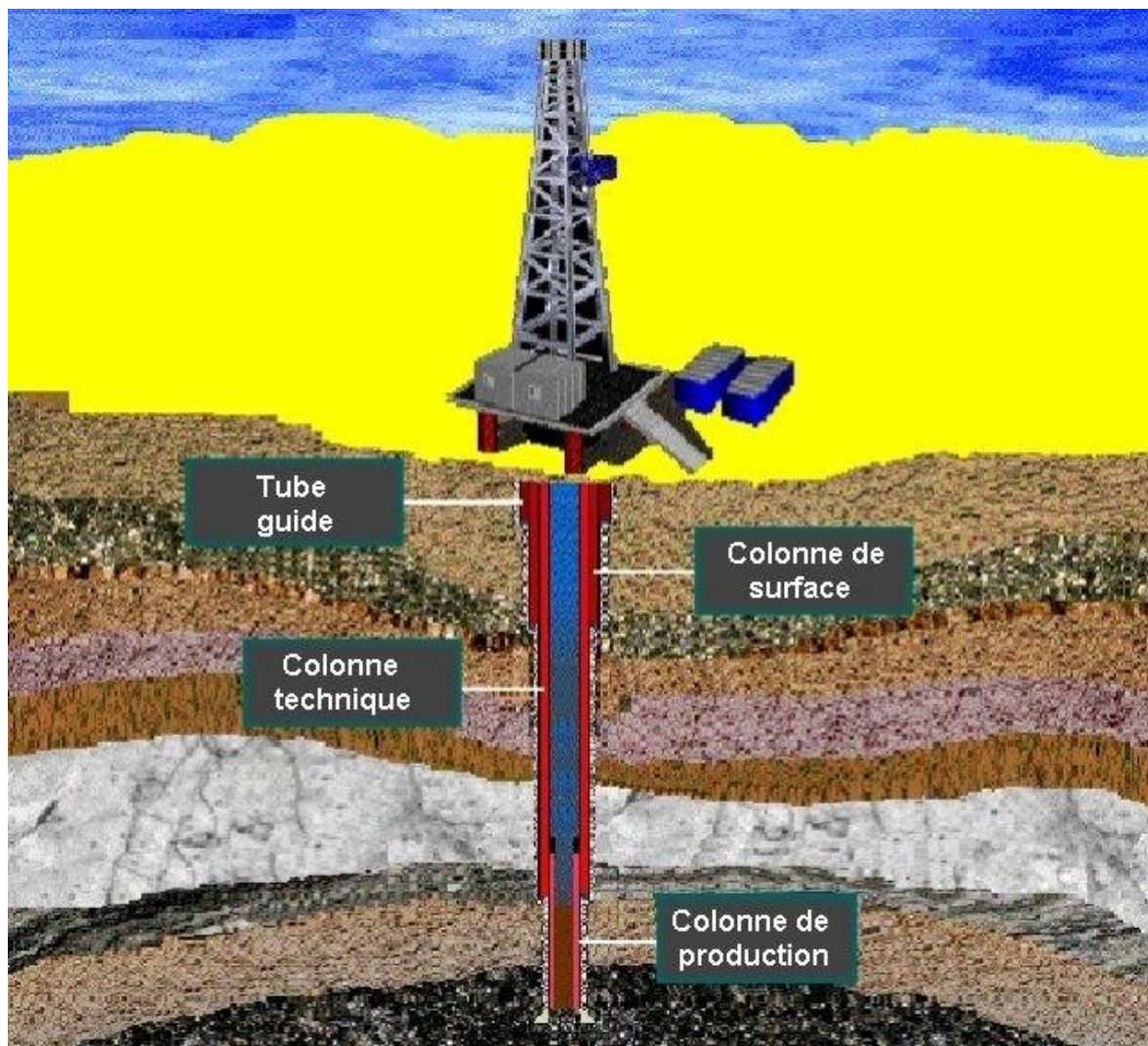


**.Colonne perdue (liner) :**

Suspendue à la base de la colonne précédente, elle peut jouer le même rôle qu'une colonne technique ou une colonne de production.

La descente de cette colonne est beaucoup plus économique que celle d'une colonne complète, mais cette solution n'est pas réalisable dans tous les cas, en particulier dans les puits à forte pression.

Elles sont montrées dans la figure ci-dessous :



**Figure I.16.** Les différentes colonnes de tubage. [14]

**I.6.2. Les différentes dimensions du tubage :**

Les tubes sont normalisés pour relier deux tubes on doit respecter les dimensions tel que le tableau ci-dessous indique [14]:

**Tableau I.1.** Les différentes dimensions des cinq '5' phases du forage du puits NHN-7

phases	Diamètre de trou	Diamètre de tubage	Nom de la colonne
<b>Phase 26''x 18''<sup>5</sup>/<sub>8</sub></b> <b>Phase de démarrage</b>	26''	18'' <sup>5</sup> / <sub>8</sub>	Tube guide
<b>Phase 16'' x 13''<sup>3</sup>/<sub>8</sub></b>	16''	13'' <sup>3</sup> / <sub>8</sub>	Colonne de surface
<b>Phase 12''<sup>1</sup>/<sub>4</sub> x</b>	12'' <sup>1</sup> / <sub>4</sub>	9'' <sup>5</sup> / <sub>8</sub>	Colonne technique
<b>Phase 8''<sup>1</sup>/<sub>2</sub> x 7''</b>	8'' <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	7''	Colonne de production
<b>Phase 6'' x 4''<sup>1</sup>/<sub>2</sub></b>	6''	4'' <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	Colonne de production

### **I.7. Les moyens de protection en cour de forage :**

La protection du puits est primordial surtout lors d'une venue d'un fluide de formation, pour cela on trouve deux barrières tels que : [13]

#### **I.7.1. La boue de forage :**

Le fluide de forage est un système composé de différents constituants liquides (eau, huile) et/ou gazeux (air ou gaz naturel) contenant d'autres additifs minéraux et organiques notamment des argiles, des polymères et des déblais. Elle est considérée comme étant la première barrière de sécurité contre les dangers de forage et surtout contre les éruptions, son rôle est de nettoyer le puits et d'équilibrer les pressions des fluides.[15]

#### **I.7.2. La tête de puits :**

Dans l'extraction du pétrole et du gaz naturel, désigne un ensemble de vannes, robinets, bobines et pièces d'ajustages appliqué sur un puits de pétrole, un puits de gaz, un puits d'injection d'eau, un dispositif de forage d'eau, un système d'injection de gaz, un puits de condensation ou tout autre type de puits.[9]



**Figure I.17.** La tête de puits.

Lorsqu'un fluide (gaz, pétrole ou l'eau) sort de la roche dans laquelle il s'introduit dans le puits, on dit que c'est une venue. Il faut fermer immédiatement la vanne, sinon le fluide chasse la boue et remonte dans le puits si il atteint une certaine hauteur il devient difficile à contrôler.

### **I.7.3. Rôles des boues de forage :**

- ***Refroidir et lubrifier l'outil :***

La chaleur de l'outil provient du son frottement avec la formation .Le fluide de forage circule à grande vitesse à travers les duses de l'outil et élimine une grande partie de cette chaleur et elle crée une couche mince sur les parois du forage ce qui réduit les frottements.

La température augmente en descendant vers les grandes profondeursce qui nous force à augmenter le débit pour refroidir l'outil.

- ***Transporter les déblais forés hors du trou :***

Si on ne transporte pas déblais le train de tiges restera coincé, donc le nettoyage des trous est essentiel.

- ***Garder les déblais en suspension lorsque la circulation est arrêtée :***

La circulation de fluide est souvent arrêter pour une courte ou une grande durée par exemple pendant la réparation. Le fluide de forage est conçu comme un gel dans le but de garder les déblais en suspension jusqu'à ce que la circulation reprenne.

- ***Sceller les formations perméables :***

Le problème avec la formation perméable est la perte partielle ou totale de la boue.Cependant la boue est conçue pour sceller les parois de puits avec une mince couche (filtre cake) pour limiter les pertes de la boue.

- ***Contrôler les pressions de formation :***

Les formations poreuses contiennent des pores remplis des hydrocarbures, qui sont pressurisés par les mouvements tectoniques et le poids de la formation. La densité de la boue est faite de sorte que la pression hydrostatique exercée par la boue soit légèrement supérieure à la pression de la formation.



$$P_f < P_h = d \times Z / 10.2 \quad (\text{I.4})$$

- **Stabiliser le puits de forage :**

La pression hydrostatique de la boue applique un pousse latéral sur les parois ce qui empêche le puits de s'effondrer.

#### I.7.4. Caractéristiques des boues de forage :

Elles possèdent certaines caractéristiques qui font qu'elles ont un impact direct sur l'outil de forage.

- **Densité :** Sert à alourdir la boue pour augmenter la pression hydrostatique dans le puits et éviter l'intrusion d'un fluide ou le fluage des argiles.

- **Viscosité :** Elle permet à la boue de déplacer les déblais.

- **Le filtrat :** Eau qui pénètre dans la formation pour permettre le dépôt d'une couche de solides, appelée « cake » qui cimente les parois du puits. [16]

#### I.8. Classification des appareils de forage :

Selon l'ENSPM (Ecole nationale supérieure du pétrole et des moteurs) La classification des appareils de forage se fait en première approche par la capacité de profondeur de forage maximale.

Donc chaque appareil de forage est conçu pour forer dans une gamme de profondeur donnée.

On peut classer schématiquement, pour des tiges de forage de 4" <sup>1</sup>/<sub>2</sub> comme suit :

**Tableau I.2.** Classification des appareils de forage selon la capacité de profondeur maximale.

Appareils légers	moins de 2000 m
Appareil moyens	de 2000 à 3000 m
Appareils lourds	de 3000 à 5000 m
Appareils ultralourds	plus de 5000 m

Ces performances de profondeur se traduisent par un poids au crochet de levage compte tenu des poids des garnitures et des casings.

En prenant en compte les temps de manœuvre communément acceptés, on peut évaluer la puissance maximale que devra développer le treuil de forage (Drawworks).

C'est pour cela que dans la profession lorsque l'on veut déterminer un appareil de forage, on ne s'intéresse qu'à la puissance du treuil. Cette caractéristique rejoint la classification en profondeur

et est même explicitée d'une manière très pragmatique par les anglo-saxons par la règle du pouce suivante : pour 100 pieds de forage, il faut 10 HP de puissance. [8]

Pour les catégories d'appareils cités précédemment, cela donne donc :

**Tableau I.3.** Classification des appareils de forage selon la puissance.

Appareils légers	650 HP
Appareils moyens	1300 HP
Appareils lourds	2000 HP
Appareil ultralourds	3000 HP

D'une manière générale, un appareil lourd est équipé de deux pompes 1600 HP (1200 KW) tandis qu'un appareil léger est équipé de deux pompes 800 HP (600 KW). [8]

### **Conclusion :**

Dans ce chapitre on a présenté un aperçu sur quelques définitions liées au forage ainsi le rôle et les différentes fonctions des équipements d'un appareil de forage à savoir la fonction de levage, rotation, le circuit à boue et l'opération de cimentation ainsi que la classification des appareils selon leurs capacités.

L'objectif principal du forage est la réalisation d'un puits selon le programme fourni dans le but de l'exploitation des fluides en place dans la roche à une certaine profondeur, comme les hydrocarbures.

Après une étude géo-sismique on fait le choix de la composition de la garniture de forage afin d'éviter toutes pertes humaines ou environnemental et minimiser le coût de l'opération.

# **Chapitre II : Formation et genèse du pétrole**

## **Introduction :**

Le pétrole est un combustible fossile dont la formation date d'environ 20 à 350 millions d'années. Aussi appelé « huile » ou « pétrole brut », il provient de la décomposition d'organismes marins (principalement de plancton) accumulés dans des bassins sédimentaires, au fond des océans, des lacs et des deltas. [17]

La transformation de la matière organique en pétrole se fait en passant par une substance intermédiaire appelée kérogène. Le pétrole produit peut ensuite se trouver piégé dans des formations géologiques particulières, appelées « roches-réservoirs » constituant les gisements pétrolifères « conventionnels » exploités de nos jours.

Dans ce présent chapitre nous allons présenter les différents mécanismes de formation des hydrocarbures à savoir réservoir conventionnel et non conventionnel.

## **II.1. Formation de pétrole :**

### **II.1.1. Accumulation de la matière organique :**

La matière organique est issue d'êtres vivants (plancton, végétaux, animaux, etc.). Composée pour l'essentiel de carbone, d'hydrogène, d'azote et d'oxygène, elle forme ce que l'on appelle « la biomasse ». Cette biomasse est généralement détruite par des bactéries mais une faible partie (moins de 1 %) se dépose au fond de milieux aquatiques. [17]

Dans cet environnement pauvre en oxygène, la matière organique est en partie préservée. Elle se mélange ensuite à des matières minérales (particules d'argiles ou sables fins), créant ainsi des boues de sédimentation. Celles-ci s'accumulent par couches successives sur des dizaines voire des centaines de mètres. [17]

### **II.1.2. Formation du kérogène :**

Au début de la sédimentation jusqu'à une profondeur d'environ 1 000 mètres sous le plancher océanique, la matière organique contenue dans les boues de sédimentation subit une transformation sous l'action de bactéries anaérobies (vivant en milieu privé d'oxygène). Elles en extraient l'oxygène et l'azote, aboutissant à la formation de kérogène. Il s'agit d'un composé solide disséminé sous la forme de filets au sein des sédiments, contenant surtout du carbone et de l'hydrogène. [18]

### **II.1.3. Mutation du kérogène en pétrole :**

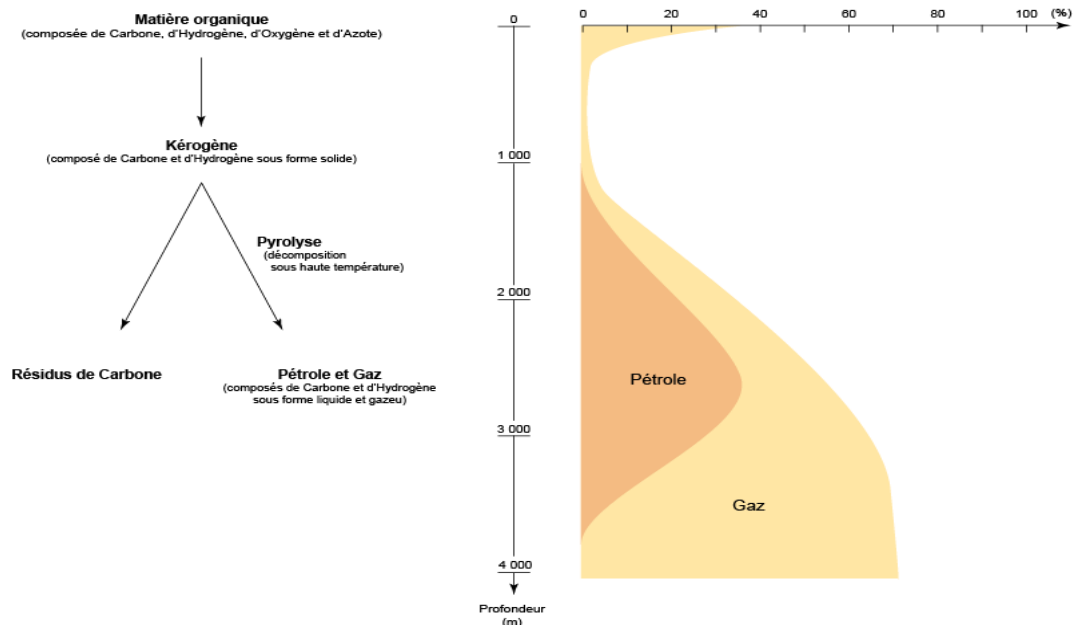
Par leurs propres masses et à la suite de leur couverture par de nouveaux dépôts, les couches sédimentaires s'enfoncent naturellement dans la croûte terrestre. Au cours de ce phénomène et au-delà de 1 000 mètres de profondeur sous le plancher océanique, les résidus minéraux des boues de sédimentation se solidifient en une roche relativement imperméable. Appelée « roche-mère », cette formation piège le kérogène. [19]

La roche-mère subit également un enfouissement. Le kérogène est donc soumis à des pressions et des températures géothermiques de plus en plus élevées, augmentant d'environ 3°C tous les 100 mètres. À une température supérieure à 60°C, ce qui correspond à un enfouissement d'environ 1 500 à 2 000 mètres, le kérogène subit un craquage thermique, appelé également

« pyrolyse ». Cette transformation chimique élimine l'azote et l'oxygène résiduels pour laisser de l'eau, du CO<sub>2</sub> et des hydrocarbures, molécules exclusivement composées de carbone et d'hydrogène. Le mélange d'hydrocarbures liquides est appelé pétrole brut. [19]

Des hydrocarbures sous forme gazeuse (méthane) sont également générés lors de la transformation du kérogène. La proportion de gaz au sein de la roche-mère s'avère d'autant plus élevée que la durée et la température de transformation du kérogène sont importantes :

- entre 60° et 120°C (entre 2 000 à 3 000 mètres de profondeur), le kérogène produit principalement du pétrole et une faible quantité de gaz ;
- à partir de 120°C (soit 3 000 mètres), la production de pétrole à partir du kérogène devient insignifiante. Les hydrocarbures liquides présents dans la roche-mère sont à leur tour transformés en molécules de gaz sous l'effet de la température et de la pression ;
- au-delà de 150°C (soit un enfouissement supérieur à 4 000 mètres), il ne se forme plus que du gaz. [19]



**Figure II.1.** Types d'hydrocarbures générés à partir du kérogène en fonction de la profondeur d'enfouissement. [19]

#### II.1.4. Le cas des schistes (réservoir non conventionnel) :

Lorsque la roche-mère n'est pas suffisamment enfouie, le kérogène qu'elle contient ne subit pas de pyrolyse. Appelé schiste bitumineux, il s'agit d'un combustible fossile arrêté au stade d'« avant-pétrole » dans le processus de maturation du kérogène.

Par un procédé industriel, les schistes bitumineux peuvent être transformés en pétrole en subissant une pyrolyse (à 500° C pour accélérer la maturation du kérogène). [20]

Le gaz de schiste et l'huile de schiste sont des hydrocarbures contenus dans des roches sédimentaires argileuses qui combine les propriétés d'être à la fois « roche mère » et « roche réservoir », situées entre 1 et 3 kilomètres de profondeur, qui sont à la fois compactes et imperméables.

#### ***II.1.4.1. Le gaz de schiste :***

C'est un gaz "non conventionnel", c'est à dire un gaz qui se trouve piégé dans la roche et qui ne peut pas être exploité de la même manière que les gaz contenus dans des roches plus perméables. Son exploitation nécessite le plus souvent des forages horizontaux et une fracturation hydraulique de ces roches profondes.

Il y a une quinzaine d'années, on ignorait comment exploiter ce gaz contenu dans ces formations géologiques.

Ce gaz est aujourd'hui extrait en grande quantité aux États-Unis où il représente 12 % de la production locale de gaz contre seulement 1 % en 2000. En Europe et notamment en France, l'évaluation de ce type de ressources démarre à peine. Selon certains experts, les réserves mondiales de gaz de schiste seraient 4 fois plus importantes que les ressources en gaz conventionnel

#### ***II.1.4.2. L'huile de schiste :***

Il s'agit de pétrole contenu dans une roche que les géologues appellent « roche mère ». Cette roche mère était initialement un sédiment marin très riche en matière organique (comme par exemple le plancton). Avec l'enfouissement au cours des temps géologiques, la matière organique sous l'effet d'un accroissement de la température s'est transformée en pétrole qui imprègne la totalité du sédiment devenu une roche microporeuse et imperméable (c'est-à-dire dont les pores de taille microscopique ne communiquent pas entre eux).

Une partie du pétrole contenu dans la roche mère a été expulsée et a migré vers le haut jusqu'à rencontrer une roche magasin (appelée "poche" protégée par une barrière étanche pour former un gisement dit « conventionnel ». Une autre partie du pétrole, plus importante (appelé "huile de schiste"), est restée piégée dans la roche mère pour former un gisement de pétrole dit « non conventionnel ».

## II.2. Formation des gisements de pétrole :

Le pétrole est une matière première facilement exploitable lorsqu'il se concentre dans un réservoir par des phénomènes de migration. (Annexe 2).

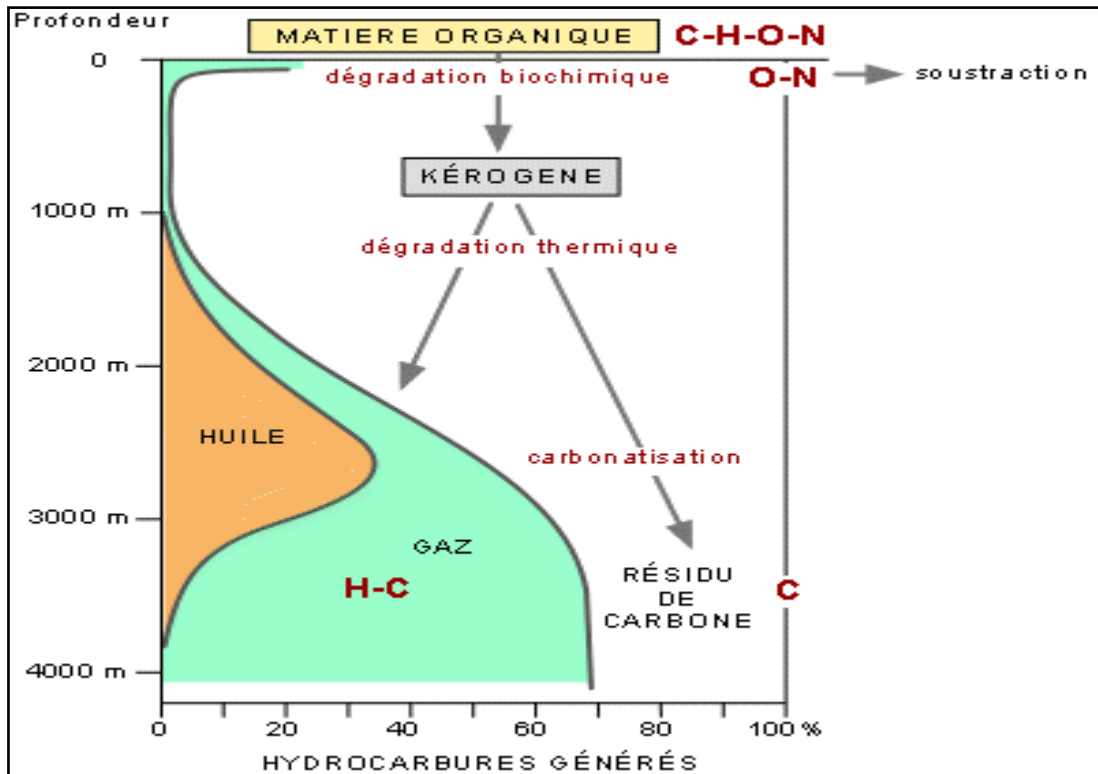


Figure II.2. Formation du pétrole. [19]

### II.2.1. Migration primaire :

Le pétrole brut est initialement contenu dans la roche-mère, compacte et imperméable. Par un mécanisme encore mal élucidé (certainement lié à une augmentation de pression dans la roche-mère au cours de son enfouissement) l'eau, le pétrole et le gaz issus du kérogène peuvent être expulsés de leur formation d'origine, migrant alors éventuellement vers une future roche-réservoir. [18]

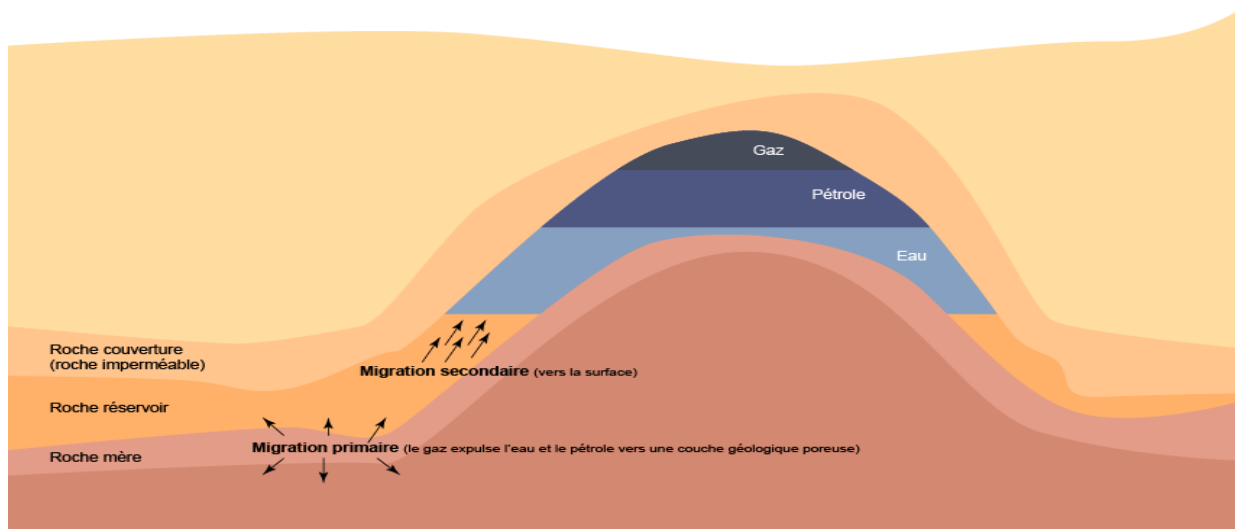
### II.2.2. Migration secondaire :

De faible densité, le pétrole expulsé (mêlé à de l'eau et du gaz dissous) a tendance à remonter jusqu'à la surface de la Terre. Il s'échappe très lentement à travers les couches sédimentaires perméables qui jouxtent la roche-mère [21]:

- en général, la migration secondaire du pétrole n'est pas arrêtée par un obstacle. Le pétrole finit par atteindre les premiers mètres du sol, où il est dégradé en bitumes sous l'action de bactéries. Les combustibles fossiles produits sont alors des pétroles dits « lourds » ou « extra-lourds » et des sables bitumineux. Ils peuvent être utilisés comme des indices de surface pour détecter un bassin sédimentaire susceptible de contenir du pétrole, lors de prospections réalisées par l'industrie pétrolière ;

- parfois, la migration du pétrole brut vers la surface est empêchée par une formation géologique imperméable, comme une couche de sel par exemple, appelée « roche-couverture » (également qualifiée de « roche imperméable »). Une accumulation de pétrole associé à de l'eau et du gaz se forme dans la couche perméable sous-jacente créant ainsi une roche-réservoir en dessous de la roche-couverture. Dans ce réservoir poreux, le gaz s'accumule au-dessus du pétrole brut, lequel se retrouve au-dessus de l'eau en raison des densités respectives de ces produits (le gaz naturel est plus léger que le pétrole, lui-même plus léger que l'eau). [21]

Seule une partie du pétrole brut est concentrée dans les roches-réservoirs. En effet, 10 à 40% des hydrocarbures restent piégés dans la roche-mère, de manière disséminée. Le pétrole de roche-mère est alors plus connu sous le nom d'« huile de schiste » ou de « pétrole de schiste ». Moins facile à extraire que le pétrole sous forme de gisements, il requiert des techniques d'exploitation particulières comme la fracturation hydraulique (des techniques alternatives sont également à l'étude). [17]



**Figure II.3.** Migrations primaire et secondaire du pétrole conduisant à la formation d'un gisement. [17]

## II.3. Les zones pétrolifères :

### II.3.1. Les roches mères :

Les roches mères, dans les séries détritiques, sont représentées par des argiles sombres finement litées prenant souvent une apparence schisteuse (argilites du Gothlandien du Sahara). Dans les séries carbonatées, les roches mères paraissent être formées par des calcaires fins, le plus souvent argileux, résultant de la consolidation des vases calcaires riches en matière organique.



On considère comme roche mère probable, toute roche :

- à texture fine, ayant favorisé au moment de la sédimentation, l'enfouissement et la protection de la matière organique.
- déposée en milieu réducteur marin ou non. Ce milieu est attesté par l'absence des fossiles autres que pélagiques (en mer profonde) comme les foraminifères et algues planctoniques.
- de teinte foncée, la couleur étant due à la matière organique résiduelle (souvent les asphaltes).

Ceci ne signifie pas que toutes les roches renfermant une proportion importante de matières organiques ont nécessairement joué le rôle de roche mère. Elles peuvent très bien n'avoir jamais fourni une goutte d'huile, soit parce que la matière organique n'a pas été transformée en hydrocarbures libres (schistes bitumineux), soit parce que l'évolution du sédiment n'a pas permis aux hydrocarbures d'en être chassés vers des horizons réservoirs. [26]

### II.3.2. Les roches réservoirs :

Par opposition aux roches mères, compactes et finalement imperméables, les roches réservoirs sont caractérisées par des vides, leur conférant des qualités de porosité et de perméabilité.

Les roches réservoirs sont constituées essentiellement par :

- **Les roches détritiques** qui sont formées par l'empilement de petits grains de quartz (silice  $\text{SiO}_2$ ) représentant 2/3 de la roche. Si les grains sont libres, il s'agit de sable. Si les grains sont cimentés entre eux, il s'agit de grès. Il existe aussi des grès à ciment siliceux, carbonaté ou argileux.
- **Les roches carbonatées** qui réunissent toutes les roches sédimentaires constituées par deux minéraux principaux la calcite et la dolomite. Elles sont d'origine variée : soit détritiques (grains de calcaire, coquilles), soit construites (récifs), soit chimiques (précipitation de carbonate). Elles sont constituées de calcaire ( $\text{CaCO}_3$ ) et dolomies ( $\text{Ca,Mg}(\text{CO}_3)_2$ ). Les marnes qui contiennent entre 35 et 65% d'argile ne sont plus des roches réservoirs; en effet, une petite proportion d'argile, liant les grains, diminue considérablement la perméabilité. [26]

**Tableau II.1.** Les roches réservoirs.

	Roches-réservoirs	Réserves mondiales
<b>Roches détritiques</b> (sable - grès)	61,7 %	59,0 %
<b>Roches carbonatées</b> (calcaires, dolomies)	32,0 %	40,2 %

### II.3.3. Les roches couvertures :

Leur rôle est d'assurer l'étanchéité des roches réservoirs, leur qualité principale est l'imperméabilité.

Les roches couvertures sont principalement les argiles, certains carbonates et les évaporites.

- *les argiles* constituent la couverture de la plus grande partie des gisements exploités. Leur imperméabilité résulte de la texture (minéraux < 0,005mm), de l'arrangement des éléments (en feuillet donc très compacte) et de leur nature minéralogique.
- *les carbonates*, le plus souvent il s'agit de calcaires plus ou moins argileux ou de marnes.
- *les évaporites*, l'anhydrite constitue la couverture de la plupart des réservoirs carbonatés. Par leur texture cristalline compacte et leur plasticité, les évaporites sont d'une étanchéité parfaite, à l'eau comme aux hydrocarbures.
- Dans les régions à tectonique calme, il suffit d'une faible épaisseur de roche imperméable pour assurer une bonne couverture. Par contre, dans les régions plus fortement tectonisées, subsistent seuls les gisements protégés par une couverture épaisse. [26]

#### II.4. Les différents pièges de pétrole :

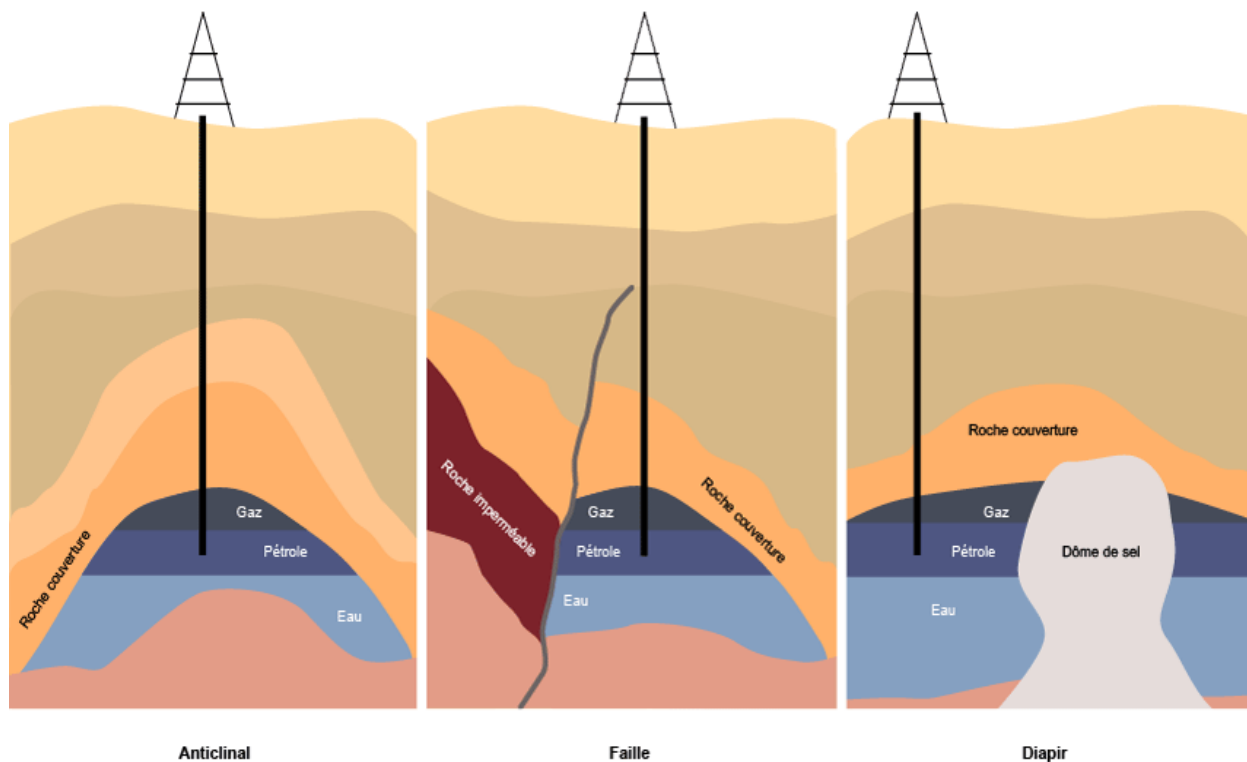
L'ensemble roche-réservoir/roche-couverture forme une structure dite de « piège à pétrole ». Plusieurs types de pièges sont décrits, principalement en fonction de la déformation des roches au cours de phénomènes géologiques. [18]

##### II.4.1. Pièges structuraux :

- Le plus courant est le piège **anticlinal**, structure où les roches ont été plissées en forme de voûte par les mouvements terrestres. Pour le géologue, la présence d'un anticlinal est un indice en faveur de la présence de gisements. En effet, environ 80% des gisements de pétrole sont de ce type. [17]
- Lors de la création d'une **faille**, un bloc terrestre peut également glisser vers le haut ou vers le bas au niveau de la cassure. Une couche imperméable peut alors venir obstruer une couche perméable et arrêter le pétrole dans sa migration. [17]

##### II.4.2. Pièges stratigraphiques :

- Les **dômes de sel (appelés diapirs)** sont des masses de sel formées en profondeur qui remontent sous l'effet de la température et de la pression. En s'élevant, elles traversent des couches perméables et subdivisent les réserves de pétrole. En surplombant les roches-réservoirs, les dômes de sel imperméables constituent des roches-couvertures. [22]



**Figure II.4.** Les principaux types de pièges à pétrole. [22]

Les mouvements terrestres sont susceptibles de modifier les gisements formés. Le pétrole peut être enfoui plus profondément : il subit alors à nouveau un craquage thermique et donne alors un gisement de gaz naturel. Les gisements de pétrole peuvent également fuir. Dans cette situation, le pétrole migre vers la surface ou vers un autre piège. [22]

### II.5. Classification du pétrole :

Tout processus de formation est unique : un gisement de pétrole contient un mélange d'hydrocarbures qui le caractérise selon l'histoire géologique de la zone où il s'est développé. [17]

La provenance géographique est donc un des critères de classification du pétrole (Golfe Persique, mer du Nord, Venezuela, Nigéria, etc.). Toutefois, pour établir des comparaisons entre différents sites, d'autres critères existent. Les plus importants sont les mesures de la viscosité et de la teneur en soufre du pétrole brut. [20]

Selon la viscosité, quatre types de gisements sont définis (léger, moyen, lourd ou extra-lourd et bitume). Plus le pétrole brut est visqueux, plus il est « lourd » :

- Les gisements de pétrole léger : l'aspect du pétrole brut se rapproche de celui du gazole. Les gisements sahariens présentent cette caractéristique ;
- Les gisements de pétrole moyen : la viscosité du pétrole brut est intermédiaire entre le pétrole léger et le pétrole lourd. Il s'agit par exemple des gisements du Moyen-Orient ;

- Les gisements de pétrole lourd ou extra-lourd : le pétrole brut ne coule pratiquement pas à température ambiante. Les gisements d'Amérique du sud en sont un exemple ;
- Les gisements de bitume : le pétrole brut est très visqueux voire solide à température ambiante. Les principales réserves de ce type se trouvent au Canada.

Cette propriété est importante pour déterminer la rentabilité de l'exploitation. En effet, un pétrole peu visqueux ou léger est plus facile à extraire et à traiter qu'un pétrole lourd.

La teneur en soufre distingue le pétrole brut soit en doux (faible teneur en soufre) soit en sulfuré dans le cas contraire. Des gisements de pétrole doux sont notamment trouvés en Afrique, ceux de pétrole sulfuré en Amérique du Nord.

Cette mesure est utilisée pour la phase de raffinage du pétrole, une faible teneur en soufre la favorisant. [17]

### **Conclusion :**

On a vu dans ce chapitre la formation et la genèse de tous les hydrocarbures (le pétrole brut et le gaz naturel). Qui naissent de par un processus de décomposition des matières organiques qui vivaient dans les océans il y a des millions d'années, et qui s'accumulent formant des gisements, d'où l'on peut distinguer les différents types de pétrole et ses procédures de migrations.

# **Chapitre III : Caractérisation technique et programme de forage du puits NHN-7**

**Introduction :**

On appelle "Forage Pétrolier" l'ensemble des opérations permettant d'atteindre les roches poreuses et perméables du sous-sol, susceptibles de contenir des hydrocarbures liquides ou gazeux. L'implantation d'un forage pétrolier est décidée à la suite des études géologiques et géophysiques effectuées sur un bassin sédimentaire. [23]

Ces études permettent de se faire une idée de la constitution du sous-sol et des possibilités de la présence des gisements, mais elles ne peuvent pas préciser la présence des hydrocarbures. Seuls les forages pourront confirmer les hypothèses faites et mettre en évidence la nature des fluides contenus dans les roches. [23]

**III.1. Caractérisation technique du puits NHN-7 :****III.1.1. But du sondage :**

Ce puits nous permettra la confirmation du potentiel existant dans cette zone à complexité stratigraphique et l'extension du réservoir Ordovicien (Quartzites de Hamra) ainsi que le réservoir. [14]

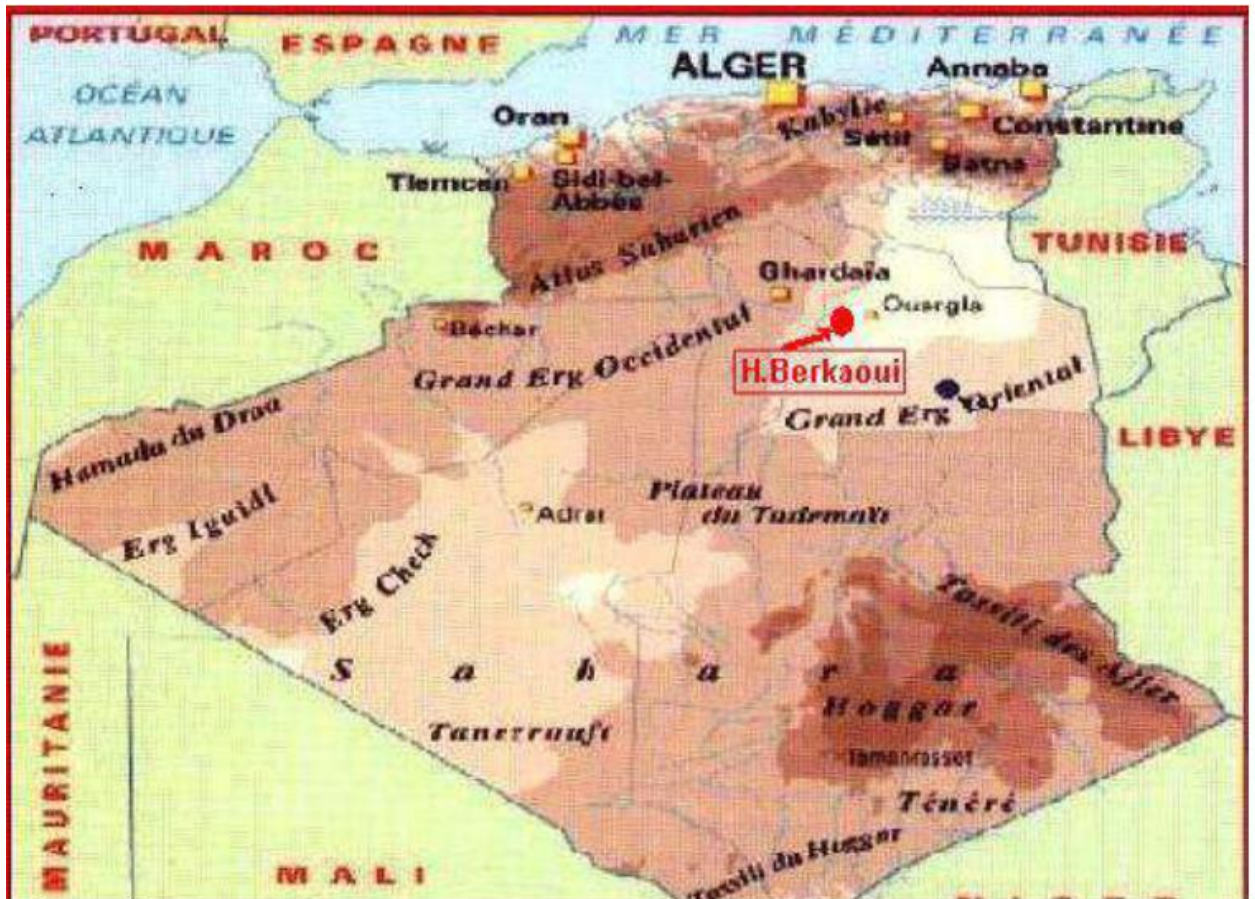
**III.1.2. Situation du puits et Données générales :****III.1.2.1. Situation du puits :**

Le forage NHN-7 est situé au Nord-Ouest du bloc 438c du permis El M'ZAID dans le bassin d'Oued MYA plus exactement à 1124 m au Sud du puits MBB-1, et 993 m au Nord du puits NHN-3,

Ses coordonnées sont les suivantes [14]:

**Tableau III.1.** Coordonnées du puits NHN-7.

UTM :	Géographiques :	Altitudes :
X : 688595.59m	Long. : 4°59'43.7153" E	Z <sub>table</sub> : 245.201
Y : 3537075.38m	Lat. : 31°57'23.1549" N	Z <sub>sol</sub> : 236.061m



**Figure III.1.** Situation géographique de champs HAUD BERKAOUI. [7]

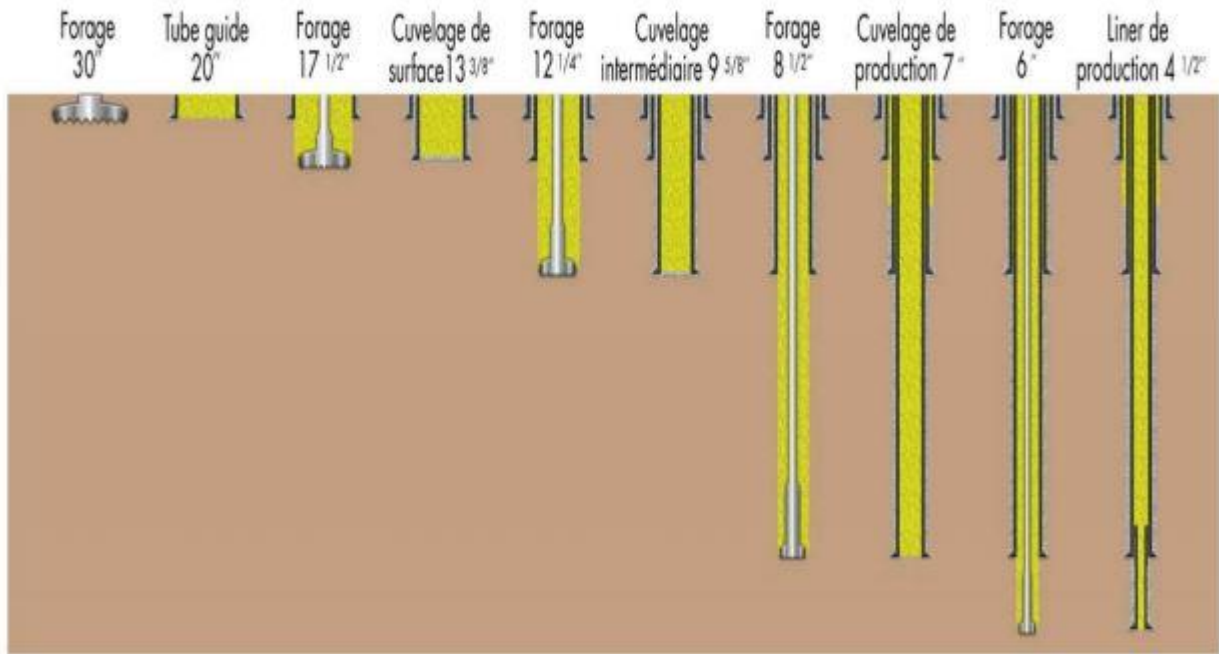
### III.1.2.2. Données générales :

Pays : Algérie  
 Région : BERKAOUI  
 Bassin : OUED MYA  
 Bloc : 438C  
 Titulaire : SH/DP  
 Opérateur : ENTP  
 Sondage : NHN-7  
 Objectif principal : Ordovicien (Quartzites de Hamra)  
 Objectif secondaire : Trias (T1+Série Inférieure)  
 Appareil de forage : TP-220.  
 Début de forage : 07/11/2020  
 Fin de forage : 15/02/2021  
 TD Foreur : 4230m.  
 TD Logging : 4236m.



### III.2. Phase de forage du puits NHN-7 :

Le programme de forage d'un puits est réalisé au niveau de la Sonatrach (nombres de phases et leur côtes respectives diamètres et types des outils pour chaque phase, Type de boue et côte finale de fin de puits), dans le but d'atteindre la profondeur recherchée selon l'architecture du puits tout en respectant le programme et les mesures de sécurité standard.



**Figure III.2.** Évolutions d'un forage pétrolier. [6]

#### III.2.1. 1<sup>ère</sup> Phase 26'' :

Cette phase dont le but est de tuber en 18''5/8 les formations de surface (Tertiaire), peut être réalisée en moins de 5 jours. La côte d'arrêt est à environ 500 mètres, à 40 mètres maximum dans le Sénonien anhydritique. Les problèmes encourus au cours de cette phase sont liés aux possibilités de pertes partielles ou totales dans les niveaux carbonatés du Moi Pliocène, dans les calcaires dolomitiques de l'Eocène. L'apparition des pertes dans le Moi Pliocène peut être à l'origine d'éboulements des sables de surface pouvant aller jusqu'à la déstabilisation de l'appareil de forage.

#### *Paramètres de forage :*

- Poids : 10 à 25 tonnes (disponible 26 tonnes à 100 %)
- Rotation : 90 à 100 tr / min.
- Débit : 3200l / min. De la surface à la dalle, forer à 2500 l/min.
- Densité de boue : 1,05 à 1,08 (Bentonitique à base d'eau)
- Outil : 26'' dusé, a siège TOTCO



Dans cette phase on essaye de s'attendre à une profondeur de 396 m avec un tubage de 26 inch , son objectif est de renforcer les couches supérieures qui sont généralement les plus fragile par un tube de diamètre 18''5/8 composé de 35 joints et séparé les couches. Pour Début de Phase était le 07/11/2020 à 00h 00mn et la fin de Phase était le 14/11/2020 à 18h 30mn. [14]

à cause des pertes total, cette phase est forée avec la boue à base d'eau (WBM), de densité 1,05 sg. Vu le diamètre important du trou le sabot du casing 18''5/8 de cette phase est placé sur une formation rigide Minimum 50m dans le sénonien anydritique à 396 m (voir fiche technique lithologique). [1]

La boue à utiliser est WBM (water based mud), elle est utilisé pour remplir les vides dans les joints et finalisé la cimentation. Les paramètres de la boue sont représentés dans le tableau suivant :

**Tableau III.2.** Les paramètres de la boue de la phase 26".

Type de boue	MW (sg)	FV (sec)	PV (Cp)	YP	Filtrat	Eau (%)	Solides (%)
WBM	1.05	81-90	5-6	52-55	-	97-98	2-3

Elle a été entamée par la descente d'un outil N°01 de type A02SG, numéro de série 13338509, dusé en (1\*18 + 3\*16), qui a foré l'intervalle de 13m à 139m avec un avancement de 3.95m/h où une perte totale a été survenue, ce qui a nécessité la remonté de l'outil au jour.

Le même outil N°1RR1 de type A02SG, numéro de série 13338509, dusé en (1\*20 +3\*16) /32'' fut redescendu pour continuer le forage de la section 26" avec l'eau sans retour de la cote 139m à la cote 236m avec un avancement de 4.74m/h où le stock d'eau est épuisé, la garniture fut remontée librement jusqu'en surface

Le même outil N°1RR2 de type A02SG, numéro de série 13338509, dusé en (1\*20 +3\*16) /32'' fut redescendu pour continuer le forage de la section 26" avec l'eau sans retour de la cote 236m jusqu' a la cote sabot 396m avec un avancement de 4.38m/h.

Le même outil de type A02SG, numéro de série 13338509, dusé en (1\*20 +3\*16) /32'' fut redescendu jusqu' à la cote 396m pour un contrôle de trou, après circulation au fond, l'outil fut remonté librement en surface. [14]

### III.2.2. 2<sup>ème</sup> Phase 16":

Cette phase consiste à continuer le forage jusqu'à 898m de profondeur, ils ont commencé le forage de cette phase le 14/11/2020 à 18h 30mn et il s'est terminé le 21/11/2020 à 10h 30mn. Le diamètre de forage est 16inch, cette phase est nécessaire pour isoler les couches crétaées suivantes : Sénonien Anhydritique (partial), Sénonien Salifère, Turonien, Cénomanién (partiel) et la renforcé avec un tubage de 13''3/8 composé de 78 joints, puis cimentée jusqu'en surface .

Cette phase dont le but est de tuber en 13''3/8 les formations de surface (Tertiaire), Risques de déviation sur les niveaux carbonatés du Mio-Pliocène pouvant entraîner des difficultés à descendre le tubage 13''3/8.

***Paramètres de forage :***

De la surface à la cote de la dalle calcaire :

- Débit : 2000 à 2201/min 0
- Poids : 5 à 10 t
- Rotation : 90 à 100 tr/min

10 mètres après la dalle à TD :

- Débit : 3000 à 3400 l/min
- Poids : 10 à 25 t            • Rotation : 10 à 120 tr/min
- Densité de boue : 1,05 à 1,08 (Bentonitique à base d'eau)
- Outil : 16'' dusé, à siège TOTCO

La phase a été entamée par la descente d'un outil N°02 de type SI913MBPX, N°S : JP5379, dusé en 9\*12/32, Associer avec slick BHA N°04 qui a commencé par le reforage du ciment de la cote 377m à 396m, suivi par le déplacement de Boue 1.05sg par 1.30sg ; ensuite, il a foré de 496 jusqu' a la cote sabot 898m avec un avancement de 9.82m/h, après une circulation de 05 heures l'outil fut remonté librement en surface. [14]

Des opérations électriques ont été faites par société SLB

Cette phase est forée avec la boue à base d'huile (OBM), de densité 1.30 sg afin de traverser le sénonien salifère et le cénomaniens (éviter le lessivage), le sabot du casing 13''3/8 de cette phase est placé sur une formation rigide cénomaniens sommital à 897 m (voir fiche technique lithologique). [1] La boue OBM utilisée est pour éviter le gonflement d'argile ses paramètres sont représentés dans le tableau suivant :

**Tableau III.3.** Les paramètres de la boue de la phase 16".

Type de boue	MW (Sg)	FV (Sec)	PV (Cp)	YP	Filtrat	Huile (%)	Eau (%)	Solides (%)	H/E
OBM	1.30	8-72	17	17-18	10	61-67	17-23	16	73/27-80/20

**III.2.3. 3<sup>ème</sup> Phase 12''¼:**

Le but de cette phase est de tuber en 9"5/8 les formations du Crétacé et d'une partie du Jurassique (Malmes Dogger), formations qui ne supporteraient pas la densité requise à la traversée du Lias. C'est une phase intermédiaire sans intérêt pétrolier qui doit être réalisée rapidement.

La côte d'arrêt se situe à environ 100 mètres sous le toit du Dogger lagunaire, soit aux environs de 2300/2400m. Le sabot devra être positionné de façon à ce que les 4 derniers mètres soient forés avec un avancement > 20min/m, avec les paramètres de forage normaux. Les risques encourus sont limités et de deux types : -coincements dans le Sénonien Salifère, Turonien et Cénomaniens. -Venues d'eau douce de l'Albien (D équivalente 1.20 maximum) ne pouvant être liées, compte tenu des densités de boue utilisées pour cette phase, qu'à un mauvais remplissage en manœuvre ou un effet de pistonage. Le métrage à réaliser pour cette phase est d'environ 1850 m. C'est la phase la plus longue. Actuellement, le développement des outils PDC 12"1/4 nous permet de réaliser cette phase de forage en moins de 8 jours.

**Paramètres de forage:**

- Débit : 2800 l/min
- Rotation : 120 à 180 tr/min
- Poids : 5 à 18 tonnes
- Densité : 1,18 (Boue à l'huile à émulsion inverse)
- Outil : 12''1/4 PDC

On essaye de forer une distance de 1643m et atteindre une profondeur de 2541m avec un diamètre de trou 12"¼ et un tubage de 9"5/8 inch. La phase a débuté le 21/11/2020 à 10 h 30mn, pour une durée de 15.77 jours

Elle a été entamée par la descente d'un outil PDC N°03, de type R813DGX, SN : 6025462, duséen (8\*13) /32'', il a reforé le ciment et le Sabot de 872m à 898m, et pénétra (1) un mètre dans la formation soit de 898m à 899m, où un shoe bond test SBT a été effectué comme suit : Perform SBT@ EMW 1.60sg –Ok.

- V Pumped = 1.3 bbl; V returned = 1.3 bbl, 100 % return
- P max= 420 psi, P stabilized @ 400psi.

Après le test, l'outil a continué le forage de la formation soit de 899m à 1998m, avec un avancement moyen de 38.50m/h, après une circulation d'une heure, l'outil fut remonté suite à un avancement très lent dans le dernier mètre, un coincement de la garniture a été enregistré à la cote 1870m, et après plusieurs tentatives (battage vers le haut entre 110t à 160t et pompage de 05m3 de h-vis) la garniture s'est libérée, remontée en surface.

L'outil N°04 PDC, de type R813DGX, SN° : 6023949, dusé en 8\*13/32'' a été descendu pour continuer le forage, de la cote 1998m à la cote 2541m avec un avancement moyen de 10.69m/h, après une circulation de 2.25 heures, l'outil fut remonté avec back reaming dans les intervalles suivant : (2334m -2279m) ; (2085m - 2022m) ; (2022m -1947m), ensuite librement jusqu'en surface.

Une série d'opérations électriques a été réalisée par l'unité SLB (voir le rapport logging)

Par la suite, le même outil fut descendu au fond afin d'effectuer un contrôle de trou, après une circulation de 2.25hrs l'outil fut remonte jusqu'en surface avec back reaming dans l'intervalle (2224m -2195m).

On propose une OBM boue à oilcar le sol dans ces couches est riche du grès et de l'argile et de l'anhydrite et ces dernières ont des éléments radioactifs qui se gonfle avec l'eau, ses paramètre sont représenté dans le tableau suivant [14]:

Une manière directe d'évaluer l'intégrité mécanique et l'étanchéité d'une cimentation est de forer le sabot du cuvelage sur quelques mètres et de mettre le puits en pression au droit de la zone cimentée. Cet essai est appelé essai en pression au sabot (**Shoe Bond Test**).

Un test (SBT) consiste à vérifier la pression limite mais sans aller jusqu'à la fracturation est réalisé pour le choix de la densité de la boue pour cette phase :

Perform SBT@ EMW 1.60sg –Ok.

V Pumped = 1.3 bbl; V returned = 1.3 bbl, 100 % return

P max= 420 psi, P stabilized @ 400psi.

Suite aux résultats de SBT,cette phase est forée avec la boue à base d'huile (OBM), de densité 1.30 sg afin de traversé tous les aquifère au même temps, le sabot du casing 9''5/8 de cette phase est placé sur une formation rigide lias anydritiquepartial, à 2540 m, (voir fiche technique lithologique). [1]

**Tableau III.4.** Les paramètres de la boue de la phase 12''¼.

Type de boue	MW (Sg)	FV (Sec)	PV (Cp)	YP	Filtrat	Huile (%)	Eau (%)	Solides (%)	H/E
OBM	1.30	70-79	13-16	14-18	10	67-72	12-17	16	80/20-86/14

Un test BOP a été réalisé :

Annular, HCR choke and check valve to 250 / 5000psi for 5 / 15min.

UPR, manual kill and choke to 250 / 5000psi for 5 / 15min.

- UPR, HCR kill and choke to 250 / 5000psi for 5 / 15min.
- UPR, choke valve and check valve to 250 / 5000psi for 5 / 15min.
- LWR, HCR kill and choke to 250 / 5000psi for 5 / 15min.

#### III.2.4. 4<sup>ème</sup> Phase 8''½:

Le début de la phase 8''½ commence lorsque l'outil 8''½ passe à travers la table, Le but de cette phase est d'isoler le Lias et le Trias salifères, demandant une densité boue comprise entre 2.00 et 2.20, avant d'entrer dans les réservoirs à hydrocarbures du Cambro-Ordovicien. La cote d'arrêt se situe à environ 4 mètres sous le toit du Cambrien, cote déterminée par le Département Géologie SH. Les risques encourus sont de trois types : -Venues d'eau chlorurée calcique du LD2, déstabilisant la boue par diffusion progressive. -Coinçements au niveau des argiles fluides du Trias salifère -Pertes totales dès l'entrée dans le Trias Argilo-gréseux en raison de la densité requise pour éviter les risques mentionnés ci-dessus. C'est la phase la plus délicate du puits en raison des problèmes encourus, du traitement et maintien des caractéristiques boues, de la durée des traitements des pertes du TAG qui est variable selon l'implantation du puits. Le tubage 7'' doit impérativement être posé à 4 mètres sous le toit du CAMBRIEN, c'est une autre difficulté essentielle de cette phase, un tubage posé au-dessus du Cambrien impliquera, une poursuite du forage en 6'' avec une densité élevée qui ne correspond pas aux objectifs de production. Le métrage à réaliser pour cette phase est d'environ 1000 m. Les outils PDC qui sont actuellement développés nous permettent de forer jusqu'au repèreG35 en moins de 4 jours. La durée du reste de la phase dépend de la virulence des pertes. On considère que le temps de résolution du problème des pertes est de deux jours et demi par bouchon de ciment.

#### *Paramètres de forage :*

- Débit:1800l/min maximum
- Poids:5 à 16 tonnes
- Rotation: 120 à 160 tr/min
- Densité : 2 à 2,2 (Boue à base d'huile à émulsion inverse)
- Outil : 8''½ à dents, sans d'uses

Le début de Phase était le 07/12/2020 à 05h00mn et la fin était le 22/12/2020 à 21h30mn de 2541m à 3420m de profondeur. Le diamètre de trou est 8''½, l'objectif de la phase est de séparer les couches en les renforçant avec tubage de 7'' inch, cette phase a traversé les étages suivant : Lias Anhydritique (partiel), Lias Salifère, Lias Horizon B, Lias Salifère S1+S2, Lias Salifère S3, Lias Argileux SUP, Trias Salifère S4, Trias Argileux INF (partiel)

Elle a été entamée par la descente d'un outil N°05 de type GT66HE, N°S : 13486470, dusé en 6\*16/32'', il a reforé le ciment de la cote 2515m à 2537m, ou un déplacement de la boue de densité 1.30sg par une boue de densité 2.05sg a été effectué, par la suite l'outil repris le reforage du ciment ainsi que le sabot de la cote 2537m jusqu' a la cote 2541m, et pénétra (1) un mètre dans la formation soit de 2541m à 2542m où un shoe band test SBT a été effectué comme suit :

- Perform shoe bont test @ ( MWeq=2.35sg ) -OK
- Ptest=1085psi, Pstab=1075psi, Vp=2bbl (Return 100% after bleed off).

Après le test, l'outil a continué le forage de la formation soit de de la cote 2542m à 3420m avec un avancement de 17.51m/h, l'outil fut remonté avec back reaming dans les intervalles suivants : (3342m - 3311m) ;( 3077m to 3062m) ;( 3048m to 3035m) ensuite libre jusqu'au sabot soit 2540m afin de réaliser le test FIT.

Un test FIT a été réalisé au sabot comme suite :

- Perform FIT @ EMW 2.25sg –positive-
- V pumped= 2.8 bbl, V return= 2.8bbl
- P max= 973 Psi, P stab= 950 Psi

L'outil fut redescendu au fond pour un short trip avec reforage dans les intervalles suivants : (2705m-2712m), (2846m-2850m) ; (2863m-2877m) et (2884m-2962m), après une circulation de 2.5hrs & lancement du totco, l'outil fut remonté avec back reaming dans les intervalles suivants : (2912m-2795m) ;(2870m-2850) ;(2840m-2822m) ;(2822m-2795m) et (2724m-2711m) ensuite l'outil fut remonté jusqu'au surface.

Les opérations électriques ont été réalisées en deux descentes (Voir le rapport des opérations électriques).

Un control de trou a été effectué par la suite avec la même BHA précédente.

Cette phase est forée avec la boue à base d'huile (OBM), de densité lourde 2.05 afin de traversé le l'horizon B (de pression environ 500 bar équivalent à  $d=2.01$  sg ), le sabot du casing 7'' de cette phase est placé sur une formation qui sépare la formation dite morte et le réservoir à 3419 m (voir fiche technique lithologique). [1]

Un test **(FIT) Formation Integrity Test** qui consiste à vérifier la pression limite mais sans aller jusqu'à la fracturation est réalisé pour le choix de la densité pour la cimentation de cette phase :

- Perform FIT @ EMW 2.25sg –positive
- V pumped= 2.8 bbl, V return= 2.8bbl
- P max= 973 Psi, P stab= 950 Psi. [1]

Le type de boue utilisée est OBM ses paramètres ont représenté dans le tableau qui suit :

**Tableau III.5.** Les paramètres de la boue de la phase 8''½.

Type de boue	MW (Sg)	FV (Sec)	PV (Cp)	YP	Filtrat	Huile (%)	Eau (%)	Solides (%)	H/E
OBM	2.05	91-93	39-40	10	6	54-54.5	7.5-8	38	88/12

Un test du BOP a été réalisé :

- Annular 250 // 5000 Psi
- Pipe Rams + Kill & Chock line + Master valves + Check valve 250 // 6500 Psi. [14]

**III.2.5. 5<sup>ème</sup> Phase 6'' :**

C'est la phase de carottage ou forage du réservoir Cambro-ordovicien et de la complétion du puits après test. Dans quelques cas particuliers le test n'est pas fait. Peu de risques durant cette phase sauf dans le cas d'un mauvais positionnement du sabot 7" plus haut que le cambrien. Les risques de coincement, compte tenu de la densité de la boue utilisée, sont alors importants et très complexes à résoudre. De ce fait on devra tenir compte, en début de phase de tous les signes pouvant être pris en compte ( Reforages, Tractions...) et agir en conséquence.

Les risques de venues sont assez limités compte tenu de la connaissance actuelle du champ. Il reste toutefois nécessaire d'être vigilants et de se conformer aux règles de sécurité indispensables dans une phase de forage de réservoir. -A la fin du carottage ou forage les opérations sont entièrement prises en main par HYD-DPR pour la partie test de puits et complétion. Il est toutefois important que le superviseur HYDFOR reste conscient des problèmes de sécurité et de la notion de performance en collaboration avec le superviseur HYD-DPR. [1]

***Paramètres de forage :***

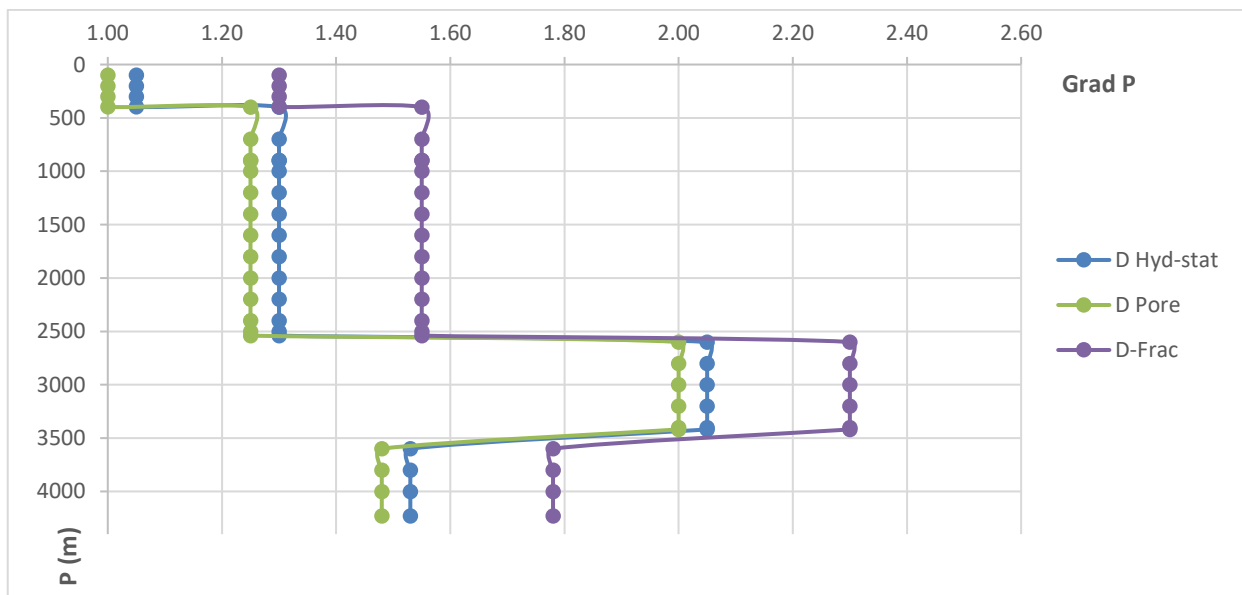
- Débit : 900 à 1000 l/min
- Poids : 4 à 8 T
- Rotation : 70 à 100 t/min
- Densité : à base d'huile définie par HYD-DPR
- Outil : 6'' défini par HYD-DPR

Dans cette phase on fore de l'intervalle 3420m à 4230m, on l'a entamé le 22/12/2020 à 21h30mn et terminé le 03/03/2021 à 06h45mn, ça a duré 70.39 jours . [14]

Cette phase est forée avec la boue à base d'huile (OBM), de densité 1.53 afin de traverser le réservoir le sabot du casing 4''1/2 de cette phase est placé à 4229m (voir fiche technique lithologique).

**Tableau III.6.** . Densité de pression des différentes phases forage NHN7.

D Hyd-Sta	D-Pore	D-Frac	P(m)
1.53	1.48	1.78	4230
1.53	1.48	1.78	4000
1.53	1.48	1.78	3800
1.53	1.48	1.78	3600
2.05	2.00	2.30	3419
2.05	2.00	2.30	3400
2.05	2.00	2.30	3200
2.05	2.00	2.30	3000
2.05	2.00	2.30	2800
2.05	2.00	2.30	2600
1.30	1.25	1.55	2540
1.30	1.25	1.55	2500
1.30	1.25	1.55	2400
1.30	1.25	1.55	2200
1.30	1.25	1.55	2000
1.30	1.25	1.55	1800
1.30	1.25	1.55	1600
1.30	1.25	1.55	1400
1.30	1.25	1.55	1200
1.30	1.25	1.55	1000
1.30	1.25	1.55	900
1.30	1.25	1.55	897
1.30	1.25	1.55	700
1.30	1.25	1.55	400
1.05	1.00	1.30	396
1.05	1.00	1.30	300
1.05	1.00	1.30	200
1.05	1.00	1.30	100



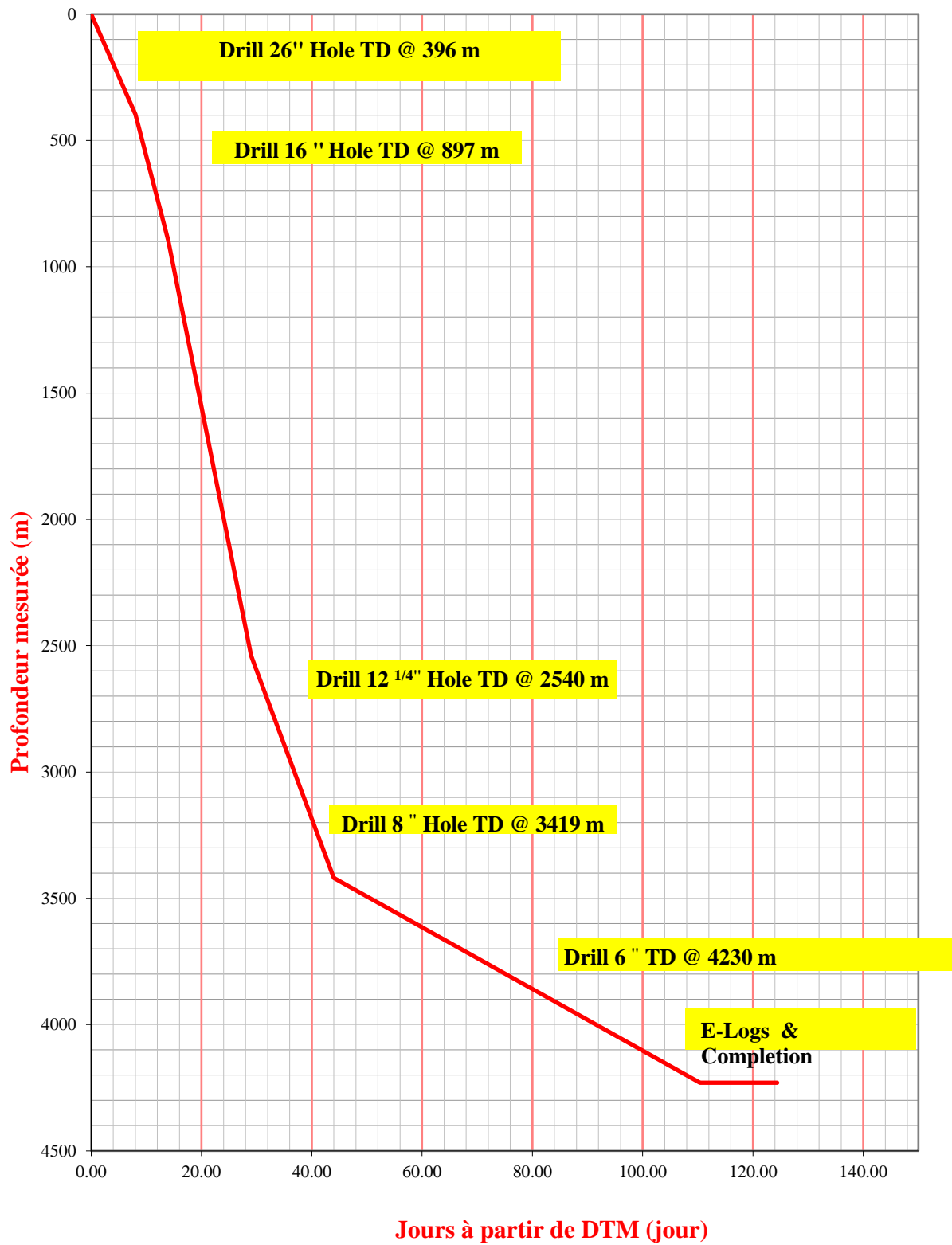
**Figure III.3.** Densité (Gradient) de pression des différentes phases forage NHN7.



Courbe de progression du forage

Programme exécuté

**MGS- 1 TIME vs DEPTH CURVE**



**Figure III.4.** Courbe d'avancement du forage. (Annexe 3).

**III.3. Données géologiques :**

Le forage du puits **NHN-7** a traversé une série de dépôts de 4230m d'épaisseur, représentée par des terrains d'âge : Cénozoïque, Mésozoïque et Paléozoïque (Voir la fiche stratigraphique du puits).

**NB :** La surveillance géologique du puits a débuté le : 07/11/2020 à la cote 13m

III.3.2. Fiche stratigraphique du puits :

Ere	Système	Formation	Tops (m)			Epais. (MD)		
			Géologiques		SPE			
			Prévis.	Réels				
CENOZ.	Néogène	Mio-Pliocène	Surf.	13	-	92		
MESOZOIQUE	Crétacé	Sénonien	Carbonaté	120	105	105	226	
			Anhydritique	363	331	331	248	
			Salifère	603	579	579	202	
		Turonien		815	781	780	66	
		Cénomanién		882	847	845	150	
		Albien		1032	997	1000	501	
		Aptien		1517	1498	1497	20	
		Barrémien		1537	1518	1523	349	
		Néocomien		1887	1867	1867	155	
	Jurassique	Malm		2037	2022	2024	219	
		Dogger Argileux		2237	2241	2242	127	
		Dogger Lagunaire		2367	2368	2371	123	
		Lias	Anhydritique		2487	2491	2493	261
			Salifère		2747	2752	2754	66
			Horizon "B"LD3)		2797	2807	2806	25
			Salifère "S1+S2"		2822	2832	2833	216
			Salifère "S3"		3042	3048	3051	242
	Argileux supérieur		3257	3290	3294	60		
	Trias	Salifère "S4"		3312	3350	3359.5	66	
		Argileux inférieur		3370	3406	3411	30	
		Trias "T2"		3388	3436	3438	29	
Trias "T1"			3423	3465	3464	17		
Roches éruptives			3443	3482	3484	111		
Série Inférieure			3542	3593	3595	68		
<i>Discordance Hercynienne</i>								
PALEOZOIQUE	Dévonien	Dévonien Inférieure	3602	3661	3665	46		
	Silurien	Silurien argileux	3659	3707	3725	60		
	Ordovicien	Dalle de M'kratta		3729	3767	3773	26	
		Argiles micro conglomératiques		3749	3793	3796	109	
		Grès d'oued saret		3859	3902	3901	31	
		Argile d'azzel		3899	3933	3925	67	
		Grès d'Ouangla		3957	4000	3968	93	
		Quartzites de hamra		4069	4093	4112	87	
		Grès d'el atchane		4139	4180	4179	50	
		Argiles d'el gassi		-	-	-	-	
Profondeur Finale			4139	4230	4236	-		

Figure III.5. Fiche stratigraphique du puits NHN-7. [7]

## III.3.3. Description des carottes :

Tableau III.7. La description des carottes.

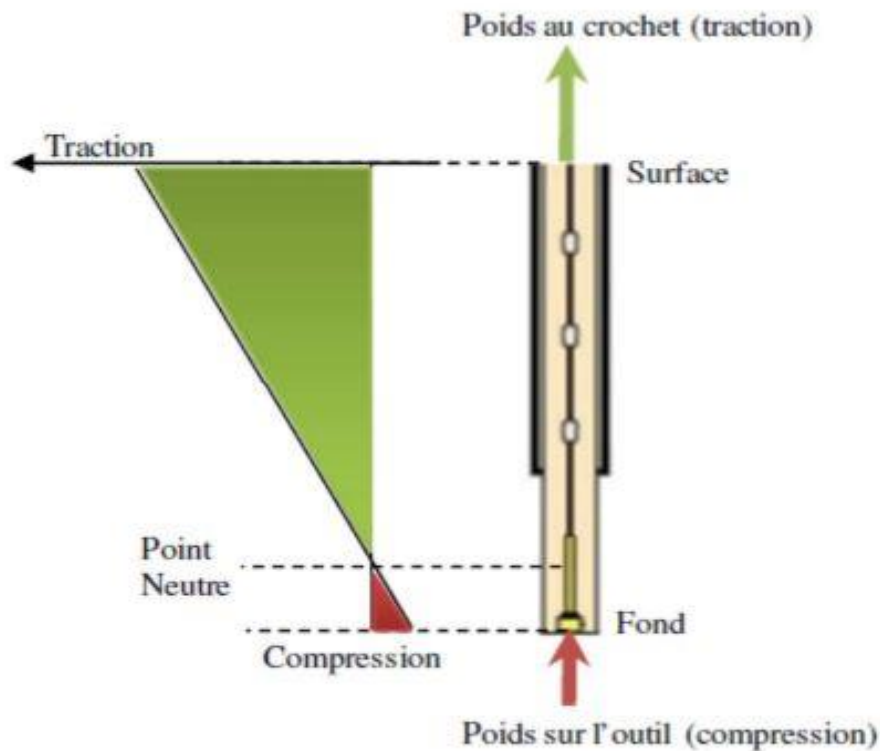
Carotte	Date d'extraction	Formation	Intervalle	Récupération
<i>Carotte n° 1</i>	28/12/2020	Trias T2+ T1+ Roches éruptives	3463m à 3490m, soit 27m	27m, soit 100%
<i>Carotte n° 2</i>	01/01/2021	Série inférieure	3597m à 3609m, soit 12m	11.70m, soit 97.5%
<i>Carotte n° 3</i>	03/01/2021	Série inférieure	3609m à 3628.5m, soit 19.5m	18.4m, soit 94.35%
<i>Carotte n° 4</i>	05/01/2021	Série inférieure	3628.5m à 3645m, soit 18.5m	8.60m, soit 52.12%
<i>Carotte n° 5</i>	07/01/2021	Série inférieure, Dévonien inf	3645m à 3664m, soit 19m	19m, soit 100%
<i>Carotte n° 6</i>	19/01/2021	Quartzites de Hamra	4095m à 4100m, soit 5m	5m, soit 100%
<i>Carotte n° 7</i>	26/01/2021	Quartzites de Hamra	4110m à 4115m, soit 5m	3.5m, soit 70%
<i>Carotte n° 8</i>	28/01/2021	Quartzites de Hamra	4115m à 4120m, soit 5m	3.9m, soit 78%
<i>Carotte n° 9</i>	31/01/2021	Quartzites de Hamra	4120m à 4122.5m, soit 2.5m	2,00m soit 80%
<i>Carotte n° 10</i>	06/02/2021	Quartzites de Hamra	4136m à 4142m, soit 6m	5,00m soit 83%
<i>Carotte n° 11</i>	11/02/2021	Quartzites de Hamra	4154m à 4159m, soit 5m	5, soit 100%

## III.4. Rapports des BHA :

Le poids sur l'outil qu'il faut fournir pour forer la roche peut atteindre 25 tonnes, sachant que le poids total de la garniture peut atteindre 300 tonnes. Il faut alors ajuster la force de tension en surface pour assurer un poids sur l'outil convenable. Ce poids, et donc cette force de compression, ne doit pas dépasser une certaine limite pour éviter le phénomène de flambage des tiges et la force de tension en surface doit rester en dessous de la résistance à la traction des tiges. [14]

La partie inférieure de la garniture de forage est donc en compression alors que la partie supérieure est en traction. Typiquement, la longueur des masse-tiges est calculée de telle sorte que le point neutre soit toujours situé au niveau des masses tiges qui ont une résistance plus importante au flambage que les tiges. Les fluctuations du poids sur l'outil entraînent des fluctuations de la position du point neutre. On parle donc plutôt de «>> zone de transition dans laquelle la tige est soumise à des cycles de traction/compression ce qui peut induire un phénomène de fatigue. Bien évidemment, la détermination de cette zone doit prendre en compte les interactions et les frottements de la garniture de forage avec la paroi du puits en particulier pour les forages déviés.

Le schéma suivant illustre la partie inférieure (BHA) sollicitée en compression qui représente 20% de la garniture de forage, tandis-que le reste la partie supérieure 80% sollicitée en traction. [14]



**Figure III.6.** La BHA en compression et en traction de la garniture.

**III.5. Complétion du puits NHN-7 :**

Le puits NHN-7 est un puits de développement de la structure de NECHOU-NORD qui se trouve dans la partie Nord-Ouest du champ de HaoudBerkaoui.

Ce puits nous permettra la confirmation du potentiel existant dans cette zone à complexité (Annexe 4), stratigraphique et l’extension du réservoir Ordovicien (Quartzites de Hamra) ainsi que le réservoir Triasique (Le T1+La Série Inférieure).

**III.5.1. Tubages et têtes de tubage :**

**Tableau III.8.** Les dimensions et les caractéristiques techniques de différents tubages.

Diamètre	Poids ; Grade ; Connexion	Cote sabot (m)	
		Sondeur	électrique
18’’5/8	87.5 #, J55, BTC	395	395
13’’3/8	68#, N80, BTC	897	898
9’’5/8	47#, P110, BTC	2540	2545
7’’	32#, P110, BTC	3419	3420
<b>Liner 4’’1/2 (Top liner)</b>	13.5 #, P110, N.VAM	<b>4229</b>	//

Sachant que le puits est sous boue à base d'huile ( $d=1.55$ ) et la profondeur verticale atteinte est de 4230 m : cote sondeur.

La tête de ce puits (en forage) est composée principalement :

- Casing Head Housing 13"3/8- 3000 psi x 13"5/8-3000 psi avec une (01) Gate valve 2"1/16-3000psi pour l'espace annulaire 9"5/8x13"3/8.
- Casing Head Spool : 13"5/8- 3000 psi x 11"5000 psi avec une (01) Gate valve 2"1/16-5000psi pour l'espace annulaire 9"5/8 x 7 ''.

### III.5.2. Consignes à mettre en œuvre avant d'entamer l'opération de complétion :

Avant de descendre la complétion, faire un Safety meeting.

- Les tubings doivent être inspectés et mesurés avant la descente (Tally est obligatoire).
- Les tubings doivent être contrôlés suivant les normes API.
- Bien s'assurer que la société de service chargée de la descente du tubing est en possession de la clé automatique adéquate avec son Back-Up.
- Marquer clairement les tubings Hors Service.
- S'assurer que X-over 4"1/2 N.Vam (Pin) x 3"1/2 IF (Box) soit sur la table de rotation durant toute la période de complétion.
- Présence de safety valve en (position ouvert) au niveau du plancher est indispensable.
- Vérifier la disponibilité des produits pour la fabrication du fluide de complétion.

### III.5.3. Chronologie des opérations de complétion :

Avant de commencer les étapes de descente de complétion, il faut s'assurer le bon état de cimentation du liner (Logging CBL – VDL) en collaboration avec superviseur de géologie (Région HBK)

#### III.5.3.1. Coupe casing et déplacement de boue :

- Test EA (7'' x 9"5/8) à 1500 psi, (9"5/8 x 13"3/8) à 800 psi et (18"5/8 x 13"3/8) à 400 psi pendant 15 min sur charte (Les annulaires ouverts).
- Pose RBP 7'' à 18 m et suspension des BOP + accessoires.
- Coupe mécanique du casing 7'' (P110-32#) avec Casing Cutter.
- Montage tubing Head 11''x 7"1/16 et test à 5000 psi.
- Montage des BOP + accessoires et test.
- Retrait du RBP7''.
- Descente scraper 7'' + extension 2"3/8 avec outil 3"3/4 jusqu'au fond à **4230m** (landing collar). Scrappage du csg7'' jusqu'au top liner à **3264m** cote sondeur.

- Pompage 01 m<sup>3</sup> de gasoil et déplacement boue à base d'huile (d = 1.55) par eau douce.
- Observation puits, test liner 4''1/2 + casing 7'' à 500 psi (15 min) et 2000 psi (30 min) sur charte.
- Pompage 01 m<sup>3</sup> de gasoil et mise puits sous eau traitée (déplacement d'eau douce).
- Durant le déplacement, inspecter, calibrer et mesurer les tubings 4''1/2.
- Remontée en degerbant la garniture de forage et en débloquent 1000 m (remplissage puits durant la remontée).

### ***III.5.3.2. Ancrage packer hydraulique et descente de la colonne de production :***

Le kit de packer de production pour CSG 7'' x 29-32# type WC-HSSDP avec extension composé de :

- Sabot 4''1/2
- Pup joint 4''1/2 box X pin (1 m)
- Landing Nipple 4''1/2 type "XN" avec plug
- Cross-over 5'' box X 4''1/2 Pin
- Mill out extension 5'' Pin X Pin
- Packer de production WC-HSSDP CSG 7'' x 29-32#
- ❖ Ancrage Anchor Seal 4''1/2 N Vam dans le packer de production au surface et descente le reste de la colonne composée de :
  - 01 Joint de tubing 4''1/2 N.Vam (N80-12, 60#, S/C P110).
  - 01 Landing Nipple 4''1/2 type "X"
  - Descente Complétion tubing 4''1/2 N. Vam (N80-12,6#, S/C P110) contrôle Slick Line (drift tubing) tous les 1000 m et assurer graissage des connexions et contrôle couple de serrage (**4700lbs/ft**).
  - Confirmé la cote d'ancrage du packer de production en recalant sur le top liner, cote d'ancrage sera la plus proche possible au top liner.
  - Ancrage packer de production en mettant l'intérieur du tubing 4''1/2 sous pression (pression d'ancrage selon le fabricant est 2500 psi).
  - Confirmation d'ancrage +/- 15 Tonnes.
  - Test étanchéité EA (7'' x 4''1/2) à 2000 psi (garniture en compression à 15 T) durant 10 min.
  - Ajustage garniture à 15 tonnes en compression et pose sur olive.



- Test espace annulaire (7'' x 4''1/2) à 500 psi pendant 30 min et à 2000 psi pendant 01heures, test tubing 4''1/2, Test étanchéité Anchor-Seal et liner 4''1/2 à 3500 psi pendant 15 min (sur diagramme) (Les annulaires ouverts).

#### ***III.5.3.3. Mise en place de tête de puits et tests d'étanchéités :***

- Pose BPV4''.
- Démontage des BOP
- Montage tête de puits 7''1/16 x 4''1/16 x 4''1/16 x 5000 et test à 5000 psi.
- Récupération BPV4''.
- Contrôle finale Slickline (CTF).
- Tester la tête de puits, tubing et étanchéité Anchor-Sealpacker à 3500 psi pendant 30 min sur charte (Les annulaires ouverts).
- Degerbage DP 3''1/2.
- Nettoyage bacs à boue + plateforme et vidange cave.
- TOP DTM

#### **III.5.4. Equipements de complétion du puits :**

##### ***III.5.4.1. Equipements de surface (Tête de puits) :***

- Tubing Head 11''x7''1/16x5000psi.
- Olive 4''1/2 N.Vam.
- Adapteur 7''1/16 x 4''1/16 x 5000psi.
- Arbre de puits 4''1/16 x 4''1/16 x 5000psi.

##### ***III.5.4.2. Eléments de fond (Colonne de production) :***

- 01 Packer de production pour CSG7'' x 29-32# type WC-HSSDP
- 01 Anchor-Seal 4''1/2 N.VAM.
- Siège type 'X'4''1/2 N.Vam
- Siège type 'XN'4''1/2 N.Vam.
- Train de 400 joints tubing 4''1/2 N.Vam (N80-12,60#, S/C P110).
- Pup joint 4''1/2 N.Vam (1m, 2m, 3m et 4m).
- Cross-over 5'' box X 4''1/2 Pin
- Mill out extension 5'' Pin X Pin



**III.5.4.3. A prévoir lors de l'opération de complétion :**

- Bidon de Graisse.
- CROSS-OVER 4"1/2 N.VAM PIN / 3"1/2 IF BOX
- VANNE 4"1/2 N.VAM PIN / RACCOD CHIKSAN
- RBP+ CLOCHE
- BPV4"
- CALIBRE 97 mm
- SCRAPER 7"

**III.5.5. Les démarches à suivre avant et lors de la descente des tubings de complétion :****I. Réception des tubes sur chantier :**

1. La réception sur chantier des tubes devrait se faire dans de bonnes conditions.
2. Le déchargement des tubes le plus près possible des racks, pour préserver l'intégrité des tubes.
3. Positionner les fourches au-dessous des racks et décharger tube par tube, pour ne pas permettre aux joints de glisser librement et afin d'éviter les chocs.

**II. Préparation tubing :**

1. Enlever les protecteurs Pin et Box.
2. Nettoyer et assécher les connections (Ne pas utiliser du gasoil).
3. Inspection visuelle des filetages, en éliminant le tube dont le filetage est endommagé (Pas de réparation sur les portées d'étanchéité).
4. Calibrage, si impureté, nettoyer avec l'air comprimé, et éliminer tout tube représentant une ovalité supérieure à 87,5 % de l'épaisseur nominale, API Specification 5AC "Specifications for Restricted Yield Strength Casing and Tubing".
5. Remettre les protecteurs propres.

**III. Préparation de rig site :**

1. S'assurer du centrage du mat / tête de puits.
2. S'assurer que le BOP est équipé de mâchoires à fermeture sur le tubing.
3. S'assurer de la présence et de l'état de la vanne de type "Gray valve" (ou tout autre dispositif de fermeture adapté) et de la disponibilité de Cross-Over adéquate.
4. S'assurer du retrait de Wear bushing et la position des vis pointeaux.
5. Préparation équipements et descente complétion.

**IV. Préparation équipements et descente complétion :**

1. Spider ou slips opérationnels et équipés de peignes adéquats.
2. Grippe élévateur opérationnel de capacité adéquate.
3. S'assurer de la position et du bon fonctionnement de la clé automatique (couple et diamètre adéquats).
4. S'assurer de la présence de la graisse en quantité suffisante, avec un coefficient de friction connu et pris en charge dans le couple de serrage.
5. S'assurer de la présence et de l'état du Collier de sécurité.
6. Tous les éléments de fonds doivent être contrôlés et conformes au design de la complétion (filetage, dimensions et calibrage éventuel...).
7. Tous les éléments de fond doivent être reportés.
8. Le gerbage des tubes s'effectue avec un élévateur à collier ou avec pick up, protecteur de filetage male en place.
9. Calibrage des tubes au niveau du plan incliné, avec un calibre normalisé, a extrémités chanfreinées, introduit manuellement, pour ne pas endommager les portées d'étanchéité sur le pin et le box.
10. Protecteurs et calibre enlevés, vérification de l'état des extrémités (filetage et portées d'étanchéité).
11. En présence de saleté, nettoyage à sec et application de la graisse aux extrémités sans excès.
12. Alignement de l'extrémité mâle à visser dans le manchon précédemment mis en place, en utilisant un "Stabbing guide", en engageant les premiers tours à la main.
13. Tout endommagement sur les portées d'étanchéité d'un élément de fond est motif de rejet de ce dernier.
14. Visser le tube au couple optimum avec soin et sans à-coups, de manière à éviter tout sur ou sous-vissage. Un vissage au couple adéquat garantit l'obtention d'une connexion étanche "JAM" (Joint Analysed Make-up) ou "Torque Turn".
15. Procéder au contrôle Slick-line et test par tronçon au fluide de complétion si les conditions du puits le permettent, en cours de descente.
16. Procéder à un test final de la colonne de production avec charte (au maximum à la pression de service de l'équipement le plus faible).

**Conclusion :**

On a abordé dans ce chapitre le puits de développement NHN-7, ce dernier est réalisé à partir d'un programme de forage de cinq (05) phases différentes dont chacune a ses paramètres de forage et ses caractéristiques. On a fait ces études à l'aide des données fourni par SONATRACH comme les paramètres de la boue (densité de la boue, débit de la boue, pression .....), les diamètres des phases, et la géologie de la formation.

# **Chapitre IV : Moyen de protection et contrôle des éruptions**

**Introduction :**

Le contrôle de la pression du fluide dans le forage est garanti par les boues de forage, si la pression hydrostatique exercé par ce dernier est inférieur à la pression du réservoir une irruption des hydrocarbures sera provoqué dans l'espace annulaire entre le train de tiges de forage et les parois du puits ou à l'intérieur même du tube de forage, ce qui causera un à-coup de pression.

Les hydrocarbures chasseront la boue au-dessus d'eux, ça peut être très dangereux pour les personnages et l'environnement à son arrivé à la surface.

Dans ce chapitre, on va parler sur les venues des hydrocarbures lors d'un forage, et les méthodes de contrôle et plus particulièrement durant le forage du puits NHN-7.

**IV.1. Les Pressions dans le puits :**

Dans un liquide, la pression exercée sur un point représente le poids (la force) de la colonne de liquide sur une surface qui se trouve à la même profondeur, h, que le point. Le volume de la colonne d'eau est égal à la hauteur de cette colonne multipliée par la surface.  $P = \rho \cdot h \cdot S$

**IV.1.1. Pression hydrostatique :**

C'est le poids d'une colonne verticale de fluide par l'unité de surface,

**Pression hydrostatiques = densité de fluide \* hauteur verticale**

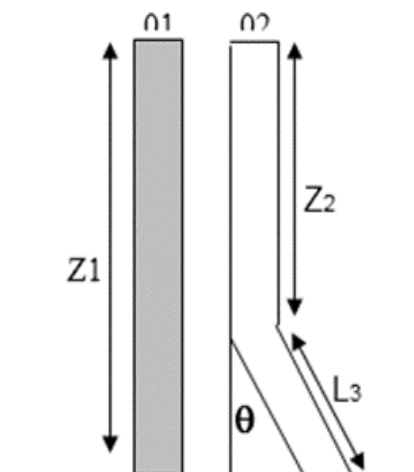
Elle dépend de la hauteur ou la profondeur verticale de la colonne de tubage.

Exemple :

Puits 01 : 
$$P1 = \frac{Z_1 * d1}{10.2} \tag{IV.1}$$

Puits 02 : 
$$P2 = \frac{(Z_2 + Z_3) * d1}{10.2} \tag{IV.2}$$

$(Z_3 = L_3 * \text{Cos}\theta)$



**Figure IV.1.** Exemple pour calculer les pressions hydrostatiques

A.N :

$d_1=1.50$

$Z_1=3000\text{m}$

$Z_2=2000\text{m}$

$L_3=707\text{m}$

$Ph_1= 441.7 \text{ bars}$

$Ph_2= 441.7 \text{ bars}$

Donc :  $Ph_1=Ph_2$  et  $L_1 \neq L_3$

#### IV.1.2. Pression dynamique du fond :

En mécanique des fluides la pression dynamique est une mesure de l'énergie cinétique d'un fluide par unité de volume.

La pression exercée sur le fond du puits :

$$P_{\text{fond}} = P_{\text{ha}} + \Sigma P_{\text{ca}} \quad (\text{IV.3})$$

$P_{\text{fond}}$  : Pression du fond du puits.

$P_{\text{ha}}$  : Pression hydrostatique de la boue dans l'espace annulaire.

$\Sigma P_{\text{ca}}$  : Somme des pertes de charge dans l'annulaire.

#### IV.1.3. Pression de formation :

La pression de formation aussi dite pression des pores ou pression de gisement, C'est la pression de fluide contenu dans des pores d'une formation.

On distingue trois types de pression de formation dont : la pression géostatique, normal et anormal.

##### IV.1.3.1. Pressions de formations normales :

La pression normale de pores à une profondeur donnée correspond à la pression hydrostatique du fluide au point situé à la côte verticale Z. Ce qui implique une connexion pore à pore jusqu'à l'atmosphère indépendamment du cheminement du fluide.

##### IV.1.3.2. Pressions de formations anormales :

En l'absence d'une barrière de perméabilité, l'augmentation du poids géostatique due à la sédimentation représente la force essentielle de l'expulsion des fluides. Si au cours du processus de sédimentation l'expulsion est freinée par une barrière de perméabilité ou une vitesse de sédimentation supérieure à la vitesse d'expulsion du fluide, la pression de pores devient anormale.

**IV.1.3.3. Pression géostatique:**

La pression géostatique à une profondeur donnée est la pression exercée par le poids des sédiments sus jacents. Comme il ne s'agit pas d'une pression de fluide on préfère souvent, pour faire la distinction fluide/matrice, utiliser le terme contrainte géostatique.

Si la pression de formation = pression hydrostatique, la pression de la formation est normale.

Si la pression de formation < pression hydrostatique, la pression de la formation est géostatique

Si la pression de formation > pression hydrostatique, la pression de la formation est anormale.

**IV.1.4. Pression de fracturation :**

C'est la pression qui provoque la rupture de la matrice de la roche, d'où la perte de boue dans la roche fracturée.

Avoir cette pression est d'une importance vitale pour l'élaboration du programme de forage et de tubage.

À l'estime théorique de la densité apparente des sédiments par découpage lithologique on obtient les valeurs approximatives de la pression de facturation.

Pour cette raison, il existe un test Leak-off qui est un essai de pression qui détermine la valeur réelle de la pression à exercer sur la formation jusqu'à l'initiation du fluide de forage dans la formation.

La pression de fracturation est donnée par la formule suivante :

$$P_{frac} = P_{lot} + \frac{Z_s \times d_{lot}}{10.2} \quad (IV.4)$$

Où:

**P<sub>frac</sub>** : Pression de fracturation au sabot (bars)

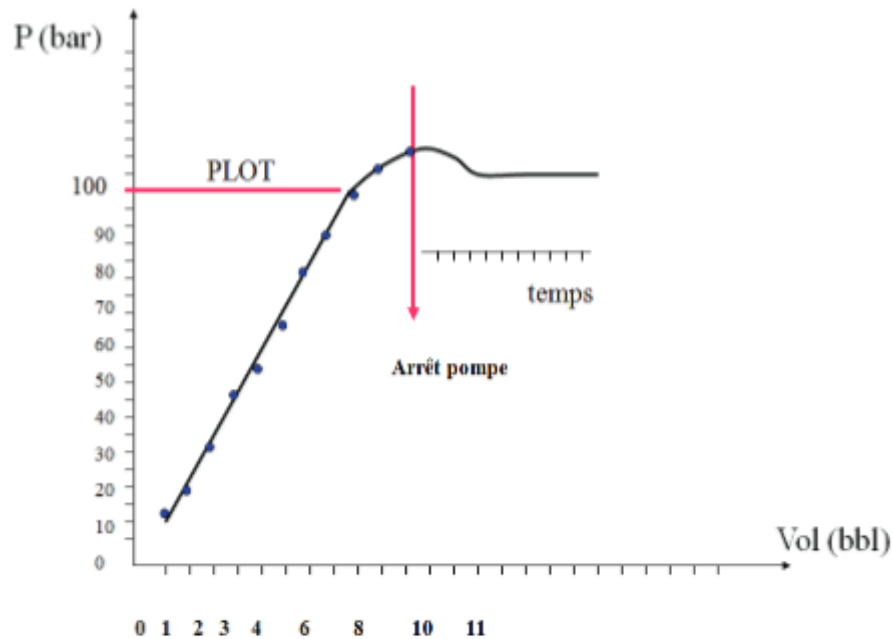
**P<sub>lot</sub>** : Pression en surface du LOT (bars)

**Z<sub>s</sub>** : Côte verticale du sabot (m)

**d<sub>lot</sub>**: densité de boue au dessus du sabot (kg/L)

**IV.1.4.1. test Leak-off:**

Le LOT est une mise en pression du puits étant particulier de la nouvelle formation, afin de déterminer sa résistance ou la pression de fracturation P<sub>frac</sub>. Cette opération s'effectue après la pose et la cimentation du casing, une fois que l'on a foré quelques mètres dans la nouvelle formation. Après avoir remonté l'outil dans le casing, on ferme le puits. Connaissant précisément la côte verticale du sabot et la densité de la boue, on pompe à faible débit en enregistrant la pression avec un bon manomètre ainsi que le volume pompé. On trace la courbe des pressions enregistrées en fonction du volume pompé ou du temps. Le résultat du L.O.T.



**Figure IV.2.** Leak-off test pression (L.O.T).

Le sabot sera toujours considéré comme le point faible de la formation, car plus l'on fore profondément, plus le terrain est généralement résistant.

$P_{frac}$  étant une valeur constante, si l'on change la densité de la boue, la pression hydrostatique au sabot variera et la  $P_{adm}$  également.

$$\text{On a:} \quad P_{frac} = P_{hs} + P_{adm} \quad (\text{IV.5})$$

$P_{frac}$  : Pression de fracturation

$P_{hs}$  : Pression hydrostatique

$P_{adm}$  : pression admissible

#### **IV.1.4.1.1. Procédure du leak-off test:**

L'utilisation d'une pompe de faible débit et des manomètres de pression précis sont nécessaires pour l'obtention des valeurs exactes de la pression du leak-off test (LOT). Les étapes à suivre sont:

- ✓ S'assurer de l'étanchéité de la colonne de tubage. ,
- ✓ Forer 1 à 3 mètres sous le sabot.
- ✓ Circuler et conditionner la boue. ,
- ✓ Remonter l'outil au sabot et connecter la ligne de pompage.
- ✓ Tester la ligne de pompage. fermer l'obturateur.



- ✓ Commencer le pompage par l'intérieur des tiges ou par l'espace annulaire avec un débit de 40 à 80 l/min (0.25 à 0.50 bbl/min) et ploter sur un graphe préalablement préparé les pressions qui correspondent à chaque incrément du volume pompé.
- ✓ Arrêter la pompe une fois la déflexion est confirmé.
- ✓ La pression au point de déflexion représente la pression du leak-off test (LOT).
- ✓ Purger la pression et mesurer le volume retour.

#### IV.1.4.1.2. Contrôle de la pression de fond :

En statique, la pression de fond est créée par la branche la plus lourde; généralement, on dit que :  $P_{\text{fond}} = P_{\text{hy}}$

En dynamique, la pression de fond sera créée par la somme des pressions dans l'annulaire (si circulation normale), c'est-à-dire par la pression hydrostatique et aussi par les pertes de charges annulaires :

$$P_{\text{fond}} = P_{\text{hy}} + P_{\text{c EA}} \quad (\text{IV.6})$$

#### IV.1.5. Pression maximale admissible:

La pression maximale admissible est la pression limite à ne pas dépasser en tête d'annulaire pour éviter la fracturation de la formation la plus fragile. La formule utilisée pour le calcul est la suivante :

$$P_{\text{adm}} = P_{\text{frac}} - \frac{Z_s \times d}{10.2} = \frac{(d_{\text{frac}} - d) \times Z_s}{10.2} \quad (\text{IV.7})$$

La pression admissible doit être recalculée à chaque changement de densité de boue. La pression maximale admissible ne doit en aucun cas être atteinte lorsque l'effluent est au-dessous du point fragile (sabot), elle devient insignifiante lorsque l'effluent est au-dessus du point fragile. On définit la pression maximale  $P_{\text{max}}$  comme étant la pression limite en tête de l'annulaire, cette limite dépend de la pression de service des équipements de surface et de la pression d'éclatement du tubage.

## IV.2. Les types de venue :

Une venue est définie comme étant l'intrusion d'un fluide indésirable d'une formation perméable dans le puits, dès que la pression de fond devient inférieure à la pression de pore.

Les venues peuvent être un liquide (eau ou pétrole) ou bien gaz (H<sub>2</sub>O, CO<sub>2</sub> ou des hydrocarbures...)

Le plus difficile à contrôler est le gaz, vu qu'il est instable et fortement inflammable. Il est difficile de connaître la nature de l'affluent intrus dans le puits, et pour éviter les mauvaises surprises il est recommandé de considérer toute venue comme étant du gaz.

#### **IV.2.1. Venue du liquide :**

Le liquide a une densité élevée. Ceci entraîne l'enregistrement de faibles pressions en tête. [13]

Ce qui rend le contrôle des liquides est plus facile à celui d'un gaz est le volume, les liquides ne change pas de volume une fois à la surface contrairement aux gaz.

La venue de l'eau n'est guère dangereuse par ce qu'elle est inflammable.

#### **IV.2.1. Venue du gaz :**

Le gaz répond à la loi Boyle-Mariot :

$$Pv = \text{Constante}$$

En appliquant cette loi : durant la circulation d'une venue de gaz, sa pression diminue et son volume augmente, entraînant l'augmentation de sa hauteur et la diminution de sa densité.

#### **IV.3. Causes et Indices des venues :**

On dit qu'il y a une venue lorsqu'un fluide de la formation s'introduit dans la formation, les causes de la venue sont les suivantes :

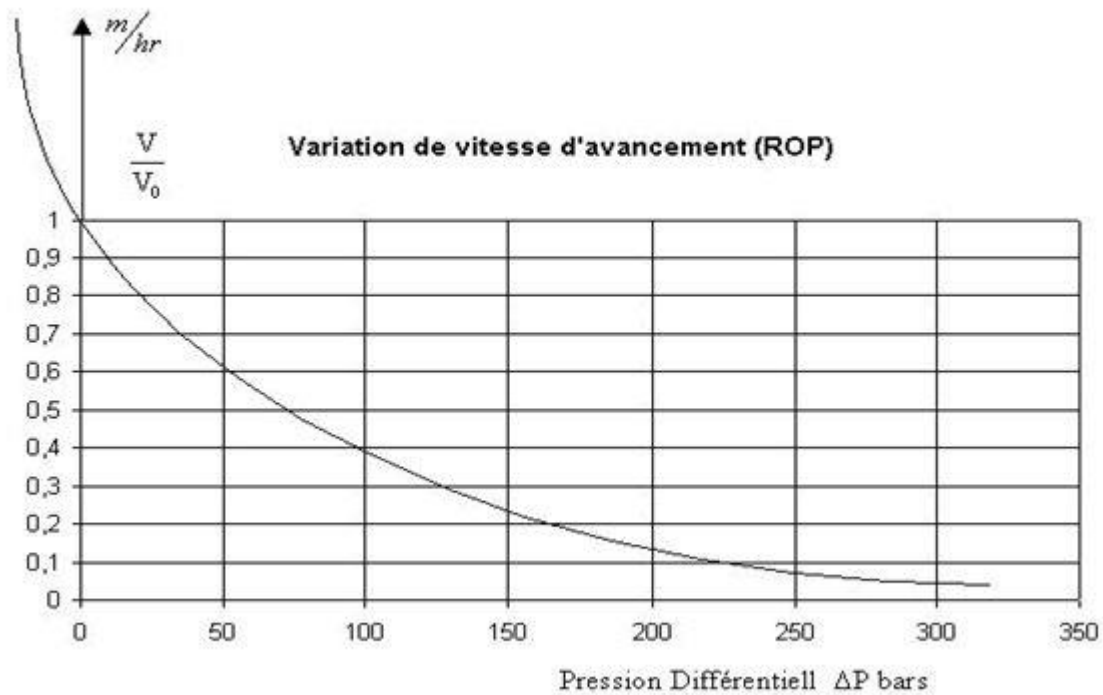
1. La baisse du niveau de boue dans l'annulaire en engendrant une réduction de la pression du fond qui peut provoquer une venue si le puits n'a pas été rempli .
2. Lors de la remontée de la garniture entraînant une dépression au fond de puits.
3. Lors de la descente de la boue entraînant une surpression au fond de puits (si la surpression est importante, la pression du fond devient supérieure à celle de la formation, ce qui provoque une perte totale de la boue.
4. Densité de boue insuffisante.
5. Contamination de la boue du gaz.
6. Broyage des roches poreuses par un trépan.

Pour la sécurité de puits et ses environs faut détecter les venues avant d'atteindre la surface parmi ses indices on trouve :

### IV.3.1. Augmentation de la vitesse d'avancement (Drilling Break) :

Une augmentation de la vitesse d'avancement peut nous indiquer que y'a une venue qui arrive et une réduction de la différence entre la pression exercée par la boue et la pression des pores dans la formation ou l'entrée dans une zone poreuse ou fracturer.

La figure suivante montre l'influence de la pression différentielle sur la vitesse d'avancement



**Figure IV.3.** Variation de la vitesse de pénétration en fonction de la pression différentielle.

IL est très important de contrôler la stabilité du puits dès la constance d'une augmentation rapide de la vitesse d'avancement pour éviter toute éruption.

### IV.3.2. Boue gazée :

L'introduction du gaz dans la boue est considérée comme un indice d'une venue possible.

Le gaz se détend lentement jusqu'au moment où il approche de la surface. Il se détend alors rapidement et provoque une réduction de densité de la boue. Cette réduction peut être très importante sans pour autant que cela signifie qu'une éruption va se produire. [1].

### IV.3.3. Remplissage en manœuvre inférieur au volume requis :

Si le volume de la boue remontée est inférieur au volume de la boue initiale cela signifie que le fluide de la formation (eau, gaz, huile) est pénétré dans le trou et la boue a pris leur place.

### IV.3.4. Augmentation des frottements :

L'augmentation des frottements pendant le forage peut nous indiquer la pénétration dans une zone de transition à pression élevée ce qui signifie qu'il y a un fluide ou plusieurs fluides. [13]

**IV.3.5. Changement de la température de la sortie de la boue :**

La température de la boue à l'intérieur du forage est caractérisée par une diminution à l'approche de la zone de transition après une augmentation plus rapide que la normale à l'entrée dans la zone.

**IV.3.6. Changement de la propriété de la boue :**

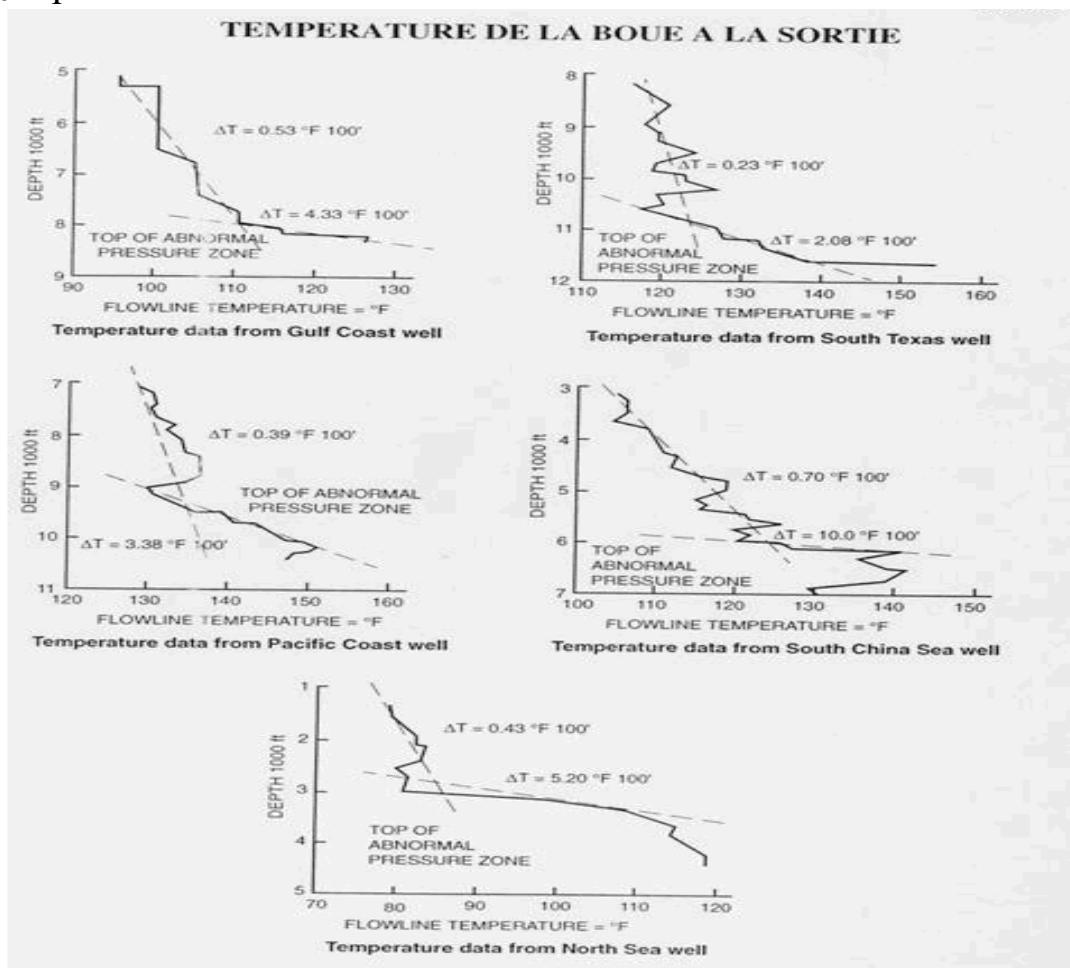
L'introduction d'un fluide plus léger comme le gaz et l'eau dans le puits provoque une diminution de la densité de la boue, cette diminution est généralement accompagnée par une variation de la viscosité par exemple l'intrusion de l'eau de formation dans une boue à base d'huile entraînera une augmentation de la viscosité.

**IV.3.7. Taille, forme et Volume des Déblais (Cutting) :**

Le volume des déblais permet la détection de l'entrée d'une zone de transition vu que les déblais de grande taille peuvent être produits dans les zones de transition et à pression élevée.

À cause de cette pression la roche peut être déstructurée elle-même sans effet d'outil. L'analyse continue en surface au niveau de la cabine d'enregistrement de la taille, (la forme, longue et angle aigus). [13]

- T



**Figure IV.4.** Changement de température à la sortie.[13]

#### IV.4. Les principes fondamentaux de contrôle de venue:

Le contrôle d'une venue est divisé en trois parties à savoir le contrôle primaire, secondaire et tertiaire.

##### IV.4.1. Contrôle Primaire :

Le control primaire est d'assurer toutes les conditions nécessaire pour éviter toute intrusion de fluide de la formation dans le puits, la barrière essentielle est la pression hydrostatique de la boue, elle doit être égale ou légèrement supérieure à la pression de pores mais ne pas dépasser la pression de fracturation au niveau des structures les plus fragile.

##### IV.4.2. Le contrôle secondaire:

Quand la pression de fond devient inférieure à la pression de pores, il y a une intrusion du fluide de formation dans le puits, cette intrusion ne peut être arrêtée qu'après la fermeture du puits en utilisant les équipements de sécurité. La remise du puits sous contrôle est effectuée en utilisant les méthodes de contrôle conventionnelle à savoir **la Driller's ou la Wait and Weight Méthode**

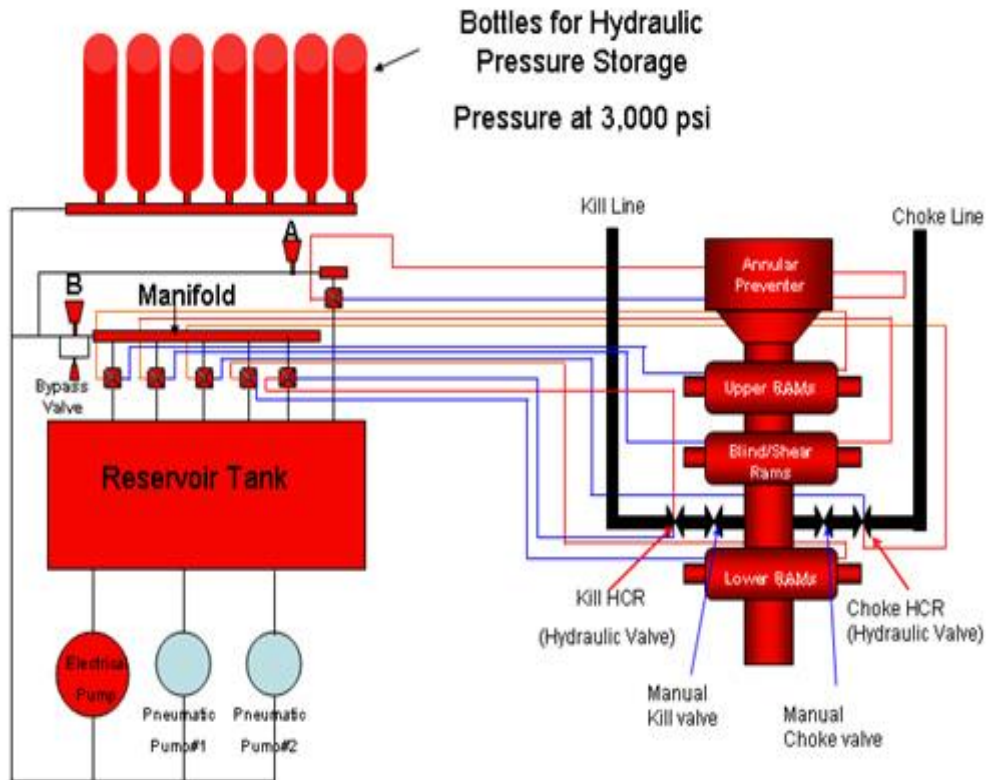
##### IV.4.2.1. Le BOP:

Sont des vannes qui ferment le puits, on les place au-dessus de la tête du puits pour éviter les éruptions et que le fluide chasse la boue au-dessus de lui et remonte dans la surface du puits et il devient incontrôlable et très dangereux.



**Figure IV.5.** Obturateurs de pression (BOP's). [14]





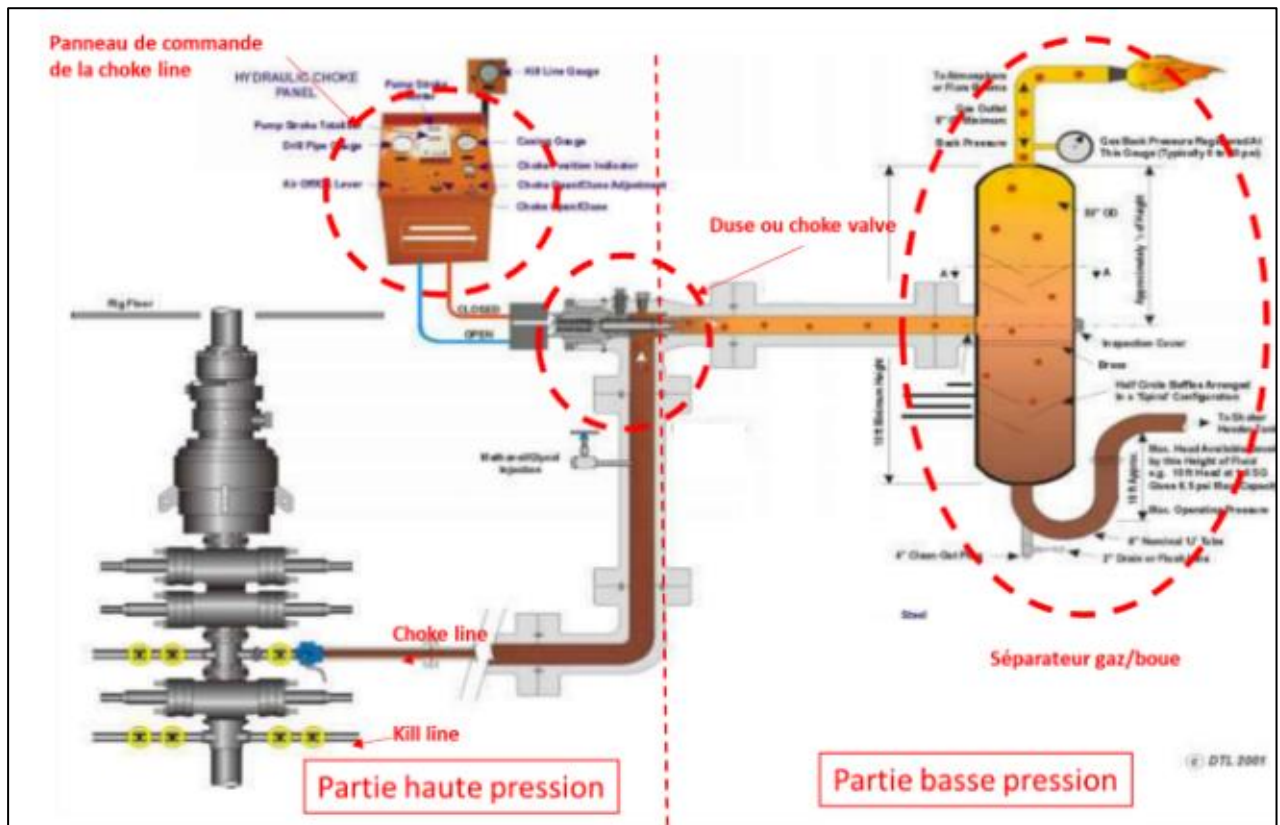
**Figure IV.6.** Circuit hydraulique de fonctionnement d'un Obturateurs de pression (BOP's).

*IV.4.2.2. Safety valve:*

Il s'agit d'une vanne plein passage, en position ouvert, elle permette le passage du fluide sans restriction, donc il sera possible de les visser même s'il y a un fort débit de puits. Mais en position fermée, elle ne permette pas la circulation.



**Figure IV.7.** Safety valve. [13]



**Figure IV.8.** Circuit de boue kill line et choke line. [15]

**IV.4.3. Le contrôle tertiaire :**

Le contrôle tertiaire représente la troisième ligne de défense pour le contrôle des venues qui consiste à utiliser les méthodes et les procédures inhabituelles pour traiter les situations particulières de venue à savoir : [13]

- L’outil n’est pas au fond
- Le bouchage de la garniture
- La pression annulaire supérieure à la pression maximale admissible
- Coincement de la garniture

**IV.5. Les signes positifs d’une venue et les situations pouvant les masquer :**

C’est l’intrusion du fluide de la formation dans le puits ce qui nécessite la fermeture du puits ses signes sont :

**IV.5.1. En cours de forage :**

- Une augmentation de la quantité de boue est un indice certain d’une entrée de fluide de la formation dans le puits.
- L’augmentation du débit à la goulotte (débit remonté)
- En cas de doute, on observe le débit à la goulotte en arrêtant les pompes.

**IV.5.2. En cours de manœuvre : [13]**

La baisse du niveau de boue dans l'annulaire engendrerait une réduction de la pression de fond qui peut provoquer une intrusion de fluide de formation si le puits n'a pas été rempli avec un volume de boue équivalant au volume d'acier extrait.

**IV.6. Les méthodes de contrôle des venues :**

Plusieurs méthodes de contrôle ont été développées à la file des années pour traiter diverses situations de venues. Ces méthodes de contrôle ont le même principe de base qui consiste à maintenir une pression au fond constante et égale ou légèrement supérieure à la pression de pores durant toute la durée du contrôle. Elles diffèrent les unes des autres par la procédure de mise en œuvre de ce principe, citons les plus utilisés **Wait and Weight** et **driller**.

**IV.6.1. Méthode Wait and weight:**

La Wait and Weight Méthode est une technique de contrôle de venues ayant le même principe de base que la Driller's méthode.

La procédure de cette technique de contrôle de venues s'agit d'évacuer la venue avec la boue d'une **densité requise** « **dr** » mais seulement en une **seule circulation**.

Pour la mise en œuvre de cette procédure, on procède à :

- La fermeture du puits lors de la constatation d'un signe positif de venue.
- La notation du gain, et le relèvement des pressions stabilisées en tête de tiges et d'annulaire.
- On remplit la fiche technique de contrôle (**kill sheet**) et alourdir la boue à la densité requise.
- On ouvre légèrement la Duse et démarrer progressivement la pompe jusqu'à atteindre le débit de contrôle **QR**.
- Maintenir l'égalité de pression annulaire qui est constante et la pression stabilisée en tête d'annulaire **Pa1**.
- Une fois le débit atteint on doit vérifier que la pression de refoulement égale à **PR1**.
- Pendant le pompage de la boue de densité requise dans les tiges, la pression de refoulement doit décroître de **PR1** à **PRr** et ça, lorsque la boue lourde atteint l'outil.
- Durant la remontée de la boue lourde dans l'espace annulaire, on continue à circuler avec la pression de refoulement constante et égale à la valeur de la pression finale de circulation, et on continue à ajuster la Duse jusqu'à l'évacuation totale de la venue.



- On procède en final à l'arrêt de la pompe et la fermeture de la Duse, puis on passe à l'observation des pressions en tête des tiges et d'annulaire qui doivent être nulles, une fois ces dernières sont nulles, et la boue conditionnée, on ouvre le puits et on continue les opérations de forage.

#### **IV.6.2. La méthode de driller :**

C'est la méthode la plus simple à mettre en œuvre et la plus ancienne, cette méthode consiste à :

- Evacuation de la venue avec la boue initiale de forage.
- Remplacement de la boue initiale par une boue de grande densité (lourde) pour équilibrer la pression de pores.

Procédure de mise en œuvre :

- Fermer le puits dès la constatation d'un signe positif de venue.
- Noter le gain et relever les pressions stabilisées en tête des tiges et d'annulaire.

##### ***IV.6.2.1. La première circulation :***

D'abord il faut ouvrir légèrement la Duse et démarrer progressivement la pompe de forage jusqu'à atteindre le débit de contrôle tout en maintenant la pression annulaire constante et égale à la pression stabilisée en tête d'annulaire et la pression en tête des tiges égale à la pression de circulation initiale.

On continue la circulation jusqu'à l'évacuation complète de la venue.

Après l'évacuation de la venue, la circulation doit être arrêtée progressivement en gardant la pression en tête d'annulaire constante jusqu'à l'arrêt total. On doit lire à l'arrêt  $P_t = P_a = P_{t1}$ . [13]

##### ***IV.6.2.2. Deuxième circulation :***

La boue de densité requise est prête, ouvrir légèrement la duse et démarrer la pompe progressivement jusqu'à atteindre le débit de control, en ajustant la duse pour maintenir la pression annulaire constante et égale à la pression d'annulaire lors de la fermeture en fin de la première circulation

$$P_a = P_{t1} \quad \text{(IV.8)}$$

Continuer à circuler à débit constant et ajuster la duse pour avoir une pression de refoulement décroissante selon le graphe préétabli. On peut aussi dans le cas de driller's garder la pression annulaire constante  $P_a = P_{t1}$  durant le pompage de la boue dr à l'intérieur.

Une fois que la boue lourde atteint l'outil, il faut continuer à circuler à pression de refoulement décroissante de pression de refoulement  $P_{r1}$  jusqu'à atteindre la valeur finale  $P_{Rr}$ .

Une fois que la boue lourde arrive à l'outil, continuer à circuler à pression de refoulement constante  $P_{Rr}$  jusqu'à l'arrivée de la boue à la surface.

Après l'arrêt de circulation, on doit observer que

$$P_a = P_t = 0.$$

(IV.9)

#### IV.6.3. Avantages et inconvénients des deux méthodes :

**Tableau IV.1.** Avantages et inconvénients de la driller's et la wait and weight methode.

<i>Avantages et Inconvénients Les Méthodes</i>	<i>Avantages</i>	<i>Inconvénients</i>
<i>Méthode Wait and weight</i>	-Moins de pression en tête d'annulaire durant la présence de densité requise dans l'annulaire. -Peu de risque d'usure de la Duse puisque le temps de circulation est réduit. Un seul cycle de circulation.	-Durant l'attente, dans certain cas y a une possibilité de migration du gaz -La préparation de la boue requise prend du temps, d'où le risque de coincement et le bouchage de la garniture. -Difficulté d'homogénéité de la boue pour des volumes importants.
<i>Méthode driller's</i>	-Simplicité de la procédure. -La circulation peut être démarrée juste après la lecture des pressions $P_{t1}$ et $P_{a1}$ . -Démarrage du contrôle juste après la stabilisation des pressions	-Génère de fortes pressions en surface et par conséquent l'exposition des équipements à ces pressions durant une longue période.  -Temps de contrôle élevé. -Risque d'usure (washout) de la Duse à cause de la longue durée de circulation.

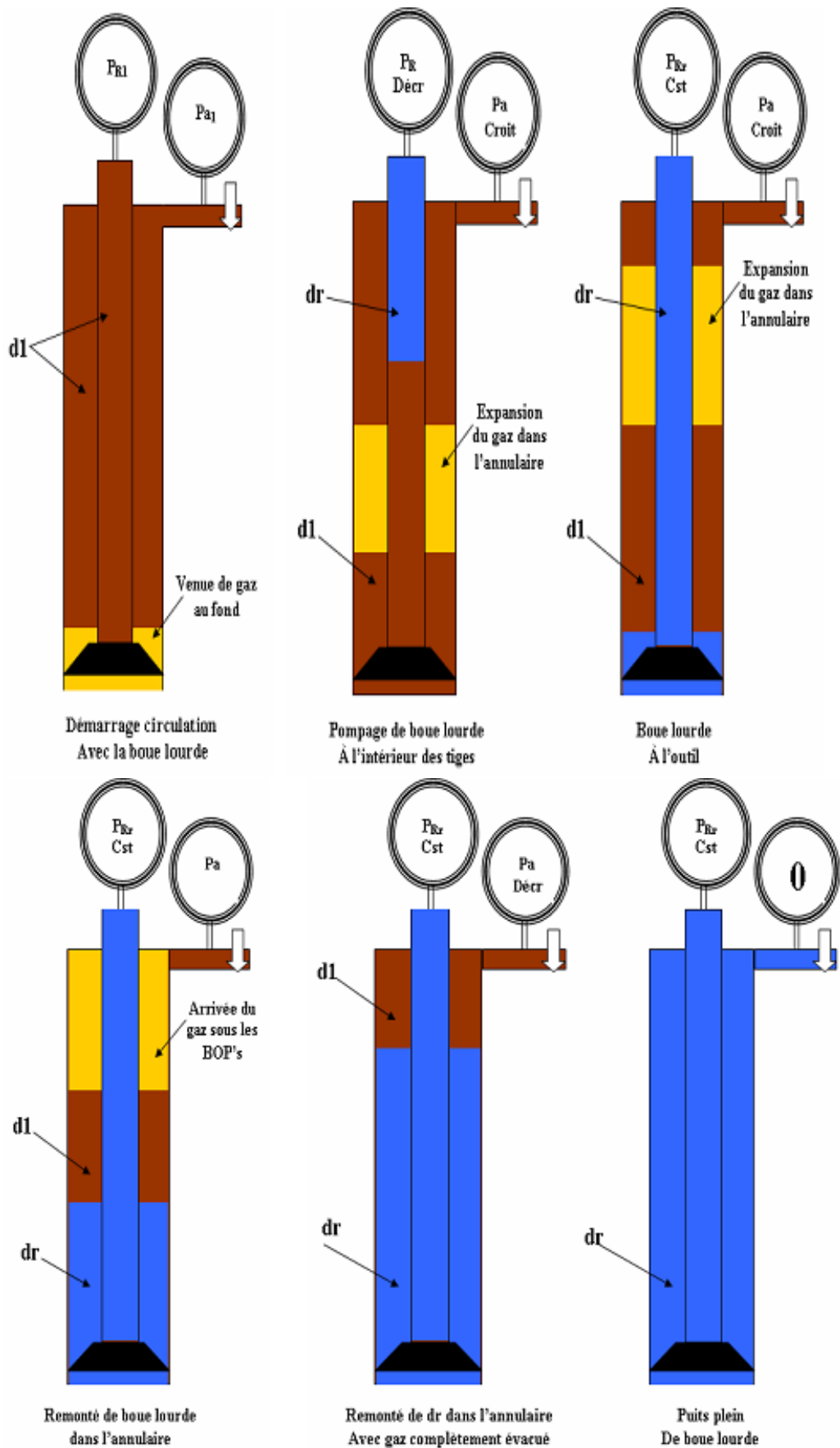


Figure IV.9. Procedure de la Wait & Weight Method. [22]

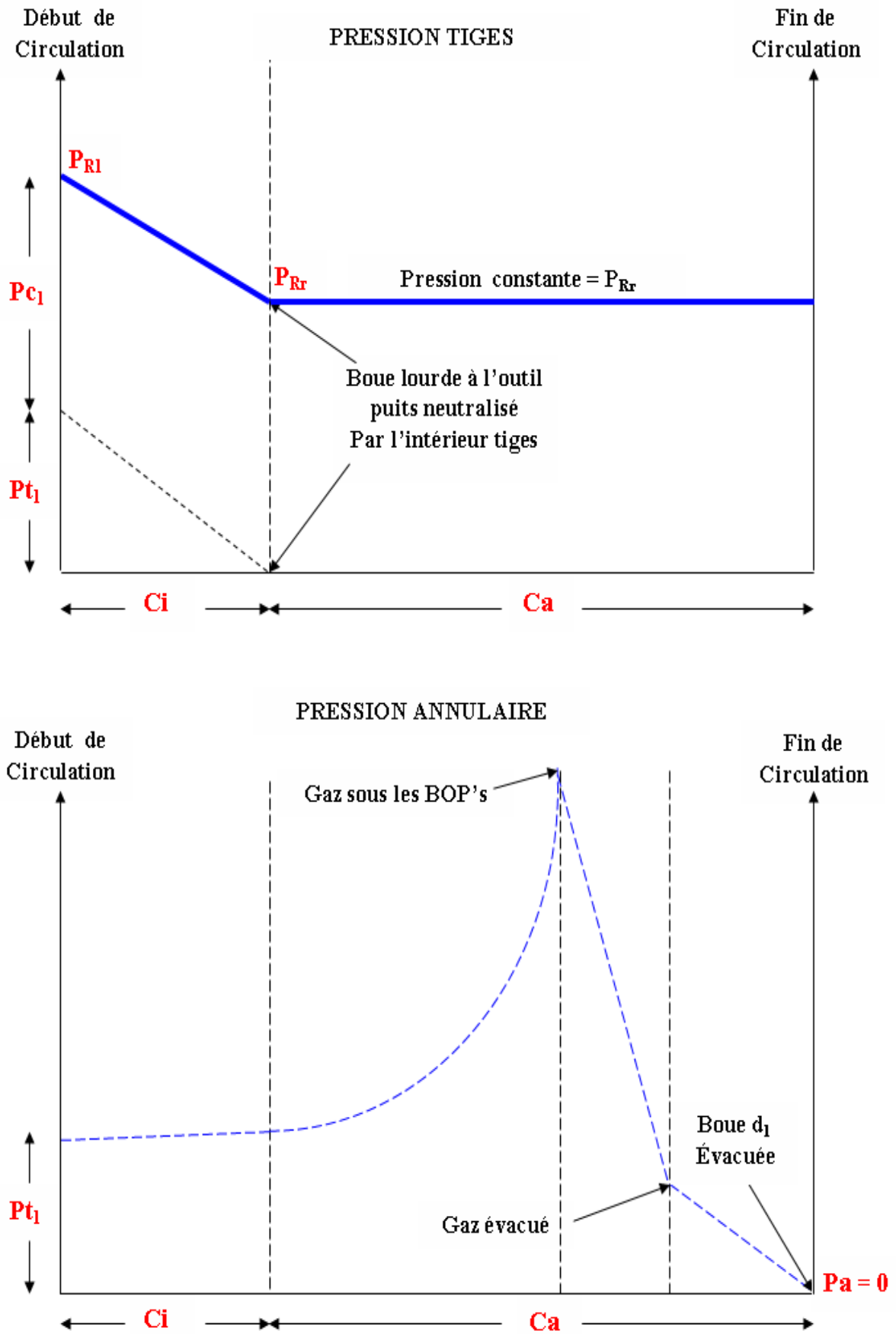


Figure IV.10. Evolution des Pressions en Tête des Tiges et Annulaire.[22]

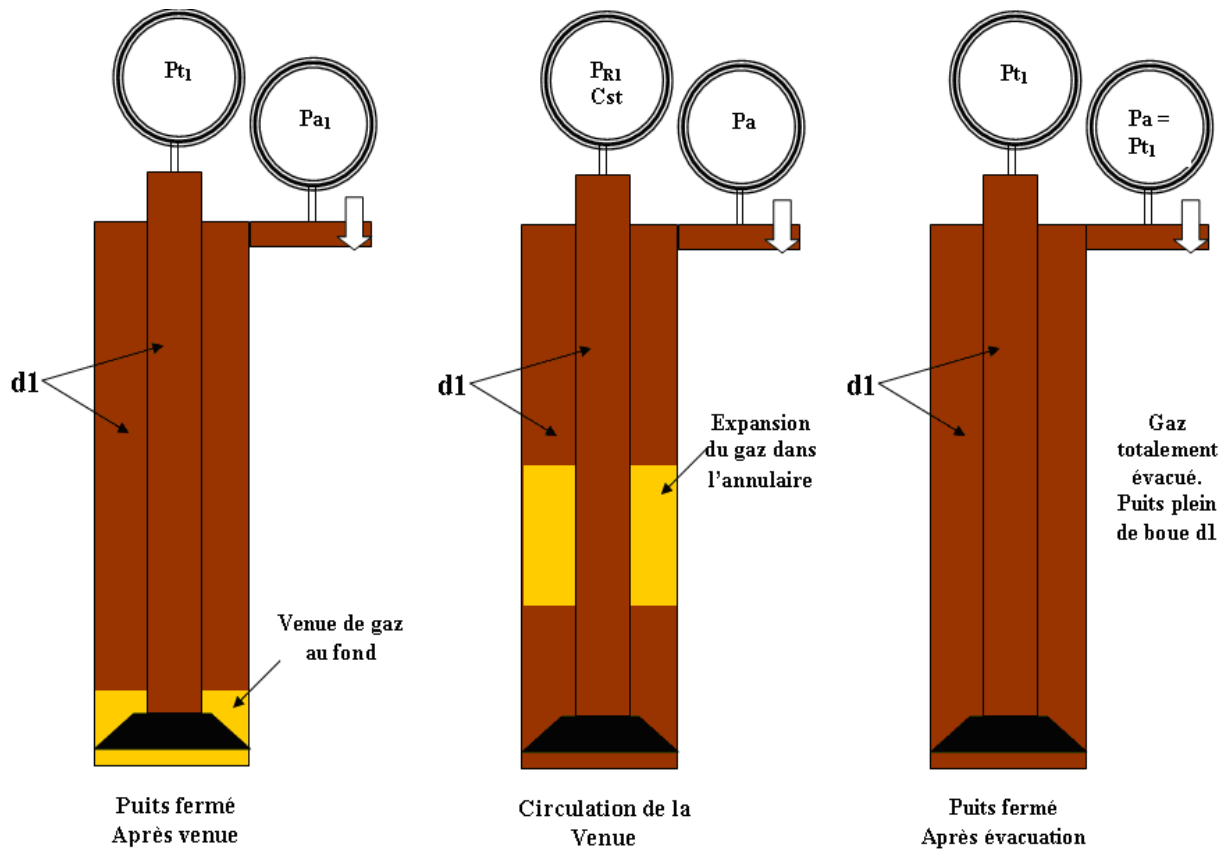


Figure IV.11. Première circulation.

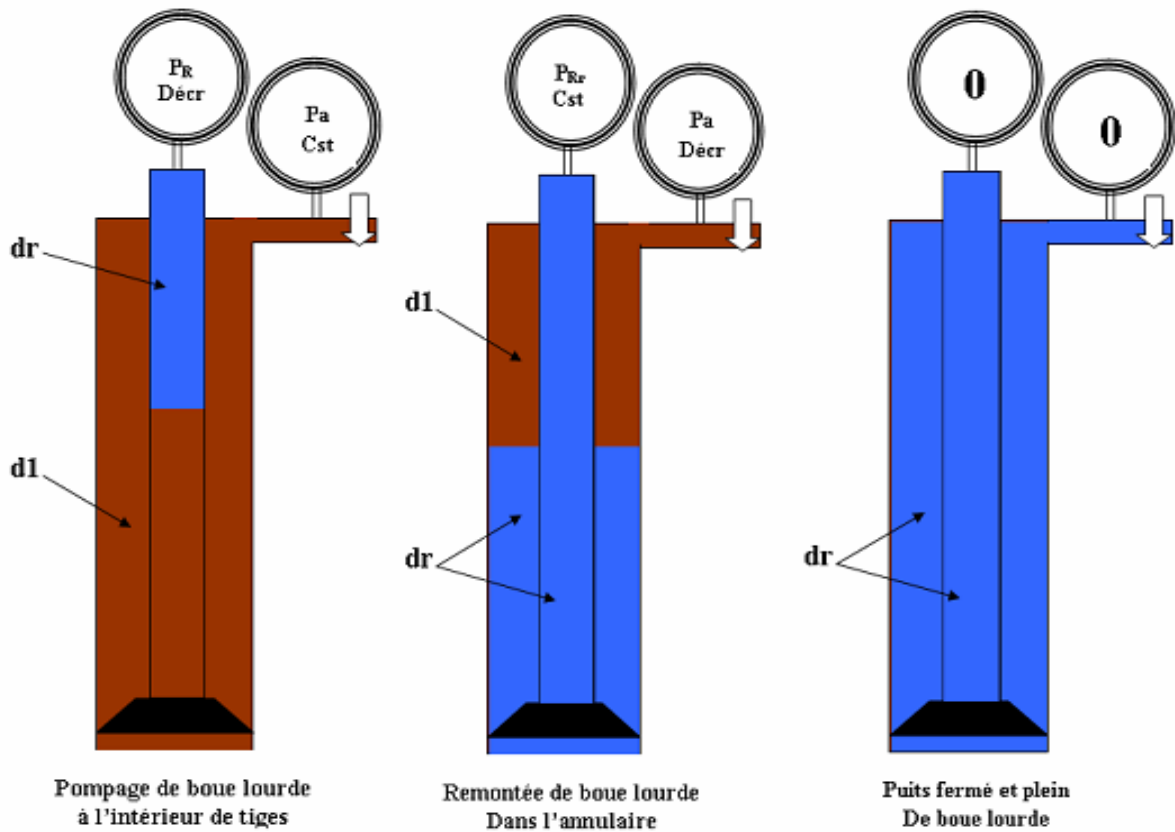
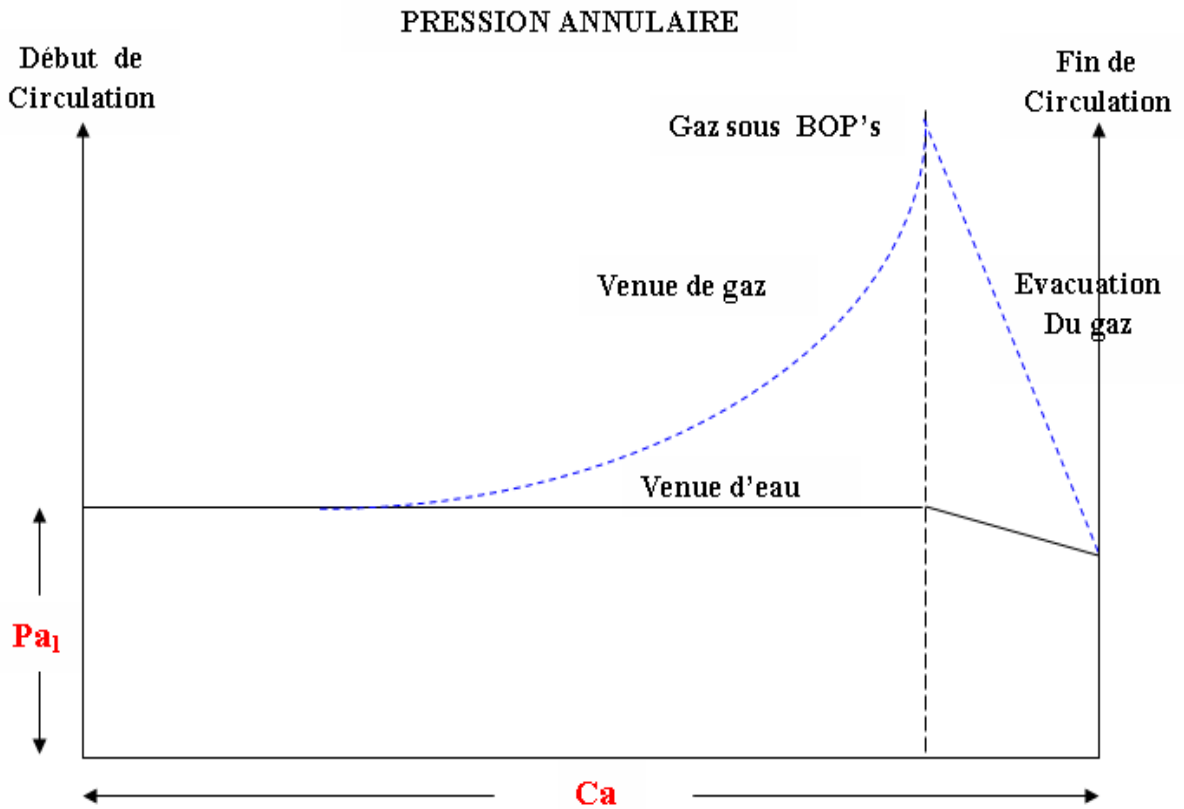
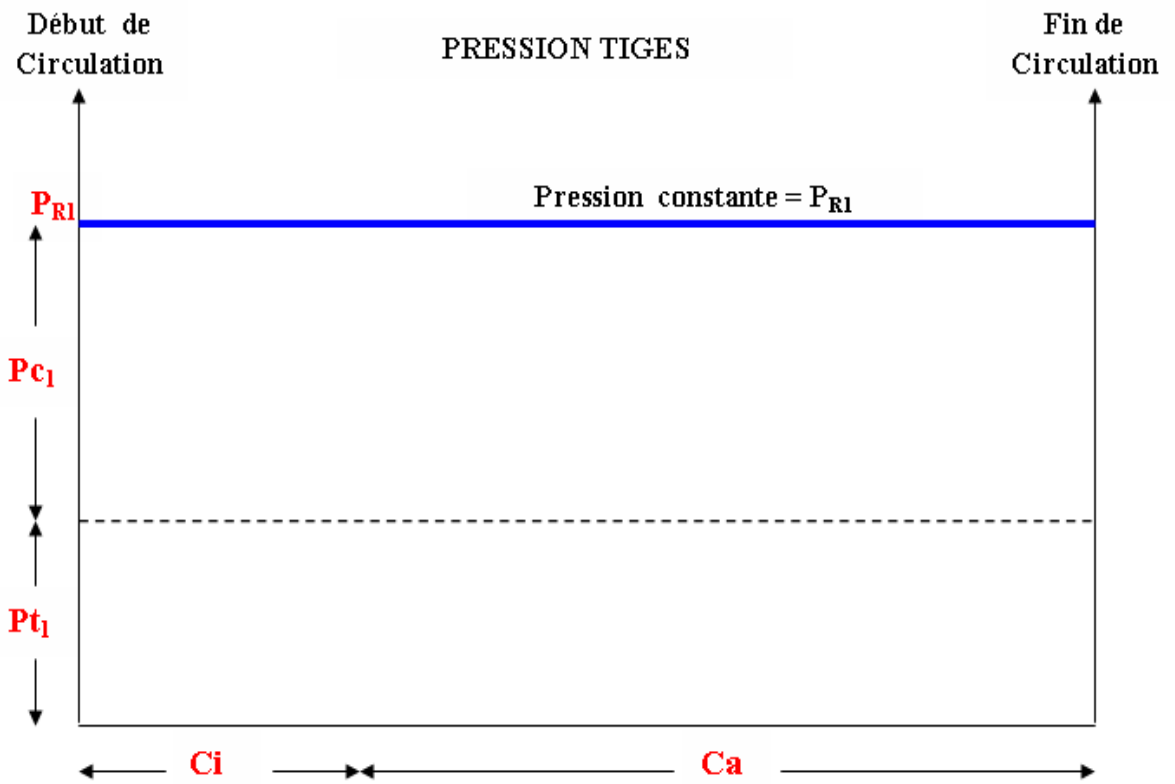


Figure IV.12. Deuxième circulation. [22]



**Figure IV.13.** Evolution des Pressions en Tête des Tiges et Annulaire (pour la première circulation).[22]

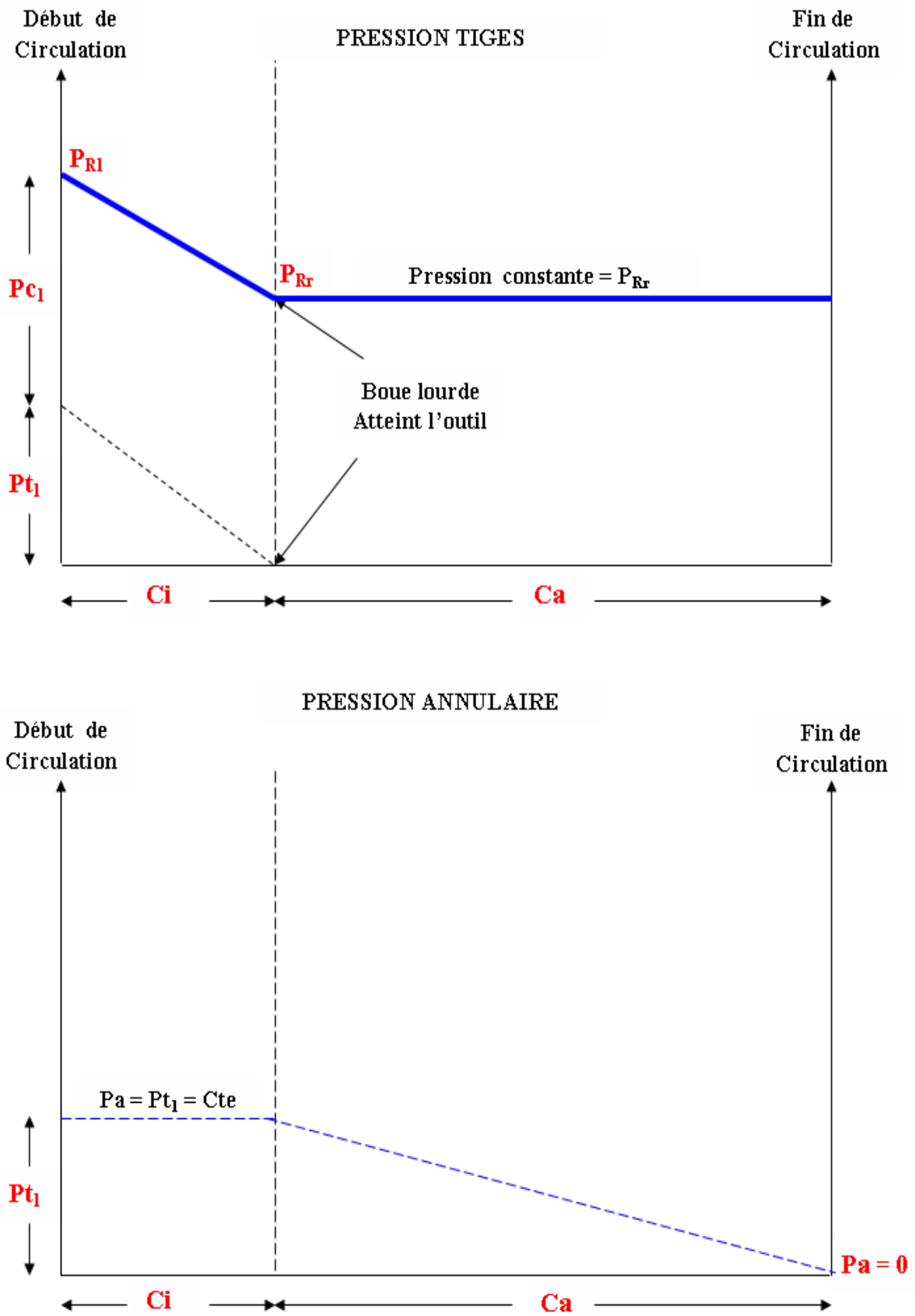


Figure IV.14. Evolution des Pressions en Tête des Tiges et Annulaire (pour la deuxième circulation) [22]

#### IV.6.4.Procédures de fermeture:

La détection rapide d'une venue et la fermeture immédiate du puits sont les éléments clés pour la réussite des opérations de remise sous contrôle du puits. Les procédures de fermeture de puits ont été établies dans le but de:

- ✓ Sécuriser le puits
- ✓ Minimiser le volume de la venue

L'importance et la sévérité de la venue dépendent de :

- ✓ La pression différentielle au fond du puits
- ✓ La perméabilité de la formation
- ✓ Temps écoulé avant la fermeture du puits
- ✓ La nature de l'effluent.

##### IV.6.4.1. Procédure de fermeture HARD :

###### IV.6.4.1.1. Alignement du circuit de contrôle (OFF):

- ✓ La vanne manuelle de la choke line (circuit de jeux de vannes) ouverte.
- ✓ La vanne hydraulique (HCR) de la choke line fermée.
- ✓ La Duse hydraulique fermée.
- ✓ Toutes les vannes de la ligne (en aval de la HCR) passant par la duse hydraulique allant au dégazeur doivent être ouvertes.
- ✓ Les autres vannes du manifold de Duse fermées

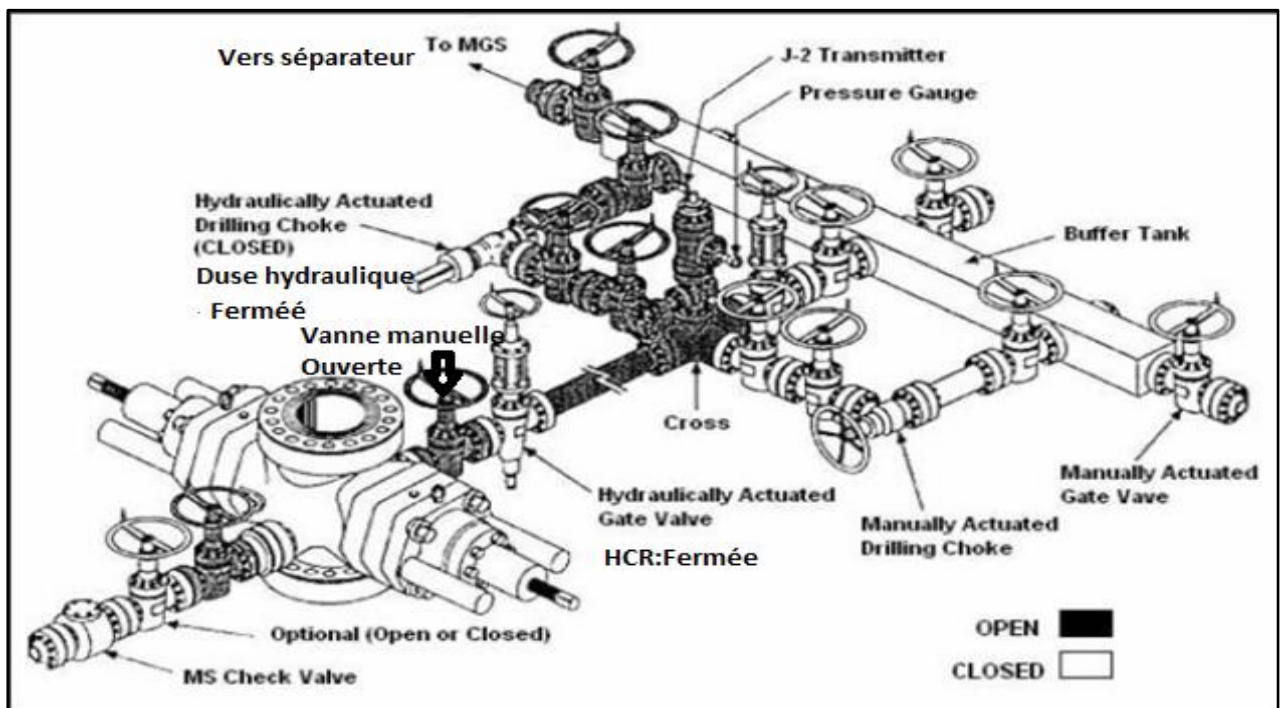


Figure IV.15. Fermeture Hard.



***IV.6.4.1.2. Procédure de fermeture HARD en cas de venue en forage:***

- ✓ Arrêter la rotation et donner l'alerte.
- ✓ Dégager la tige d'entraînement avec les pompes en marche et positionner le premier tool joint au-dessus de la table de rotation.
- ✓ Arrêter les pompes de forage et observer le retour de la boue, si positif:
- ✓ Fermer un obturateur (de préférence la pipe RAMS).
- ✓ Ouvrir la vanne hydraulique de la choke line et avertir le superviseur.
- ✓ Noter le gain, relever les pressions en tête des tiges et d'annulaire et ploter leurs valeurs en fonction du temps.

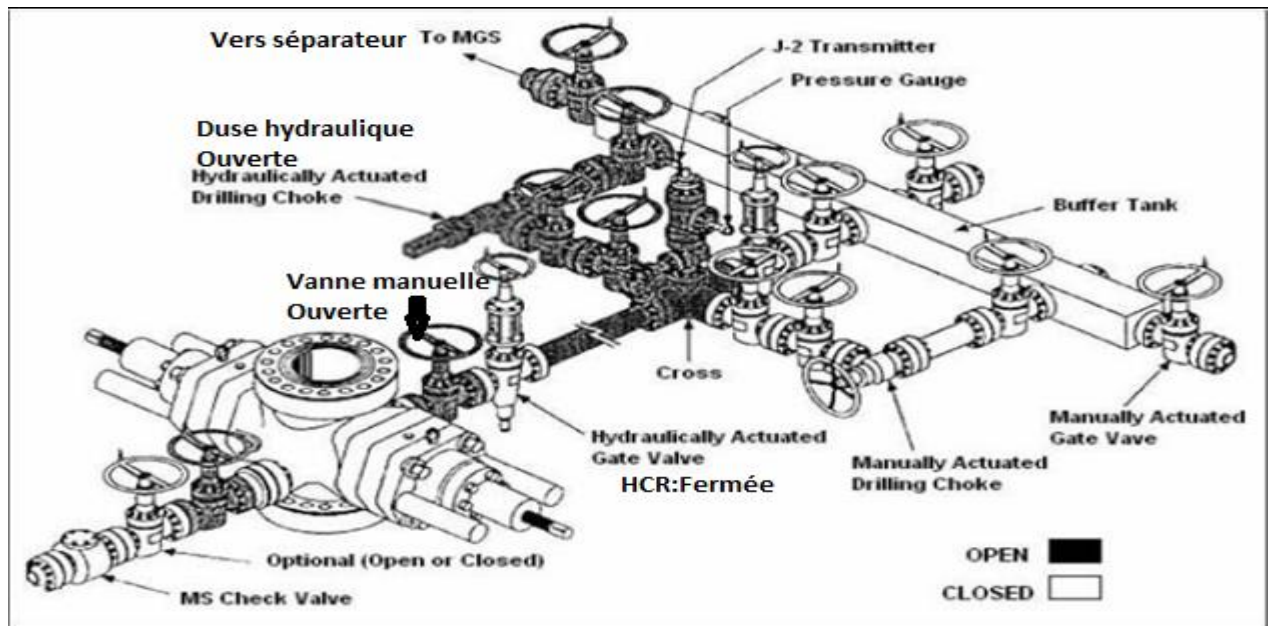
***IV.6.4.1.3. Procédure de fermeture HARD en cas de venue en manœuvre:***

- ✓ Poser la garniture sur cale.
- ✓ Installer la vanne de sécurité (safety valve) en position ouverte.
- ✓ Fermer la vanne de sécurité.
- ✓ Fermer un obturateur (de préférence la pipe RAMS).
- ✓ Ouvrir la vanne hydraulique de la choke line et avertir le superviseur.
- ✓ Noter le gain, relever la pression en tête d'annulaire.

***IV.6.4.2. Procédure de fermeture SOFT:******IV.6.4.2.1. Alignement du circuit de contrôle (OFO):***

Pendant les opérations de forage le circuit de contrôle doit être aligné.

- ✓ La vanne manuelle de la choke line ouverte
- ✓ La vanne hydraulique de la choke line fermée
- ✓ La duse hydraulique ouverte, toutes les vannes de la ligne (en aval de la HCR) passant par la duse hydraulique, allant au séparateur doivent être ouvertes les autres vannes du manifold de duse fermées.



**Figure IV.16.** Fermeture soft.[22]

#### ***IV.6.4.2.2. Procédure de fermeture en forage:***

La procédure de fermeture soft en cas de venue pendant le forage consiste à:

- ✓ Arrêter la rotation et donner l'alerte
- ✓ Dégager la tige d'entraînement avec les pompes en marche et positionner le premier tool joint au-dessus de la table de rotation
- ✓ Arrêter les pompes de forage et observer le retour de la boue, si positif :
- ✓ Ouvrir la vanne hydraulique de la choke line.
- ✓ Fermer un obturateur (l'annulaire de préférence).
- ✓ Fermer la duse hydraulique et avertir le superviseur.
- ✓ Noter le gain, relever les pressions en tête des tiges et d'annulaire et ploter leurs valeurs en fonction du temps (Pt et P EA).

#### ***IV.6.4.2.3. Procédure de fermeture en manœuvre:***

S'il y a indication de venue en cours de manœuvre, le puits doit être fermé de la manière suivante:

- ✓ Poser la garniture sur cales.
- ✓ Installer la vanne de sécurité (Safety valve) en position ouverte.
- ✓ Fermer la vanne de sécurité.
- ✓ Ouvrir la vanne hydraulique de la choke line.

- ✓ Fermer un obturateur (l'annulaire de préférence).
- ✓ Fermer la duse hydraulique et avertir le superviseur
- ✓ Noter le gain et relever la pression en tête d'annulaire.

#### ***IV.6.4.3. Avantages et inconvénients des différentes procédures de fermeture:***

##### ***IV.6.4.3.1. Procédure HARD:***

###### ***1. Avantage:***

- ✓ Temps de fermeture court entraînant un gain faible.
- ✓ Procédure de fermeture moins compliquée.

###### ***2. Inconvénients:***

- ✓ Ne permet pas le contrôle de l'évolution des pressions à la fermeture.
- ✓ Risque des coups de bélier au niveau de découvert.

##### ***IV.6.4.3.2. Procédure SOFT:***

###### ***1. Avantage:***

- ✓ Permet de contrôler et la surveillance de l'évolution des pressions en tête de l'annulaire et en tête des tiges durant la fermeture.
- ✓ Eviter les coups de bélier à la formation.

###### ***2. Inconvénients :***

- ✓ Temps de fermeture assez long engendrant un gain important. Risque de confusion durant son application.

## **IV.7. Contrôle et protection de la venue du gaz lors du forage du puits**

### **Producteur d'huile (PPH) :**

#### **Cas du puits NHN-7 :**

##### **IV.7.1. Données du puits NHN-7 :**

Profondeur vertical : Z=2800 m

Diamètre du découvert : 8<sup>n1/2</sup>

Tiges de forage 5'', 19.50 lb/ft, G105, Vint=9.05 l/m

Drill collars 6 1/2 x 3 x 23 m, Vint=4.01 l/m

Tubage 9'' 5/8, 68 lb/ft, N80, Zs= 2540m

Gradient de fracturation au sabot 0.12 bars/m

Densité de boue de forage : 1.90

Volume annulaire trou - DC= 15.2 l/m

Volume annulaire trou - DP= 23.41/m

Volume annulaire Csg - DP= 24.99/m

Pompes triplex, course 12'', chemise en 6''1/2 , débit unitaire 16 l/cp

Pertes de charge au débit réduit (70 cps/min) 45bars-39bars

**IV.7.2. Données de la venue :**

Pt1= 45 bars

Pa1= 80 bars

Gain= 6000 litres

**IV.7.3. Les formules de base utilisées pour remplir la fiche de contrôle :**

*IV.7.3.1. Détermination de la densité de la boue requise :*

$$d_r = d_1 + \frac{10.2 \times P_{t1}}{Z} \tag{IV.10}$$

d<sub>r</sub>: densité de la boue requise

d<sub>1</sub>: densité de la boue

P<sub>t1</sub>: pression en tete des tiges

Z: profondeur vertical

A.N :

$$d_r = d_1 + \frac{10.2 \times P_{t1}}{Z} \quad \Longrightarrow \quad d_r = 1.9 + \frac{10.2 \times 45}{2800} = 2.06$$

*IV.7.3.2. Détermination du nombre de coup correspond au volume intérieur :*

$$N_c = \frac{V_i}{Q_i} \tag{IV.11}$$

N<sub>c</sub> : nombre de coup

V<sub>i</sub> : vitesse intérieur de garniture

Q<sub>i</sub> : Débit unitaire

A.N :

$$N_c = \frac{V_i}{Q_i} \quad \Longrightarrow \quad N_c = \frac{24349.65}{16} = 1521.85 \text{ Cps}$$

Pour le temps de procédure :  $T = \frac{1521.85}{40} = 38$  minutes.

**IV.7.3.3. Détermination du nombre de coup nécessaire pour remplir le découvert :**

$$N_c = \frac{V_d}{Q_i} \quad (\text{IV.12})$$

V<sub>d</sub> : Volume annulaire découvert

A.N :

$$\begin{aligned} V_d &= (2800-2540-6) \times 15.2 + (6 \times 23.41) \\ &= 4001.26 \text{ litres} \end{aligned}$$

$$\text{D'où } N_c = \frac{4001.26}{16} = 250 \text{ Cps}$$

Et T= 6.25 minutes

**IV.7.3.4. Détermination de volume total de l'annulaire :**

$$V_a = V_{csg} + V_d \quad (\text{IV.13})$$

V<sub>csg</sub> : Volume annulaire casing

A.N :

$$V_{csg} = 2540 \times 24.99 = 63474.59 \text{ litres}$$

$$\text{D'où } V_a = 63474.59 + 4001.26 = 67475.85 \text{ litres}$$

$$N_c = 4217 \text{ Cps} \quad T = 105 \text{ minutes} \quad (\text{Annexe 5})$$

**IV.7.3.5. Calcul de la pression admissible avant la fermeture du puits :**

$$P_{adm} = Z_s \times \frac{d_{frac} - d_1}{10.2} \quad (\text{IV.14})$$

P<sub>adm</sub> : Pression admissible

Z<sub>s</sub>: cote vertical de tubage

d<sub>frac</sub> : densité de fracturation

A.N :

$$P_{adm} = 2540 \times \frac{2.16 - 1.9}{10.2} = 67.001 \text{ bars}$$

La pression maximale admissible est la pression limite à ne pas dépasser en tête d'annulaire pour éviter la fracturation de la formation la plus fragile.  $P_{adm} < P_{amax}$

**IV.7.3.6. Détermination de la nouvelle pression admissible dans le cas :  $dr = 2.06$** 

$$P_{adm} = Z_s \times \frac{d_{frac}-dr}{10.2} \quad (\text{IV.15})$$

A.N :

$$\begin{aligned} P_{adm} &= 2540 \times \frac{2.16-2.06}{10.2} \\ &= 24.90 \text{ bars} \end{aligned}$$

**IV.7.3.7. Détermination de la pression de refoulement  $P_{r1}$  :**

$$P_{r1} = P_{t1} + P_{c1} \quad (\text{IV.16})$$

 $P_{r1}$  : Pression de refoulement initial $P_{t1}$  : pression en tête des tiges $P_{c1}$  : pertes de charge à débit réduit

A.N :

$$\begin{aligned} P_{r1} &= 45 + 14 \\ &= 59 \text{ bars} \end{aligned}$$

**IV.7.3.7.1. Détermination de la pression de refoulement finale  $P_{Rr}$  :**

$$P_{Rr} = P_{c1} \times \frac{dr}{d1} \quad (\text{IV.17})$$

A.N :

$$\begin{aligned} P_{Rr} &= 14 \times \frac{2.06}{1.91} \\ &= 15.17 \text{ bars} \end{aligned}$$

(Annexe 5)

**IV.7.3.8. Détermination du gradient de la venue :**

$$\text{Grad} = \frac{d1}{10.2} - \frac{(Pa1 - Pt1)}{H_{venue}} \quad (\text{IV.18})$$

Grad: Gradient de la Venue

 $Pa1$ : Pression de la venue $H_{venue}$  : la hauteur de l'effluent

$$H_{eff} = \frac{\text{Gain}}{V_a} \quad (\text{IV.19})$$

A.N :

$$H_{\text{eff}} = \frac{6000}{23.41} = 256.3 \text{ m}$$

$$\text{Grad} = \frac{1.9}{10.2} - \frac{(80-45)}{256.3} = 0.049 \text{ Kg/litre}$$

**IV.7.3.9. Détermination du temps d'un cycle :**

$$T_t = t_i + t_d + t_{\text{csg}} + t_{\text{puits}} + t_a + t_{\text{boue}} \quad (\text{IV.20})$$

$T_t$  : Temps d'un cycle

$t_i$ : Temps en l'intérieur

$t_d$ : Temps en découvert

$t_{\text{csg}}$  : Temps de casing

$t_{\text{puit}}$  : Temps de puits

$t_a$ : Temps annulaire

$t_{\text{boue}}$  : Temps d'alourdissement de la boue

A.N :

$$T_t = 38 + 6 + 99 + 105 + 143 + 213 = 604 \text{ min} \quad (\text{Annexe 5})$$

**IV.7.3.10. Poids de la baryte à ajouter :**

$$B = 4.2 \times V(\text{m}^3) \times \frac{dr-d1}{4.2-dr} \quad (\text{IV.21})$$

V : Volume total de la boue a alourdir.

A.N :

$$B = 4.2 \times 136825 \times \frac{2.06-1.9}{4.2-2.06} = 46911.4 \text{ Kg} = 46.911 \text{ tonnes}$$

**IV.7.4. Détermination de la résistance de l'ouvrage :**

**IV.7.4.1. Nature d'effluent :**

Densité d'effluent :

En statique on a :

$$P_{t1} + P_{Hi} = P_{a1} + P_{Ha} \quad (\text{IV.22})$$

$$P_{t1} + \frac{Z \times d}{10.2} = P_{a1} + \frac{(Z-H_{\text{eff}}) \times d}{10.2} + \frac{H_{\text{eff}} \times d_{\text{eff}}}{10.2} \quad (\text{IV.23})$$

$d_{\text{eff}}$  : densité d'effluent

$$d_{\text{eff}} = d_1 - \frac{10.2 \times (P_{a1} - P_{t1})}{H_{\text{eff}}} \quad (\text{IV.24})$$

A.N:

$$d_{\text{eff}} = 1.9 - \frac{10.2 \times (80 - 45)}{256.3} = 0.507 \text{ kg/l}$$

Donc la venue est un gaz.

**IV.7.4.2. Calcul de pression de pores :**

$$P_G = \frac{Z \times d_r}{10.2} \quad (\text{IV.25})$$

$P_G$  : Pression de pores

A.N:

$$P_G = \frac{2800 \times 2.06}{10.2}$$

$$= 545.49 \text{ bars}$$

**IV.7.4.3. Calcul de pression de fracturation:**

$$P_{\text{fra}} = P_{\text{LOT}} + \frac{Z_s \times d_{\text{lot}}}{10.2} \quad (\text{IV.26})$$

$P_{\text{fra}}$  : Pression de fracturation

$P_{\text{LOT}}$ : Pression du LOT

$d_{\text{LOT}}$ : densité du LOT

A.N:

$$P_{\text{fra}} = 67 + \frac{2540 \times 1.9}{10.2}$$

$$= 540.13 \text{ bars}$$

**IV.7.4.4. Pression maximale en tête d'annulaire à l'arriver de bouchon ( $P_{\text{max}}$ ) :**

$$P_{\text{max}} = \frac{P_{t1}}{2} + \sqrt{\frac{P_{t1}^2}{4} + 9.81 \times \frac{K \times G \times d_1 \times P_g}{V_a}} \quad (\text{IV.27})$$

$P_{\text{max}}$  : Pression maximale en tête



A.N :

$$P_{a_{\max}} = \frac{4500}{2} + \sqrt{\frac{(4500)^2}{4} + 9.81 \times \frac{11 \times 6000 \times 1.9 \times 5652}{24.99}}$$

$$= 19081.266 \text{ kpa}$$

$$= 190.81 \text{ bars}$$

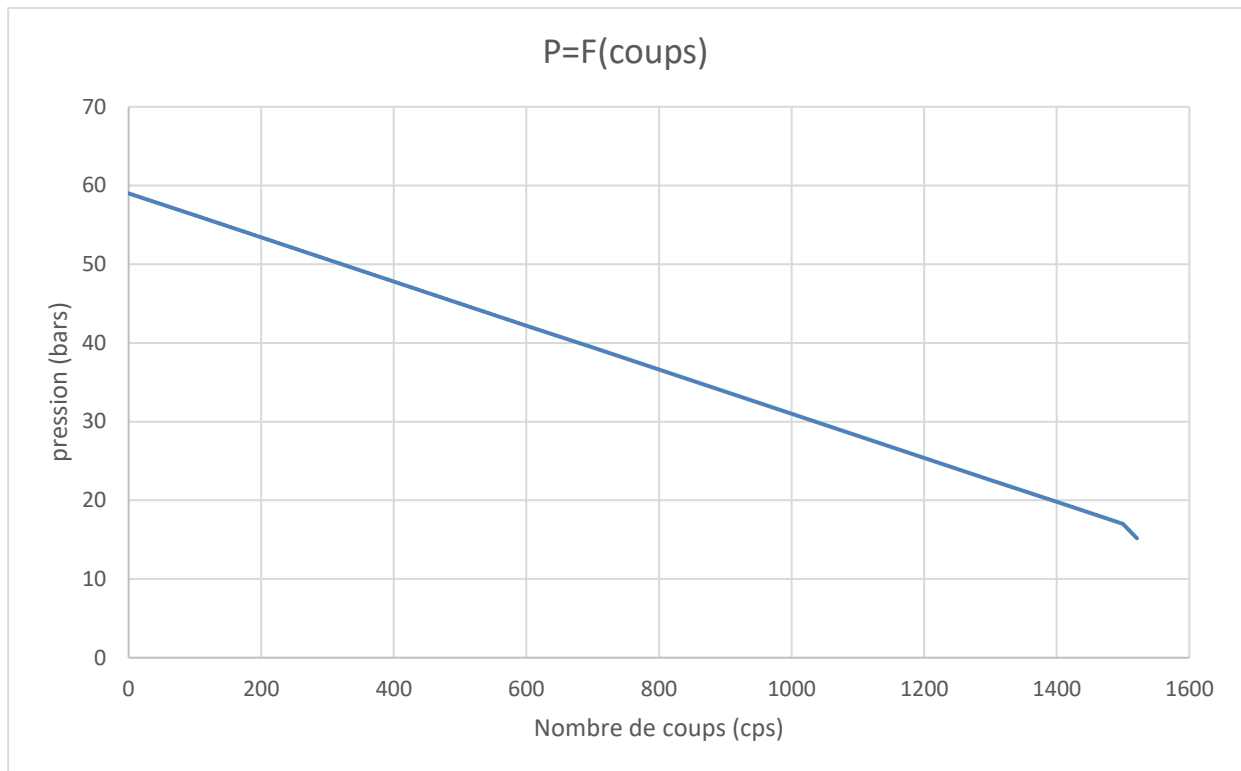
$P_{a_{\max}} <$  pression de service de BOP (5000 psi = 344.82 bars)

$P_{a_{\max}} = 190.81 <$  pression des BOP (5000 psi = 344.82 bars)

On prend  $Pr_1 = 59$  bars, et pour une rechute de 2.8 bars / 100 coups on trace le graphe suivant avec les données du tableau si dessous :

**Tableau IV.2.** Nombre de coups et pression.

Nombre de coups	Pression
0	59
100	56.2
200	53.4
300	50.6
400	47.8
500	45
600	42.2
700	39.4
800	36.6
900	33.8
1000	31
1100	28.2
1200	24.4
1300	22.6
1400	19.8
1500	17
1521.85	14.2



**Figure IV.17.** Variation de pression selon le nombre de coups.

### **Conclusion :**

Le gaz peut engendrer des fortes surpressions et très difficile à contrôler une fois en surface ce qui le rends très dangereux, son inflammabilité qui peut causer des pertes humaines, des pertes économiques et un désastre écologique, contrairement a une venue liquide qui est facile a contrôler et moins dangereuse.

Afin d'éviter les venues pendant le forage, le contrôle primaire reste toujours la meilleure ligne de défense contre elles. La formation et la certification du personnel sur le contrôle de venue est indispensable, afin d'assurer la bonne maitrise des venues, les signes précurseurs et positifs des venues, la fermeture du puits, la bonne utilisation des équipements de contrôle appropriés et la bonne mise en œuvre des méthodes de contrôle en cas de venue. Le contrôle de la venue est toujours réalisé par l'une des méthodes conventionnelles.

# **Conclusion générale**

---

## Conclusion générale

Le puits pétrolier est une tâche très compliqué et les éruptions représentent toujours un risque dont les conséquences peuvent être très fâcheuses sur l'environnement et sur le personnage et même sur les équipements, ce qui nécessite des études approfondies et des programmes préalable (programme de forage et tubage, programme de boue et de cimentation...).

On conçoit qu'il est indispensable de tout mettre en œuvre pour éviter ce genre d'accident, pour cela il faut connaître les causes et les indices des venues afin de l'empêcher ou d'en limiter les irrptions et de désigner un programme de la boue d'une façon à répondre à toutes les nécessités technique, écologique et économique.

En première partie, on a donné une vue approfondie sur le forage dont on a parlé sur les types des puits (UBD, OBD), les outils de forage, les fonctions de forage et la cimentation, et bien aussi sur le fluide de forage qui est indispensable pendant la procédure.

Puisque on parle sur le forage, le pétrole est l'un des raisons de forer un puits, Qui né de par un processus de décomposition des matières organiques qui vivaient dans les océans il y a des millions d'années, et qui s'accumulent formant des gisements, d'ou l'on a distingué les différents types de pétrole et ses procédures de migrations.

Pour un bon déroulement d'un forage pétrolier, une étude technique de terrain est primordiale, bien aussi le procédé de forage s'accomplie sur cinq (5) phases essentiels jusqu'à sa complétion, sur ce, on a basé le troisième chapitre de notre travail sur la caractérisation technique et les phases de forage du puits NHN-7, dont la boue fluide dans notre cas varie de 1.05 , 1.08 à 1.18 de densité pendant le forage des trois premières phases, et pour dépasser l'horizon B dans la 4ème phase, On a varié la boue entre 2 à 2.2 , et pour la phase réservoir la boue est de 1.53.

La procédure de détection et de prévention est essentielle pour la mise sous contrôle de cet aspect périlleux pour éviter tout désastre naturel, c'est pour cela qu'on s'est concentré dans notre dernier chapitre sur les moyens de protection et contrôle des éruptions, en focalisant sur le puits NHN-7 dont on a utilisé la méthode wait and weight et la fermeture soft qui nous a permis l'évacuation de la venue du gaz ( $V= 6000$  L) de gradient de 0.06 bars/m avec une densité requise de 2.06 et un  $\Delta P$  de 3 bars/cps.

On peut conclure que la clé de la réalisation d'un bon forage jusqu'à sa complétion dépend d'un bon programme de boue bien adapté et un contrôle journalier du puits pour éviter toutes complications et prévenir au cas où de venue.

# **Références bibliographiques**

## Références bibliographiques :

- [1] Livre : Prévention et maîtrise des éruptions, De Chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel, Sous-commission Forage, Technip 1979.
- [2] Techniques d'exploitation pétrolière, Pétrole, le forage, Jean-Paul Nguyen Ingénieur Principal à l'institut française du pétrole
- [3] Exploration-Production Division Production Direction Régionale Haoud-Berkaoui Division Eng & Production Service Puits Documentation SONATRACH.
- [4] ABDOULAYE, A. Contribution à la surveillance d'un processus de forage pétrolier, Thèse de doctorat, ParisTech-Institut de sciences et technologies, 2010.
- [5] F. GRONDIN - Janvier 2004, Bourguine Benoît. Jean Grondin, *Introduction à la métaphysique* (coll. *Paramètres*), 2004. In: *Revue théologique de Louvain*, 37<sup>e</sup> année, fasc. 2, 2006. p. 278.
- [6] Technique d'exploitation pétrolière le forage J.P. NGUYEN, Editions Technip (9 avril 1991), 378 pages
- [7] Formation GDF SONATRACH M1 Mr. SLIMANI, Etude et dimensionnement d'un appareil de forage dans le champ d'Amguid messoud pour le puits de RAHLET AL AOUDA #5 (RAA#5).
- [8] ENSPM formation industrie - forage\*production\*gisement, approche she - rôle de l'ingénieur sécurité prévention.
- [9] MEHDI METAICHE. Forage techniques et procédés. Université Bouira, Octobre 2013, P1
- [10] tp3 GARNITURE.docx - Introduction Le Principe du forage...School **algiers** Technology Academy Course **title math** 13 Uploaded By tenesprod Pages10
- [11] Guide d'application de l'arrêté interministériel du 11/9/2003 relatif à la rubrique 1.1.0 de la nomenclature eau : sondage, forage, puits, ouvrage souterrain non domestique 27 Fiche 6 b – Conditions techniques de réalisation d'un forage : la cimentation
- [12] BOUCHERCHEM, A. et BOUSSABOUABOU, A. : « Contrôle de pression conventionnel », Mémoire de fin d'étude, université de Bejaia, juin 2015 »
- [13] Mémoire fin d'étude « contrôle et calcul de pressions lors d'un forage pétrolier : cas du puits IA-169 », département hydraulique université de Bejaia.
- [14] Document SONATRACH « final well report NHN-7 »
- [15] forage d'eau : procédés et mesures enseignant A. ALI université BATNA 2.
- [16] Mémoire fin d'étude « Elaboration et caractérisation d'un matériau composite en Carbure de Tungstène-Alliage utilisé dans la fabrication des outils de forage » Université mouloud mammeri TIZI-OUZOU.

- [17] A. CHOQUIN, « COURS DE FORAGE. Deuxième partie. Paramètres et contrôle du forage », Publication de L'Institut Français du Pétrole, Edition Octobre 1975.
- [18] MASTER 1 G.B.S.- SEMESTRE 6 MATIERE : GEOLOGIE DU PETROLE Par : TLILI M université Annaba
- [19] La maturation du kérogène en pétrole par la page officiel pétrole pour tous, ENSPM, Les outils de forage, Formation Industrie, 1999.
- [20] « Introduction à la pétrochimie et raffinage » 2ème Année GP et HC université MEDEA.
- [21] CONTROLE ET MAITRISE D'UNE VENUE A L'AIDE D'UN SIMULATEUR DE FORAGE DRILLSIM 5000 , *Etude réalisée par ZINE FATHI IF 99 et Dr MELLAK ABDERRAHMANE*
- [22] Cours\_DEHOUCHE NADJET\_Introduction au Raffinage et à la pétrochimie.
- [23] Well control Jerome J. Schubert. PE Department of petroleum engineering, Texas A and M university
- [24] Carter, R. D., Appendix to "Optimum fluid characteristics for fracture extension," by G. C. Howard and C. R. Fast, *Drilling and Production Practices*, 1957.
- [25] Valk6, P., and M. J. Economides, "A continuum damage mechanics model of hydraulic fracturing," *Journal of Petroleum Technology*, March 1993.
- [26] Documentation sonatrach : Géologie du pétrole GEO-T1S6.

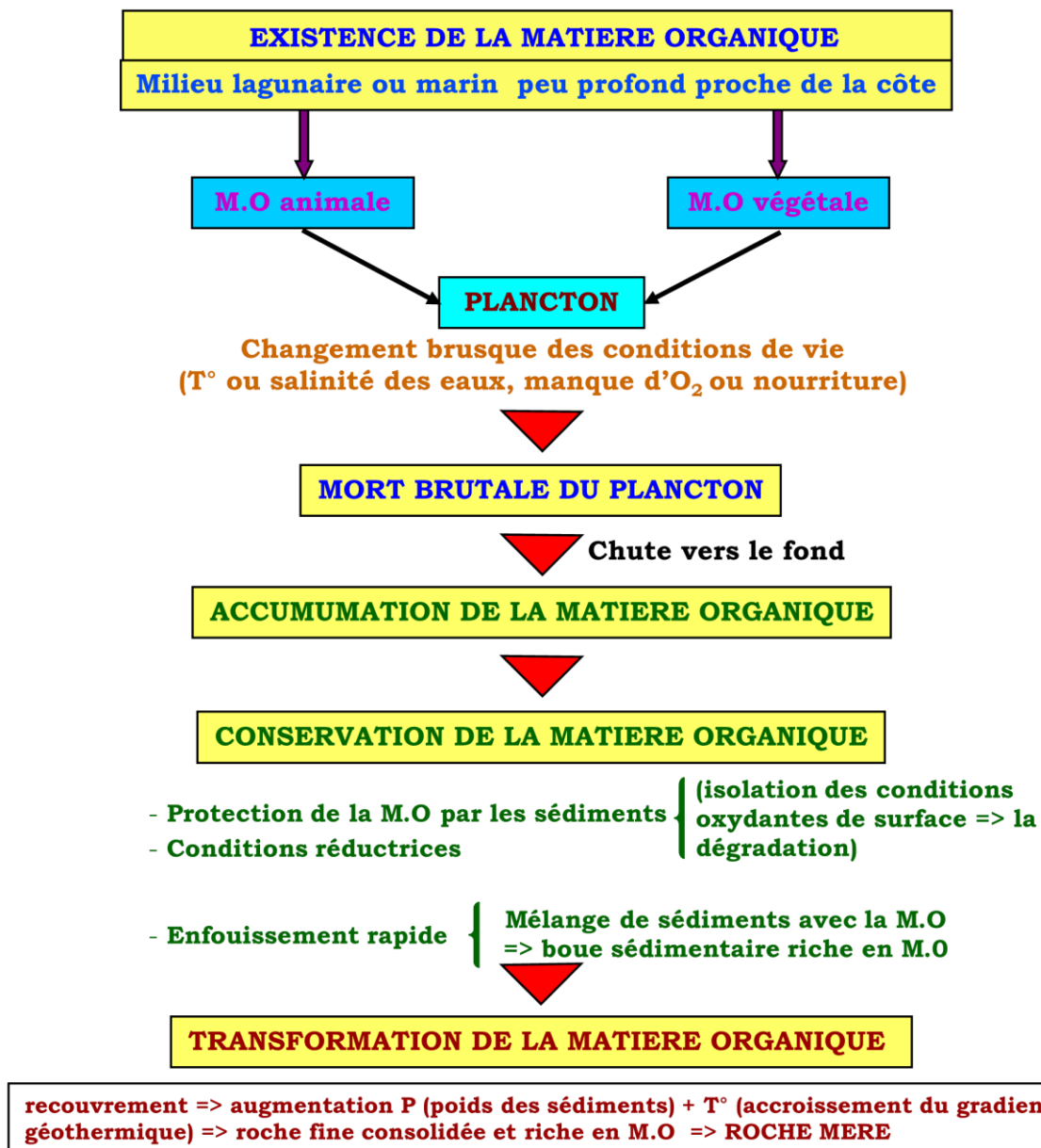


# **ANNEXES**

**Annexe 1:**classification de casing

Grade	Color Coating on Couping	Color Band on Couping	Color Band on Pipe Body	
H-40	Black	-	-	
J-55	Green	Letter "J" (Yellow)	One Green band	
K-55	Green	-	Two Green bands	
N-80	Red	-	One Red band	
L-80	Red	One Brown band	One Red band and One Brown band	
L80-CR9	Red	Two Yellow bands	One Red band, One Brown band and Two Yellow bands	
L80-CR13	Red	One Yellow band	One Red band, One Brown band and One Yellow bands	
C-90	Purple	-	One Purple band	
C-95	Brown	-	One Brown band	
T-95	Silver	-	One Silver band	
P-110	White	-	One White band	
Q-125	Orange	-	One Orange band	

## Annexe 2: Processus schématique de la formation des hydrocarbures.

**Processus schématique de la formation des hydrocarbures****Action des bactéries:**

- aérobies dès le premier cm d'enfouissement => dégradation d'une partie de la M.O, mais leur action s'arrête aux premiers cm.
- anaérobies, jusqu'à un seuil limite de 20m, interviennent à leur tour et permettent la synthèse des premiers H.C en consommant l'O<sub>2</sub> restant, et en fractionnant les molécules géantes en molécules de plus petites tailles.

**Action de la diagenèse: T° et P**

- formation des H.C complexes.
- enfouissement progressif, diminution du rapport O/C, formation des molécules d'H.C liquides lourds (visqueux) à 50-70°C.
- évolution du bassin, à 120-150°C phénomène de cracking => rupture des liaisons de C => H.C très simples, légers => H.C gazeux.

**Annexe 3:** Analyse des temps de forage.


Phase	Forage Heures	Manceuv. Heures	Circul. Heures	Reforage Heures	Csg/Cmt Heures	BOP/Test Heures	Logging Heures	Répara. Heures	Attente Heures	scrappage Heures	Carottage Heures	Repechage Heures	Divers Heures	Total Heures
26"	106,50	28,50	3,00	0,00	22,00	13,00	0,00	2,50	8,00	0,00	0,00	0,00	3,00	186,50
16"	68,50	16,00	6,25	5,50	30,00	24,50	7,00	0,75	0,00	0,00	0,00	0,00	1,50	160,00
12" <sup>¼</sup>	132,75	98,25	13,00	21,50	49,00	21,00	25,50	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	16,50	378,50
8" <sup>½</sup>	80,50	107,75	11,25	32,50	79,50	9,50	13,00	4,50	0,00	0,00	0,00	0,00	38,00	376,50
6"	342,25	849,75	68,50	22,50	38,75	17,25	87,75	3,00	3,50	0,00	213,00	0,75	42,25	1689,25
Complétion	0,00	254,75	9,25	39,25	0,00	8,75	6,50	2,00	0,00	3,00	0,00	0,00	73,75	397,25
<b>Total</b>	<b>730,50</b>	<b>1355,00</b>	<b>111,25</b>	<b>121,25</b>	<b>219,25</b>	<b>94,00</b>	<b>139,75</b>	<b>13,75</b>	<b>11,50</b>	<b>3,00</b>	<b>213,00</b>	<b>0,75</b>	<b>175,00</b>	<b>3188,00</b>

**Annexe 4:** Temps de complétion du puits NHN-7.

Date	Forage Heures	Manceuv. Heures	Circul. Heures	Reforage Heures	Csg / Cmt Heures	BOP / Test Heures	Logging Heures	Répara. Heures	Attente Heures	Scraping Heures	Carottage Heures	Repechage Heures	Divers Heures	Total Heures
03/03/2021	-	15,25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,00	17,25
04/03/2021	-	16,25	-	7,25	-	-	-	-	-	-	-	-	0,50	24,00
05/03/2021	-	15,50	-	8,00	-	-	-	-	-	-	-	-	0,50	24,00
06/03/2021	-	22,25	-	0,75	-	-	-	-	-	-	-	-	1,00	24,00
07/03/2021	-	14,00	-	10,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	24,00
08/03/2021	-	21,00	-	2,50	-	-	-	-	-	-	-	-	0,50	24,00
09/03/2021	-	12,75	-	10,75	-	-	-	-	-	-	-	-	0,50	24,00
10/03/2021	-	21,50	-	-	-	-	-	-	-	2,00	-	-	0,50	24,00
11/03/2021	-	13,50	2,50	-	-	-	6,50	-	-	-	-	-	1,50	24,00
12/03/2021	-	19,25	1,25	-	-	2,00	-	-	-	-	-	-	1,50	24,00
13/03/2021	-	-	-	-	-	6,75	-	1,00	-	-	-	-	16,25	24,00
14/03/2021	-	15,25	5,50	-	-	-	-	-	-	1,00	-	-	2,25	24,00
15/03/2021	-	24,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	24,00
16/03/2021	-	19,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,00	24,00
17/03/2021	-	22,25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,75	24,00
18/03/2021	-	3,00	-	-	-	-	-	1,00	-	-	-	-	20,00	24,00
19/03/2021	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20,00	20,00
<b>Total</b>	<b>0,00</b>	<b>254,75</b>	<b>9,25</b>	<b>39,25</b>	<b>0,00</b>	<b>8,75</b>	<b>6,50</b>	<b>2,00</b>	<b>0,00</b>	<b>3,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>73,75</b>	<b>397,25</b>

## Annexe 5: Fiche contrôle de venue.

FICHE CONTROLE DE VENUE FORAGE A TERRE / SUPPORT FIXE			
PUITS : NHN 7		APPAREIL : TP# 220	
		DATE : 08 /12/20	
<b>DONNEES DE LA FORMATION :</b>			
Pression L.O.T( bars)(A)	(bars) (A)	<input type="text" value="67"/>	
Densité de la boue L.O.T	(Kg/l) (B)	<input type="text" value="1,9"/>	
Densité de frac = B+ (10,2 x A)/Zs=(Kg/l) (C)		<input type="text" value="2,16"/>	
$P_{adm} = ((d_{frac} - d_1) \times Zs) / 10,2 =$	(bars) (D)	<input type="text" value="67,01"/>	
<b>DONNEES DES POMPES</b>			
	<b>Pompe N° : 1</b>	<b>Pompe N° : 2</b>	
Débit unitaire	16 L/Coup	16 L/Coup	
<b>Pertes de charges à débit <math>P_{e1}</math></b>			
<b>Vitesse pompe</b>	<b>Pompe N° : 1</b>	<b>Pompe N° : 2</b>	
70 Cps /mn	45 bars	39 bars	
40 Cps /mn	14 bars	14 bars	
<b>DONNEES DU PUIS : DONNEES BOUE :</b>			
Densité $d_1$	<input type="text" value="1,9"/>	(Kg/l)	
Gradient	<input type="text" value="0,18"/>	(bar/m)	
<b>DONNEES TUBAGE :</b>			
Diamètre	<input type="text" value="9,625"/>	(in)	
Cote mesurée(Ls)	<input type="text" value="2540"/>	(in)	
Cote verticale (Zs)	<input type="text" value="2540"/>	(in)	
<b>DONNEES DECOUVERT :</b>			
Diamètre	<input type="text" value="8,5"/>	(in)	
Cote mesurée (L)	<input type="text" value="2800"/>	(in)	
Cote verticale (Z)	<input type="text" value="2800"/>	(in)	



Longueur (m)	Capacité(i/m)	Volume(L)
INT DP	2587,78 x 9,05	= 23419,41
INT HW	188,76 x 4,61	= 870,1836
INT DC	23,46 x 2,56	= 60,0576
VOLUME INTERIEURE Garniture Vi = 24349,65 L		
OH/ DC	254 x 15,2	= 3860,8
OH/HW/DP	6 x 23,41	= 140,46
VOLUME ANNULAIRE DECOUVERT Vd=4001,26 L		
GSG /DP	2540 x 24,99	= 63474,59
VOLUME ANNULAIRE CASING Vcsg= 63474,59 L		
<b>VOLUME ANNULAIRE TOTAL</b> Va=Vcsg +Vd = 63474,59+4001 = 67475,79 L		
<b>VOLUME TOTAL DU PUIS Vpuits</b> V puits= Va+Vi = 67475,75 +24349,65= 91825,4 L		
<b>VOLUME DE BOUE EN SURFACE Vs =45000 L</b>		
<b>VOLUME TOTAL DE BOUE A ALOURDIR V</b> V=Vpuits +Vs=91825+45000 = 136825 L		

Nbre DE COUPS	TEMPS
= $\frac{\text{volume}}{\text{Débit unitaire}}$	= $\frac{\text{Nombre de coups}}{\text{Vitesse pompe}}$
Débit unitaire choisi = 16 L / Coup	Vitesse pompe = 40 Coups / Min
Ci = 1521,85 Cps	Ti = 38 Min
<input type="text" value="Cd = 250"/> Cps	<input type="text" value="Td = 6"/> Min
<input type="text" value="Ccsg = 3967,16"/> Cps	<input type="text" value="Tcsg = 99"/> Min
= 4217 Cps	= 105 Min
= 5739 Cps	= 143 Min
= 8551,56 Cps	= 213 Min

Poids de la baryte à ajouter :  $B = v(m) \times \frac{dr-d1}{4,2-dr} = 136825 \times (0,16 / 2,14) = 42,97$  tonnes

## FICHE DE CONTROLE VENUE

DONNEES DE LA VENUE :		Pertes de charge à débit réduit choisi $P_{c_2} =$		14	bars
$P_{t_1}$	45	bars	$P_{a_1}$	80	bars
			Gain	6000	litres
Densité requise de la boue : $D_r = d_1 + \frac{10,2 \times p_{t_1}}{Z} = 1,9$ + $(10,2 \times 45) / 2800 = 2,06$					
Pression de refoulement initiale : $PR_1 = P_{c_2} + P_{t_1} = 14 + 45 = 59$ bars					
Pression de refoulement fina : $PR_r = \frac{P_{c_2} \times D_r}{D_1} = 14 \times (2,06 / 1,9) = 15,17$ bars					
$\Delta P_R = P_{R_1} - P_{R_r} = 59 - 15,17 = 43,82$ bars					
$\Delta P_R \times 1/C_i = 43,82 \times 1 / 1521,85 = 0,28$ bars/coup			$\Delta P_R \times 100/C_i = 2,8$ bars/coup		



**Résumé :**

Malgré l'évolution impressionnante de l'industrie pétrolière, cette dernière affronte toujours des défis surtout dans le domaine de sécurité, risque des éruptions. Qui engendrent des pollutions environnementales, des pertes humaines et matérielles. Notre travail s'agit d'une étude hydraulique sur le puits NHN-7 dans l'objectif d'atteindre la roche susceptible d'avoir des hydrocarbures, Pour cela une procédure de forage a été faite aux normes de cinq phases bien définies, Pour éviter l'éruption par une venue de gaz qui peut s'introduire dans notre puits, Nous avons appliqué la méthode Wait and Weight dont le BOP est indispensable, pour assurer les limites environnementales de pression du fond et contrôler le profil de la pression hydraulique de l'annulaire à travers les abords du puits afin d'éviter les feux et les explosions.

**Mots clés :** forage, Wait and Weight, BOP, la pression hydraulique.

**Abstract:**

Despite the impressive development of the oil industry, the latter still faces challenges especially in the area of security and risk of blowouts. Which generate environmental pollution, human and material losses. Our work is a hydraulic study on the NHN-7 well with the objective of reaching the rock likely to have hydrocarbons, for this a drilling procedure was made to the standards of five well-defined phases, for avoid the eruption by an influx of gas that can enter in our well, we have applied the Wait and Weight method in which the BOP is essential, and the objective is to ensure the environmental limits of bottom pressure and to control the profile of the hydraulic pressure of the annulus through the vicinity of the well to prevent fires and explosions.

**Keywords:** drilling, Wait and Weight, BOP, hydraulic pressure.