



Faculté de Technologie
Département d'**Hydraulique**
Laboratoire de Recherche en **Hydraulique** Appliquée et Environnement (LRHAE)

MÉMOIRE DE FIN D'ÉTUDES

Présenté par :

M^r. TALATIZI HAKIM

M^r. BOUBERKA AGHILAS

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

Option : **Ouvrages et Aménagements Hydrauliques.**

INTITULE :

CONTROLE ET CALCUL DE PRESSIONS LORS D'UN FORAGE PETROLIER : CAS DU PUITS IA-169

Soutenu le 08/10/2020 devant le jury composé de :

- President: **M^r : ALLOUACHE ATMANE**
- Promoteur: **M^r : SAOU ABDELAHAMID**
- Co-Promoteur : **M^r: BENAHMED LOUCIF**
- Examineur: **M^r : SGHIR ABDELGHANI**

Remerciement

En premier lieu, nous remercions Dieu le tout puissant, de nous avoir donné le courage, la volonté et la patience pour mener ce modeste travail à terme.

Nous avons l'honneur et le plaisir de présenter notre profonde gratitude et nos sincères remerciements à notre :

- ✓ **M^r MOHAND OUKHOUIA** : pour son aide, son orientation et son et le temps qu'il nous accordé pour terminer ce travail.
- ✓ Encadreurs **M^r SAOU.A** et **M^r BENAHMAD LOUCIF** : Pour leurs encadrements et leurs orientations pendant la réalisation de ce travail.
- ✓ Enseignants du département d'hydraulique qui ont contribués à notre formation.

Nous tenons aussi à remercier les membres de jury d'avoir accepté de jurer ce modeste travail.

Nous remercions très chaleureusement toutes les personnes ayant contribués de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

HAKIM. AGHILAS

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

Ma très chère mère.

Mon très cher père.

Mes sœurs Dalila et Ahlam.

Mes cousins, mes oncles et mes tantes.

Toute la famille Boubarka.

Mon très cher binôme Hakim et toute sa famille, Mohand oukhouia.

Mes chers amis :

Nabil, Naim, Anis, Hicham, Menad, Soufiane, ilyes, Makhlof, Assirem, Malek, Rezki, Latamen

Nacer, Tahar, Massy, Chiboss et Miga-moh,

La section A.S. AK : Vo-Viêtname de Mehaga et notre coach Boukhalifa, et VTT Akfadou.

A ceux qui m'ont toujours encouragé pour je réussisse dans mes études.

AGHILAS

Dedicace.

Je dédi ce travail a toute ma famille, surtout ma mère qui croie en moi et qui n'arrête pas de me guider, a celle qui me suit chaque fois que je sors de la maison en me conseillant. A mon père à mon frère, mes sœurs et à ceux qui croix en moi.

Mes amis avec qui je passe des bons moments.

Sans oublier mon cher ami l'ingénieur MOUHAND OUKHOUYA qui grassement contribué à faire ce travail.

Je dédi mon travail aux hommes et femme de sciences, à ceux qui croient en eux et qui cassent toutes obstacles qui leur barre la route du succès.

A ceux qui espèrent le mieux pour cette planète.

A ceux qui risquent pour avoir une vie meilleure.

A toi qui a osé lire mon dédicace.

SOMMAIRE

Liste des figures	
Liste des tableaux	
Liste des abréviations	
Liste des symboles	
Introduction générale	1
Chapitre I : Généralités sur le forage	
Introduction	2
I.1. Définition	2
I.2. Les fonctions de forage	2
I.2.1. Fonction levage.....	2
I.2.2. Fonction rotation.....	5
I.2.3. Circulation.....	5
I.2.3.1. Pompage du fluide de forage.....	6
I.2.3.2. Cheminement de fluide de forage.....	6
I.3. Poids sur l'outils (WOB).....	8
I.3.1. Les tiges de forage (DP).....	8
I.3.2. Les masse-tiges (DC).....	9
I.3.3. Les tiges lourdes (HWDP).....	9
I.3.4. Les stabilisateurs.....	9
I.4. Les outils de forage.....	10
I.5. Le tubage.....	11
I.5.1. Les différentes colonnes de tubage.....	12
I.5.2. Les différentes dimensions du tubage.....	12
I.6. La cimentation.....	13
I.6.1. Objectifs de la cimentation.....	13
I.6.2. Procédure de cimentation.....	15
I.7. Les moyens de protection en cour de forage.....	16
I.7.1. La boue de forage.....	16
I.7.2. La tête de puits.....	16
Conclusion.....	16

Chapitre II : Boue de forage

Introduction.....	16
II.1. Définition.....	16
II.2. Fonctions de la boue.....	16
II.2.1. Refroidir et lubrifier l'outil.....	16
II.2.2. Transporter les déblais forés hors du trou.....	16
II.2.3. Garder les déblais en suspension lorsque la circulation est arrêtée.....	17
II.2.4. Contrôler les pressions de formation.....	17
II.2.5. Stabiliser le puits de forage.....	17
II.2.6. Sceller les formations perméables.....	17
II.2.7. Assurer la flottabilité du train de tiges.....	18
II.2.8. Maximiser les performances de forage.....	19
II.2.9. Assurer la flottabilité du train de tiges.....	19
II.3. Paramètres hydraulique de la boue.....	19
II.3.1. Paramètres rhéologique de la boue.....	19
II.3.1.1. La viscosité (μ).....	19
II.3.1.2. Contrainte de cisaillement (τ).....	20
II.3.1.3. Taux de cisaillement (γ).....	20
II.3.2. Régimes de débit.....	20
II.3.2.1. Nombre de Reynold.....	21
II.3.2.2. L'écoulement en bouchant (Plug flow).....	21
II.3.2.3. L'écoulement laminaire.....	21
II.3.2.4. L'écoulement turbulent.....	21
II.3.3. Modèles d'écoulement rhéologique.....	21
II.3.3.1. Les fluides Newtoniens.....	22
II.3.3.2. Les fluides non Newtoniens.....	23
a. Le modèle plastique de Bingham.....	24
b. Le modèle de loi de puissance.....	25
c. Le modèle Herschel-Bulkley.....	26
II.3.3.3. Comportement des fluides non newtonien.....	26
a. Pseudo-plastic.....	26
b. Dilatant.....	26

c. Plastique.....	27
d. Thixotropie et Rhéopexie.....	27
II.4. Densité de boue.....	28
II.5. Vitesse de sédimentation (lois de Stokes).....	29
II.6. Les principaux types de boue.....	30
II.6.1. Boues à base d'eau.....	30
II.6.2. Boues à base d'huile.....	30
II.6.3 avantages et inconvénients.....	30
II.7. Appareilles de mesure.....	31
II.7.1. Viscosimètre Marsh.....	31
II.7.1.1. Principe.....	31
II.7.1.2. Mode d'emploi.....	31
II.7.2. Densimètre.....	32
II.7.2.1. Mode d'emploi.....	32
II.7.2.2. Avantages de densimètre.....	32
II.7.2.3. Sources d'erreurs.....	32
II.7.3. Le viscosimètre fan.....	32
II.7.3.1 Principe.....	32
II.7.3.2. Mode d'emploi.....	33
Conclusion.....	33

Chapitre III : Contrôle des venues

Introduction.....	34
III.1. Pressions dans un puits.....	34
III.1.1. Pression hydrostatique.....	34
III.1.2. Pression dynamique du fond.....	35
III.1.2.1. Les pertes de charge.....	35
III.1.3. Pression de formation.....	37
III.1.3.1. Définition.....	37
III.1.3.2. Pression géostatique.....	37
III.1.3.3. Pression normale.....	38
III.1.3.4. Pression anormale.....	38
III.1.4. Pression de fracturation.....	39

III.1.4.1. Définition.....	39
III.1.4.2 Leak-off test (LOT).....	40
III.1.5. Pression maximale admissible (P_{adm}).....	41
III.2. Les venues.....	42
III.2.1. Définition de la venue.....	42
III.2.2. Les causes de venues.....	42
III.2.3. Les indices de venues.....	42
III.2.3.1. Signes précurseurs d'une venue.....	42
a. Augmentation de la vitesse d'avancement.....	42
b. Augmentation du torque et des frottements.....	42
c. Boue gazée.....	43
d. Trace d'huile ou d'eau dans la boue.....	43
III.2.3.2. Signes positifs d'une venue.....	43
III.2.4. Les catégories principales à savoir le contrôle.....	43
III.2.4.1. Le contrôle primaire.....	43
III.2.4.2. Le contrôle secondaire.....	44
III.2.4.3. Le contrôle tertiaire.....	44
III.2.5. Les méthodes de contrôle des venues.....	44
III.2.5.1. Driller's méthode.....	44
a. Procédure de mise en œuvre de la Driller's Method.....	44
b. Première circulation.....	44
c. Deuxième circulation.....	45
III.2.5.2. Wait and Weight méthode.....	49
III.2.5.3. Avantages et inconvénients.....	52
III.3. Calculs Préliminaires.....	52
III.3.1. Choix du débit de contrôle (Q_r).....	52
III.3.2. Mesure des pertes de charge à débit réduit (P_{c1}).....	53
III.3.3. Mesure du gain (G).....	53
III.3.4. Observation et relevé des pressions en tête.....	53
III.3.5. Détermination de la densité requise (d_r).....	55
III.3.6. Calcul des volumes et temps de circulation.....	56
III.3.6.1. Intérieur garniture.....	55

III.3.6.2. Espace annulaire découvert.....	57
III.3.6.3. Espace annulaire total.....	57
III.3.7. Calcul de la pression initiale de circulation (P_{R1}).....	57
III.3.8. Calcul de la pression finale de circulation (P_{Rr}).....	58
Conclusion.....	58

Chapitre IV : forage du puit IA-169

Introduction.....	59
IV.1. Localisation de IA-169.....	59
IV.2. Géologie du site.....	59
IV.3. Programme du forage de IA-169.....	61
IV.3.1. 1 ^{ere} Phase $17^{1/2''}$ x $13^{3/8''}$	62
IV.3.1.1. Objectif.....	62
IV.3.1.2. Problèmes potentiels.....	6
IV.3.1.3. Garniture du forage.....	62
IV.3.1.4. Choix des paramètres hydrauliques.....	62
a. Densité.....	62
b. Yield point.....	62
c. Viscosité plastique.....	62
d. Débit.....	62
e. Gel.....	62
f. Transport.....	63
IV.3.1.5. Discussion des résultats.....	63
a. Rhéologie de la boue.....	63
b. Débit et volume.....	63
c. Les pertes de charges.....	64
d. Régimes d'écoulements.....	64
IV.3.2. 2 ^{eme} phase $12^{1/4''}$ x $9^{5/8''}$	65
IV.3.2.1. Objectif.....	65
IV.3.2.2. Problèmes potentiels.....	65
IV.3.2.3. Garniture du forage.....	65
IV.3.2.4. Choix des paramètres hydrauliques.....	65
a. Densité.....	65

b. Yield point.....	65
c. Viscosité plastique.....	65
d. Gel.....	65
e. Transport.....	65
f. Débit.....	65
IV.3.3.5. Discussion des résultats.....	66
a. Rhéologie de la boue.....	66
b. Débit et volume.....	66
c. Les pertes de charges.....	66
d. Régimes d'écoulement.....	67
IV.3.3. 3 ^{ème} Phase 8 ^{1/2} " x 7".....	67
IV.3.3.1. Objectif.....	67
IV.3.3.2. Problèmes potentiels.....	67
IV.3.3.3. Garniture du forage.....	68
IV.3.3.4. Paramètres hydraulique.....	68
a. Densité.....	68
b. Yield point.....	68
c. Viscosité plastique.....	68
d. Gel.....	68
e. Transport.....	68
f. Débit.....	68
IV.3.3.5. Discussion des résultats.....	68
a. Rhéologie de la boue.....	68
b. Débit et volume.....	69
c. Les pertes de charges.....	69
d. Régimes d'écoulements.....	69
IV.3.4. 4 ^{ème} Phase 6" x 4 ^{1/2} " liner.....	70
IV.3.4.1. Objectif.....	70
IV.3.4.2. Problème potentiels.....	70
IV.3.4.3. Garniture du forage.....	70
IV.3.4.4. Paramètres hydraulique.....	70
a. Densité.....	70
b. Yield point.....	70

c. Viscosité plastique.....	70
d. Débit.....	70
e. Gel.....	70
f. Transport.....	70
IV.3.4.5. Discussion des résultats.....	70
a. Rhéologie de la boue.....	70
b. Débit et vlume.....	71
c. Les pertes de charges.....	71
d. Régimes d'écoulements.....	72
Conclusion.....	72
Chapitre V : Contrôle de la venue au cours d'un forage pétrolier : cas du puit IA-169	
Introduction.....	76
V.1. Nature et comportement de l'influent.....	76
V.1.1. Venue d'un liquide.....	76
V.1.2. Venue d'un gaz.....	76
V.2. La migration.....	76
V.2.1. Migration d'un liquide.....	77
V.2.2. Migration d'un gaz.....	77
V.3. Comportement du gaz dans la boue.....	78
V.3.1. Point de bulle et point de rosée.....	79
a. Point de rosée.....	79
b. Point de bulle.....	79
c. Point d'ébullition.....	80
V.4. Contrôle de la venue.....	81
V.4.1. Les données de la venue sont les suivantes.....	81
V.4.2. Remplir la fiche de contrôle (kill-Sheet).....	81
V.4.3 Calcul des volumes.....	82
V.4.4. Calcul de la densité.....	82
V.4.4.1. Densité de fracturation.....	82
V.4.4.2. Densité requise.....	82
V.4.4.3. Densité du fluide.....	82
V.5. Variation des paramètres.....	84

Conclusion.....	88
Conclusion générale.....	89
Bibliographie	90

Liste des figures

Figure I.1 : travail par enfoncement.....	2
Figure I.2 : travaille par rotation.....	2
Figure I.3 : Le mât.....	2
Figure I.4: Substructure.....	3
Figure I.5 : Plan incliné.....	3
Figure I.6 : Le mouflage.....	3
Figure I.7 : Le moufle fixe.....	4
Figure I.8 : Le moufle mobile et le crochet.....	4
Figure I.9 : Le tambour de manœuvre.....	4
Figure I.10 : appareil de rotation.....	5
Figure I.11 : La table de rotation.....	5
Figure I.12 : Circulation du fluide de forage.....	5
Figure I.13 : La pompe à boue.....	6
Figure I.14 : fonctionnement de la pompe.....	6
Figure I.15 : circuit général du fluide de forage.....	7
Figure I.16 : Poids sur l'outils.....	8
Figure I.17 : Tige de forage.....	8
Figure I.18 : Masse tige.....	9
Figure I.19 : Liges lourdes.....	9
Figure I.20 : stabilisateur.....	9
Figure I.21 : Outils à Picot.....	10
Figure I.22 : Outils en diamant.....	10
Figure I.23 : représentation des outille selon la dureté des terrains.....	10
Figure I.24 : le système de jet des outilles.....	10
Figure I.25 : vitesse de jet.....	11
Figure I.26 : Une Duse.....	11
Figure I.27 : Tubage.....	12
Figure I.28 : colonnes de tubage.....	12
Figure I.29 : Tête de cimentation.....	14

Figure I.30 : Les bouchons de cimentation.....	14
Figure I.31 : Etapes de cimentation.....	15
Figure II.1 : transport des déblais par la boue.....	16
Figure II.2 : la suspension des déblais.....	17
Figure II.3 : représentation d'un Filter cake.....	18
Figure II.3 : La flottabilités.....	18
Figure II.4 : la viscosité de la boue.....	19
Figure II.5 : Les régimes du débit.....	20
Figure II.6 : Fluides newtoniens et non newtoniens.....	22
Figure II.7 : viscosité du fluide constante.....	23
Figure II.8 : Rhéologie des fluides non newtoniens.....	23
Figure II.9 : Fonctionnement d'un rhéomètre.....	24
Figure II.10 : variation de $\mu = f(\tau)$	26
Figure II.11 : variation de $\mu = f(\tau)$	27
Figure II.12 : variation de $\mu = f(\tau)$	27
Figure II.13 : variation de la viscosité en fonction du temps (t).....	28
Figure II.14 : représentation des différentes pressions.....	29
Figure II.15 : viscosimètre.....	31
Figure II.16 : dimension de viscosimètre.....	31
Figure II .17 : Densimètre.....	32
Figure II.18 : Rhéomètre à 6 vitesses.....	33
Figure II.19 : Rhéomètre à vitesse variables.....	33
Figure III.1 : Différentes types de colonne.....	34
Figure III.2 : pression normale.....	37
Figure III.3 : Schéma du modèle de compaction de TERZAGHI.....	38
Figure III.4 : Pression de fracturation.....	39
Figure III.5 : LOT diagramme.....	39
Figure III.6 : l'effet de torque de frottement.....	42
Figure III.7 : variation de la pression dans la première circulation.....	45
Figure III.8 : variation de la pression dans la deuxième circulation.....	46
Figure III.9 : Driller's method.....	47

Figure III.11 : variation de la pression dans le circuit.....	49
Figure III.10 : Wait and Weigh method.....	50
Figure III.11 : augmentation de la pression en tête de puit.....	52
Figure III.12 : Comparaison entre les pressions.....	53
Figure III.13 : détermination de la densité requise.....	54
Figure IV.1 : localisation du puit IA-169.....	59
Figure IV.2 : Schéma architectural du puits IA-169.....	60
Figure V.1 : représentation du la migration.....	77
Figure V.2 : comportement du gaz dans la boue à l'huile et a eau.....	78
Figure V.3 : graphe du point de rosée.....	79
Figure V.4 : exemple sur le point de bulle.....	80
Figure V.5 : graphe sur le point de bulle.....	80
Figure V.6 : représentation du point d'ébullition.....	80
Figure V.7 : variation de la Pt par palier de 100 jusqu'à P_{RR}	83
Figure V.8 : variation de la pression exercée sur le sabot.....	84
Figure V.9 : la variation de la pression du gaz.....	85
Figure V.10 : variation du volume de gaz.....	85
Figure V.11 : variation de la hauteur du gaz.....	86
Figure V.12 : variation de la hauteur de boue au-dessus du bouchant.....	86
Figure V.13 : variation de la pression indiquée en tête de puit.....	87
Figure V.14 : variation du débit à évacuer.....	87

Liste des tableaux

Tableau I.1 : dimension de tubage.....	13
Tableau II.1 : avantages et inconvénients de la boue.....	30
Tableau III.1 : Avantages et inconvénients de deux méthodes.....	51
Tableau IV.1 : Coordonnées du puit IA-169.....	59
Tableau IV.2 : Principaux résultats de forage du Puits.....	61
Tableau IV.3 : Rhéologie de la boue (phase 1).....	63
Tableau IV.4 : résultats de calcul (volume, débit) (phase 1).....	63
Tableau IV.5 : Pertes de charge (phase 1).....	64
Tableau IV.6 : Régimes d'écoulement dans la garniture et l'annulaire (phase 1).....	64
Tableau IV.7 : Rhéologie de la boue (phase 2).....	66
Tableau IV.8 : résultats de calcul (volume, débit) (phase 2).....	66
Tableau IV.9 : Pertes de charge (phase 2).....	66
Tableau IV.10 : Régimes d'écoulement dans la garniture et l'annulaire (phase 2).....	67
Tableau IV.11 : Rhéologie de la boue (phase 3).....	68
Tableau IV.12 : résultats de calcul (volume, débit) (phase 3).....	69
Tableau IV.13 : Pertes de charge (phase 3).....	69
Tableau IV.14 : Régimes d'écoulement dans la garniture et l'annulaire (phase 3).....	69
Tableau IV.15 : Rhéologie de la boue (phase 4).....	71
Tableau IV.16 : résultats de calcul (volume, débit) (phase 4).....	71
Tableau IV.17 : Pertes de charge (phase 4).....	71
Tableau IV.18 : Régimes d'écoulement dans la garniture et l'annulaire (phase 4).....	72
Tableau V.1 : calcule des volumes.....	81

Liste des abréviations

BHA : Bottom hole assembly. (L'ensemble de la garniture).

WOB : Weight on bit. (Le poids sur l'outils).

DP : Drill pipe. (Tuyau de forage).

DC : Drill collars. (Colliers de forage).

HWDP : heavy weight drill pipe.

ECD : Equivalent Circulating Density. (Densité équivalente).

WBM : Water base mud. (Boue à base de l'eau).

OBM : Oil base mud (Boue à base d'huile).

TVD : Total vertical Depth. (La hauteur totale verticale).

LOT : Leak of test. (Teste de pression).

ROP : Rate of penetration. (Vitesse de pénétration).

CCI : Cutting carrying index. (Indice de transport).

SPP : Summe pomp pressure. (La somme de pressions des pompes).

TFA : Total flow area. (La surface totale de fluide)

HI-VIS : High viscosity. (Haute viscosité).

ALAP : as low as possible. (Plus moins possible).

BOP : Blow Out Preventer. (Obturateur de soufflage).

MW : Mud Weight. (Poids de la boue).

PV : Plastic Viscosity. (Viscosité plastique).

TOL : Top of liner. (Toit de liner).

OH : Open hole. (Trou ouvert).

Csg : Casing (tubage)

Kill sheet : fiche de contrôle.

Liste des symboles

P : Poids (kg).

n : Nombre de brins.

F : Force

Z : La profondeur verticale(m).

Pm : Le poids sur le mat (tonnes).

Pt : Le poids total (tonnes).

Pa : Poussée d'Archimède

S : La surface(m²).

∂V : La différence de vitesse.

X : La distance(m).

τ : Contrainte de cisaillement .

V : La vitesse(m/s).

D : Le diamètre(m).

ν : Viscosité cinématique.

μ : Viscosité dynamique.

Re : Nombre de Reynold.

YP : Yield point.

Θ (600-300) : lecture du fan.

K : indice de cohérence.

n : indice du débit.

τ^0 : Contrainte de rendement

R = Rayon sphérique(m).

Fd : La force appliquer sur un grain

T : Tours.

Ph : Pression hydrostatique (bars).

d : Densité du fluide (kg/L).

Vs : vitesse de sédimentation (m/s).

ρ : Masse volumique (kg/m³)

ρ_l : masse volumique liquide (kg/m³).

ρ_s : masse volumique solide (kg/m^3).

π : nombre π (3.14)

g : Accélération de la pesanteur (m/s^2).

F_f : force de flottabilité.

F_s : la force de la masse de l'asphère.

P_{cs} : perte de charge.

P_{CDP} : pertes charge dans Drill pipe.

P_{CDC} : pertes de charge dans Drill collar.

P_{CO} : pertes de charge dans outil.

P_{CA} : pertes de charge dans l'annulaire.

P_{fond} : pression du fond.

P_R : pression de refoulement

ρ_{eq} : densité équivalente.

ρ_a : densité de la boue dans l'espace annulaire

K : constant

L : longueur de la conduite (m).

Q : débit d'écoulement (m^3/s).

ϕ : diamètre de la conduite (m).

P_c : perte de charge bar

ρ_s : densité apparente des sédiments sus-jacents (kg/L).

S : contrainte géostatique (bar).

P_{frac} : Pression de fracturation (bars).

P_{LOT} : Pression en surface du LOT (bars).

P_{adm} : pression admissible.

P_{max} : Pression maximale

P_t : pression indiquée par la pompe.

P_a : pression dans l'annulaire.

ρ_r : densité requise.

P_{Rf} : pression de refoulement finale.

P_{Ri} : pression de refoulement initiale.

P_{t1} : pression stabilisée en tête des tiges (bars).
 P_{hi} : pression hydrostatique de la boue à l'intérieur de la garniture (bars).
 P_{a1} : pression stabilisée en tête d'annulaire (bars).
 P_{ha} : pression hydrostatique de la boue dans l'espace annulaire (bars).
 P_{heff} : pression hydrostatique de la venue dans l'espace annulaire (bars).
 P_{pores} : pression des pores.
 d_1 : densité initiale de la boue
 B : masse de baryte nécessaire pour l'alourdissement (tonnes)
 V : volume total de boue à alourdir (m^3).
 C_i : Nombre de coups de pompe.
 V_i : volume intérieur garniture (L).
 Q_u : débit réel unitaire de la pompe (L/cps).
 N_r : vitesse de la pompe correspondant au débit de contrôle (cps/min).
 Q_r : débit de contrôle (L/min).
 $V_{int\ tige}$: volume intérieur de tige.
 $V_{int\ bha}$: volume intérieur de la bha.
 T_i : Temps de circulation.
 V_d : Volume annulaire découvert.
 T_d : Temps de circulation.
 C_a : Nombre de coups de pompe.
 T_a : Temps de circulation(s).
 P_{R1} : pression initiale de circulation (bars)
 P_{t1} : pression stabilisée en tête des tiges (bars).
 P_{c1} : pertes de charge à débit réduit (bars).
 V_e : vitesse d'écoulement(m/s).
 V_s : vitesse de sédimentation(m/s).
 P_d : pression dynamique(bar).
 D_a : diamètre de l'annulaire(m).
 D_g : diamètre extérieur de la garniture(m).
 H_{gaz} : hauteur de gaz (m).

Introduction générale

Introduction générale

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

L'extraction de ces sources du sous-sol est considérée comme un grand investissement, dont le forage est actuellement l'unique moyen pour atteindre ces différentes richesses qui se situent à des profondeurs relativement grandes. Cette opération consiste à faire des trous de forme cylindrique destiné principalement à exploiter les hydrocarbures qui se trouvent dans des roches poreuses de la série lithologique d'un bassin sédimentaire.

Le forage pétrolier est souvent confronté à des problèmes plus au moins dangereux tels que ; le coincement de la garniture, les pertes de boue, l'effondrement dans le puits et l'intrusion d'un fluide de forage dans le puits..., ces complications augmentent considérablement les coûts et retardent les délais de la réalisation et même parfois à l'abandon du puits, alors une supervision est indispensable pendant toute l'opération.

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 boue est l'équilibre de la pression des fluides de formation par la pression hydrostatique.

Parmi les risques les plus dangereux qui peuvent se produire au cours d'un forage, est d'avoir une venue de gaz, qui pourrait être suivie d'une éruption incontrôlable, cette venue peut s'introduire dans le puits à tout moment en laissant des signes qu'on peut détecter la surface, pour contrôler cette venue on possède à la méthode 'wait and weight'.

Alors il est préférable d'éviter toutes causes qui peut engendrer une venue qui nous amène à une catastrophe écologique et économique, et d'assurer toutes conditions afin de réaliser le forage sans aucun incident comme la catastrophe de « NEZLA » (Algérie) ou celle de la plateforme « Deep water horizon » (Golfe du Mexique).

A cet aspect, notre mémoire est concentré essentiellement sur l'étude hydraulique du puits « IN ADAOUI-169 » wilaya de 'Illizi' dont les travaux ont été commencé le juin dernier.

Notre mémoire est structuré de la manière suivante :

Après une introduction générale, nous avons résumé les généralités sur le forage pétrolier dans le premier chapitre. Ensuite, on a détaillé les spécifications et les paramètres de la boue du forage dans le deuxième chapitre.

Dans le troisième chapitre, on a parlé sur les pressions dans un puits ainsi que les méthodes de contrôle des venues de gaz.

Dans le chapitre quatre on a présenté notre puits IA-169 ainsi que la partie forage avec ses différentes phases, et nous avons discuté les paramètres des opérations de chaque.

Le dernier chapitre, nous l'avons consacré pour la simulation de contrôle d'une venue de gaz avec la méthode 'wait and weight' et tout calculs des différents paramètres afin de neutraliser cette venue et rendre le puits à l'état stable. Nous terminerons notre travail par une conclusion générale.

Chapitre I :

Généralités sur le forage

Introduction :

Le forage est un ensemble d'opérations permettant d'atteindre les roches poreuses et perméables qu'on appelle réservoir, susceptibles de contenir des hydrocarbures liquides ou gazeux, l'emplacement du Puits est basée sur une étude géo-sismique.

I.1. Définition :

Forer est de creuser un trou de forme cylindrique dans un terrain bien choisi pour atteindre une profondeur bien visée pour un exploit bien défini.

Il existe deux méthodes pour forer.

- Par enfouissement.
- Par rotation.

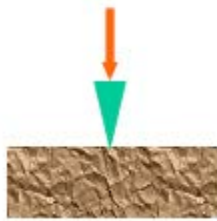


Figure I.1 : travail par enfouissement [1].

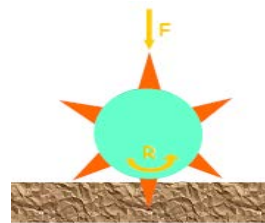


Figure I.2 : travaille par rotation [1].

Dans notre cas on utilise le forage par rotation par cause de facteur (sécurité, facilite, temps...)

I.2. Les fonctions de forage :

Le forage est basé sur les trois fonctions suivantes :

I.2.1. Fonction levage :

Pour soulever la garniture de forage, il faut utiliser une grue de grande capacité, puisque l'ensemble de la garniture de forage peut atteindre un poids de 150 tonnes ou plus. Cette grue est constituée de :

- Le mât
- Le treuil,
- Un palan comprenant les moufles fixe et mobile et le câble.

i. Le mât de forage :

C'est le « trépied » qui supporte le palan. Il a remplacé la tour pour la rapidité de son montage et démontage.

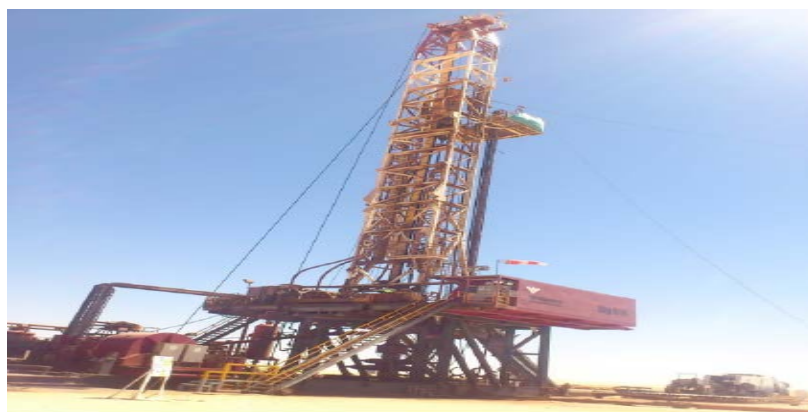


Figure I.3 : Le mât [1].

A son sommet est placé le moufle fixe. Une passerelle d'accrochage est placée à son milieu ; elle sert de lieu de travail pour l'accrocheur, qui accroche ou décroche les tiges lors de la remontée ou la descente de l'outil dans le puits.

Un plancher de travail est aménagé aux pieds du mât. Il sert d'aire de travail pour l'équipe. Une cabine est aménagée sur ce plancher pour permettre aux ouvriers de se reposer. Le plancher est surélevé de quelques mètres au-dessus du sol, pour permettre l'introduction des éléments de la tête de puits et des obturateurs.

Le tout repose sur une substructure robuste, formée de caissons en treillis de fer soudés. Un plan incliné est conçu pour faire remonter les tiges sur le plancher. L'ensemble est posé sur une plate-forme en béton armé, préalablement aménagée sur le sol [1].



Figure I.4: Substructure [1].



Figure I.5 : Plan incliné [1].

ii. Le mouflage :

Le mouflage est l'enroulement du câble de forage entre les poulies des moufles fixe et mobile en plusieurs brins. Le mouflage permet de démultiplier le poids de la garniture de forage et diminuer la vitesse de son déplacement.

En négligeant les frottements, la tension sur le brin actif est divisée par le nombre de brin, et à vitesse est multipliée par ce nombre [1].

$$F = \frac{P}{n} \quad (\text{I.1})$$

Où :

P : c'est la somme des poids de tous les instruments du forage

n : c'est le nombre de brins.

F : c'est force nécessaire pour le soulevée.

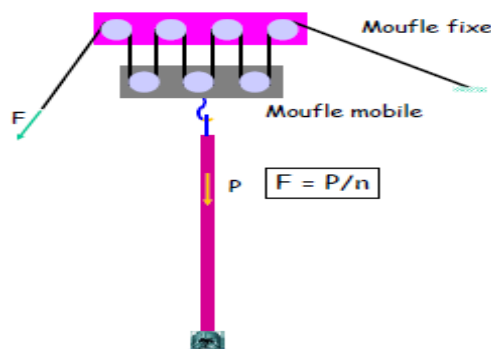


Figure I.6 : Le mouflage [1].

A. Le moufle fixe :

Formé d'un certain nombre de poulies et placé au sommet du mât, il possède une poulie de plus que le moufle mobile [1].



Figure I.7 : Le moufle fixe [1].

B. Le moufle mobile :

Formé également d'un certain nombre de poulies par lesquelles passe le câble de forage, il se déplace sur une certaine hauteur entre le plancher de travail et le moufle fixe. Il comporte à sa partie inférieure un crochet qui sert à la suspension de la garniture pendant le forage [1].



Figure I.8 : Le moufle mobile et le crochet [1].

iii. Le treuil :

C'est un fût (tambour) autour duquel s'enroule le câble de forage. Aux bouts de celui-ci sont fixées des jantes qui servent au freinage, actionnées par un levier.

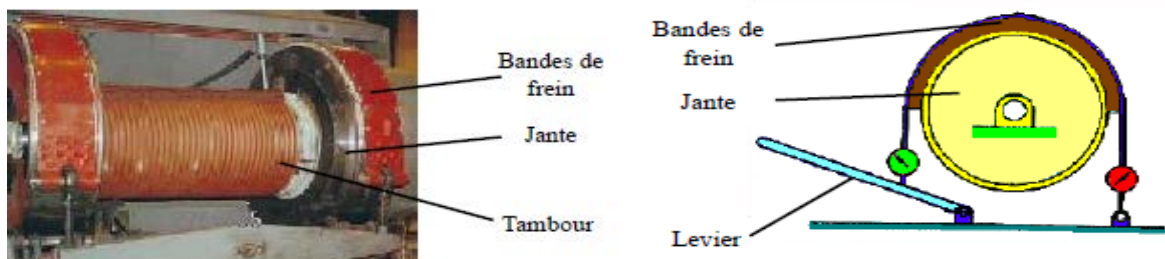


Figure I.9 : Le tambour de manœuvre [1].

I.2.2. Fonction rotation :

Pour faire tourner l'outil, on visse au sommet des tiges, de forme cylindrique, une autre de section carrée ou hexagonale, appelée tige d'entraînement, et on l'introduit dans un moyeu appelé table de rotation.

Sur cette table est placé un carré d'entraînement, qui comporte des rouleaux épousant la forme de la tige d'entraînement. Ce carré est entraîné par la table de rotation. Il permet de transmettre le mouvement de rotation de la table à la tige d'entraînement, ainsi que sa translation sans risquer de se frotter sur les côtés. Cette table sert aussi au calage de la garniture de forage lors de sa manœuvre dans le puits.

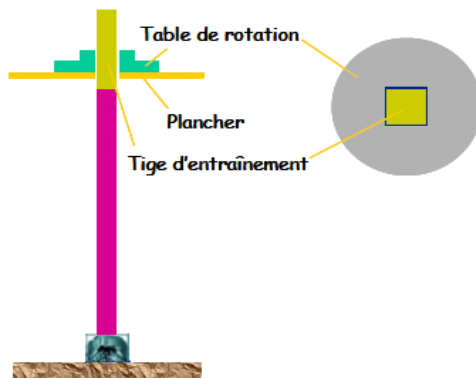


Figure I.10 : appareil de rotation [1].

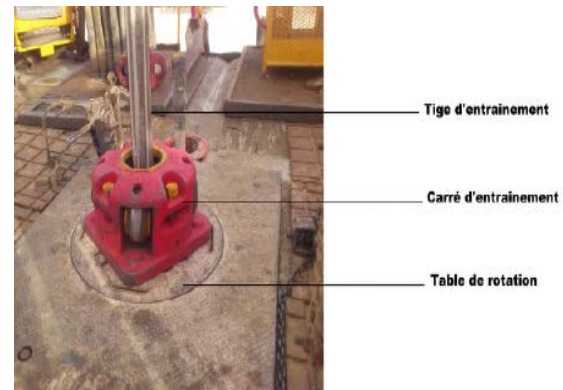


Figure I.11 : La table de rotation [1].

I.2.3. Circulation :

Dans le forage, cette fonction est assurée par la circulation d'un liquide visqueux appelé « fluide de forage » ou « boue de forage » à travers l'espace annulaire.

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

Cette dernière, une fois sortie de l'outil, remonte dans le puits entraînant avec elle les déblais, pour être recueillie en surface dans un tube appelé « tube fontaine ». Elle est ensuite acheminée par un « tube goulotte » vers un « tamis vibrant » qui la tamise en enlevant les déblais et de la stocker dans des bacs pour qu'elle subisse des traitements chimiques avant d'être réinjectée dans le puits.

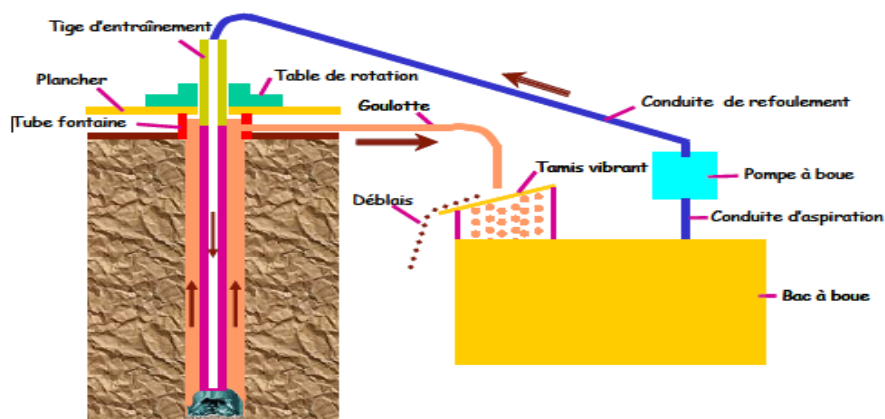


Figure I.12 : Circulation du fluide de forage [1].

I.2.3.1. Pompage du fluide de forage :

Pour la raison des grandes pressions dans le puits on utilise des pompes à boue du type volumétriques, alternative, à 2 pistons (pompe duplex) ou 3 pistons (pompe triplex).

Pour une pompe quiconque ; la vitesse des pistons peut atteindre jusqu'au 130coup/min. suite à l'insuffisance du débit fourni par une seule pompe, on utilise deux pompe en généralement et sa peut aller jusqu'à trois [1].



Figure I.13 : La pompe à boue [1].

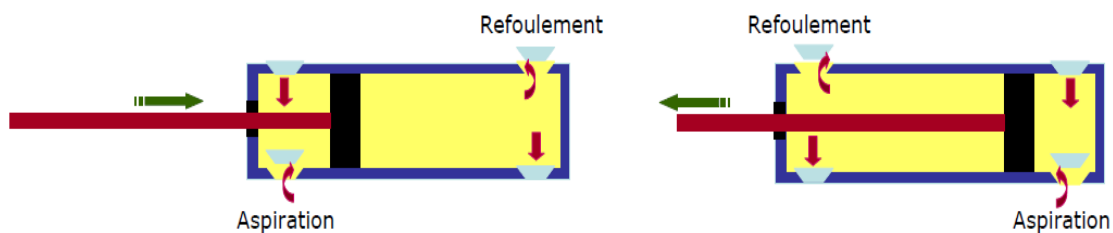


Figure I.14 : fonctionnement de la pompe.

I.2.3.2. Cheminement de la boue :

Le fluide de forage suit le parcours suivant (figure I.15) :

1. Pompe : elle aspire à partir des bacs de boue et refoule dans l'espace de circulation.
2. BHA : la boue circule à l'intérieure de la BHA jusqu'à l'outil.
3. Outil de forage : la boue sort à partir des duses de l'outil avec une vitesse calculé pour qu'elle soit entre le seuil critique ou elle va créer des gouffres et qu'elle puisse nettoyer le fond du puit.
4. L'espace annulaire : la boue suit son chemin jusqu'à la surface en ramassant tous les déblais.
5. Bac de traitement : la boue finis son parcours dans des bacs de traitement pour qu'on puissent à nouveau de l'utiliser.

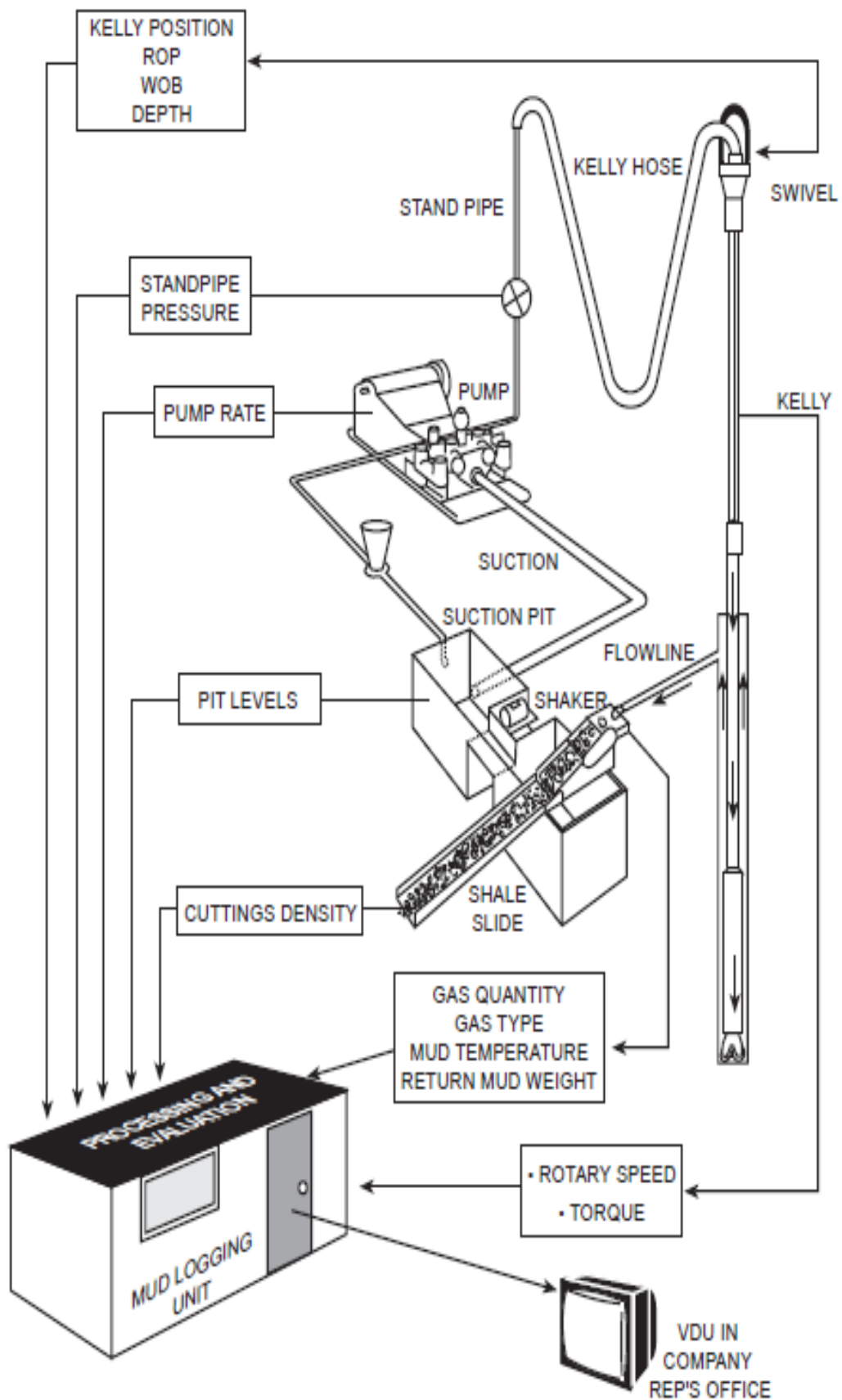


Figure I.15 : circuit général du fluide de forage [2].

I.3. Poids sur l'outils (WOB) :

Afin d'exercer une poussée continue sur l'outil pour l'enfoncer dans le sol, on le visse au bout de tiges en acier. Lorsque l'outil pose sur le fond, les tiges, par leur propre poids, l'enfoncent dans la terre. Il suffit de les faire tourner à partir du plancher de travail pour transmettre le mouvement de rotation à l'outil.

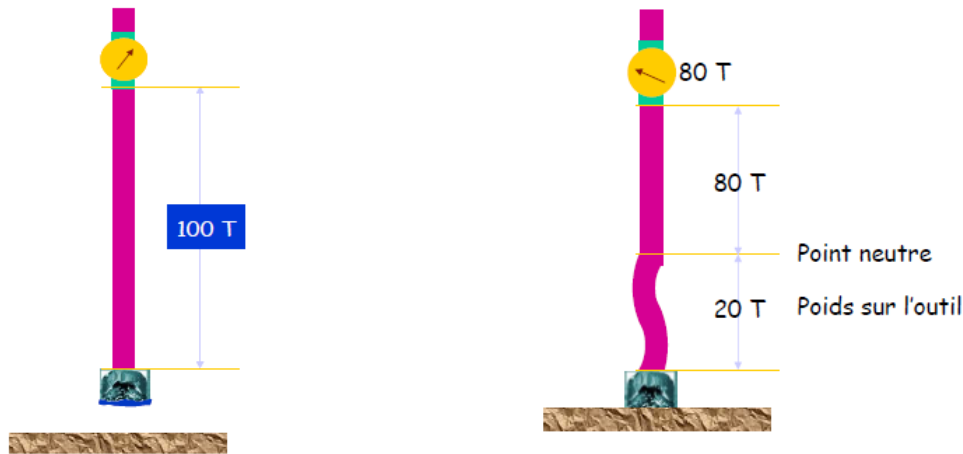


Figure I.16 : Poids sur l'outils [1].

I.3.1. Les tiges de forage (DP) :

Les tiges sont des tubes cylindriques, creux, souples et résistants. Elles possèdent un filetage femelle en haut et un autre mâle en bas, pour se raccorder aux autres tiges. Leur diamètre extérieur est beaucoup plus faible que celui du puits.

Elles servent à transmettre le mouvement de rotation depuis la table de rotation jusqu'à l'outil, et d'acheminer la boue jusqu'à ce dernier.

Les tiges doivent travailler en tension pour éviter de :

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

Pour toutes ces raisons, elles ne peuvent pas servir pour poser du poids sur l'outil et l'enfoncer dans le sol, ce qui les met en compression et les fléchit [1].

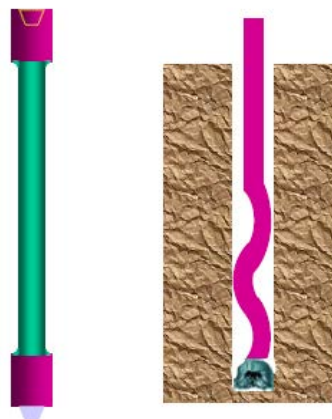


Figure I.17 : Tige de forage [1].

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

I.3.2. Les masse-tiges (DC) :

Ce sont des tiges plus robustes, beaucoup plus lourdes et moins souples que les tiges. Leurs diamètres extérieurs sont proches de celui du puits, pour éviter leur flexion lorsqu'elles sont mises en compression.

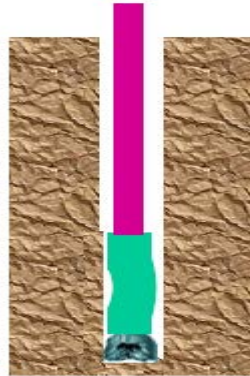


Figure I.18 : Masse tige [1].

I.3.3. 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 des tiges.

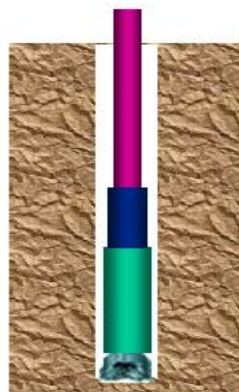


Figure I.19: Liges lourde [1].

I.3.4. Les stabilisateurs :

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



Figure I.20 : stabilisateur [1].

I.4. Les outils de forage :

L'outil de forage est conçu pour forer les couches de terre pour arriver à la profondeur visée. Les outils qui ont des dents plus grand sont généralement destiné pour des couches tendres, et pour des roches plus au moins dure on utilise des outilles qui ont des dents plus au moins grand. Dans des couches a grande dureté on utilise des outille à diamants. En plus, le but recherché est d'obtenir le meilleur coût du mètre foré.

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



Figure I.21 : Outils à Picot [1].



Figure I.22 : Outils en diamant [1].

Outils pour terrains tendres



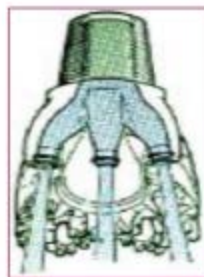
Outils pour terrains durs



Figure I.23 : représentation des outilles selon la dureté des terrains [1].

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

Outils à duses



Outils conventionnels

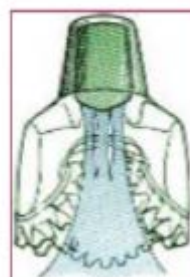


Figure I.24 : le système de jet des outilles [1].

Dans l'utilisation de l'outils conventionnels, on ne peut pas changer la section d'écoulement par contre dans l'outil à duse, on peut faire ce changement.

La vitesse de jet dans la duse : C'est le débit divisé par la somme des surfaces des duses utilisées, elle se calcule avec l'équation suivante :

$$Q = V \times S \quad (I.1)$$

$$\sum V_i \times S_i = Q_{\text{tot}} \quad (I.2)$$

$$V = \frac{Q}{\sum S_i} \quad (I.3)$$

Où :

Q : débit (l/m).

V_i : vitesses d'écoulement (m/s).

S_i : surface d'écoulement (m²).

La figure suivante représente le champ de vitesse du jet à la sortie de l'orifice, la simulation numérique nous donne la vitesse du jet, ce qui nous permet de choisir le diamètre de la duse pour ne pas créer des gouffres dans une formation fragile.

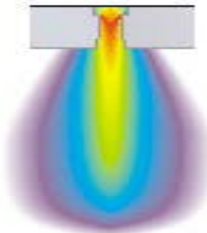


Figure I.25: vitesse du jet.

Des duses interchangeables sont introduites dans ces orifices pour régler le jet de la boue, afin de bien nettoyer le fond du puits et l'outil lui-même.



Figure I.26 : Une Duse [1].

I.5. Le tubage :

Le puits une fois foré, doit être couvert pour empêcher les parois de s'effondrer, et pouvoir continuer le forage sans problèmes.

On descend alors des tubes et on les cimente.

Le choix des tubages, aussi bien en ce qui concerne leur diamètre que leur résistance, est conditionné par plusieurs facteurs, dont les principaux sont :

- la profondeur prévue.
- les pressions attendues.
- le type d'effluent attendu : huile ou gaz.
- les risques de corrosion.

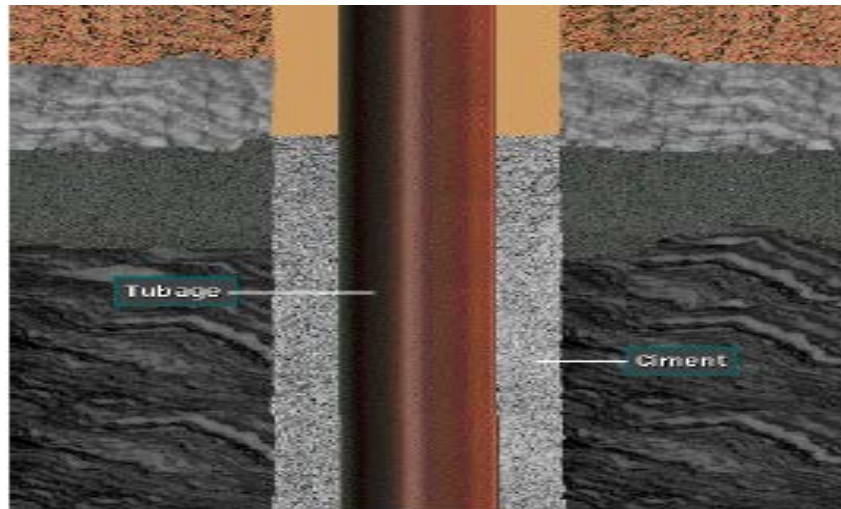


Figure I.27: Tubage [1].

I.5.1. Les différentes colonnes de tubage :

Dans un forage, il existe plus au moins quatre phase bien visées selon la géologie et la profondeur du Puits. Les différentes phase sont montrées dans la figure suivante :

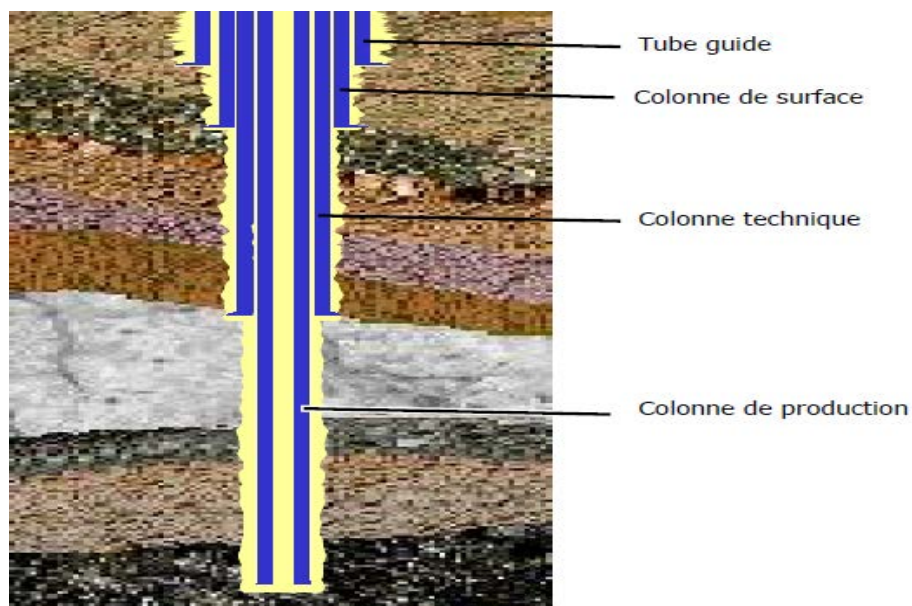


Figure I.28 : colonnes de tubage [1].

I.5.2. Les différentes dimensions du tubage :

Les tubes sont normalisés ; pour relier deux tube on doit respecter les dimensions tel que le tableau indique (tableau I.1) :

Tableau I.1 : dimensions de tubage.

Phase	Diamètre du trou	Diamètre de tubage	Nom de la colonne
26'' x 18''5/8 phase démarrage	26''	18''5/8	Tube de guide
16'' x 13''3/8 phase intermédiaire	16''	13''3/8	Colonne de surface
12''1/4 x 9''5/8 phase intermédiaire	12''	9''3/8	Colonne technique
8''1/2 x 7'' phase intermédiaire elle peut aussi être un 2em réservoir	8''1/2	7''	Colonne production
6'' x 4''1/2 phase reservoir	6''	4''1/2	Colonne de production

I.6. La cimentation :

Cimenter une colonne de tubage consiste à mettre en place un laitier de ciment dans tout ou une partie de Puits entre le tubage et le trou foré. Le ciment, en faisant prise, assurera la liaison entre la colonne de tubage et le terrain.

Une opération de cimentation nécessite donc de :

- définir les objectifs de la cimentation.
- calculer le volume de laitier de ciment à injecter.
- calculer le volume de chasse.
- préparer le trou avant l'injection.
- utiliser les ciments et les additifs.
- réaliser la cimentation.
- tester la colonne après cimentation.

I.6.1. Objectifs de la cimentation :

La cimentation sert à :

- ancrer la colonne au sol.
- prévenir le dévissage des tubes pendant le forage.
- canaliser en surface les fluides exploités.
- éviter 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.

Il faudra donc obtenir la meilleure étanchéité possible derrière la colonne de tubage. Une fois le tubage descendu, on doit le cimenter pour bien le sceller dans le puits.

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

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

Le ciment est séparé de la boue par des bouchons en caoutchouc (Figure I.30), initialement contenus dans une tête de cimentation, ce dernier est fabriqué et injecté dans le Puits à l'aide d'une unité de cimentation.

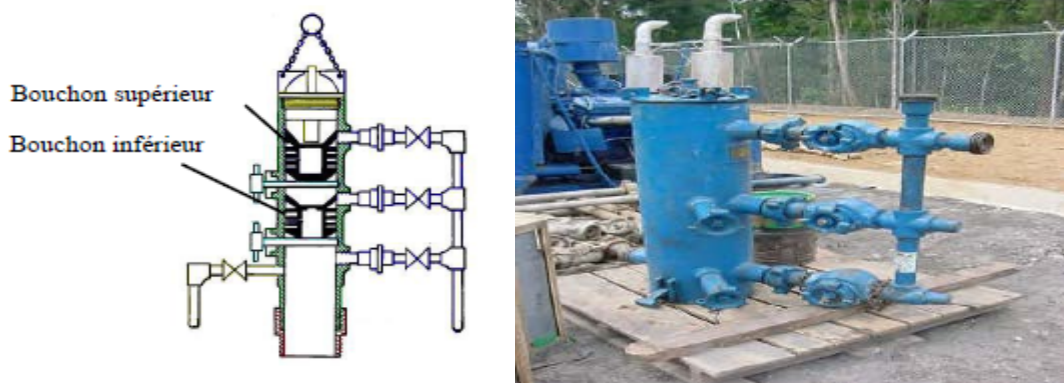


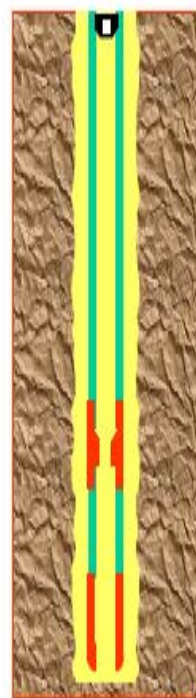
Figure I.29 : Tête de cimentation [1].



Figure I.30: Les bouchons de cimentation [1].

I.6.2. Procédure de cimentation :

La cimentation passe par différentes étapes, la figure suivante résume toutes les étapes à suivre pour la phase cimentation (figure I.31).



Lancement bouchon inférieur



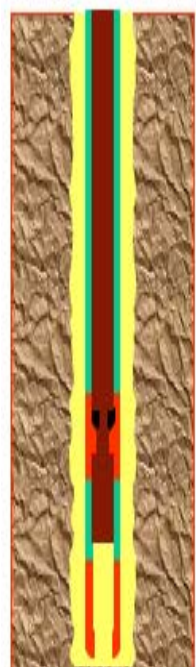
Pompage du ciment



Le bouchon inférieur arrive sur l'anneau



Eclatement du bouchon inférieur et passage du ciment



Poursuite de la cimentation



Lancement du bouchon supérieur



Chasse du ciment par la boue



Fin de la cimentation

Figure I.31 : Etapes de cimentation [1].

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

Pendant le forage, la protection du Puits est primordiale surtout lors d'une venue d'un fluide de formation, pour cela on trouve deux barrières tels que

I.7.1. La boue de forage

La boue de forage est toujours considérée comme étant la première barrière de sécurité contre les dangers de forage et surtout contre les éruptions.

En effet, les deux fonctions principales de la boue sont le nettoyage du puits et l'équilibrage de la pression des fluides de formation par la pression hydrostatique. Cette dernière peut être variable en agissant sur la densité.

I.7.2. La tête de puits :

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

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

Afin d'éviter ce genre de problème, on place, au-dessus de la tête du puits, des obturateurs, qui ne sont que des vannes qui ferment le puits, même s'il contient des tiges. Le puits est équipé de plusieurs types d'obturateurs :

- Obturateurs à mâchoires.
- Obturateur annulaire.
- Obturateurs rotatif.

Conclusion :

L'objectif prioritaire du forage est la réalisation d'un trou, conformément au programme fourni. Le forage est destiné à l'exploitation des hydrocarbures situés dans les réservoirs.

Après une étude géo-sismique, on fait le choix de la composition de la garniture de forage afin de minimiser le coût de l'opération et d'éviter toute perte d'équipement, humaines, environnement.

Chapitre II :

Boue de forage

Introduction :

Les fluides de forage sont indispensables au cours de forage pour le contrôler, ou accélérer le processus et de faire remonter les déblais forés hors du trou, sans fracturer la structure.

Pour parvenir, dans ce chapitre on essaye d'éclaircir les paramètres essentielles d'un fluide de forage.

II.1. Définition :

Le fluide de forage est un mélange d'eau et ou d'huile avec de la baryte et d'autre ajouts pour améliorer ces performances. La boue de forage est le fluide qui circule de haut en bas à l'intérieur des tiges et de bas en haut dans l'espace annulaire pendant un forage. Il joue des rôles qui sont indispensables pour un forage.

II.2. Fonctions de la boue de forage :

II.2.1. Refroidir et lubrifier l'outil :

La chaleur de l'outil est produite lors du frottement de ce dernier avec les formations en cours de forage. Le fluide de forage circule à grande vitesse à travers les duses de l'outil et élimine une quantité importante de cette chaleur. D'autre part elle crée une couche mince et glissante sur les parois et réduit les frottements avec les parois. Parfois on place des refroidisseurs de boue supplémentaires dans la surface. En plus de la chaleur produite par les frottements de l'outil, la température devient plus grande en descendant vers les grandes profondeurs avec un gradient de température de 1°C/30m. ce qui nous force à augmenter le débit pour refroidir l'outil, qui est recommandé par le constructeur de l'outil.

II.2.2. Transporter les déblais forés hors du trou :

Le nettoyage des trous est essentiel, sinon les déblais resteront dans le trou et le train de tiges finira par se coincer. Les déblais forés devraient idéalement être portés à la surface par la vitesse annulaire du fluide de forage dans l'espace annulaire, ce qui est généralement possible dans les sections les plus petites.

Cependant, l'espace annulaire est plus grand dans la partie supérieure du puits, donc la vitesse annulaire peut ne pas être assez élevée pour surmonter la vitesse de sédimentation (c'est la vitesse à laquelle les déblais tombent à travers le fluide de forage). Donc l'augmentation de la viscosité est recommandée dans la phase à grand diamètre.

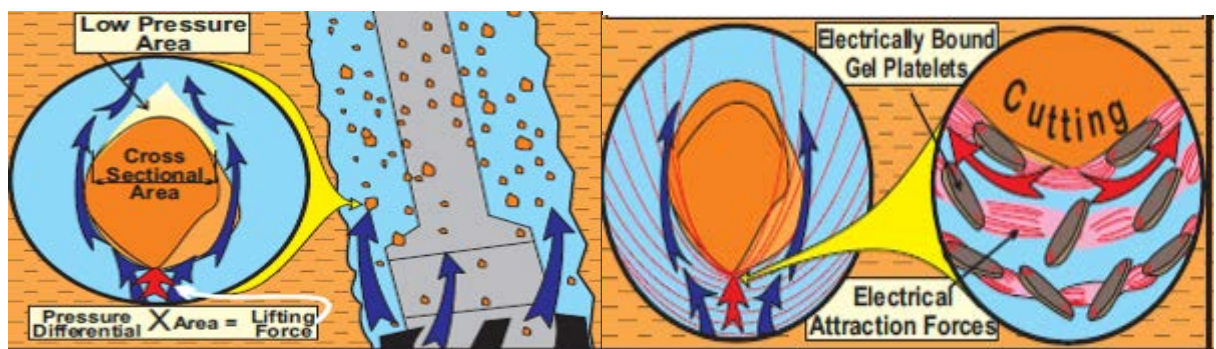


Figure II.1 : transport des déblais par la boue.

II.2.3. Garder les déblais en suspension lorsque la circulation est arrêtée :

Pendant l'opération du forage la circulation est souvent arrêtée pour une courte période et aussi pour des périodes plus longtemps (par exemple réparation). Le fluide de forage est conçu pour former une structure de gel à l'état statique, ce qui aide à garder les déblais en suspension jusqu'à ce que la circulation reprenne.

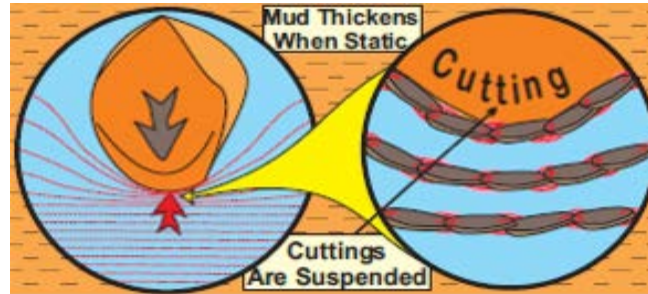


Figure II.2 : la suspension des déblais.

II.2.4. Contrôler les pressions de formation :

Les formations poreuses contiennent des pores remplis de liquides (hydrocarbures ou eau ou gaz), qui sont pressurisés par le poids de formations sus-jacentes et mouvements tectoniques. La densité du fluide de forage est ajustée de sorte que la pression hydrostatique exercée par la boue soit légèrement supérieure aux pressions de formation. Cette surpression empêche un fluide plus légère de s'introduire dans le puits.

$$P_f < P_h = d \times \frac{Z}{10.2} \quad (\text{II.1})$$

Où :

P_f : la pression au fond.

P_h : la pression hydrostatique.

Z : la profondeur verticale.

10.2 : facteur de conversion pour que la pression soit en bar.

d : densité de la boue.

II.2.5. Stabiliser le puits de forage :

Les forces agissant sur les formations sont généralement équilibrés. Cette équilibre est interrompu par la création d'un trou. Et pour récompensée cette déférence, la pression hydrostatique de la boue applique un pousse latéral sur les parois et récupère plus au moins l'équilibre statique des couches et empêche les parois de s'effondrer.

II.2.6. Sceller les formations perméables :

L'un des problèmes dans les formations perméables est la perte partiel ou totale de la boue. Cependant, les fluides de forage sont conçus pour sceller la surface du puits de forage avec un (**filtre cake**) mince et glissant pour limite la perte de boue.

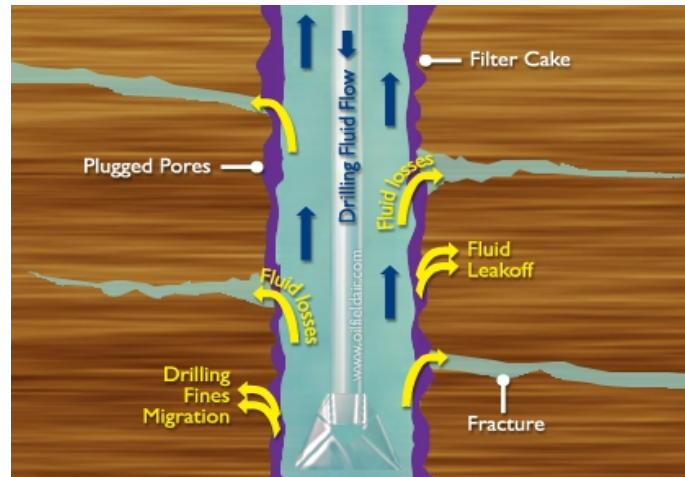


Figure II.3 : représentation d'un Filter cake.

II.2.7. Assurer la flottabilité du train de tiges :

La flottabilité d'un fluide est proportionnelle à sa densité, un fluide a grande densité offre une flottabilité considérablement à celui d'un fluide de petite densité. Le poids de garniture de forage est réduit à l'effet de la poussée d'Archimède, ce qui bien sur toute la structure de la surface.

Dans un fluide, les corps sont soumis à la poussée d'Archimède. La flottabilité est différente selon leur masse volumique et donc leur densité. La flottabilité est la poussée verticale exercée par un fluide sur un volume, elle agit toujours dans la direction opposée à la gravité. Donc le poids exerce sur le mat est calculer par la formule suivante :

$$P_m = P_t - P_a \quad (\text{II.2})$$

Où :

P_m : le poids sur le mat.

P_t : le poids total.

P_a : poussée d'Archimède.

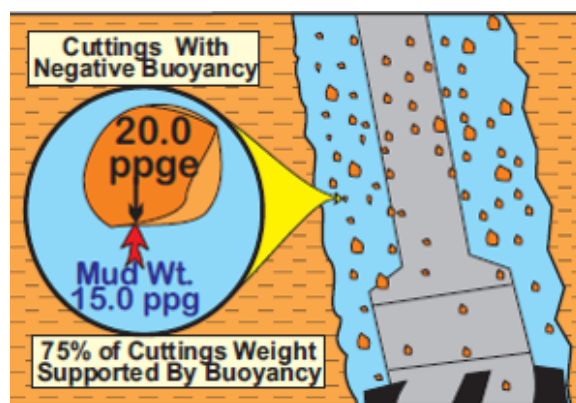


Figure II.3 : La flottabilité.

III.2.8. Maximiser les performances de forage :

Les performances de forage sont généralement déterminées par le taux de pénétration (ROP), qui est affecté par plusieurs propriétés des fluides de forage. Densité fluide, viscosité, pouvoir lubrifiant, et contrôle de la perte de fluide.

II.2.9. Assurer le contrôle de la corrosion pour tubulaires de fond de trou :

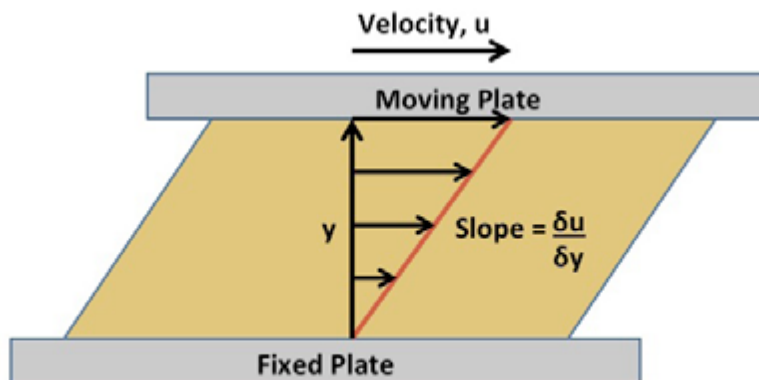
Les boues à base d'huile sont non corrosives et les boues à base d'eau sont traitées avec des additifs pour maintenir une certaine alcalinité, ce qui supprime la corrosion. Cependant, un gaz de formation tels que le sulfure d'hydrogène (très corrosif et très dangereux, mortel à faible concentration), et Le dioxyde de carbone est corrosif et va progressivement réduire l'alcalinité du fluide de forage, donc des traitements réguliers sont nécessaires pour maintenir l'alcalinité à des niveaux efficaces.

II.3. Paramètres hydrauliques :

II.3.1. Paramètres rhéologiques de la boue :

II.3.1.1. La viscosité (μ) :

Tous les fluides ont une viscosité qui décrit sa résistance à l'écoulement lorsqu'il est soumis à une contrainte de cisaillement. Dans un fluide simple (Newtonien), la viscosité est le résultat des forces moléculaires cohésives dans le fluide, ce qui crée une résistance à déformation. Les fluides à haute viscosité résistent à la déformation plus que les fluides à faible viscosité. La loi de Newton sur la viscosité peut être résumée en observant le comportement d'un fluide entre une plaque fixe et une plaque mobile, comme illustré dans la figure (II.4).



Fluid Shear Between A Fixed Plate and A Moving Plate

Figure II.4 : la viscosité de la boue [14].

La viscosité du fluide déterminera l'ampleur de la force de cisaillement nécessaire pour glisser la plaque mobile à vitesse constante par rapport à la plaque fixe. La force de cisaillement dépendra également sur la surface du fluide en contact avec le fixe et la plaque mobiles, ainsi que le gradient de vitesse entre les plaques (taux de cisaillement). Loi de Newton de la viscosité montre la relation entre la Contrainte du cisaillement (τ = Force de cisaillement divisée par la surface de contact avec le fluide) et le taux de cisaillement ($\delta u / \delta y$).

$$\mu = \frac{\text{contrainte de cisaillement}}{\text{taux de cisaillement}} = \frac{\tau}{\gamma} \quad (\text{II.3})$$

II.3.1.2. Contrainte de cisaillement (τ) :

La contrainte de cisaillement d'un fluide est la force appliquée par unité de surface pour surmonter la résistance d'un fluide à l'écoulement en raison des frottements moléculaire entre les couches de fluide. La contrainte de cisaillement est calculée selon l'équation suivante :

$$\tau = \frac{F}{S} \quad (\text{II.4})$$

Où :

F : la force appliqué sur le fluide.

S : la surface d'application.

II.3.1.3. Taux de cisaillement (γ) :

Le taux de cisaillement d'un fluide est le gradient de vitesse entre les couches fluides. Le taux de cisaillement est la différence de vitesse divisé par la distance qui les sépare comme l'équation nous montre :

$$\gamma = \frac{dV}{dy} \quad (\text{II.5})$$

Où :

∂V : la différence de vitesse.

dy : la distance qui sépare les deux vecteurs de vitesse.

γ : le taux de cisaillement.

II.3.2. Régimes de débit :

Dans le forage on utilise trois régimes d'écoulement ; écoulement en bouchant ; écoulement laminaire et écoulement turbulent. Lorsque le fluide traverse un tuyau, les particules de fluide en contact avec la paroi du tuyau sont stationnaires et la vitesse des particules fluides augmente généralement vers le centre du tuyau, produisant ce qu'on appelle un profil de vitesse. Les différentes vitesses entre les couches du fluide créent des contraintes de cisaillement, qui disparaissent si le fluide est stationnaire.

La connaissance du régime d'écoulement, se fait généralement avec l'expérience de Reynolds où les trois régimes de flux sont indiqués ci-dessous [14] :



Figure II.5 : Les régimes du débit [3].

II.3.2.1. Nombre de Reynold :

C'est rapport qui existe entre les différents paramètres de la conduite et celle du fluide qui s'écoule dedans pour déterminer les caractéristiques de l'écoulement de ce dernier.

Cette relation sans dimension par la suite est devenu connu sous le nom de nombre de Reynolds, qui est calculé en utilisant l'équation montrée ci-dessus (II.6).

$$Re = \frac{VD}{\nu} = \frac{\rho VD}{\mu} \quad (II.6)$$

Où

V : la vitesse du fluide.

D : le diamètre de conduite.

ν : viscosité cinématique.

μ : viscosité dynamique.

ρ : masse volumique.

II.3.2.2. L'écoulement en bouchant (Plug flow) :

Il se produit à de faibles débits, en particulier avec des fluides visqueux. Le profil de vitesse du fluide est presque plat, étant presque uniforme à travers le tuyau ou l'anneau. L'écoulement en bouchon se produit généralement lors du pompage d'une boue d'une viscosité élevée. Pour un bon nettoyage du puit de temps en temps on injecte des bouchant à haute viscosité (Hi-Vis), les caractéristiques de ce régime sont moins agressives contre les parois du puits. Cela aide à réduire l'érosion et l'agrandissement du trou lors du perçage des sections supérieures, qui comprennent généralement des formations non consolidées.

II.3.2.3. L'écoulement laminaire :

Il se produit dans des fluides moins visqueux se déplaçant plus rapidement. Les particules fluides glissent les unes sur les autres pour former des lames parallèles aux parois du tuyau. Le profil de vitesse du fluide est parabolique, étant lent près des murs et augmentant vers le centre de la section d'écoulement. Le flux laminaire est recommandé pour le forage de la plupart des formations, car il fournit une élimination efficace des déblais sans éroder la surface du puits de forage. Le profil de vitesse devrait être assez peu profondes, car cela garantira que la plupart des déblais forés restent dans la partie centrale du flux de vitesse. En conséquence, les déblais forés seront portés à la surface avec un glissement minimal et sera donc soumis à moins d'érosion mécanique.

II.3.2.4. L'écoulement turbulent :

Il se produit lorsque les fluides se déplacent à vitesse élevée. À mesure que le débit augmente, les particules de fluide atteignent finalement une vitesse critique où ils commencent de prendre des chemins aléatoires dans toutes les directions, ce qui casse le modèle d'écoulement laminaire et produit un écoulement turbulent. Le profil de vitesse du fluide est plat car la turbulence produit un profil uniforme à travers toute la section d'écoulement. Un écoulement turbulent fournira une élimination des déblais, mais cela peut éroder mécaniquement les parois du forage, produisant des délavages et un sur-calibre du trou.

II.3.3. Modèles d'écoulement rhéologique :

Une modélisation précise des flux est requise lors de l'analyse hydraulique de plate-forme afin de calculer les frottements, les pertes de charge et débits lors de la circulation ou du forage.

Les fluides peuvent être divisés en deux types, selon la relation mathématique entre la contrainte de cisaillement et taux de cisaillement, comme suit :

- Fluides newtoniens.
- Fluides non newtoniens.
 - a. Modèle en plastique Bingham.
 - b. Modèle de loi de puissance.
 - c. Modèle Herschel-Bulkley.

II.3.3.1. Les fluides Newtoniens :

Sont de simples fluides sans solides comme l'eau et l'huile, où la viscosité est le résultat de la force moléculaires cohésives dans le fluide. Le cisaillement la contrainte d'un fluide newtonien en flux laminaire est directement proportionnelle au taux de cisaillement, donc une courbe de rhéologie produit une ligne droite qui passe par l'axe, tandis que la viscosité est définie par la pente de la ligne. En conséquence, la viscosité est le seul paramètre requis qui définir les caractéristiques d'écoulement d'un fluide newtonien parce que la viscosité ne change pas avec taux de cisaillement à température et pression constantes. Les fluides newtoniens peuvent être modélisés en utilisant les éléments suivants équation mathématique pour définir la relation entre la contrainte de cisaillement et le taux de cisaillement.

La plupart des fluides de forage sont non Newtoniens car ils ne sont pas conformes au modèle de flux newtonien. La raison en est le fait qu'ils contiennent suspendu solides (pondération des matériaux, solides forés, etc.), donc la viscosité est une combinaison de molécules cohésives forces avec frottement et interactif physique forces entre les solides dans le fluide. Par conséquent, la plupart des fluides de forage ne peuvent pas être modélisés avec précision en utilisant le modèle de flux Newtonien et non Newtonien des modèles de débit ont été développés pour précision.

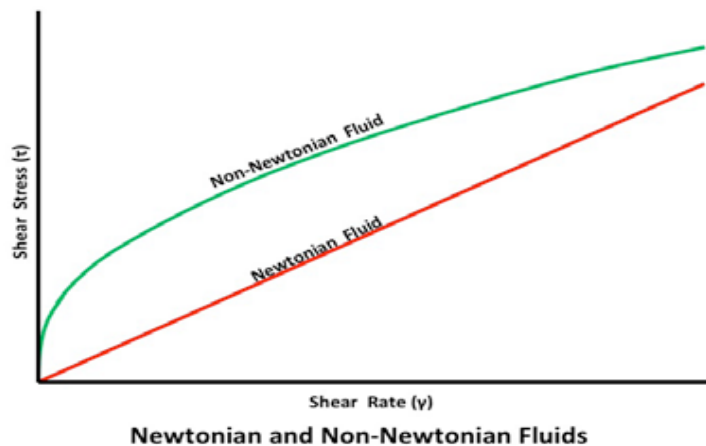


Figure II.6 : Fluides Newtoniens et non Newtoniens [3].

Le graphique ci-dessous (Figure II.7) montre que la viscosité du fluide reste constante même si le taux de cisaillement varie.

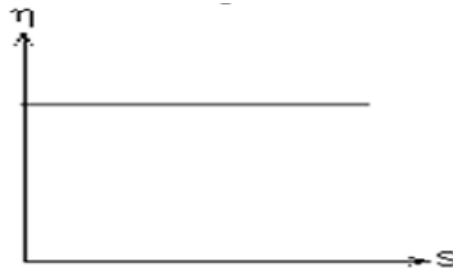


Figure II.7 : viscosité du fluide constante [4].

Où :

η : la viscosité

S : taux de cisaillement.

Les fluides Newtoniens typiques comprennent l'eau et les huiles moteur minces. En pratique, cela signifie qu'à une température donnée, la viscosité d'un fluide newtonien restera constante indépendamment de quel modèle de viscosimètre, broche ou vitesse vous utilisez pour le mesurer.

II.3.3.2. Les fluides non Newtoniens :

Sont effectivement des fluides ne sont pas conformes au modèle de flux newtonien, car ils ne présentent pas la relation linéaire entre contrainte de cisaillement et taux de cisaillement comme les fluides newtoniens. Ils nécessitent également une certaine contrainte de cisaillement pour initier le flux parce que les frottements et les forces interactives entre les particules solides et fluide crée une résistance au cisaillement, qui coule finalement c'est ce qu'on appelle le seuil de rentabilité. La courbe de rhéologie d'un fluide non-Newtonien est non linéaire.

La présence de particules en suspension (pondération agents, solides forés, etc.) affectera la viscosité des un fluide et pourrait convertir un fluide newtonien en fluide non newtonien. La plupart des fluides de forage sont des pseudo-plastique, ce qui signifie que la viscosité fluide diminue à mesure que le taux de cisaillement augmente.

Cependant, certains fluides peuvent épaissir par cisaillement, ce qui signifie que la viscosité du fluide augmente à mesure que le taux de cisaillement augmente. Les principaux modèles d'écoulement non newtoniens qui sont utilisés pour la modélisation des fluides de forage sont les model de Bingham, le model de puissance et le modèle Herschel-Buckley, comme illustré dans la figure (II.8). [14]

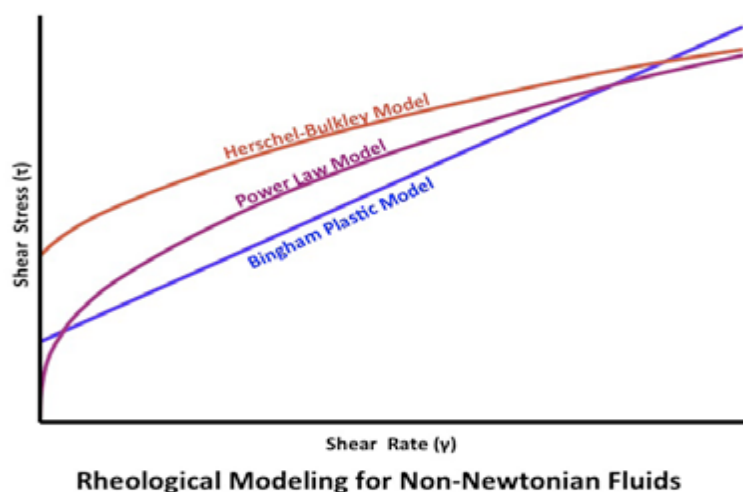


Figure II.8: Rhéologie des fluides non newtoniens [3].

➤ Mesure des propriétés rhéologiques :

Plusieurs instruments sont disponibles pour mesurer la rhéologie ou les caractéristiques d'écoulement d'un fluide. Un viscosimètre ne mesure techniquement qu'une seule condition du débit, tandis qu'un rhéomètre a une gamme de vitesses pour mesurer plusieurs conditions d'écoulement. Le Rhéomètres comprennent un bob cylindrique pivotant qui est connecté à un cadran de torsion tout en étant retenu par une torsion. Le BOB se trouve à l'intérieur d'un manchon extérieur cylindrique qui peut être tourné à des vitesses sélectionnées, avec un jeu annulaire entre le BOB et le manchon. L'ensemble bob cylindrique et manchon rotatif est ensuite immergé dans le fluide dont les propriétés de la rhéologie doivent être mesurées comme montré dans la figure (II.9).

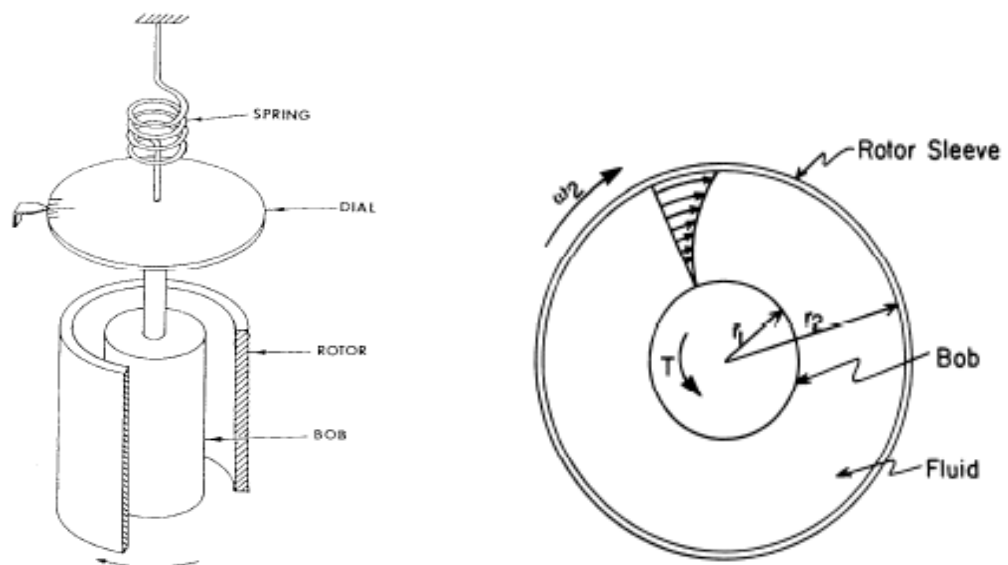


Figure II.9 : Fonctionnement d'un rhéomètre [4].

a. Le modèle plastique de Bingham :

C'est le modèle rhéologique plus courant utilisé pour décrire les caractéristiques du flux de la plupart des fluides de forage, la contrainte de cisaillement doit atteindre un certain niveau du point de rendement (Yield point) avant que le fluide commence à couler. Après avoir atteint le point de rendement, le fluide se comporte comme un fluide newtonien, avec une relation linéaire entre contrainte de cisaillement et taux de cisaillement. Le modèle plastique de Bingham utilise l'équation mathématique suivante pour définir la relation entre la contrainte de cisaillement et taux de cisaillement comme indique la formule suivante :

$$\tau = YP + (PV \times \gamma) \quad (\text{II.7})$$

Où :

YP : Yield point.

PV : viscosité plastique.

γ : taux de cisaillement.

τ : contrainte de cisaillement .

Avec :

$$PV = \theta(600) - \theta(300) \quad (\text{II.8})$$

$$YP = \theta(300) - PV \quad (\text{II.9})$$

Où :

$\theta(600)$: taux de cisaillement à 600 tr/min.

$\theta(300)$: taux de cisaillement à 300 tr/min.

Le rhéomètre à deux vitesses a été développé pour le modèle en plastique Bingham parce que les caractéristiques du flux d'un fluide de forage peuvent être définies à l'aide de ce modèle, qui donne une bonne corrélation aux taux de cisaillement entre 300 et 600 tr / min.

Le point de rendement doit être assez haut pour transporter des déblais forés hors du trou, mais si elle est trop élevée, la pression de la pompe peut également être trop élevée lors du démarrage de la circulation. La pente de la ligne donne la viscosité plastique (PV), qui devrait être contrôlé aussi en minimisant l'accumulation des solides dans le fluide de forage.

b. Le modèle de loi de puissance :

Est une amélioration du modèle plastique de Bingham lors de la définition, les systèmes de boue de polymère ont tendance à correspondre au modèle de loi de puissance. Le modèle de loi de puissance utilise l'équation mathématique suivantes :

$$\tau = K \times \gamma^n \quad (\text{II.10})$$

$$n = \frac{\log\left(\frac{\theta_1}{\theta_2}\right)}{\log\left(\frac{\omega_1}{\omega_2}\right)} \quad (\text{II.11})$$

$$K = \frac{510\theta_1}{(1.703\omega_1)^n} \quad (\text{II.12})$$

Où :

K : indice de cohérence.

τ : taux de cisaillement

n : indice du débit.

γ : contrainte de cisaillement.

θ_1 : lecture dans le viscosimètre a grand taux de cisaillement.

θ_2 : lecture dans le viscosimètre a petit taux de cisaillement.

ω : vitesse du rotor.

L'indice de cohérence (k) se rapporte à la viscosité du fluide, tandis que l'indice de débit (n) se rapporte au cisaillement ou comportement d'épaississement par cisaillement du fluide.

- Si $n = 1$, alors on revient au modèle de newton
- Si $n > 1$ alors le modèle de loi de puissance représente un dilatant ou un cisaillement ou un épaississant du fluide (c'est-à-dire que la viscosité augmente avec l'augmentation de la contrainte du cisaillement).
- Si $n < 1$ alors le modèle de loi de puissance représente un fluide pseudo-plastique ou amincissant par cisaillement (c.-à-d. la viscosité diminue à mesure que la contrainte de cisaillement augmente). Plus les fluides de forage sont pseudo-plastiques, plus $n < 1$.

c. Le modèle Herschel-Bulkley :

Est plus précis pour définir les caractéristiques rhéologiques d'un fluide que les modèles loi plastique de Bingham ou loi de puissance, fourni des données de contrainte de cisaillement et de taux de cisaillement suffisantes.

Comme avec le modèle en plastique Bingham, Le modèle Herschel-Bulkley tient compte du fait que la contrainte de cisaillement doit atteindre un certain niveau de contrainte de rendement (Yield Stress) avant que le fluide commence à couler. Le modèle Herschel-Bulkley utilise l'équation mathématique suivante :

$$\tau = \tau^0 + K\dot{\gamma}^n \quad (\text{II.13})$$

Où :

- $\dot{\gamma}$: contrainte de cisaillement.
- τ^0 : contrainte de rendement.
- K : indice de cohérence.
- n : indice de débit.

II.3.3.3. Comportement des fluides non Newtonien :

Un fluide non newtonien est largement défini comme un fluide pour lequel la relation [contrainte de cisaillement / taux de cisaillement] n'est pas une constante. En d'autres termes, lorsque la vitesse de cisaillement varie, la contrainte de cisaillement ne varie pas dans la même proportion (ou même nécessairement dans la même direction). Il existe plusieurs types de comportement d'écoulement non newtonien, caractérisés par la façon dont la viscosité d'un fluide change en réponse aux variations de taux de cisaillement.

Les types de fluides non newtoniens les plus courants que vous pourriez rencontrer comprennent :

a. Pseudo-plastic :

Ce type de fluide affichera une viscosité décroissante avec une augmentation du taux de cisaillement. Probablement le plus courant des fluides non newtoniens. Ce type de comportement d'écoulement est parfois appelé amincissement par cisaillement.

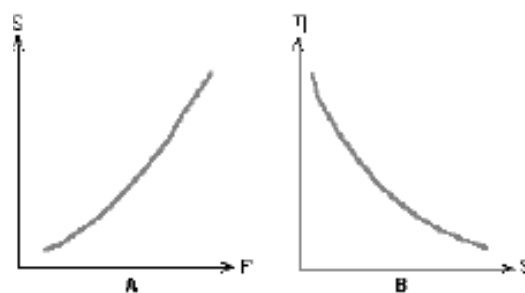


Figure II.10 : variation de $\mu = f(\tau)$ [4] .

b. Dilatant :

L'augmentation de la viscosité avec une augmentation du taux de cisaillement caractérise un fluide dilatant.

Plus rare que la pseudo-plasticité, la dilatance est fréquemment observée dans les fluides contenant des niveaux élevés de solides défloqués, tels que des boues d'argile, amidon de maïs dans l'eau et mélanges sable / eau. La dilatation est également appelée comportement d'écoulement à épaississement par cisaillement (figure II.11).

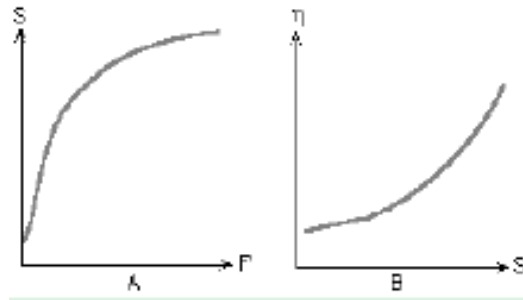


Figure II.11 : variation de $\mu = f(\tau)$ [4].

c. Plastique :

Une certaine force doit être appliquée au fluide avant tout écoulement est induit ; cette force est appelée la valeur de rendement. Le ketchup est un bon exemple de ce type de fluide ; sa valeur de plasticité fait souvent refuser de verser de la bouteille jusqu'à ce que la bouteille soit secouée permettant au ketchup de jaillir librement.

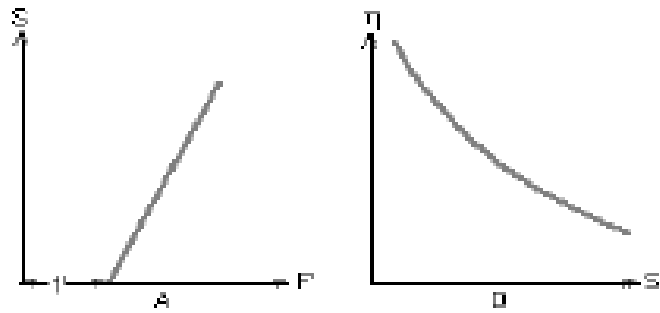


Figure II.12 : variation de $\mu = f(\tau)$ [4] .

d. Thixotropie et Rhéopexie :

Que se passe-t-il lorsque l'élément du temps est considéré ? Cette question nous amène à l'éclaircissement dépendant du temps nous mène à examiner de deux autres types de flux non-newtonien :

- Thixotrope.
- Rhéopectique.

Certains fluides afficheront un changement de leur viscosité avec le temps dans des conditions du taux de cisaillement constant ou épaississement dépendant du temps.

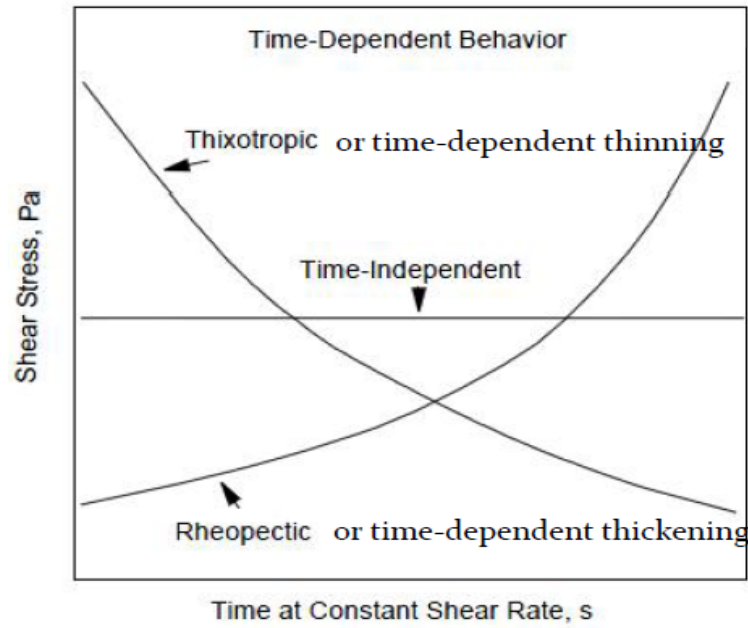


Figure II.13 : variation de la viscosité en fonction du temps (t) [4].

II.4. Densité de boue :

La densité est le rapport entre la masse volumique de la boue par rapport à la masse volumique de l'eau, elle joue un rôle très important dans la remonté des déblais en surface (poussée d'Archimède).

$$d = \frac{\rho_b}{\rho_e} \quad (\text{II.14})$$

Où :

ρ_b : la masse volumique de la boue (kg/m^3).

ρ_e : la masse volumique de l'eau (kg/m^3).

La flottabilité c'est la suspension du poids des sédiments apparents dans le fluide. Elle dépend de la densité relative entre les déblais et le fluide. D'après la relation d'Archimède :

$$P = -\rho g V \quad (\text{II.15})$$

Le signe moins signifie que la poussée est opposée par rapport au sens de la gravité.

La flottabilité des déblais augmentera et la vitesse de glissement des déblais diminuera à mesure que la densité du fluide augmente, et vice versa, à condition que tous les autres paramètres des fluides restent inchangés.

Cependant, l'augmentation de la densité des fluides afin d'améliorer la suspension des déblais et le nettoyage des trous ne sont généralement pas possible car l'augmentation des ECD peut résulter des pertes dans la formation (figure II.15) avec :

$$\text{ECD} = d_1 + \frac{P_{ca} \times 10.2}{z} \quad \text{II.16}$$

Où : P_{ca} : perte de charge.

d_1 : densité initial.

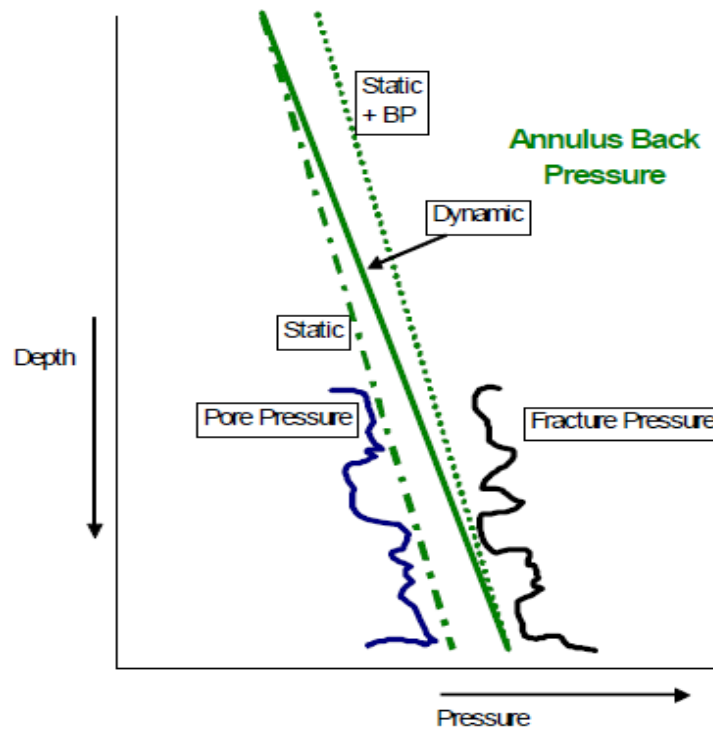


Figure II.14 : représentation des différentes pressions [1].

II.5. Vitesse de sédimentation (lois de stocks) :

Les déblais migreront lentement à travers le fluide de forage naturellement dû à la force de gravité. La vitesse à dont les déblais migrent à travers le fluide est connu comme la vitesse de glissement, et cela est en fonction de la taille de la particule, densité des particules et viscosité du fluide. La vitesse de sédimentation est calculée selon la loi suivante [15]:

$$F_d = 6\pi\mu RV \quad (\text{II.17})$$

Où :

F_d : La force du drainage.

μ = viscosité dynamique.

R = rayon sphérique.

v = vitesse de glissement.

La force de la flottabilité est égale au poids du fluide déplacé par l'asphère :

$$F_f = \frac{4 \times \pi}{3} \times (R^3) \times \rho_l \quad (\text{II.18})$$

Et la force de la masse de l'asphère :

$$F_s = \frac{4 \times \pi}{3} \times (R^3) \times \rho_s \quad (\text{II.19})$$

Donc l'équation (II.16) devient :

$$\frac{4 \times \pi}{3} \times (R^3) \times \rho_s - \frac{4 \times \pi}{3} \times (R^3) \times \rho_l = 6\pi\mu RV \quad (\text{II.20})$$

Par résolution de cette équation de vitesse par changement de rayon R par un diamètre d :

$$Vs = \left(\frac{d^2}{18} \times \mu \right) \times (\rho_s - \rho_l) \times g \quad (\text{II.21})$$

Où :

Vs : vitesse de sédimentation (m/s).
 ρl: masse volumique liquide (kg/m³).
 ρs: masse volumique solide (kg/m³).
 g : accélération de la pesanteur (m²/s).

II.6. Les principaux types de boue :

Plusieurs classifications des types de boue peuvent être adoptées. Il est cependant habituel de présenter les boues en fonction de la phase continue. Nous allons donc rencontrer [8] :

- La boue à base d'eau (Water-Based-Mud).
- La boue à base d'huile (Oil-Based-Mud).

II.6.1. Boues à base d'eau :

Les boues à base d'eau sont des boues dont la phase continue est l'eau, éventuellement chargée en NaCl. Elles sont généralement utilisées pour forer les sections supérieures d'un puits. Pendant le forage, les matériaux des formations traversés se cumule dans la boue et peuvent ainsi changer sa composition et ses propriétés.

II.6.2. Boues à base d'huile :

Indépendamment des avantages qui peuvent être retirés pour la productivité des puits, ces boues ont l'intérêt de présenter une phase continue gas-oil ou directement du pétrole, cette boue règle en généralement le problème du gonflement des argiles qui est l'un des problèmes majeurs dans le forage.

II.6.3 avantages et inconvénients :

Les avantages et les inconvénients ont résumé dans le tableau suivant :

Tableau II.1 : avantages et inconvénients de la boue.

Boue	Avantages	Inconvénients
WBM	-Ecologique. - Non dangereuse.	-Moins stable. -Nécessite beaucoup de traitement. -Gonflement des argiles.
OBM	-Plus stable. -Plus économique.	-Non écologique. -Risque d'incendie (gasoil).

II.7. Appareils de mesure :

II.7.1. Viscosimètre Marsh

II.7.1.1. Principe

C'est un appareil du type statique : on mesure le temps en secondes que met une certaine quantité de boue pour s'écouler à travers l'ajutage de l'appareil qui n'est autre qu'un entonnoir normalisé. La boue s'écoule dans un godet gradué [6].



Figure II.15 : viscosimètre.

II.7.1.2. Mode d'emploi

- Prendre l'entonnoir et fermer l'ajutage à l'aide du doigt.
- Prélever de la boue dans la goulotte et verser sur le tamis de l'entonnoir jusqu'à ce que le niveau de boue affleure la surface de ce tamis (ceci correspond à un volume de $1\,500\text{ cm}^3$).
- Tenir l'entonnoir par la poignée latérale, déclencher un chronomètre et laisser couler dans le godet gradué.
- Stopper le chronomètre lorsque le niveau de boue atteint 946 cm^3 (1/4 de gallon dans le godet).
- Le nombre de secondes lu au chronomètre représente la viscosité Marsh de la boue.

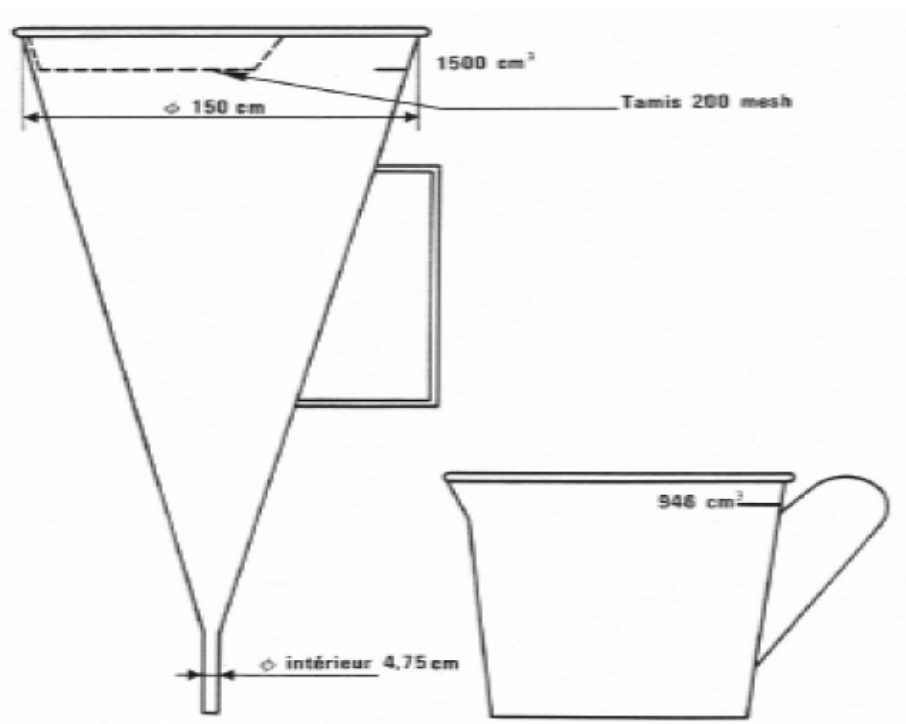


Figure II.16 : dimension de viscosimètre.

II.7.2. Densimètre

Cette appareil est analogue à celui de la balance romaine.



Figure II .17 : Densimètre [3].

II.7.2.1. Mode d'emploi :

- Remplir le godet de boue à mesurer.
- Mettre le couvercle et évacuer l'excès de boue qui sort par le trou central du couvercle prévu à cet effet.
- Nettoyer à l'eau et sécher en prenant soin de maintenir le trou du couvercle obstrué en permanence.
- Placer les couteaux du fléau dans le porte-couteau du socle.
- Déplacer le curseur jusqu'à obtenir l'horizontalité du fléau. Cette horizontalité doit être contrôlée à l'aide du niveau à bulle situé au-dessus des couteaux.
- Lire la densité ou le poids volumique directement sur le bras du fléau, au droit de la position du curseur [6].

II.7.2.2. Avantages de densimètre

Ce sont des appareils de chantier robustes, permettant de mesurer des densités de 0,95 à 2,20. Les résultats ne sont pas affectés par les changements de température (étant donné la précision requise) [6].

II.7.2.3. Sources d'erreurs

- Coupe insuffisamment remplie.
- Boue émulsionnée avec de l'air ou micro-bullée.
- Les mesures ne doivent être exprimées qu'à la seconde décimale.
- La précision des densimètres ne permet pas d'annoncer une valeur précise.

II.7.3. Le viscosimètre fan

II.7.3.1 Principe

C'est un appareil à cylindres coaxiaux. Les modèles les plus couramment commercialisés comportent :

- Soit deux vitesses de rotation (600 - 300 T/mn). Dans ce cas, le rotor est entraîné à la main (Viscosimètre mécanique) ou à l'aide d'un moteur électrique (viscosimètre électrique).

- Soit six vitesses de rotation (600 - 300 - 200 - 100 - 6 - 3 T/mn). Dans ce cas, le rotor est entraîné par un moteur électrique.
- Soit un appareil à vitesse variable entraîné par un moteur électrique.

Les appareils à deux vitesses sont de moins en moins utilisés dû à leur faible échantillonnage. On détermine en fonction du taux de cisaillement (déduit de la vitesse de rotation) la tension de cisaillement (déduite de la lecture de la graduation) [6].



Figure II.18 : Rhéomètre à 6 vitesses.

Figure II.19 : Rhéomètre à vitesse variables [3].

II.7.3.2. Mode d'emploi

- Prendre de la boue, tamiser sur le tamis de l'entonnoir Marsh, agiter 5 mn à l'aide d'un agitateur, puis remplir le godet du viscosimètre.
- Immerger les cylindres coaxiaux (l'appareil est muni d'un système de coulisse avec une molette de blocage) jusqu'à ce que le trait repère du rotor affleure la surface de la boue.
- Faire tourner le rotor à 600 T/mn en choisissant la position convenable du bouton de changement de vitesse et de l'interrupteur. Lire la déviation sur le cadran.
- Sans arrêter l'entraînement du rotor, régler la vitesse de rotation à 300 T/mn. Lire la déviation de la graduation.
- Faire de même pour les autres vitesses.

Remarques :

- Le viscosimètre ne nécessite pratiquement pas d'étalonnage s'il est conservé dans des conditions normales (nettoyage après chaque usage, stockage dans un endroit adapté). Cependant, si on désire l'étalonner deux solutions sont possibles.

On opérera à l'aide de solutions aqueuses de glycérine de viscosité connue. On tracera la courbe d'écoulement en portant en coordonnées cartésiennes sur un graphique, en abaisse les vitesses et en ordonnées les lectures faites sur le cadran. Le tracé est une droite qui passe par l'origine, les solutions de glycérine étant des liquides newtoniens. On peut faire un réglage de la tension du ressort avec des masselottes tarées. Se reporter aux explications fournies avec les masselottes.

- La conception du rotor et du stator est prévue de telle sorte que les effets d'énergie cinétique soient éliminés, en conséquence la densité de l'échantillon n'a aucune influence sur les mesures [6].

Conclusion :

Les fluides de forage doivent être fabriqués et traités en continu pour garder les paramètres dans les intervalles préconisés afin d'assurer la stabilité du Puits et ses parois, un bon nettoyage permet d'éviter tous coincement de la garniture par injection quotidiennement des bouchons à haute viscosité. Et lors des arrêts des pompes, les gels de boue servent à garder les déblais forés en suspension jusqu'à réglé le problème survenu.

Chapitre III :

Contrôle des venues

Introduction :

Le contrôle de venue est la mise en œuvre d'une série d'opération permettant l'évacuation de l'effluent et la mise en place d'une boue de densité égale à la densité d'équilibre de la formation. Le contrôle de la venue doit être fait tout en évitant une nouvelle intrusion et la fracturation de la formation la plus fragile.

Une détection rapide d'une venue suivie immédiatement par une action appropriée sont les éléments clés pour la réussite de contrôle du puits.

III.1. Pressions dans un puits :

III.1.1. Pression hydrostatique (Ph) :

La pression hydrostatique est définie comme étant le poids d'une colonne verticale de fluide par l'unité de surface.

Pression hydrostatique = D × TVD.

La pression hydrostatique dépend de la hauteur ou la profondeur verticale de la colonne de fluide, la forme de cette dernière n'a aucune importance.

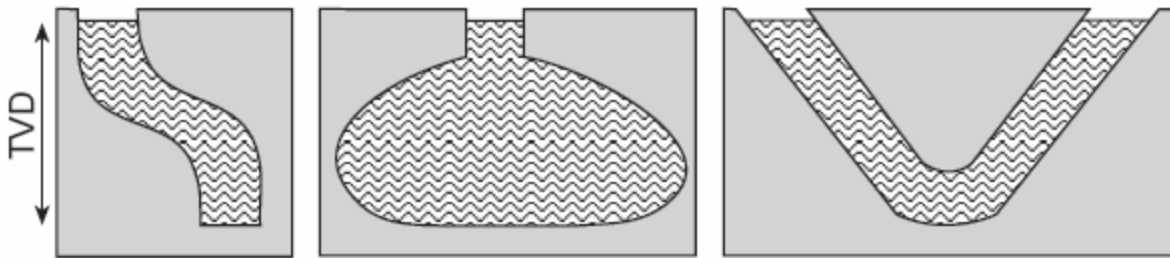


Figure III.1 : Différentes types de colonne [2].

Si la pression est exprimée en **bar** et la profondeur est mesurée en mètre, il est commode de convertir la densité du fluide **kg/L** en un gradient de pression **bar/m**.

Le facteur de conversion est égale à : $\frac{1}{10.2}$.

$$\text{Gradient de pression (bar/m)} = \text{Densité du fluide (kg/L)} \times \frac{1}{10.2}$$

$$\text{Pression hydrostatique (bars)} = \text{Densité (kg/L)} \times \text{côte verticale (m)} \times \frac{1}{10.2}$$

Le facteur de conversion $\frac{1}{10.2}$ est dérivé comme suit :

1m³ contient **1000L** et la densité du fluide est de **1kg/L**.

La pression exercée par **1m** de hauteur de ce fluide sur une surface de **1m²** est égale à :

$$\frac{1000 \times 0.981}{10000} \frac{(daN)}{(cm^2)} = 0.0981 \text{ bars} = \frac{1}{10.2} \text{ bars}$$

III.1.2. Pression dynamique du fond

Les pertes de charges dans une conduite représentent la résistance totale du fluide à l'écoulement, cette résistance est due essentiellement aux forces de frottement internes et externe du fluide.

La répartition des pertes de charges dans le circuit de forage est :

- L'installation de surface (P_{CS}).
- L'intérieur de tige de forage (P_{CDP}).
- L'intérieur des drills collars (P_{CDC}).
- À travers les duses de l'outil (P_{CO}).
- Dans l'espace annulaire (P_{CA}).
- Duses de conduite (P_{Cduses}).

La pression de refoulement des pompes (P_R) est la somme de toutes les pertes de charge dans le circuit de circulation.

$$P_R = P_{CS} + P_{CDP} + P_{CDC} + P_{CO} + P_{CA} + P_{Cduses} \quad (III.1)$$

La pression exercée sur le fond de puit (P_{fond}) est la somme des pressions dans l'annulaire

$$P_{fond} = P_{ha} + \sum P_{CA} \quad (III.2)$$

Densité équivalente en circulation :

$$P_f = P_{ca} + P_{ha} = \frac{Z \cdot deq}{10.2} \quad (III.3)$$

D'où :

$$Deq = 10.2 \times \frac{(P_{ca} + P_{ha})}{Z} \quad (III.4)$$

$$Deq = da + 10.2 \times \frac{P_{ca}}{Z} \quad (III.5)$$

Où (da) est la densité de la boue dans l'espace annulaire.

III.1.2.1. Les pertes de charge :

Chaque écoulement d'un fluide est suivi par une perte de charge, en hydraulique générale on utilise la formule de Darcy-Weisbach pour les calculer. Les pertes de charge se calculent autrement selon la rhéologie du fluide et le régime d'écoulement. Dans notre cas le modèle rhéologique est le Bingham donc on donne :

A l'intérieur de la garniture :

Ecoulement laminaire :

$$P_C = \frac{L \times Q \times P_v}{612.95 \times D^4} + \frac{Y_p \times L}{13.26 \times D} \quad (\text{III.7})$$

Ecoulement turbulent :

$$P_C = \frac{L \times d^{0.8} \times Q^{1.8} \times P_v^{0.2}}{901.63 \times D^{4.8}} \quad (\text{III.8})$$

Dans l'annulaire :

Ecoulement laminaire :

$$P_C = \frac{L \times Q \times P_v}{408.63 \times (D_a + D_g) \times (D_a - D_g)^3} + \frac{Y_p \times L}{13.26 \times (D_a - D_g)} \quad (\text{III.9})$$

Ecoulement turbulent :

$$P_C = \frac{L \times d^{0.8} \times Q^{1.8} \times P_v^{0.2}}{706.96 \times (D_a + D_g)^{1.8} \times (D_a - D_g)^3} \quad (\text{III.10})$$

En unissant ces formules, on obtient les pertes de charges en KPa.

Ou :

L : longueur (m).

Q : débit (m³)P_v : viscosité plastique (cp)

d : densité.

Y_p : point de rendement

D : diamètre (in)

➤ La variation des pertes de charge avec la densité :

$$P_{C2} = P_{C1} \times \frac{d_2}{d_1} \quad (\text{III.11})$$

Où :

P_{C2} : perte de charge avec la densité d₂ (bar).P_{C1} : perte de charge avec la densité d₁ (bar).

d_2 : nouvelle densité de la boue (kg/L).

d_1 : densité initiale de la boue (kg/L).

➤ **La variation des pertes de charge avec le débit :**

$$P_{C2} = P_{C1} \times \frac{Q_2^2}{Q_1^2} = P_{C1} \times \frac{N_2^2}{N_1^2} \quad (\text{III.12})$$

Où

Q_2 : nouveau débit de circulation qui correspond à la nouvelle vitesse (N_2) de la pompe.

Q_1 : débit initiale de circulation à l'ancienne vitesse (N_1) de la pompe (m^3/s).

➤ **La variation des pertes de charge avec la longueur de la conduite :**

$$P_{C2} = P_{C1} \times \frac{L_2}{L_1} \quad (\text{III.13})$$

Où

L_2 : nouvelle longueur de la conduite (m).

L_1 : longueur initiale de la conduite (m).

➤ **La variation des pertes de charge avec le diamètre de la conduite :**

$$P_{C2} = P_{C1} \times \frac{\phi_1^5}{\phi_2^5} \quad (\text{III.14})$$

Où :

ϕ_2 : Nouveau diamètre de la conduite (m).

ϕ_1 : Diamètre initiale de la conduite (m).

III.1.3. Pression de formation :

III.1.3.1. Définition :

C'est la pression du fluide contenu dans des pores d'une formation. Elle est aussi appelée pression de pores ou pression de gisement.

III.1.3.2. 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/formation, utiliser le terme contrainte géostatique.

Elle peut être exprimée ainsi [5] :

$$S = \frac{ds \times Z}{10.2} \quad (\text{III.15})$$

Où :

d_s : densité apparente des sédiments sus-jacents (kg/L).

S : contrainte géostatique (bar).

Z : hauteur verticale des sédiments (m).

III.1.3.3. Pression normale :

La pression normale de pores à une profondeur donnée correspond à la pression hydrostatique du fluide au point suite à la cote verticale Z .

Ce qui implique une connexion pore jusqu'à l'atmosphère indépendamment du fluide [5].

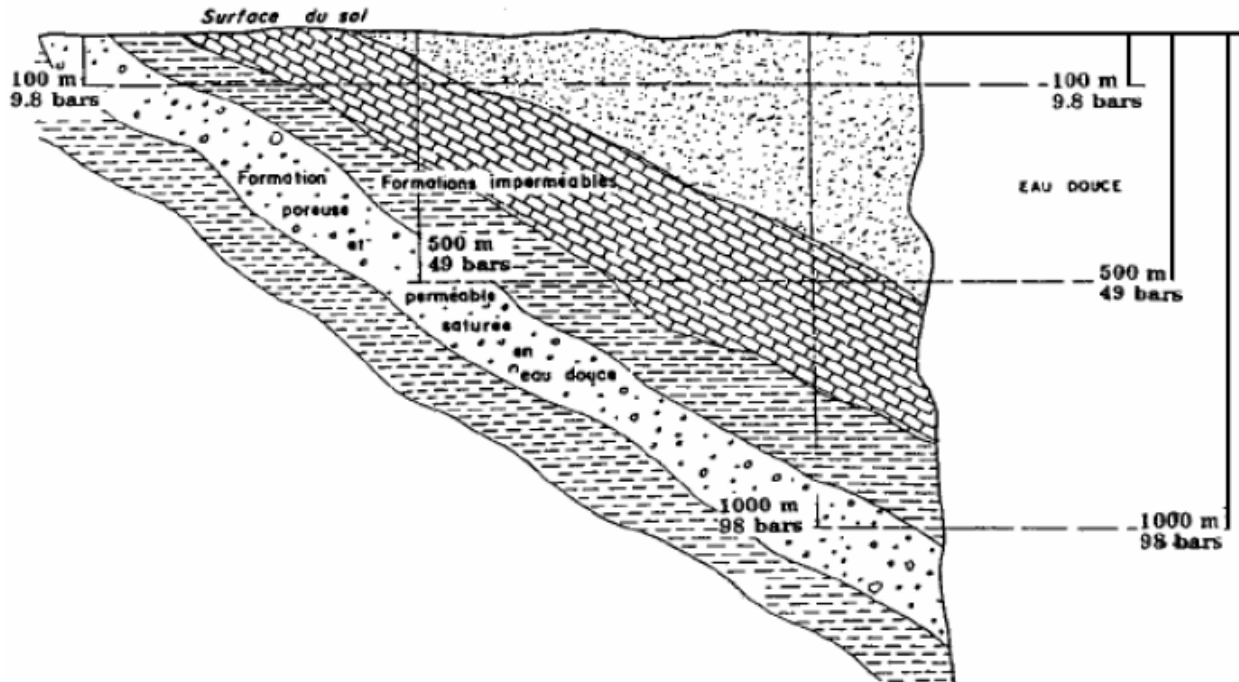


Figure III.2 : pression normale [2].

III.1.3.4 Pression anormale :

En l'absence d'une barrière de perméabilité ; l'augmentation de 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 vitesse de sédimentation supérieure à la vitesse d'expulsion de fluide, la pression de pores devient anormale [2].

Une étude menée en laboratoire en 1948 par TERZAGHI & PECK a permis l'établissement d'un modèle de compaction qui est le suivant :

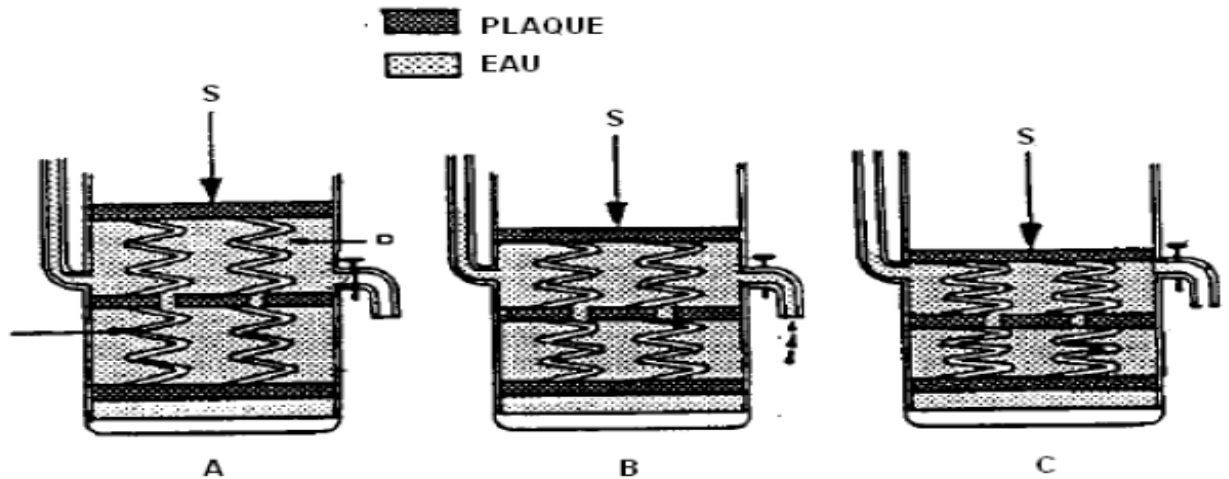


Figure III.3 : Schéma du modèle de compaction de TERZAGHI [2].

➤ **Vanne fermée (absence de drainage) 'A' figure (III.3) :**

Sous l'application de la charge S représentant la contrainte géostatique la pression du manomètre monte indiquant l'augmentation de la pression à l'intérieur du cylindre.

Ce cas illustre un vrai cas de la pression anormale, le fluide peut à la limite supporter le poids de tous les terrains sus-jacents [2].

➤ **Vanne ouverte 'B, C' figure (III.3) :**

On ouvre la vanne et le liquide commence à écouler,

Il y a possibilité de drainage d'eau cas (B), une partie de la charge S est supportée par les ressorts (matrice), la pression d'eau diminue jusqu'à ce que la charge S soit supportée par les ressorts seulement cas (C), dans cette situation la pression du fluide devient hydrostatique [2].

III.1.4. Pression de fracturation :

III.1.4.1. Définition :

La pression de fracturation est une pression à laquelle il y aura rupture de la matrice de la roche, cette fracturation est accompagnée par une perte de boue dans la roche fracturée.

Dans le cas d'un forage, la formation sous le sabot représente en générale le point plus fragile du découvert. Par ailleurs la traversée des couches profondes nécessite des densités de boue plus élevées pour le maintien des parois du trou et empêcher des fluides de formation de s'introduire.

La connaissance de la pression de fracturation est d'une importance vitale pour l'élaboration du programme de forage et de tubage.

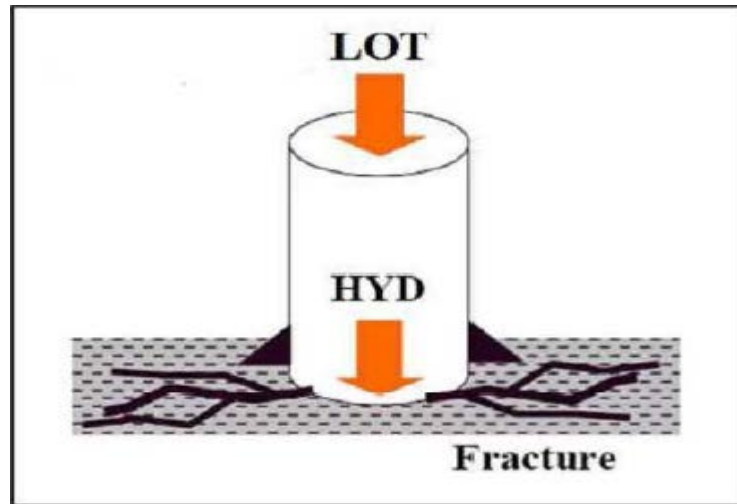


Figure III.4 : Pression de fracturation [5].

III.1.4.2. Leak-off test (LOT) :

Les calculs théoriques basés sur l'estimation de la densité apparente des sédiments par découpage lithologique ont donné des valeurs approximatives de la pression de fracturation.

Un Leak-off test est un essai de pression qui détermine la valeur réelle de la pression à exercer sur la formation jusqu'à initier l'injection du fluide de forage dans la formation.

En contrôle de venue, la pression d'injectivité est essentielle pour la détermination de la pression maximale admissible en surface (P_{adm}) afin d'éviter la fracturation de la formation la plus fragile dans le découvert [5].

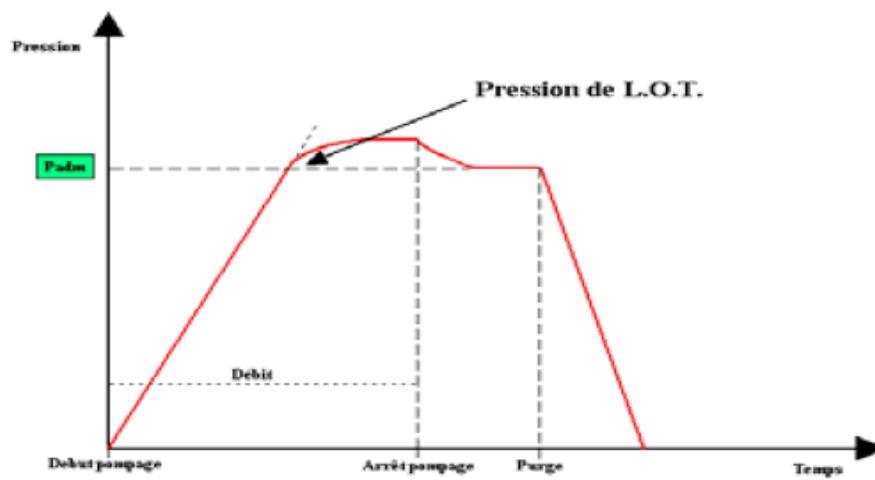


Figure III.5 : LOT diagramme [5].

➤ 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 [5] :

- 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 confirmée. La pression au point de déflexion représente la pression du leak-off test (LOT).

Purger la pression et mesurer le volume retour.

Le résultat du leak-off test dans une formation consolidée est différent de celui d'une formation non consolidée car la perte de boue à faible pression est probable dans cette dernière et la pression chute une fois la pompe est arrêtée.

La pression de fracturation est donnée par la formule suivante :

$$P_{\text{frac}} = P_{\text{LOT}} + \frac{Zs \times d}{10.2} \quad (\text{III.16})$$

Où :

P_{frac} : Pression de fracturation au sabot (bars).

P_{LOT} : Pression en surface du LOT (bars).

Zs : Côte verticale du sabot (m).

d : densité de boue au-dessus du sabot (kg/L).

III.1.5. Pression maximale admissible (P_{adm})

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 [5].

$$P_{\text{adm}} = P_{\text{frac}} - \frac{Zs \times d}{10.2} - \frac{(P_{\text{frac}} - d) \times Zs}{10.2} \quad (\text{III.17})$$

Notes :

-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_{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.

III.2. Les venues :

III.2.1. Définition de la venue

La venue c'est la pénétration de certain volume d'un fluide de formation (eau, gaz, pétrole) dans le puits. Lorsque la pression exercée sur le fond est insuffisante par rapport à la pression des pores.

III.2.2. Les causes de venues

La prévention des venues est un processus qui doit d'abord commencer par l'étude et la compréhension des causes de ces venues [6].

- ✓ Défaut de remplissage pendant la manœuvre.
- ✓ Pistonnage vers le haut (Swabbing).
- ✓ Pistonnage vers le bas (Surging).
- ✓ Perte de circulation.
- ✓ Densité de boue insuffisante.
- ✓ Formations à pressions anormalement élevées.
- ✓ Contamination de la boue par le gaz.

III.2.3. Les indices de venues

Les chances de succès dans le contrôle d'une venue sont d'autant plus importantes qu'elle est contrôlée plus vite. Il est donc nécessaire de bien connaître les signes avertisseurs [6].

III.2.3.1. Signes précurseurs d'une venue :

a. *Augmentation de la vitesse d'avancement.*

Une réduction de la pression différentielle entraîne une augmentation de la vitesse d'avancement lors de l'arrivée dans une formation à pression anormalement élevée.

Il faut alors arrêter la circulation et réaliser une observation statique du puits tant que la pression dans la formation est :

- Inférieure à la pression hydrostatique : le puits ne débite pas, que la pompe soit en marche ou arrêtée.
- Supérieure à la pression hydrostatique : mais inférieure à la pression en débit lorsque la pompe est arrêtée.
- Supérieure à la pression de circulation : le puits débite. Que la pompe soit en marche ou arrêtée [6].

b. *Augmentation du torque et des frottements.*

Cette augmentation peut être considérée comme une indication de l'instabilité des parois du trou due à la réduction de la pression différentielle ce qui entraînerait le fluage des argiles et l'accumulation des déblais autour du BHA (figure III.6) [6].

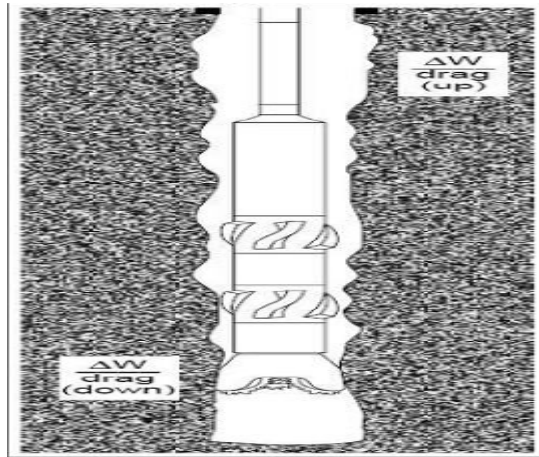


Figure III.6 : l'effet de torque de frottement [2].

c. Boue gazée.

Une boue gazée doit également être considérée comme un indice d'une venue possible.

d. Trace d'huile ou d'eau dans la boue.

Lors de l'arrivée de la boue en surface on trouve des traces de l'huile apparentes sur les tamis vibrants.

III.2.3.2. Signes positifs d'une venue

Un signe positif d'une venue signifie une intrusion sûre d'un certain volume d'effluent dans le trou ce qui nécessite la fermeture immédiatement du puits. Ces signes sont [6] :

➤ **En cours de forage**

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

- L'augmentation du débit à la goulotte, de niveau des bacs.
- Le débit à la goulotte, pompe à l'arrêt.

➤ **En cours de manœuvres :**

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

- La différence entre le volume de boue rempli et le volume d'acier extrait à la remontée.
- La différence entre le volume d'acier introduit et le volume de boue récupéré à la descente.

III.2.4. Les catégories principales à savoir sur le contrôle :

Le contrôle d'un puits est divisé en trois catégories principales à savoir le contrôle primaire, le contrôle secondaire et le contrôle tertiaire.

III.2.4.1. Le contrôle primaire :

La prévention de l'intrusion du fluide de la formation dans le puits est assurée par le maintien d'une pression hydrostatique exercée par la boue de forage à une valeur égale ou légèrement supérieure à la pression de pores sans toutefois dépasser la pression de fracturation de la formation la plus fragile [2].

III.2.4.2. Le contrôle secondaire :

Quand la pression de fond devient inférieure à la pression de pores, il y a une intrusion de 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 conventionnelles à savoir la Driller's ou la Wait & Weight Method [2].

III.2.4.3. Le contrôle tertiaire :

Le contrôle tertiaire représente la troisième ligne de défense pour le contrôle de venues qui consiste à utiliser les méthodes et procédures inhabituelles pour traiter les situations particulières de venues à savoir [2] :

- L'outil n'est pas au fond.
- Le bouchage et coincement de la garniture.
- Siffleur de la garniture.
- Perte de circulation.
- La pression annulaire supérieure à la pression maximale admissible.
- Coincement de la garniture.
- Opération spéciale (snubbing).

III.2.5. Les méthodes de contrôle des venues :

Plusieurs méthodes de contrôle ont été développées au fil 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.

III.2.5.1. Driller's méthode :

La Driller's Method est la méthode la plus anciennement utilisée, elle est considérée comme étant la méthode la plus simple à mettre en œuvre du fait que le contrôle peut se faire immédiatement après la fermeture du puits sans préparation spéciale.

Cette méthode consiste [2] :

- À circuler et évacuer la venue avec la densité initiale de forage.
- À remplacer la boue initiale par une boue de densité suffisante pour équilibrer la pression de pores.

a. Procédure de mise en œuvre de la Driller's Method

1. Fermer le puits dès la constatation d'un signe positif de venue.
2. Noter le gain et relever les pressions stabilisées en tête des tiges et d'annulaire.
3. Remplir la fiche de contrôle (kill sheet).

b. 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 [2].

- 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 : $P_t = P_a = P_{t1}$.

Où :

P_t : pression en tête des tiges

P_a : pression dans l'annulaire

P_{t1} : pression indiquée au commencement du contrôle.

c. Deuxième circulation

- La boue de densité requise étant prête. Ouvrir légèrement la duse et démarrer la pompe progressivement jusqu'à atteindre le débit de contrôle en ajustant la duse pour maintenir la pression annulaire constante et égale à la valeur de la pression annulaire lors de la fermeture en fin de la première circulation ($P_a = P_{t1}$).
- 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 de densité requise (**dr**) à l'intérieur.
- Une fois la boue lourde atteint l'outil, continuer à circuler à pression de refoulement constante et égale à la pression finale de circulation (P_{Rr}) jusqu'à l'arrivée de la boue de densité requise en surface. On doit noter en principe une pression annulaire nulle.
- Arrêter la circulation, fermer la duse et observer les pressions en tête des tiges et d'annulaire qui doivent être nulles.
- Ouvrir le puits et continuer les opérations normales de forage après conditionnement de la boue [2].

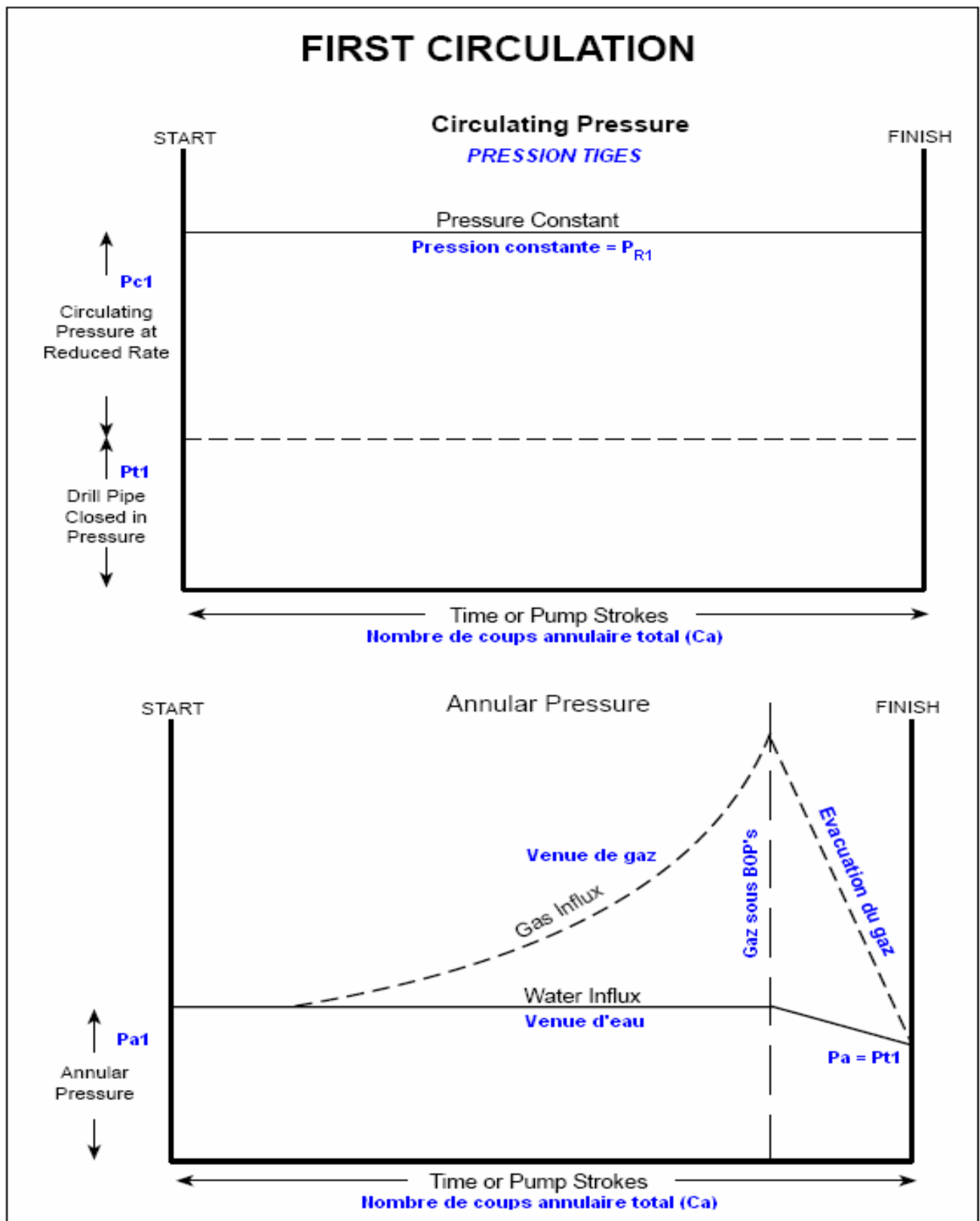


Figure III.7 : variation de la pression dans la première circulation [2].

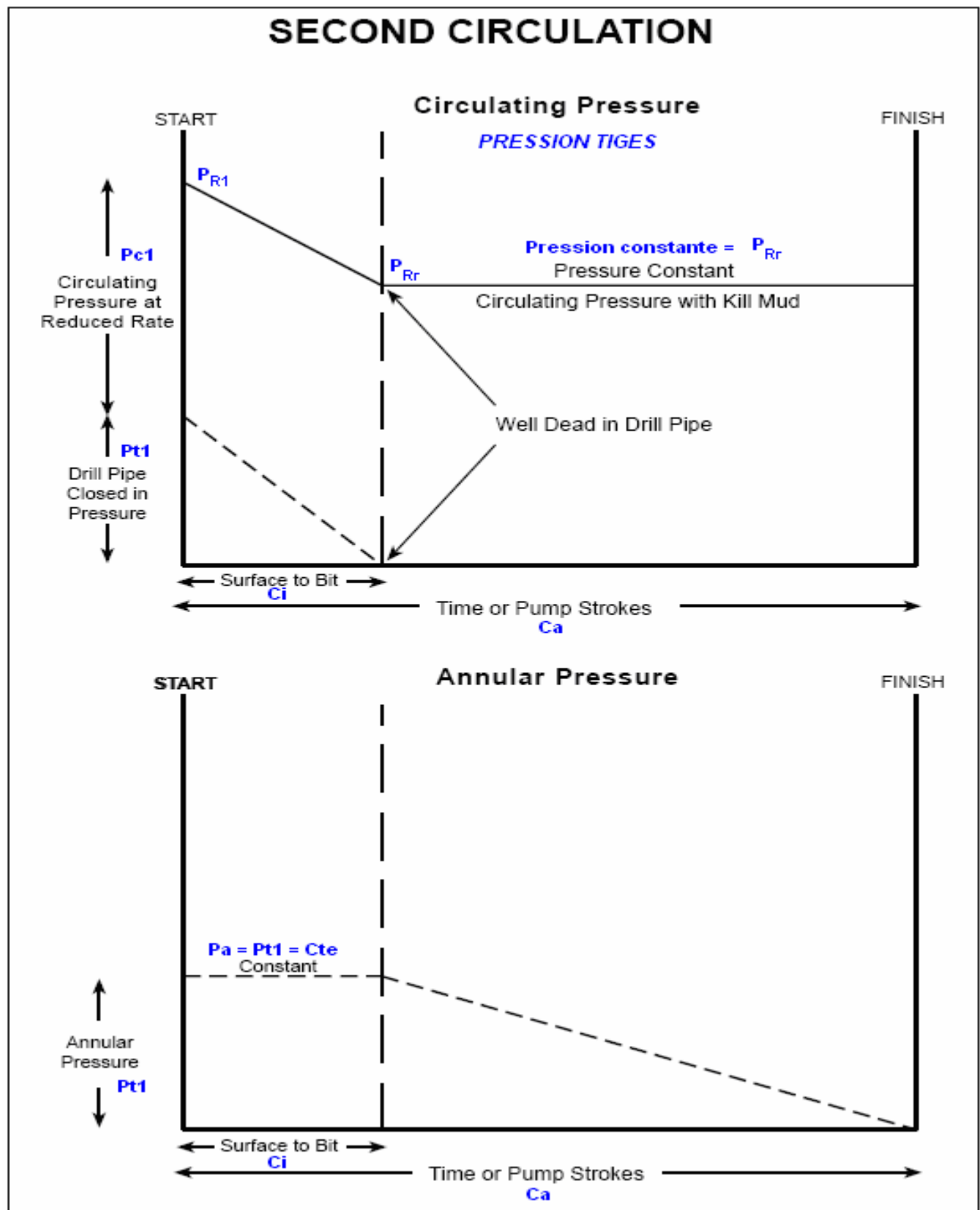


Figure III.8 : variation de la pression dans la deuxième circulation [2].

NOTES :

- Durant la circulation de la venue dans le découvert, la pression annulaire ne doit en aucun cas dépasser la pression maximale admissible en tête (P_{adm}) pour ne pas fracturer au sabot ou au point fragile. Une fois la venue est dans le tubage, le risque de fracturation est écarté si la pression de fond est maintenue constante.

Après la mise en place de la boue de densité requise, cette dernière peut être alourdie à une densité supérieure fournissant une marge de sécurité (trip margin) de l'ordre de 10 à 15 bars.

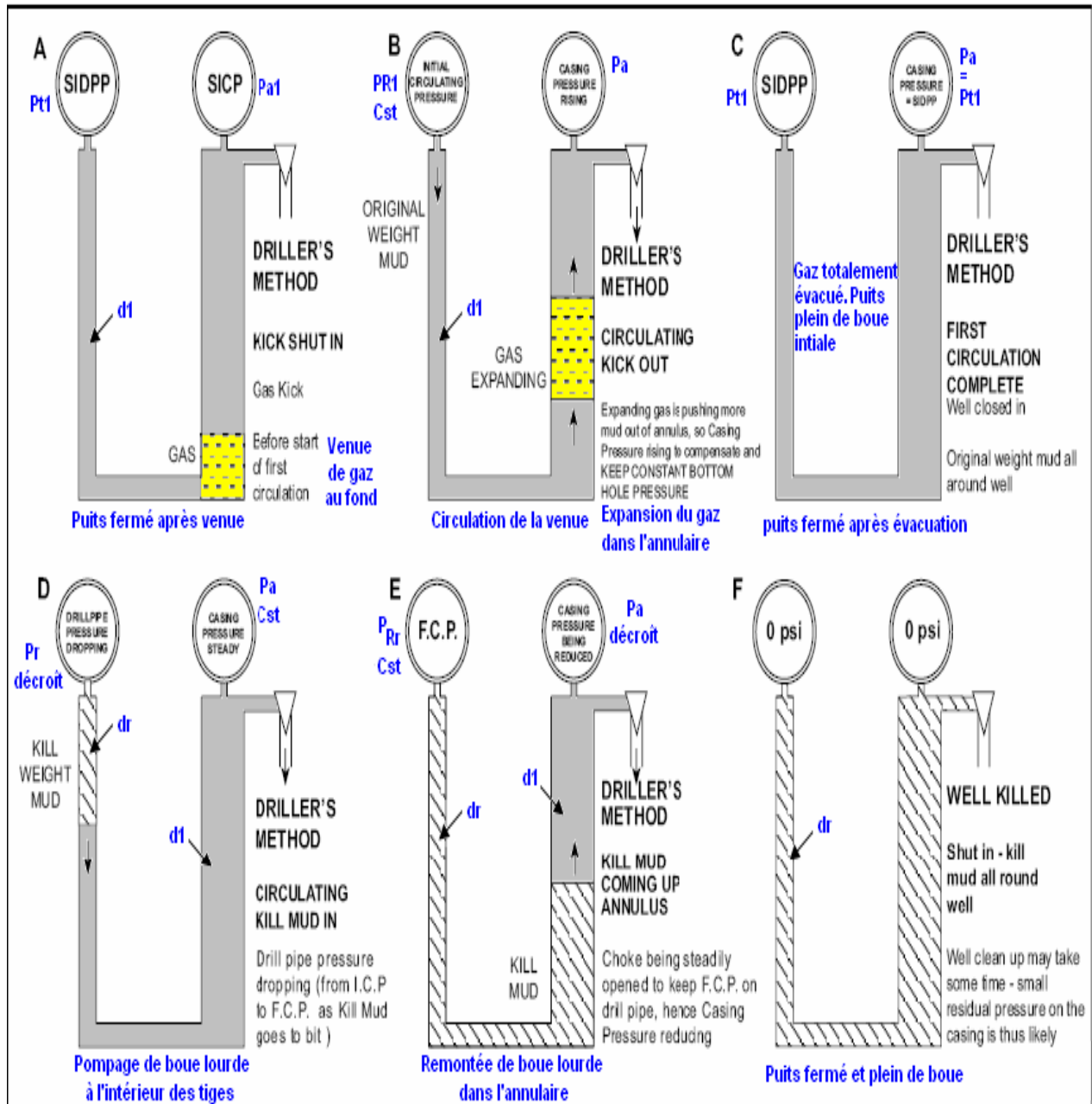


Figure III.9 : Driller's méthode [2].

III.2.5.2. Wait and Weight méthode :

La Wait and Weight Method est une technique de contrôle de venues ayant le même principe de base que la driller's méthodes. La procédure de cette méthode consiste à évacuer la venue avec la boue de densité requise en une seule circulation [2].

➤ **Procédure de mise en œuvre de la Wait & Weight Method**

1. Fermer le puits dès la constatation d'un signe positif de venue.
2. Noter le gain et relever les pressions stabilisées en tête des tiges et d'annulaire, et remplir la fiche de contrôle (kill sheet) et alourdir la boue à la densité requise.
3. Une fois la boue de densité requise est prête, ouvrir légèrement la duse et démarrer progressivement la pompe jusqu'à atteindre le débit de contrôle (**Q_r**) en maintenant à l'aide de la duse la pression annulaire constante et égale à la pression stabilisée en tête d'annulaire (**P_{a1}**), et la pression de refoulement doit être égale à **P_{R1}** une fois le débit atteint.
4. Pendant le pompage de la boue de densité requise à l'intérieur des tiges, la pression de refoulement doit décroître de (**P_{R1}**) à (**P_{Rr}**) lorsque la boue lourde atteint l'outil.
5. Durant la remontée de la boue lourde dans l'espace annulaire, continuer à circuler à pression de refoulement constante et égale à la valeur de la pression finale de circulation (**P_{Rr}**) en ajustant la duse jusqu'à l'évacuation complète de la venue.
6. Arrêter la pompe, fermer la duse et observer les pressions en tête des tiges et d'annulaire qui doivent être nulles ; Ouvrir le puits et continuer les opérations normales de forage après conditionnement de la boue [2].

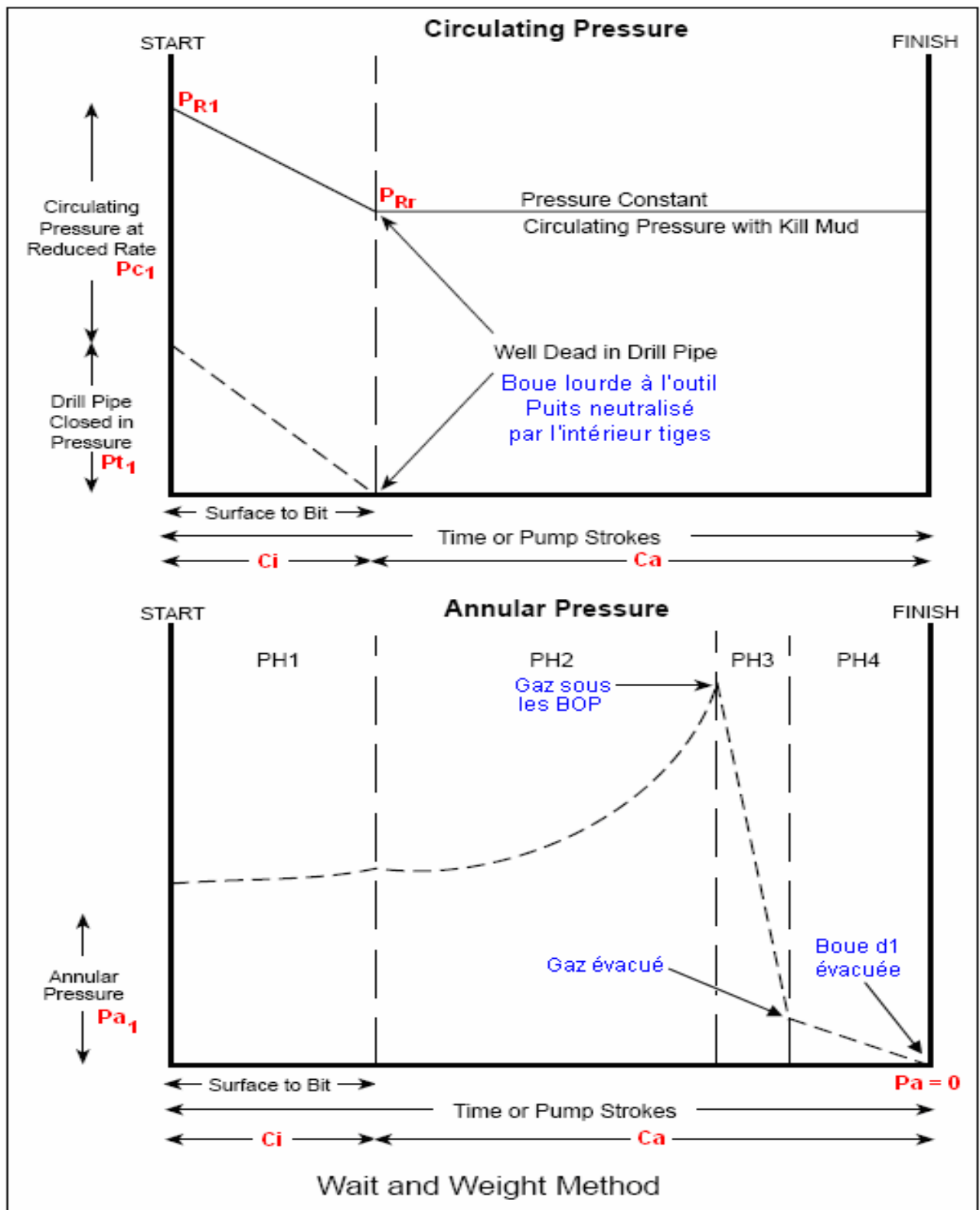


Figure III.11 : variation de la pression dans le circuit [2].

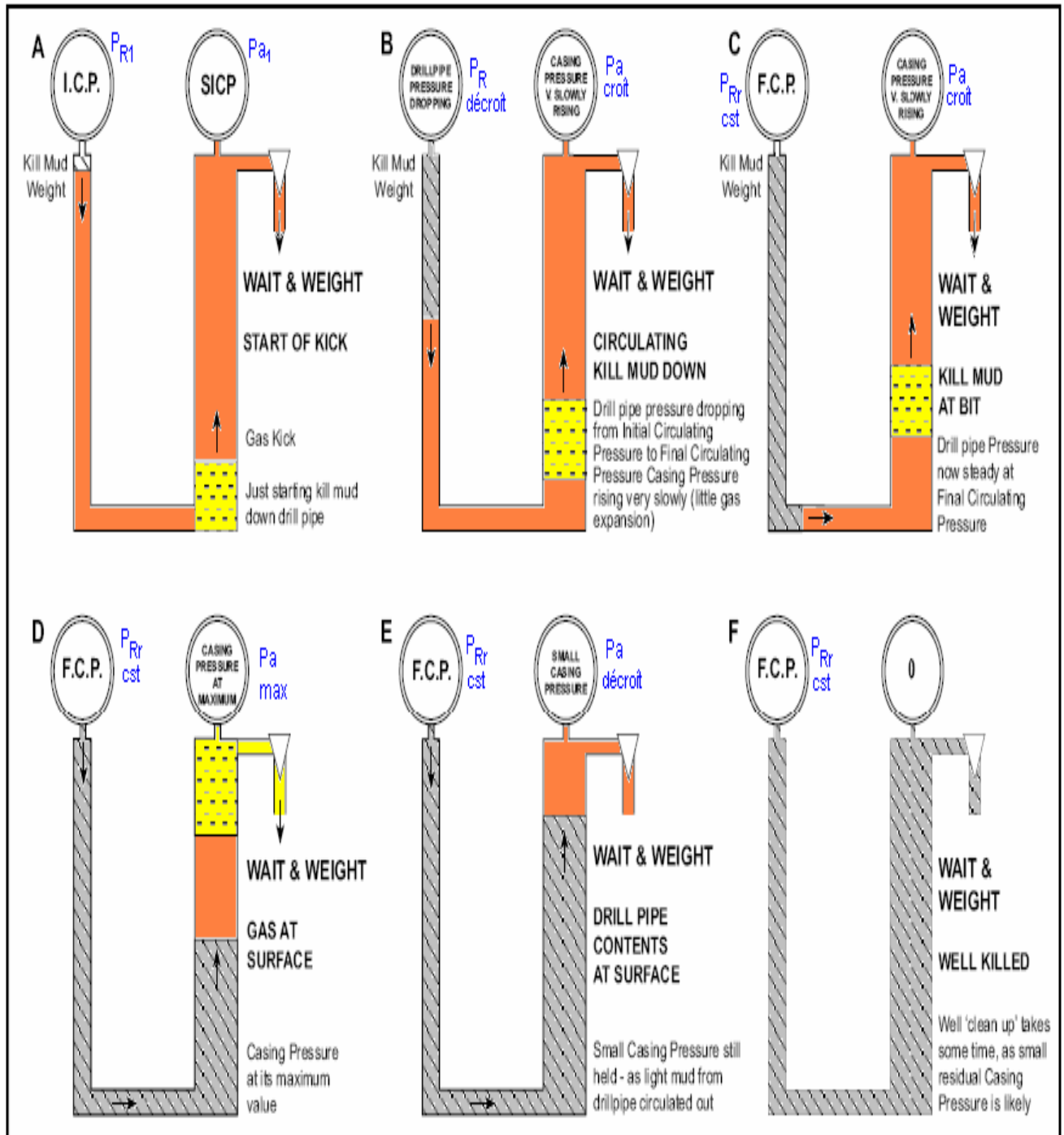


Figure III.10 : Wait and Weight méthode [2].

III.2.5.3. Avantages et inconvénients

Dans le tableau suivant, on résume les avantages et les inconvénients de deux méthodes précédente.

Tableau III.1: Avantages et inconvénients de la driller's méthode et la wait and weight méthode.

Méthodes	Avantages	Inconvénients
Driller's	<ul style="list-style-type: none"> -Démarrage du contrôle juste après la stabilisation des pressions. -Simple d'utilisation (toujours une valeur constante : si problème, plus facile de le détecter et d'analyser la situation). 	<ul style="list-style-type: none"> -Peut entrainer des pressions élevées dans l'annulaire qui peuvent provoquer la fracturation au point fragile. -Peut générer de forte pression en surface et par conséquent l'explosion des équipements. -Temps de contrôle élevé. -Deux cycles de circulation nécessaires pour reprendre le contrôle primaire.
Wait and weight	<ul style="list-style-type: none"> -Moins de risque de fracturation surtout pour des découverts très longs. -Moins de pression en tête d'annulaire durant la présence de dr dans l'annulaire. -Un seul cycle de circulation. -Moins de risque d'usure de la duse du fait que le temps de circulation est réduit. 	<ul style="list-style-type: none"> -Difficulté d'homogénéité de la boue pour des volumes importants. -Possibilité de migration du gaz durant l'attente dans certains cas. -Difficulté de prévoir le comportement du gaz dans l'espace annulaire. -Temps d'attente important pour préparer la boue de densité requise, d'où risque de coincement et de bouchage de la garniture.

III.3. Calculs Préliminaires :

Une venue peut survenir à tout moment durant la réalisation d'un forage, c'est la raison pour laquelle un certain nombre de paramètres doivent être préalablement choisis, mesurés, calculés et régulièrement tenus à jour. Les autres paramètres nécessaires pour le contrôle seront calculés ultérieurement sur la base des données obtenues après la fermeture du puits.

III.3.1. Choix du débit de contrôle (Qr)

La circulation des venues se fait généralement à des débits relativement faibles par rapport aux débits de forage. En pratique la valeur du débit de contrôle est généralement choisie entre la moitié et le quart du débit de forage. Ce choix est fait sur la base d'un certain nombre de critères pour :

- minimiser les surpressions exercées dans le puits par réduction des pertes de charge annulaire.
- donner le temps à l'opérateur de la duse d'ajuster les pressions et de réagir efficacement en cas de problèmes durant le contrôle.
- tenir compte de la capacité du dégazeur pour le traitement de la venue.
- avoir le temps nécessaire pour l'alourdissement de la boue en surface.
- réduire le risque d'usure de la duse.

III.3.2. Mesure des pertes de charge à débit réduit (P_{c1})

Le calcul théorique des pertes de charge étant approximatif, une mesure directe devient nécessaire pour l'obtention d'une valeur exacte des pertes de charge à débit réduit.

La valeur de ces pertes de charge doit être régulièrement tenue à jour par des mesures fréquentes :

- à chaque changement d'équipe
- à chaque changement de la BHA
- à chaque changement de la densité et la rhéologie de la boue
- après forage d'une longue section de 100 à 200 m

NOTE : La lecture des pertes de charge à débit réduit (P_{c1}) doit se faire sur le manomètre du panel de commande duse, utilisé pour le contrôle des venues.

III.3.3. Mesure du gain (G)

Le gain de boue en surface représente le volume de la venue au fond du puits après fermeture, il est donc estimé par la différence des niveaux dans les bacs à boue avant et après la venue. Toutefois si ce raisonnement est valable pour les boues à base d'eau, il ne l'est pas pour les boues à base d'huile, le gain mesuré dans ce cas doit être corrigé.

III.3.4. Observation et relevé des pressions en tête

Dès la fermeture du puits après une venue, les pressions en tête des tiges et d'annulaire doivent être relevées et notées chaque minute jusqu'à la stabilisation. Le temps nécessaire pour la stabilisation des pressions en tête dépend des paramètres suivants :

- la pression différentielle au fond du puits
- la perméabilité du réservoir
- la nature de l'effluent

Dans le cas d'une venue de gaz, la détermination des pressions stabilisées en tête s'avère difficile et délicate du fait de la migration du gaz dans l'espace annulaire. C'est la raison pour laquelle en pratique, toute augmentation de pression au-delà d'une certaine limite est considérée comme étant due à la migration du gaz

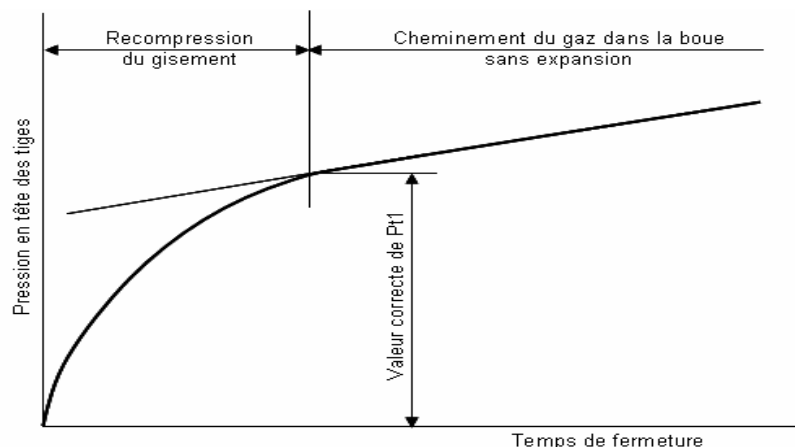


Figure III.11 : augmentation de la pression en tête de puit [2].

La pression stabilisée en tête des tiges (P_{t1}) représente uniquement la différence entre la pression de pores et la pression hydrostatique de la boue à l'intérieur de la garniture.

Par contre, la valeur de la pression annulaire dépend de :

- la pression de pores.
- volume de la venue.
- la nature de l'effluent.

En général, la valeur de la pression annulaire stabilisée ($Pa1$) est supérieure à celle de la pression stabilisée en tête des tiges ($Pt1$). L'écart entre ces deux valeurs est d'autant plus élevé que le volume de la venue est plus important et la densité de l'effluent est plus faible [2].

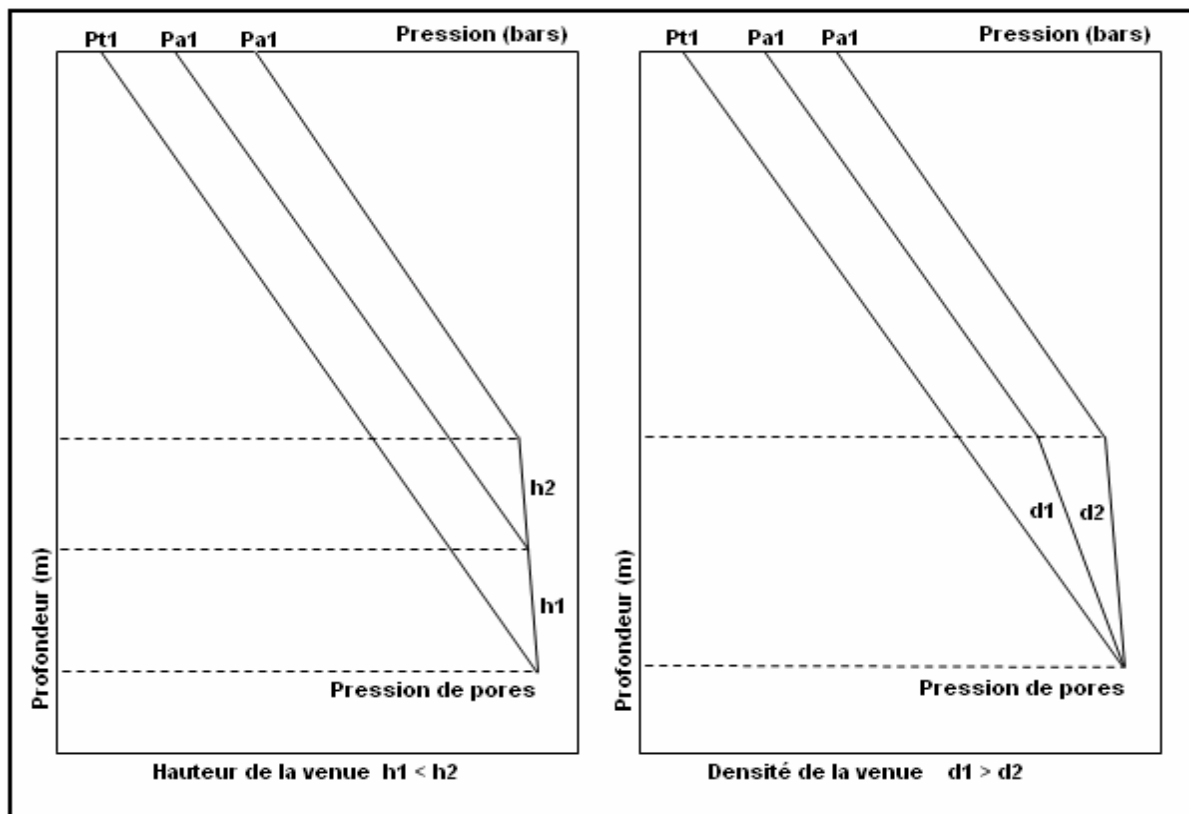


Figure III.12 : Comparaison entre les pressions $Pa1$ et $Pt1$ [2].

La pression en tête des tiges difficile. Pour lire la pression dans ces conditions, la procédure suivante peut être mise en œuvre :

- pomper de la boue à très faible débit par l'intérieur des tiges en observant la pression annulaire
- arrêter la pompe dès que la pression annulaire commence à augmenter

La pression stabilisée en tête des tiges (P_{t1}) sera égale à la pression notée en tête des tiges correspondant au début de l'augmentation de la pression annulaire.

III.3.5. Détermination de la densité requise (dr)

La densité requise est définie comme étant la densité de la boue fournissant une pression hydrostatique égale à la pression de pores.

Après la fermeture du puits, la pression de pores est égale à la somme des pressions à l'intérieur de la garniture et aussi égale à la somme des pressions dans l'espace annulaire.

$$P_{pores} = P_{t1} + P_{hi} = P_{a1} + P_{ha} + P_{heff} \quad (III.18)$$

Où :

P_{t1} : pression stabilisée en tête des tiges (**bars**).

P_{hi} : pression hydrostatique de la boue à l'intérieur de la garniture (**bars**).

P_{a1} : pression stabilisée en tête d'annulaire (**bars**).

P_{ha} : pression hydrostatique de la boue dans l'espace annulaire (**bars**).

P_{heff} : pression hydrostatique de la venue dans l'espace annulaire (**bars**).

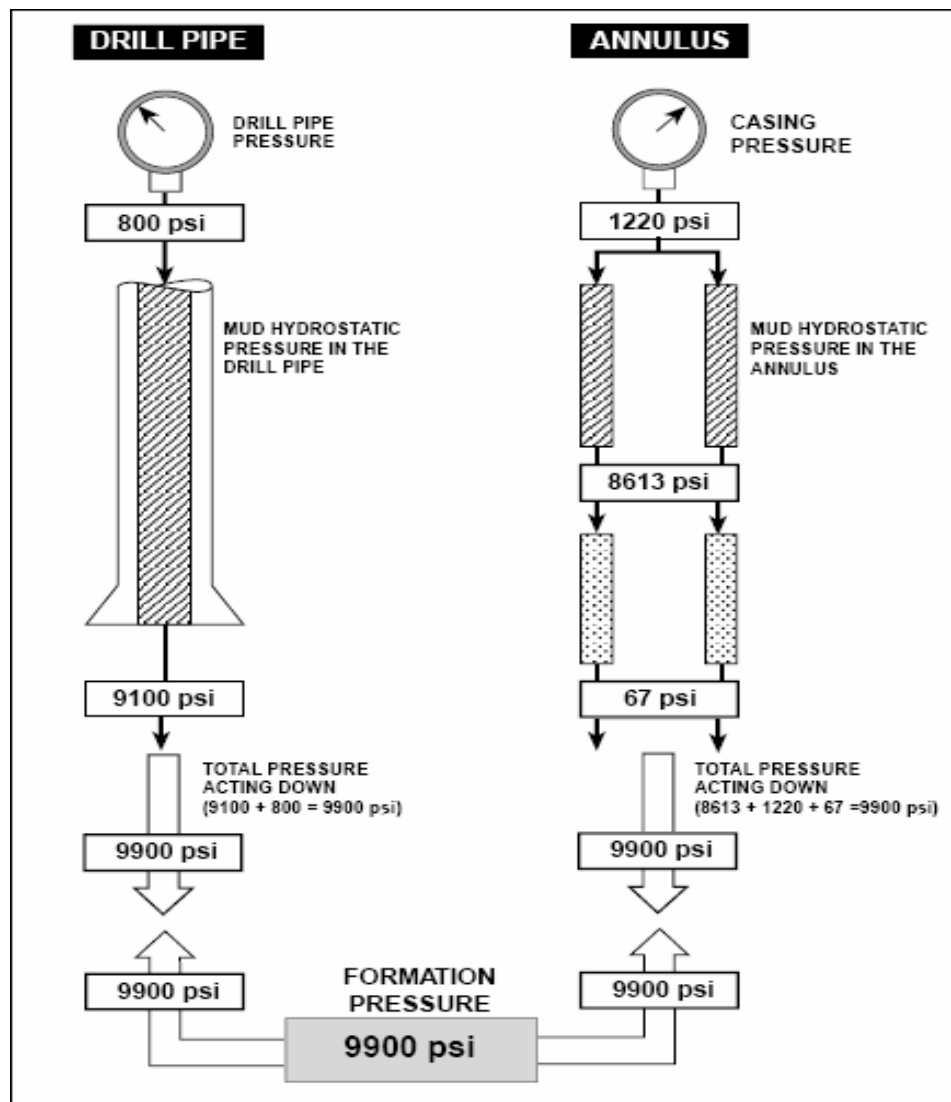


Figure III.13 : détermination de la densité requise [2].

La méconnaissance de la densité exacte de l'effluent rend l'estimation de la pression de pores au moyen de l'espace annulaire incertaine, par contre, son calcul par l'intérieur de la garniture donne une valeur plus précise du fait que l'intérieur des tiges est rempli d'une boue homogène de densité connue.

$$P_{pores} = \frac{Z \times dr}{10.2} = P_{t1} + \frac{Z \times d1}{10.2} \quad (\text{III.19})$$

Où biens :

$$dr = d1 + \frac{10.2 \times P_{t1}}{Z} \quad (\text{III.20})$$

Où :

dr : densité requise de la boue (kg/L).

d1 : densité initiale de la boue (kg/L).

Pt1 : pression stabilisée en tête des tiges (bars).

Z : côte verticale (m).

La masse de baryte nécessaire pour alourdir la boue de la densité initiale (d1) à la densité requise (dr) est donnée par la formule suivante :

$$B = 4.2 \times V \times \frac{dr - d1}{4.2 - dr} \quad (\text{III.21})$$

Où

B : masse de baryte nécessaire pour l'alourdissement (tonnes).

V : volume total de boue à alourdir (m³).

dr : densité requise de la boue (kg/L).

d1 : densité initiale de la boue (kg/L).

III.3.6. Calcul des volumes et temps de circulation :

III.3.6.1. Intérieur garniture :

a) Volume intérieur garniture (Vi) :

$$Vi = V_{int \ tige} + V_{int \ bha} \quad (\text{III.22})$$

b) Nombre de coups de pompe (Ci) :

$$Ci = \frac{Vi}{Qu} = \frac{Vi \times Nr}{Qr} \quad (\text{III.23})$$

Où

Vi : volume intérieur garniture (L).

Qu : débit réel unitaire de la pompe (L/cps).

Nr : vitesse de la pompe correspondant au débit de contrôle (cps/min).

Qr : débit de contrôle (L/min).

c) Temps de circulation (Ti) :

$$Ti = \frac{Vi}{Qr} \quad (\text{III.24})$$

Où :

Vi : volume intérieur garniture (L).

Qr : débit de contrôle (L/min).

III.3.6.2. Espace annulaire découvert

- a) Volume annulaire découvert (Vd) :

$$Vd = Van \text{ (BHA/trou)} + Van \text{ (tiges/trou)}. \quad (\text{III.25})$$

- b) Nombre de coups de pompe (Cd) :

$$Cd = \frac{Vd}{Qu} = \frac{Vd \times N \times r}{Qr} \quad (\text{III.26})$$

Où :

Nr : vitesse de la pompe correspondant au débit de contrôle (coups/min).

Qu : débit réel unitaire de la pompe (L/coup).

- c) Temps de circulation (Td) :

$$Td = \frac{Vd}{Qr} \quad (\text{III.27})$$

III.3.6.3. Espace annulaire total

- a) Volume annulaire total (Va) :

$$Va = Van \text{ découvert} + Van \text{ tubage} \quad (\text{III.28})$$

- b) Nombre de coups de pompe (Ca) :

$$Ca = \frac{Va}{Qu} = \frac{Va \times N \times r}{Qr} \quad (\text{III.29})$$

- c) Temps de circulation (Ta) :

$$Ta = \frac{Va}{Qr} \quad (\text{III.30})$$

III.3.7. Calcul de la pression initiale de circulation (P_{R1})

Durant le contrôle à débit constant, la pression initiale de circulation (P_{R1}) nécessaire pour maintenir une pression constante au fond et égale à la pression de pores :

$$PR1 = Pt1 + Pc1 \quad (\text{III.31})$$

Où

 P_{R1} : pression initiale de circulation (bars)

Pt1 : pression stabilisée en tête des tiges (bars).

Pc1 : pertes de charge à débit réduit (bars).

III.3.8. Calcul de la pression finale de circulation (P_{Rr})

Pour maintenir une pression au fond constante lors du pompage de la boue de densité requise à l'intérieur de la garniture, la pression de refoulement doit décroître de la pression de refoulement initiale (P_{Ri}) jusqu'à la pression de refoulement finale (P_{Rr}). Cette pression finale correspond aux pertes de charge à l'intérieur de la garniture lorsque la boue lourde atteint l'outil [2].

$$P_{Rr} = P_{Ci} \times \frac{d_r}{d_i} \quad (\text{III.32})$$

Où

P_{Rr} : pression finale de circulation (bars).

P_{Ci} : pertes de charge à débit réduit (bars).

d_r : densité requise de la boue (kg/L).

d_i : densité initiale de la boue (kg/L).

Conclusion

Le contrôle par équipement est la deuxième barrière en cas d'une intrusion d'un fluide de formation. Le contrôle de venues est la mise en œuvre d'une série d'opérations permettant l'évacuation de l'effluent et de remplir le puit avec une boue de densité requise qui va engendrer une pression hydrostatique égale ou légèrement supérieure à la pression du fluide de formation pour qu'on puisse continuer à forer. Le contrôle de la venue par un BOP doit être fait tout en évitant une nouvelle intrusion ou une fracturation dans la formation, on prend toujours comme référence le point le plus fragile (sabot).

Chapitre IV :
Forage du puit IA-169

Introduction :

Le forage IN ADAOUI-169(IA-169), est situé au Sud-est du gisement d'Ohanet. Il fait partie d'un programme de forage de développement complémentaire de gaz des réservoirs de l'Ordovicien du gisement d'Ohanet.

Ce Puits a été implanté, sur la base de différentes interprétations sismiques 3D-acquises respectivement en 2001 sur Ohanet et en 2013 sur Askarene- Guelma. Il atteindra la profondeur finale de 3160 m, dans le sol Précambrien, après avoir traversé tous les objectifs qui lui sont assignées dans la figure (VI.2) [7].

IV.1. Localisation de IA-169 :

Le Puits IA-169 se localise avec les coordonnées indiquées dans le tableau et la figure et ci-après [7] :

Tableau IV.1 : Coordonnées du IA-169.

Coordonnées géographiques	Coordonnées UTM
M : 09°01'23.37305" E. L : 28°39'17.31336" N. Zs :594.29 m.	X : 502 263.224 m. Y : 3 169 491.326 m. Zt : 601.898 m.

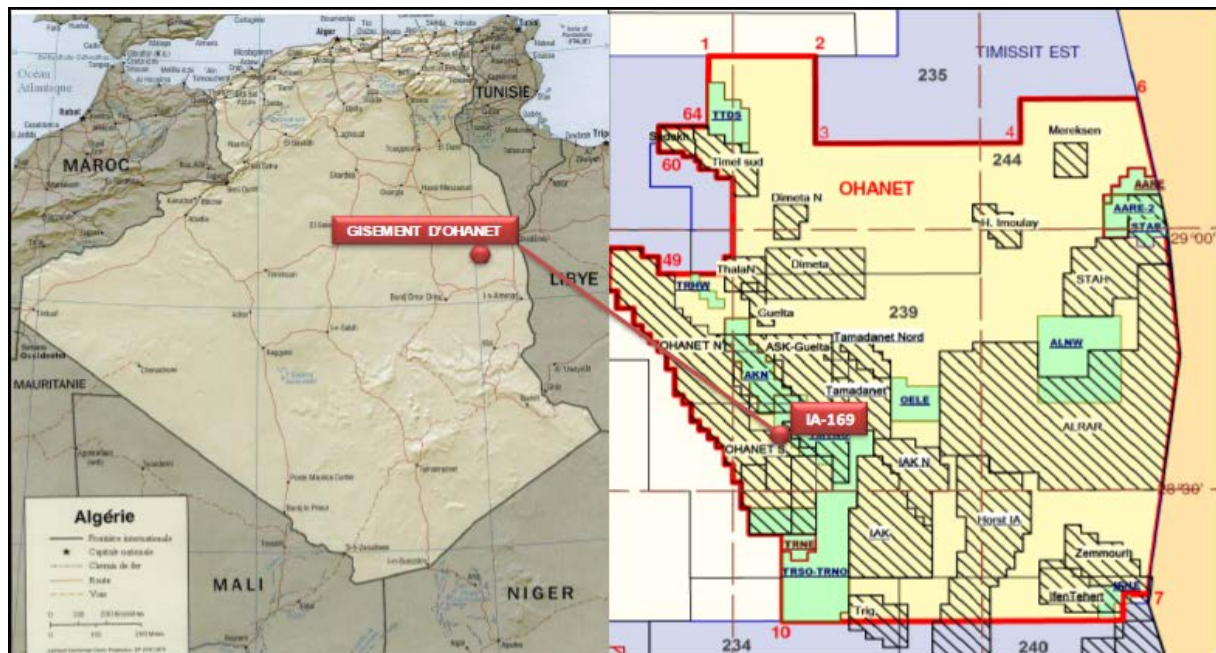


Figure IV.1 : localisation de puits IA-169 [7].

IV.2. Géologie du site :

Selon la base de différentes interprétation sismique 3D acquise respectivement en 2001 sur Ohanet et en 2013 sur Askaren la figure suivante donne toutes les données stratigraphiques et géologique des couches qu'on doit foret pour atteindre la profondeur requise. Et selon les puits de voisinage le réservoir est caractériser par une épaisseur de 150m, de porosité ayant de 5 à 7% et d'une conductivité hydraulique de 0.01 à 15 mD .

IV.3. Programme du forage de IA-169 :

A cause des raisons économiques et écologiques, notre programme est divisé en quatre phases dont chacune à ses objectifs et ses paramètres ainsi que ses conditions spéciales.

A l'aide de **H-DRILLING v5.5** qui est un classeur de calcul, destiné à calculer les paramètres rhéologiques de la boue et pertes de pression, on a obtenu les résultats dans les principaux sont illustrés dans le tableau suivant :

Tableau VI.2 : Principaux résultats de forage du Puits.

		phases			
Diamètres de trou (inch)		17 ^{1/2} ''	12 ^{1/4} ''	8 ^{1/2} ''	6''
Type Boue		WBM	OBM	OBM	OBM
Densité		1,09	1,12	1,03	0,9
Yield point (lbs/100ft ²)		31	14	8	11
Plastiques Viscosité (cp)		13	16	13	7
Gels		important	moyen	moyen	moyen
pertes de charge (psi)		298	255	1261	1119
viscosité (cp)		29	23	17	13
Coefficient de transport (CCI)		1,01	1,03	0,68	1,19
Débit (l/m)		1178	2693	1800	741
Pression hydraulique (psi)		902	3551	4269	4044
Profondeur (m)		580	2230	2915	3165
Régimes	Garniture	turbulent	turbulent	turbulent	turbulent
	annulaire	laminaire	laminaire	turbulent	turbulent
Tubage (inch)		13 ^{3/8} ''	9 ^{5/8} ''	7''	4 ^{1/2} ''

IV.3.1. 1^{ère} Phase (17^{1/2}'' x 13^{3/8}'') :

IV.3.1.1. Objectif :

Dans cette phase on essaye d'atteindre une profondeur de 580 m et de faire un tubage de 17.5 in. L'objectif essentiel de cette phase est de renforcer les couches supérieures qui sont généralement les plus fragiles par un tube de diamètre 13'' 5/8, et aussi d'isoler la nappe Albienne qui se trouve à la profondeur de 265 m d'après les données du puits voisinage et le sismographique. Le choix de cette profondeur provient du choix d'une couche consolidée pour placer un sabot pour la phase qui vient.

La boue à utiliser est WBM pour ne pas polluer la nappe albienne et éviter les pertes de boue que ce soit partielles ou totales dans les formations, afin d'avoir une bonne cimentation à la fin de cette phase.

IV.3.1.2. Problèmes potentiels :

Dans cette phase en risque d'avoir :

- Une communication entre le puits et la formation.
- Une formation solide ce qui va influencer sur l'avancement.
- Possible d'avoir une perte totale ou partielle de la boue.

IV.3.1.3. Garniture de forage :

Pour la garniture de forage (BHA) on travaille avec la composition donnée dans le tableau (annexe 5).

IV.3.1.4. Choix des paramètres hydrauliques :

a. Densité :

Dans cette phase l'augmentation de la densité va engendrer une pression plus élevée ce qui conduit à une fracturation dans une couche non consolidée.

b. Yield point :

Pour un bon nettoyage et pour récupérer l'effet de flottabilité produit par la densité de la boue on doit travailler avec une YP plus grande.

c. Viscosité plastique :

Pour cette phase à cause du grand diamètre du trou, nous aurons des volumes de déblais plus importants. Ce paramètre il doit être toujours bas le plus possible, et pour faire baisser ce paramètre on place des tamis vibrants pour les déblais plus au moins grands et des centrifugeuses pour les petits.

d. Débit :

Dans cette phase, le diamètre du trou est grand donc la vitesse va chuter ce qui nous force à augmenter le débit à un point qu'ils puissent transporter les déblais forés. Et de faire attention de ne pas dépasser la vitesse critique qui va engendrer la corrosion des parois.

e. Gel :

Les gels permettent d'éviter la décantation par sédimentation des déblais à l'arrêt des pompes. Cette partie de forage donne des volumes importants des déblais donc par conséquent les gels doivent être importants.

f. Transport :

Pour un bon nettoyage du puits on injecte fréquemment (chaque 10 ou 20m de pénétration) des bouchant visqueux, il faut qu'il couvre toute la BHA.

IV.3.1.5. Discussion des résultats :**a. Rhéologie de la boue :**

Après la simulation dans H-drilling nous présenterons les résultats de la rhéologie dans le tableau suivant (IV.3) :

Tableau IV.3 : Rhéologie de la boue (phase 1).

Rhéologie de la boue	résultats
Model rhéologique	Bingham
Viscosité (cp)	29
Viscosité plastique (cp)	13
Yield point (lbs/100 ft²)	31
Densité	1.09
Indice de cohérence (K) (lbs sec /100ft²)	4.29
Indice de débit (n)	0.37

La densité a été calculé à partir de :

$$Ph = \frac{Z \times d}{10.2} < Pf \quad (IV.1)$$

Où :

- Ph : la pression hydrostatique.
- Pf : pression de la fracturation.

b. Débit et volume :

Le calcul des volumes et débit sont illustré dans le tableau suivant :

Tableau IV.4 : résultats de calcul (volume, débit) (phase 1).

Paramètres		résultats	
Volume (m³)	Total	90.31	
	Annulaire	78.98	
	Acier	7.15	
Débit fourni (l/m)	Pompe 1	630	1178
	Pompe 2	548	
Temps d'écoulement (minute)	Surface à outil	4 min avec	232 coups
	Outil à surface	67 min avec	4386 coups
	Cycle complet	71 min avec	4619 coups
Pression hydrostatique (bars)		62.2	
Coefficient de transport (CCI)		1.01	

Dans cette phase nous avons un diamètre plus au moins grand ce qui vas générer un volume de déblais très important, donc on a opté pour débit qui peu transporté les déblais hors du trou d'une manière que la vitesse soit plus grande que celle de sédimentation, et qu'elle ne dépasse pas le seuil critique de l'érosion. Donc on :

$$Q = V_e \times S_e \text{ avec } V_e \geq V_s \quad (\text{IV.2})$$

Où :

- V_e : vitesse d'écoulement.
- V_s : vitesse de sédimentation.

c. Les pertes de charges :

Les pertes de charge sont résumées dans la figure ci-après.

Tableau IV.5 : Pertes de charge (phase I).

Paramètres		résultats
Perte de charge (bars)	Installation de surface	0.90
	Intérieur de la garniture	12.25
	Espace annulaire	1.01
	Au niveau de l'outil	6.39
	Perte de charge totale	20.55
Densité équivalente au démarrage des pompes		1.11

d. Régimes d'écoulements :

Les régimes d'écoulement pour chaque tronçon sont comme indiqués dans le tableau suivant en utilisant les formules (III.9) et (III.8) pour le calculs des pertes de charge et la formule (II.6) :

Tableau IV.6: Régimes d'écoulement dans la garniture et l'annulaire (phase I).

Garniture					
Elément	OD (in)	ID(in)	L(m)	Pertes de charge (bars)	Régime d'écoulement
DP5''	5	4 ^{2/7}	357.7	2.34	Turbulent
HWDP 5''	5	3	56.1	2	Turbulent
DC 8''	8	2 ^{4/5}	139.7	6.8	Turbulent
DC 9 ^{1/2} ''	9 ^{1/2}	3	28.5	1	Turbulent
Annulaire					
Section et élément		L(m)	CCI	Perte de charge (bars)	Régime d'écoulement
OH 17.5 et DP 5''		357.7	0.7	0.55	laminaire
OH 17.5 et HWDP 5''		56.1	0.7	0.07	laminaire
OH 17.5 et DC8''		139.7	0.81	0.27	laminaire
OH 17.5 et 9 ^{1/2}		28.5	0.91	0.07	laminaire

IV.3.2. 2^{ème} phase (12^{1/4}'' x 9^{5/8}'') :

IV.3.2.1. Objectif :

Cette phase consiste à forer jusqu'à 2250 m de profondeur avec un diamètre de 12.25 in, cette phase est nécessaire pour isoler les couches jurassiques et les couches carbonifères qui sont des formations fragiles, et de les renforcer avec un tubage de 9 5/8'' in. D'après l'architecture du puit on se trouve juste à 10 m au-dessus de premier réservoir qui d'après les données des puits voisinage est suspecté d'avoir un liquide de formation (du gaz exactement), donc par précaution nous allons réduire la profondeur de cette phase à 2230 m.

Pour cette phase, on utilise une OBM par cause des problèmes qui suit une WBM.

IV.3.2.2. Problèmes potentiels :

Les problèmes rencontrés dans les puits de voisinage sont :

- Possibilité de rencontrer une formation très dure qui va nous empêcher de bien avancer.
- Des pertes possibles dans les formations en calcaire et celles des grès poreux.
- Risque de pénétrer dans le réservoir F2 et nous aurons une introduction du gaz.
- Des pertes lors de la cimentation.

IV.3.2.3. Garniture du forage :

Pour la garniture de forage que nous allons utiliser celle tableau (annexe 2) :

IV.3.2.4. Choix des paramètres hydrauliques :

a. Densité :

Durant cette phase on travaille avec une densité plus au moins grande à cause des risques potentiels d'une venue de gaz surtout quand on approche du réservoir F2 qui peut avoir une fracture qui va conduire à une communication avec les couches supérieures sans dépasser la pression de la fracturation.

b. Yield point :

Pour un bon nettoyage du puits une boue avec une viscosité moyenne est recommandée, ce qui va aider au transport des déblais en hors du trou.

c. Viscosité plastique :

Ce paramètre est toujours gênant surtout qui est créé par une accumulation des déblais de diamètre microscopique dans la boue qui engendre une augmentation de la densité qui peut nous fracturer la formation.

d. Gel :

Les gels aussi doivent être un moyen pour que on n'aura pas un coincement de la BHA dans le trou surtout lors des arrêts des pompes.

e. Transport :

Pour un bon nettoyage du puits on injecte fréquemment des bouchons visqueux qui couvrent au moyen la BHA.

f. Débit :

On travaille avec un débit qui nous fournira une vitesse qui dépasse pas le seuil critique.

IV.3.2.5. Discussion des résultats :**a. Rhéologie de la boue :**

A partir de laboratoire, nous avons obtenus les résultats suivants sur la rhéologie de la boue :

Tableau IV.7 : Rhéologie de la boue (phase 2).

Rhéologie de la boue	résultats
Model rhéologique	Bingham
Viscosité (cp)	23
Viscosité plastique (cp)	16
Yield point (lbs/100 ft ²)	14
Densité	1.12
Indice de cohérence (K) (lbs sec /100ft ²)	0.64
Indice de débit (n)	0.62

Nous avons opté pour une densité d'ordre 1.12 d'après les raisons que nous avons citées déjà.

b. Débit et volume :

Les volumes et les débits sont indiqués dans le tableau suivants :

Tableau IV.8 : résultats de calcul (volume, débit) (phase 2).

Paramètres		résultats	
Volume (m ³)	Total	170.76	
	Annulaire	137.67	
	garniture	13.99	
Débit fourni (l/m)	Pompe 1	1440	2693
	Pompe 2	1252	
Temps d'écoulement (minute)	Surface à outil	7 min avec	1061 coups
	Outil à surface	51 min avec	7646 coups
	Un cycle	58 min avec	8707 coups
Pression hydrostatique (bars)		244.8	
Coefficient de transport (CCI)		1.04	

A cause de la grande ROP qui s'élève à 36 m/h dans les formations fragiles. On se trouve dans une obligation de travailler avec un débit plus élevé, pour évacuer les déblais creusés dans le trou qui peuvent provoquer un coincement. Mais ça reste d'injecter fréquemment des bouchons HI-VIS pour s'assurer du bon nettoyage.

c. Les pertes de charges :

Les pertes de charge sont représentées dans le tableau VI.10.

Tableau IV.9 : Pertes de charge (phase 2).

Paramètres		résultats
Perte de charge (bars)	Installation de surface	4.16
	Intérieur de la garniture	106.32
	Espace annulaire	2.96
	Au niveau de l'outil	28.28
	Perte de charge totale	141.72
Densité équivalente au démarrage des pompes		1.13

Pour la valeur élevée des pertes de charge due à l'augmentation du débit dans cette phase ainsi que le diamètre de la BHA qui est grand.

d. Régimes d'écoulement :

Le tableau suivant résume les régimes d'écoulement avec la formule (II.6), et les pertes de charge avec les formules (III.9) et (III.10), (III.8):

Tableau IV.10: Régimes d'écoulement dans la garniture et l'annulaire (phase 2).

Garniture					
Elément	OD (in)	ID(in)	L(m)	Pertes de charge (bars)	Régime d'écoulement
DP 5''	5	4 ^{2/7}	2005.7	60.7	Turbulent
HWDP 5''	5	3	56.1	9.3	Turbulent
DC 8''	8	2 ^{4/5}	139.7	31.6	Turbulent
DC 9 ^{1/2} ''	9 ^{1/2}	3	28.5	4.7	Turbulent
Annulaire					
Section et élément	L(m)		CCI	Perte de charge (bars)	Régime d'écoulement
Csg 13'' ^{3/8} et DP 5'' G105	581		0.51	0.7	laminaire
OH 12.25 et DP 5''	1424.7		0.53	1.7	laminaire
OH 12.25 et HWDP 5''	56.1		0.53	0.07	laminaire
OH 12.25 et DC 8''	139.7		0.76	0.34	laminaire
OH 12.25 et DC 9 ^{1/2} ''	28.5		1.10	0.14	turbulent

Le régime turbulent dans la garniture revient à la grande vitesse d'écoulement dans cette petite surface. Mais dans l'annulaire on aura un régime laminaire vois que on a un surface d'écoulement grande ce qui influence sur la vitesse d'écoulement qui est faible.

IV.3.3. 3^{ème} Phase (8^{1/2}'' x 7'') :

IV.3.3.1. Objectif :

On essaye de forer une distance de 685 m et d'atteindre une profondeur de 2915 m avec un diamètre du trou de 8''^{1/2}. L'objectif essentielle cette phase est de traversé et séparé les réservoirs Dévonien F2 et siluro-dévonien F6 (I, II, III et IV) avec un tube de diamètre 7'' qui sont susceptible de contenir des fluides à haute pression (gaz, pétrole). Leur caractéristiques (épaisseur, matériaux...) est indiqué dans le tableau (page 60). Le choix de cette profondeur vient du choix de placé un sabot pour la phase à venir avant d'arriver à la formation argileuse [7].

On propose une OBM pour cette phase pour éviter les problèmes de gonflement des argiles.

IV.3.3.2. Problèmes potentiels :

Dans cette phase on risque de tomber sur des problèmes cite au-dessus :

- Risque d'une venue de gaz l'ors de perforation de réservoir F2.
- Perte totale ou partielle de boue dans les formations poreuses dans le réservoir F6.
- Risque de rétrécissement du puit dans les couches argileuses.
- Risque de fracturation de la formation [7].

IV.3.3.3. Garniture du forage

La garniture (BHA) utilisé pour cette phase est illustrée dans le tableau (annexe 3).

IV.3.3.4. Paramètres hydrauliques :

a. Densité :

Dans cette phase on fore avec une boue de densité moyenne, la hauteur hydrostatique nous donne des pressions énormes ce qui nous conduit à une fracturation sur dans une couche.

b. Yield point :

Pour ce paramètre on doit le réduire pour qu'il ne produit pas des surpression l'ors du démarrage des pompes.

c. Viscosité plastique : Il doit être bas le plus que possible.

d. Gel :

Pour le gel on le prend avec une valeur moyenne pour la raison qu'il ne crée pas des surpressions dans le démarrage des pompes, la plupart des on fait tourner la BHA pour briser les gels dans la boue.

e. Transport :

Pour le nettoyage ce n'est pas un problème à cause du diamètre du trou ce qui nous donne des vitesse d'écoulement assez grande pour le nettoyage, sans dépasser la vitesse critique. Et on injecte régulièrement des bouchant visqueux pour s'assurer du bon nettoyage.

f. Débit : le débit doit être assez bon pour le bon nettoyage sans dépasser le seuil critique.

IV.3.3.5. Discussion des résultats :

a. Rhéologie de la boue :

Les résultats obtenus dans laboratoire sur la rhéologie de la boue sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau IV.11 : Rhéologie de la boue (phase 3).

Rhéologie de la boue	résultats
Model rhéologique	Bingham
Viscosité (cp)	17
Viscosité plastique (cp)	13
Yield point (lbs/100 ft ²)	8
Densité	1.03
Indice de cohérence (K) (lbs sec /100ft ²)	0.28
Indice de débit (n)	0.69

Pour ne pas dépasser la pression de fracturation, nous allons travailler avec une densité de 1.03, qui sera en mesure de stabiliser la pression de réservoir F2 qu'est estimé à 3105 Psi.

Cette densité nous donnera une pression dynamique tel que $P_h = P_h + P_{ca} = 3266 + 187$ donc

$p_d = 3453$ psi. Ces paramètres nous donnent un CCI d'ordre 0.68, et pour récupérer cette différence on doit injecter des bouchons HI-VIS après chaque 10 mètres de perforation.

b. Débit et volume :

Les volumes et les débits sont représentés dans le tableau ci-après (IV.12):

Tableau IV.12 : résultats de calcul (volume, débit) (phase 3).

Paramètres		résultats	
Volume de la boue(m ³)	Total	110.22	
	Annulaire	70.09	
	garniture	14.73	
Débit fourni (l/m)	Pompe 1	954	1800
	Pompe 2	846	
Temps d'écoulement (minute)	Surface à outil	14 min avec	1411 coups
	Outil à surface	39 min avec	3893 coups
	Un cycle	53 min avec	5303 coups
Pression hydrostatique (bars)		294.34	
Coefficient de transport (CCI)		0.68	

c. Les pertes de charge :

Les pertes de charge sont représentées dans le tableau suivant :

Tableau IV.13 : Pertes de charge (phase 3).

Paramètres		résultats
Perte de charge (bar)	Installation de surface	1.81
	Intérieur de la garniture	54.96
	Espace annulaire	12.87
	Au niveau de l'outil	17.29
	Perte de charge totale	86.94
Densité équivalente au démarrage des pompes		1.04

d. Régimes d'écoulement :

Le tableau ci-après résume les régimes d'écoulement avec la formule (II.6) et pertes de charges en utilisant les formules (III.8), (III.10) :

Tableau IV.14 : Régimes d'écoulement dans la garniture et l'annulaire (phase 3).

Garniture					
Elément	OD (in)	ID(in)	L(m)	Pertes de charge	Régime d'écoulement
DP 5'' G105	5	4 ^{2/7}	2750.3	35.8	Turbulent
DC 6 ^{1/2} '' x13/16''	6 ^{1/2}	2 ^{4/5}	189.8	18.7	Turbulent
DC 8''	8	2 ^{4/5}	4.9	0.5	Turbulent
Annulaire					
Section et élément		L(m)	CCI	Perte de charge	Régime d'écoulement
Csg 9'' ^{5/8} et DP 5'' G105		2230	0.31	6.13	Turbulent
OH 8.5 et DP 5'' G105		490.3	0.35	1.86	Turbulent
OH 8.5 et DC 6 ^{1/2} ''		189.8	0.55	3.24	Turbulent
OH 8.5 et DC 8''		4.9	1.98	1.58	Turbulent

Dans cette phase, on a une grande profondeur qui nous oblige à travailler avec un grand débit qui engendrera une grande vitesse dans la surface d'écoulement qui soit supérieure ou égale à la vitesse critique de ce modèle rhéologique.

IV.3.4. 4^{ème} Phase (6''x 4^{1/2}'' liner) :

IV.3.4.1. Objectif :

Cette phase est faite pour exploiter le réservoir Ordovicien qui se trouve à une profondeur de 2925 m, on fore avec un diamètre de 6 inch et on l'assure avec un tubage de 4 ½ in. Dans cette phase on place un liner pour des raisons économiques, on place le TOL à une profondeur de 2765m. On fore avec une OBM pour des raisons qu'on déjà cité dans les phases précédentes [7].

IV.3.4.2. Problème potentiels :

- Une faible ROP due à la solidité des roches.
- Risque des pertes totale ou partielle de la boue.
- Risque de rétrécissement du puits.
- Risque de perte hors de cimentation.

IV.3.4.3. Garniture du forage :

La garniture du forage utilisée est représentée dans le tableau (annexe 4).

IV.3.4.4. Paramètres hydraulique :

a. Densité :

La densité de la boue doit être assez bonne pour qu'elle puisse retenir la pression de réservoir ordovicien.

b. Yield point :

Elle doit être assez bonne pour transporter les déblais hors du trou.

c. Viscosité plastique : le plus bas que possible.

d. Gel :

Il doit être bon pour supporter la masse des déblais lors d'une panne ou d'un contrôle du puit.

e. Transport :

Pour le transport, il y'aura pas de problème, parce que on fore le plus long possible pour la cause qu'on doit faire attention à une venue lors de la pénétration du réservoir, et donc ce que nous donne un petit volume des déblais. Et d'autre part le diamètre du trou est petit donc la vitesse du fluide soit assez grande pour un bon nettoyage du puits, mais ça reste toujours qu'on doit de temps en temps injecter des bouchons visqueux pour s'assurer.

f. Débit :

Pour cette phase on travaille avec un débit réduit, par ce que le diamètre du trou est petit donc la vitesse va être grande.

IV.3.4.5. Discussion des résultats :

a. Rhéologie de la boue :

Les résultats obtenus dans laboratoire sur la rhéologie de la boue sont représentés dans le tableau ci-après (IV.15) :

Tableau IV.15 : rhéologie de la boue (phase 4).

Rhéologie de la boue	résultats
Model rhéologique	Bingham
Viscosité (cp)	13
Viscosité plastique (cp)	7
Yield point (lbs/100 ft ²)	11
Densité	0.9
Indice de cohérence (K) (lbs sec /100ft ²)	0.94
Indice de débit (n)	0.47

Dans cette phase, on se trouve à une grande profondeur qui augmente la pression du fond 3425 psi, alors, on doit travailler avec une densité de 0.9. Qui nous donnera une pression hydrostatique de 3743.1 psi alors c'est vérifier pour la condition ($P_F < P_h$). Et ça nous donne un CCI = 1.19 qui veut dire que notre nettoyage est très bon.

b. Débit et volume :

Les volumes et les débits utilisés pour cette phase sont donnés dans le tableau suivant (VI.19).

Tableau IV.16 : résultats de calcul (volume, débit) (phase 4).

Paramètres		résultats	
Volume de la boue(m ³)	Total	59.33	
	Annulaire	37.37	
	garniture	10.25	
Débit fourni (l/m)	Pompe 1	397	741
	Pompe 2	344	
Temps d'écoulement (minute)	Surface à outil	16 min avec	650 coups
	Outil à surface	50 min avec	2076 coups
	Un cycle	66 min avec	2726 coups
Pression hydrostatique (bars)		278.8	
Coefficient de transport (CCI)		1.24	

c. Les pertes de charge :

Les pertes de charge sont comme suivies :

Tableau IV.17 : Pertes de charge (phase 4).

Paramètres		résultats
Perte de charge (bar)	Installation de surface	0.30
	Intérieur de la garniture	63.74
	Espace annulaire	11.91
	Au niveau de l'outil	1.20
	Perte de charge totale	77.14
Densité équivalente au démarrage des pompes		0.92

d. Le régime d'écoulement :

Les régimes d'écoulement sont comme suivis :

Tableau IV.18: Régimes d'écoulement dans la garniture et l'annulaire (phase 4).

Garniture					
Elément	OD (in)	ID(in)	L(m)	Pertes de charge	Régime d'écoulement
DP 3 ^{1/2} '' G105	3 ^{1/2}	2 ^{3/4}	2886.7	50.8	Turbulent
HWDP 3 ^{1/2} ''	3 ^{1/2}	2 ^{1/4}	55.7	2.62	Turbulent
DC 4 ^{3/4} ''	4 ^{3/4}	2 ^{1/4}	217.6	10.27	Turbulent
Annulaire					
Section et élément		L(m)	CCI	Perte de charge	Régime d'écoulement
Csg 7'' et DP 3 ^{1/2} '' G105		2886.7	0.59	9	laminaire
Csg 7'' et HWDP 3 ^{1/2} '' G105		28.3	0.59	0.07	laminaire
OH 6'e et HWDP 3 ^{1/2} ''		27.4	0.62	0.07	laminaire
OH 6 et DC 4 ^{3/4} ''		217.6	1.09	2.69	turbulent

A l'intérieur de la garniture, nous avons une turbulence qui revient au changement brusque des sections d'écoulement, dès la sortie de la boue dans l'outil ça sera le long de la section entre les parois du puits et DC 4^{3/4}'' , au-delà de cette longueur ça sera un régime laminaire due à la diminution de la vitesse dans la surface de l'annulaire qui est grande.

Conclusion :

Dans ce chapitre, le forage du puits est réalisé à partir d'un programme de forage en quatre phases différentes dont chacune à ses obligations, le calcul de chaque phase est fait à l'aide d'un programme Excel '**H-DRILLING V5.5**' donnée par SONATRACH.

A partir des résultats que nous avons obtenus pour les différents paramètres de forage (densité de la boue, débit, CCI, ROP, BHA, pression hydrostatique, pertes de charge et les pression) dans chaque phase, les problèmes potentiels dans chaque phase sont résolus, donc notre forage est réalisé sans aucun danger.

Chapitre v :

**Contrôle de la venue au cours d'un
forage pétrolier : Cas du Puits IA-169**

Introduction :

Le contrôle de la pression est assuré par les fluides de forage, la pression hydrostatique exercé par ce dernier peut être inférieur à la pression des pores, ce qui engendra une intrusion du fluide de forage dans le Puits. Ce dernier chassera la boue au-dessus de lui, à son arriver en surface peut être allumé ou bien empoisonner les personnages et l'environnement.

V.1. Nature et comportement de l'influent :

L'effluent peut être un liquide (eau ou pétrole) ou gaz (hydrocarbure, CO₂, H₂S...).

Le comportement pour ces fluides dépend de leur nature et leurs caractéristiques.

Le plus difficile à contrôler est le gaz, du fait qu'il est instable et fortement inflammable.

Il est parfois difficile de connaître la nature de l'effluent intrus dans le Puits. Afin de ne pas avoir de mauvaises surprises, il est recommandé de considérer toute venue comme étant du gaz.

V.1.1. Venue d'un liquide

Le liquide a une densité élevée, qui peut parfois équilibrer la pression de pore avant même que le fluide atteigne la surface. Ceci entraîne l'enregistrement de faibles pressions en tête.

La venue de l'eau est encore moins dangereuse puisqu'elle ne s'enflamme pas une fois en surface.

En plus, les liquides, tels que le pétrole ou l'eau, gardent le même volume du fond jusqu'à la surface, ce qui rend le contrôle facile.

V.1.2. Venue d'un gaz :

Le gaz répond à la loi Boyle-Mariot :

$$P_V = \text{constante} \quad (V.1)$$

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.

A partir de ces deux changement la pression du fond varie selon la variation de ces deux dernier, par conséquent, la pression du gaz peut engendrer une fracturation dans la zone la plus fragile c.-à-d. le sabot [16].

V.2. La migration :

La migration d'un fluide par rapport à un autre est due à la différence entre les densités : le fluide le plus lourd, se déplace vers le bas, chassant le plus léger qui remonte vers le haut.

La vitesse de migration dépend de la différence entre les densités.

Dans le cas d'une venue, la migration commence immédiatement après l'intrusion du fluide de densité plus légère que la boue dans le Puits, avec ce dernier ouvert ou fermé, en circulation ou à l'arrêt. Sauf que durant la circulation avec un débit supérieur à celui de la migration (Figure V.1).

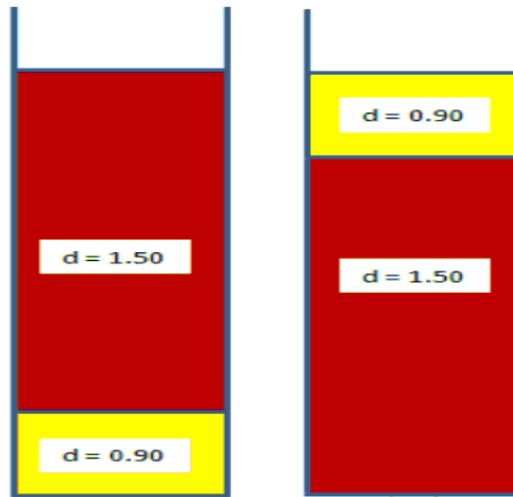


Figure V.1 : représentation de la migration [9].

V.2.1. Migration d'un liquide

Le liquide migrant, ne change pas de comportement, puisque son volume n'augmente pas. Cette migration ne présente aucun danger, avec le Puits fermé ou ouvert. Après fermeture du Puits suite à une venue de liquide (eau ou pétrole), les pressions en tête, une fois stabilisées, restent constantes et les risques de fracturation sont écartés.

V.2.2. Migration d'un gaz

Par application de la loi des gaz, la migration d'une venue de gaz dans un Puits ouvert augmente son volume et diminue sa pression. L'augmentation du volume de la venue entraîne l'augmentation de sa hauteur et la diminution de sa densité, d'où l'allègement de la colonne hydrostatique.

Mais si le Puits est fermé, le gaz migrera en gardant son volume, puisque le volume du Puits (fermé) est constant. En appliquant la loi des gaz, la pression de la bulle reste constante. Dans ce cas, lorsque la bulle atteint ce dernier augmentera la pression exercée sur le fond.

La vitesse de migration (en m/h) est donnée par la formule suivante :

$$Vm = 10.2 \times \Delta P / d1 \quad (V.2)$$

Avec : ΔP = variation de la pression en bars/heure.

Lorsque le gaz migre sans expansion, la pression qui s'applique sur le fond augmente également :

$$P_{Fond} = P_{gaz} + P_{Ha} \quad (V.3)$$

Avec : $P_{gaz} = P_{pore}$ donc :

$$P_{Fond} = P_{pore} + P_{Ha} \quad (V.4)$$

Avec : P_{Ha} = pression hydrostatique de la colonne de boue sous le bouchon.

La pression en tête des tiges augmente aussi :

$$Pt = P_{Fond} - P_{Hint} \quad (V.5)$$

Avec : P_{Hint} = pression hydrostatique de la colonne de boue à l'intérieur de la garniture.

V.3. Comportement du gaz dans la boue

La solubilité du gaz dans une boue à base d'eau est faible, ce qui rend son expansion immédiate et l'intrusion d'un faible volume est détectée très tôt, ce qui permet la fermeture du Puits rapidement pour limiter le gain.

Par contre, dans certaines conditions de température et de pression, les gaz légers peuvent se dissoudre dans la boue à base d'huile, rendant la détection d'un faible volume (inférieur à environ 800 litres) difficile avant d'atteindre leur point de bulle très proche de la surface. L'expansion se fait alors rapidement, allégeant ainsi la colonne hydrostatique, ce qui déséquilibre le Puits et complique sa fermeture et le contrôle de la venue [2].

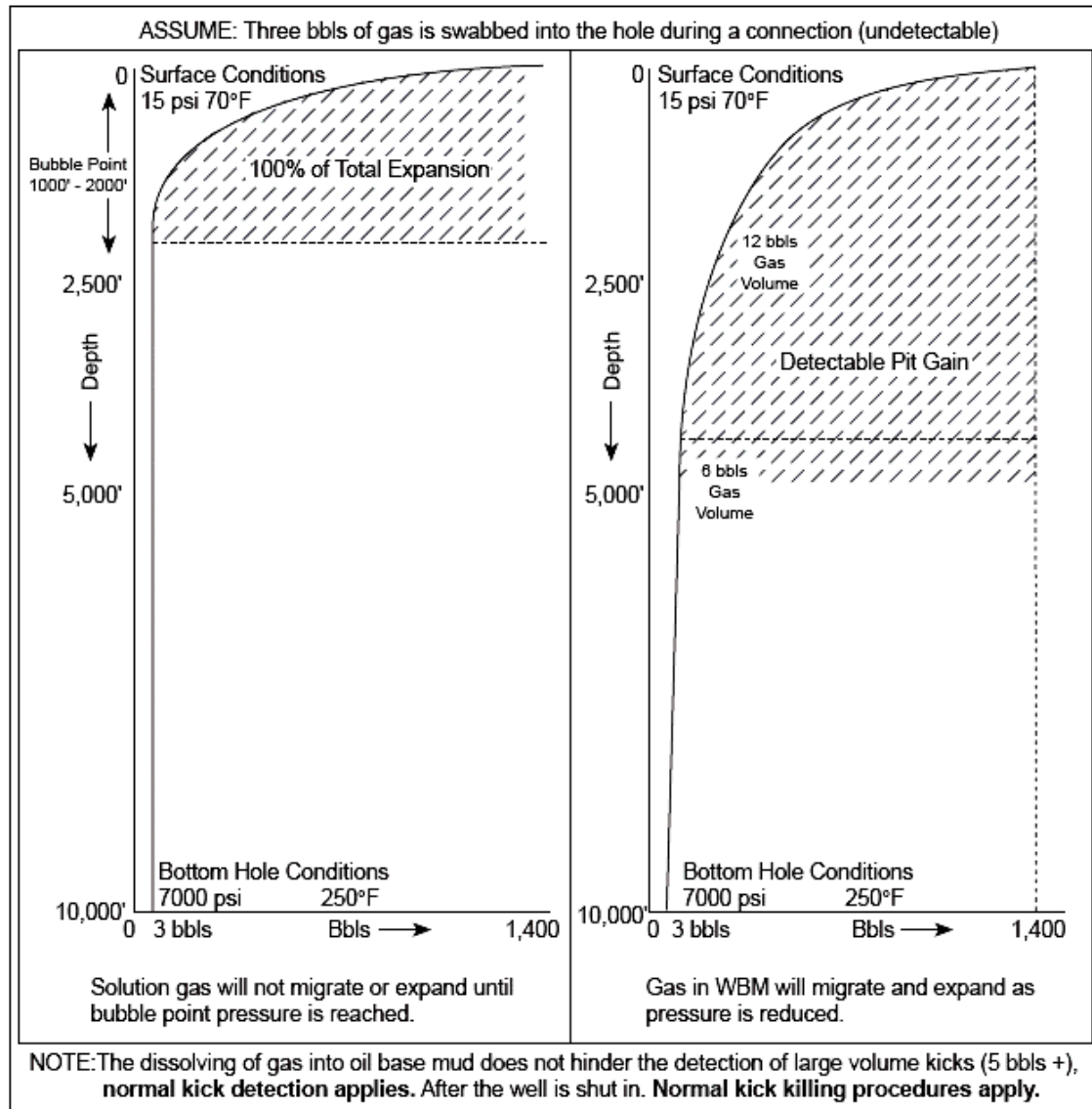


Figure V.2: comportement du gaz dans la boue à l'huile et dans la boue à l'eau [2].

Il est alors nécessaire d'être très attentif si on fore un réservoir à gaz avec une boue à base d'huile. Si on doute qu'il y'a intrusion d'un volume très petit, il ne faut pas hésiter à circuler un bouchon lourd avec le Puits ouvert, puis le fermer et continuer la circulation à travers la duse totalement ouverte, lorsque le bouchon du gaz arrive à la profondeur ou il commence à prendre de l'espace, on remarque un changement du débit.

D'autres gaz, comme le sulfure d'hydrogène ou hydrogène sulfuré (H_2S), le gaz carbonique (CO_2) et l'azote (N_2) peuvent être rencontrés dans les hydrocarbures.

Le H_2S est un gaz très dangereux aussi bien pour le personnel que pour le matériel et les produits. En plus du fait qu'il est inflammable, il est fortement toxique et peut entraîner la mort d'une personne exposée à son action pendant une certaine durée, en fonction de sa teneur.

En plus, il est très corrosif pour le matériel même inoxydable et un fort contaminant pour la boue.

V.3.1. Point de bulle et point de rosée :

a. Point de rosée :

Le point de rosée des hydrocarbures est la température (à une pression donnée) à laquelle les composantes de tous les mélanges gazeux des hydrocarbures commencent à se condenser.

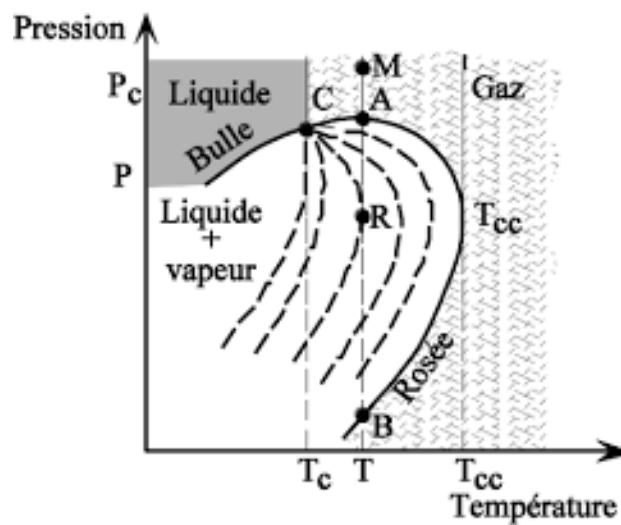


Figure V.3 : graphe du point de rosée [9].

b. Point de bulle :

Lorsqu'un gaz se dissout dans un liquide, le point de bulle correspond aux conditions de la pression et la température dont lesquelles les premières bulles de gaz commencent à se former. Comme montré dans la (Figure V.4) et (Figure V.5)

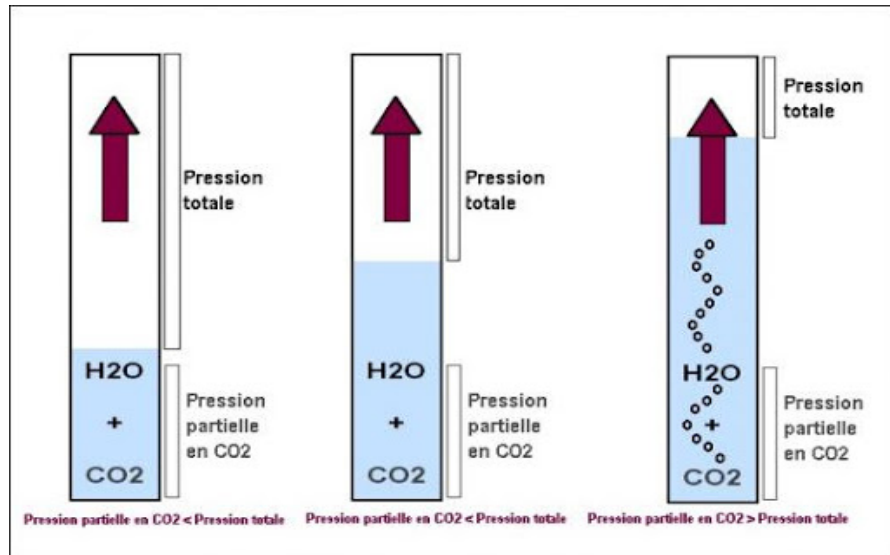


Figure V.4 : exemple sur le point de bulle [9].

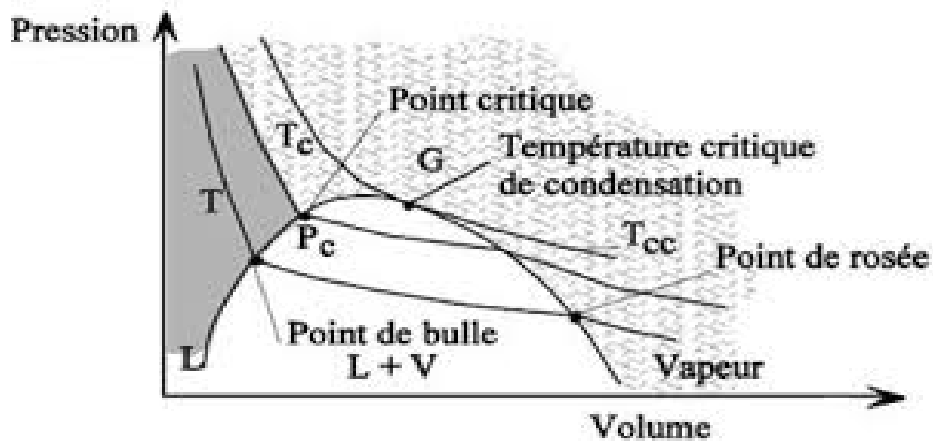


Figure V.5 : graphe sur le point de bulle [9].

c. Point d'ébullition :

Pour une substance pure, le point de bulle et le point rosée coïncident et il est appelé point d'ébullition.

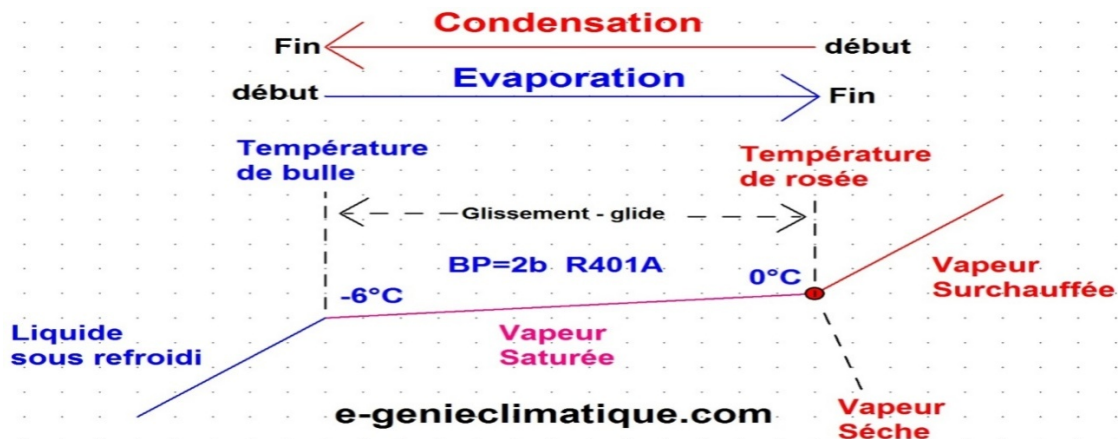


Figure V.6: représentation du point d'ébullition [9].

V.4. Contrôle de la venue :

On doit foré jusqu'à 3165 (m) pour assurer tout le nettoyage du puits lors de l'exploitation.

Un signe de changement de débit en surface est indiqué par une augmentation de volume au niveau des bacs, nous avons directement arrêté les pompes pour bien s'assurer. Et nous avons noté 1000 litre de gain. Après fermeture on a noté les données suivantes :

V.4.1. Les données de la venue sont les suivantes :

Après fermeture du Puits nous avons enregistré les données suivantes :

$P_a = 16$ bar.

$P_t = 14$ bar.

Gain = 1000 litres.

$P_{adm} = 285$ bar.

Densité = 0.9 sg.

$H_{gaz} = 146$ m.

$P_{fond} = 192.8$ bar.

V.4.2. Remplissage de la fiche de contrôle (kill-Sheet) :

Après juste la fermeture du Puits, on remplit la fiche de contrôle comme le montre l'ordre des calculs qui suit (annexe 5).

V.5.3. Calcul des volumes :

Pour la capacité de volume voir (annexe 6).

Tableau V.1 : calcul des volumes.

partie	BHA	longueur	V spécifique	Volume	N coups	T (min) écoulement
intérieur	DP	2887	3.82	11028.3	612.7	
	HW	55.5	2.19	121.5	6.75	
	DC	217.5	2.56	556.8	31	
Volume total Int				11706.6	650	36.11
Open Hole	DC	217.5	6.81	1481	82	
	HW	27.5	11.24	309.1	17	
Volume totale OH				1790.2	99	5.5
Casing/annulaire	HW	28	11.82	331	19	
	DP	2887	12.21	35250.2	1958	
Volume total Casing				35581.2	1977	109.83
Volume total de boue				49078.2	2726.6	151.5

V.4.4. Calcul de densité

V.4.4.1. Densité de fracturation :

$$P_{\text{frac}} = 542.2 = \frac{Zs \times df}{10.2} \longleftrightarrow d_{\text{frac}} = 1.89 \quad (\text{V.7})$$

V.4.4.2. Densité requise :

$$P_{\text{hr}} = \frac{Z \times dr}{10.2} > P_{\text{fond}} \longleftrightarrow dr = 0.95 \quad (\text{V.8})$$

On prend pour des raisons de sécurité $dr = 0.96$ sg

On prend $dr = 0.96 \ll d_{\text{frac}}$

V.4.4.3. Densité du fluide :

La pression du fond si on la calcule à partir du l'annulaire :

$$P_{\text{fond}} = P_a + P_h + P_{\text{h gaz}} = 292.8 \text{ bar} \quad (\text{V.9})$$

Donc :

$$P_{\text{h gaz}} = P_{\text{fond}} - (P_a + P_h) \quad (\text{V.10})$$

$$\text{Et } P_{\text{h gaz}} = (d_{\text{gaz}} \times h_{\text{gaz}}) / 10.2 \quad (\text{V.11})$$

Alors : $d_{\text{gaz}} = 0.228$

Pour évacuer ce bouchon, on choisit un débit avec un minimum de pertes de charge.

$Q_r = 25 \text{ coup/mn} = 450 \text{ l/mn}$, les pertes de charge dans le circuit générale est donnée :

$P_{C1} = 20.7 \text{ bar}$.

L'ors de démarrage de la pompe on purge l'annulaire d'une manière à garder la P_a constante jusqu'à ce que la boue de densité requise atteint l'outil, on donne :

Pression de refoulement initiale :

$$P_{R1} = P_{C1} + P_t = 20.7 + 14 = 34.7 \text{ bar} \quad (\text{V.12})$$

La pression de refoulement final (requis) :

$$P_{RR} = P_{C1} \times (d_r / d) = 20.7 \times (0.96 / 0.9) = 22.08 \text{ bar} \quad (\text{V.13})$$

Lorsque la boue de densité requise atteint l'outil la pression indiquée par la pompe est :

$P_{RR} = 22.08$.

Pour cela, on travaille avec un palier de 100 coups :

$$\frac{\Delta P}{Ci} \times 100 = 2 \text{ bars/100coups} \quad (\text{V.14})$$

Ce qui nous donne le graphe suivant :

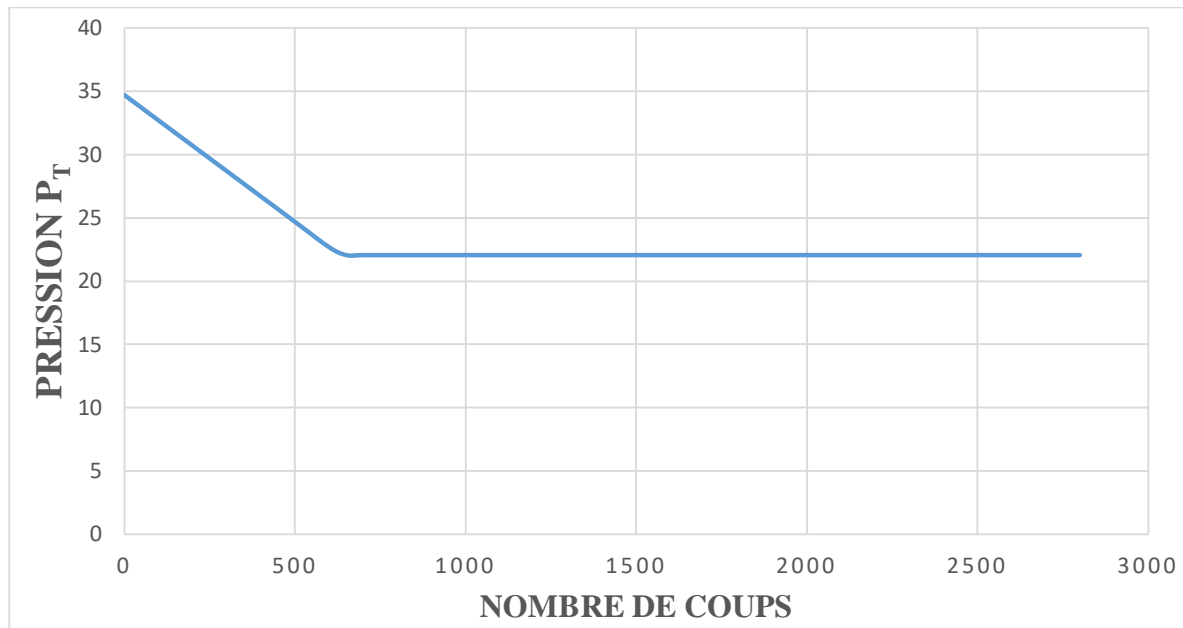


Figure V.7 : variation de la P_i par palier de 100 jusqu'à P_{RR} .

Lorsqu'on atteint la pression du refoulement requis. Le gaz ne subit aucune augmentation du volume, mais par contre sa hauteur change à cause de changement de capacité volumétrique linéaires du l'annulaire et sa se produit quand le gaz commence à rentrer dans le casing. Par contre, quand on dépasse la profondeur du point de bulle, le gaz commence à prendre du volume et perd la pression d'après la loi (V.1).

D'après les calculs de volume on distingue que le bouchon de gaz sera dans le casing avant que la boue a densité requise atteint l'outil. A partir du $V_{INT} > V_{OH}$, le risque de fracturation du sabot est minimal.

Durant la manipulation où la boue requise atteint l'outil, on prend soin de stabiliser la pression exercée sur le fond d'une façon qu'elle soit égale à la pression hydrostatique produite par la densité requise, soit $P_{fond} = 297.5$ bars.

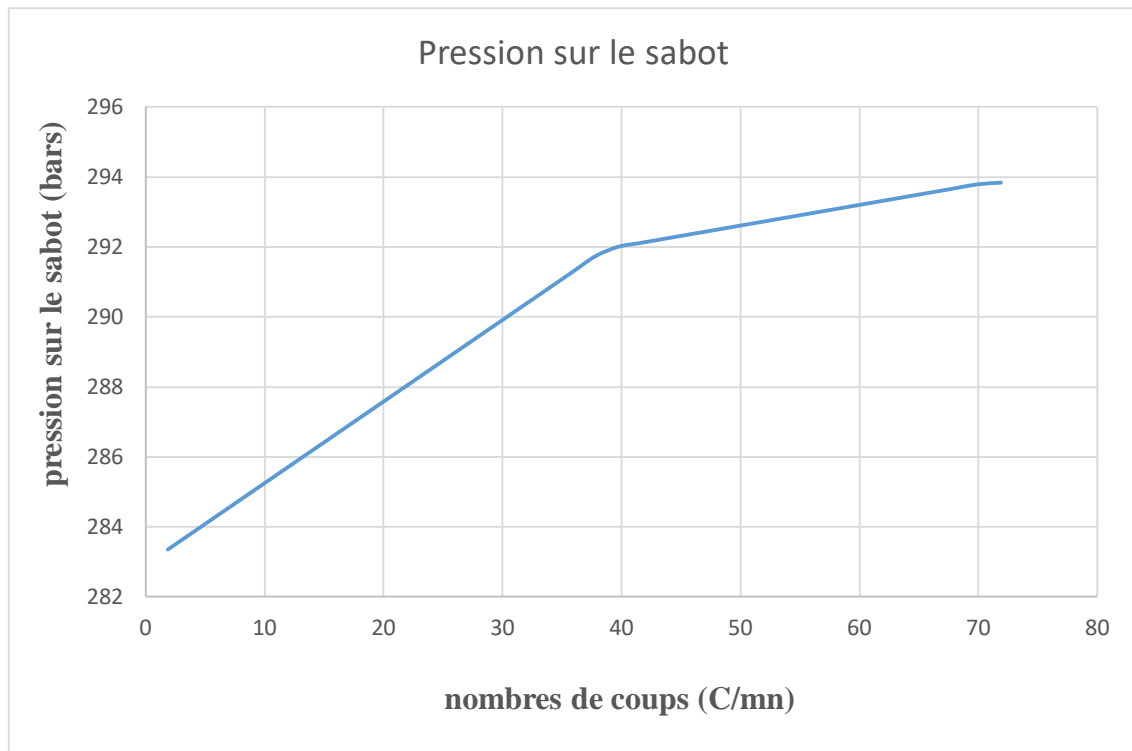


Figure V.8 : variation de la pression exercée sur le sabot.

Dès que le gaz est complètement rentré dans le tubage on manipule d'une manière à garder la pression du fond stable, et par conséquent celle du sabot.

$$P_s = P_{\text{fond}} - P_{h1} \quad (\text{V.15})$$

Où : P_{h1} : la pression hydrostatique de la boue au-dessus du fond jusqu'au sabot.

Dès que le gaz touche le sabot, la pression exercée sur ce dernier égal à la pression du gaz comme montre la formule suivante :

$$P_s = P_{\text{gaz}} + P_{h2} \quad (\text{V.16})$$

Où : P_{h2} : la pression hydrostatique du gaz(bar).

A partir ou le gaz dépasse le sabot on manipule la pression exercée sur lui reste constante tant que la pression du fond est contrôlée.

V.6. Variation des paramètres :

Pour ne pas fracturer la structure, on manipule la duse pour garder la pression du fond stable, en gardant la pression en tête des tiges comme un repère. En d'autre terme si la P_t ne varie pas la pression du fond ne varie pas.

Après avoir pompé 11706 litre équivalent à 650 coups, la boue atteint finalement l'outil à partir de là elle gagne de la hauteur en fonction des coups pompés, cette dernière applique une pression supérieure à celle d'avant.

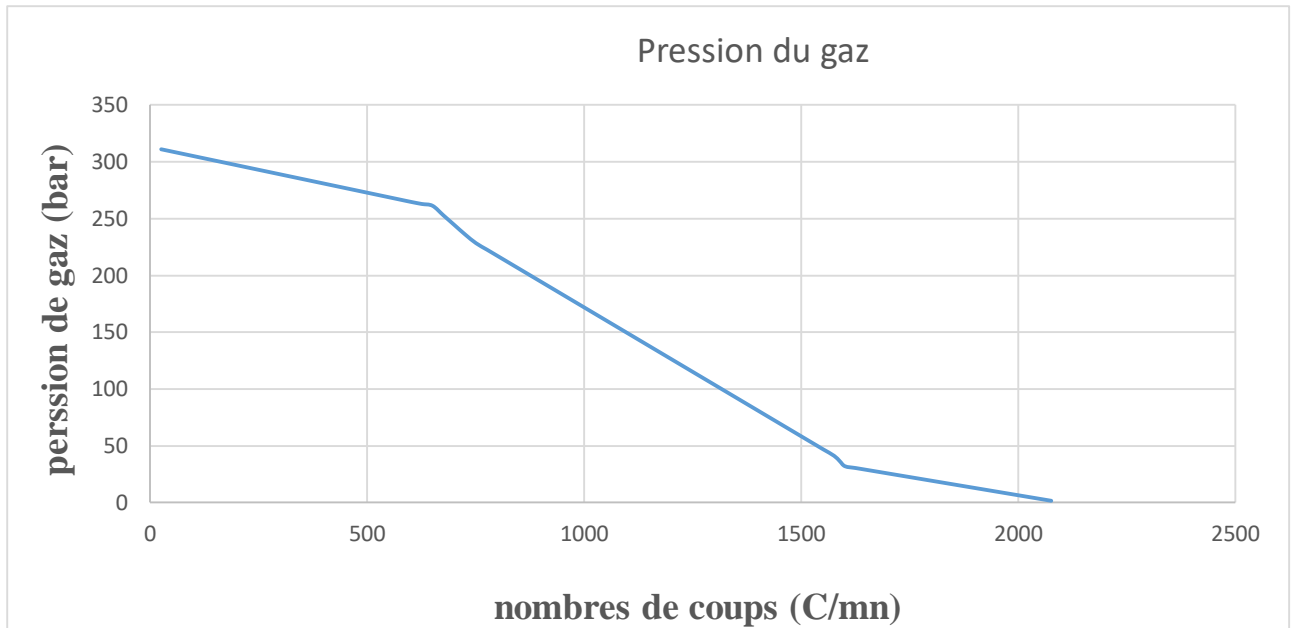


Figure V.9 : la variation de la pression du gaz.

Si on garde la pression du fond stable, un changement dans la pression du gaz s'effectuera. En suivant la variation du gaz on dessine le graphe suivant, en purgeant l'annulaire d'une manière que le débit sortant soit plus grand a celui pompé

D'après la formule (III.6) on calcul la variation de la pression du gaz. Et les pertes de charge sont calculé par la formule (III.7) et (III.9).

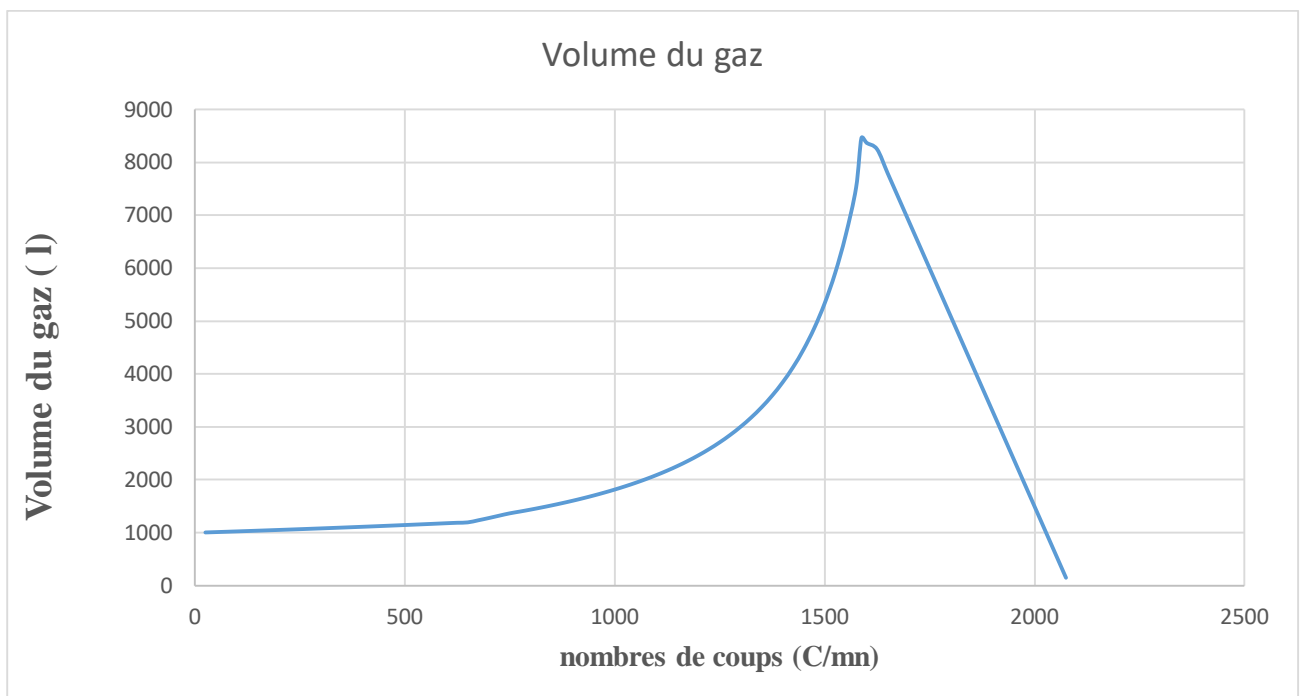


Figure V.10 : variation du volume de gaz.

A partir de la loi générale des gaz (V.1) lorsqu'un gaz perd de pression, il gagne davantage en volume $PV=\text{constat}$. Lorsque le gaz atteint le point de sortie on l'évacue d'une manière qu'il ne subit pas une dépression ou une surpression.

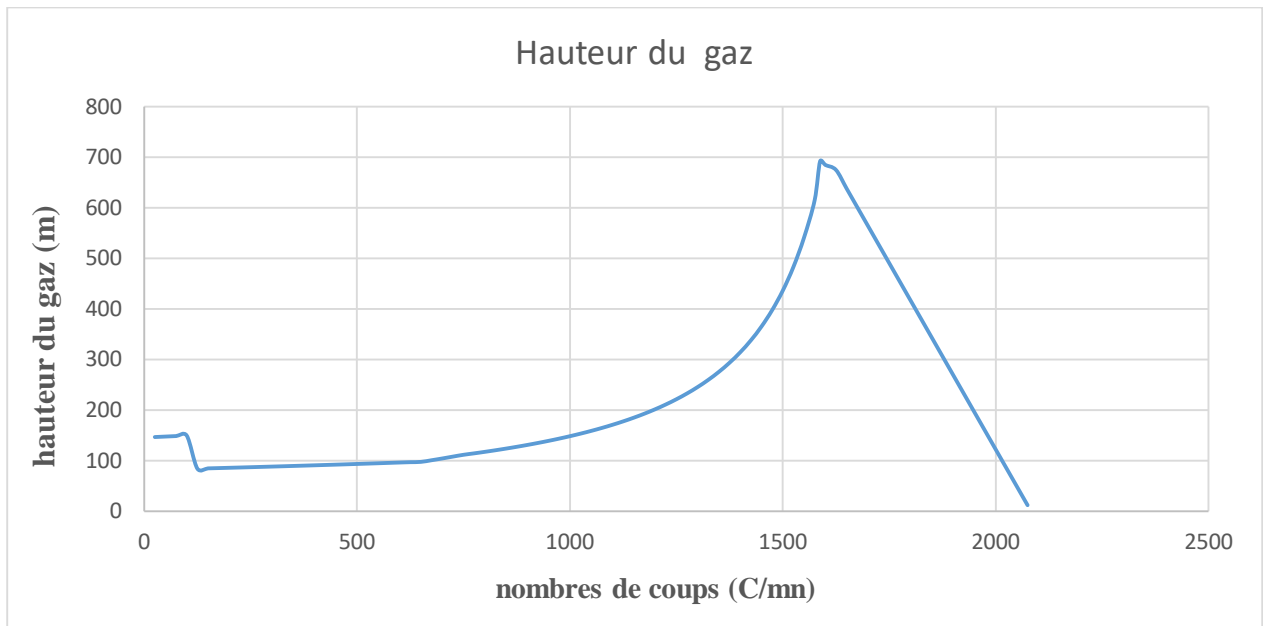


Figure V.11 : variation de la hauteur du gaz.

Si le gaz gagne de volume ça veut dire que sa hauteur augmente aussi. Après avoir pompé 99 coups le gaz atteint le sabot et entre dans le tubage ou il rencontre une capacité de volume plus importante que celle d'avant et il varie selon la variation du volume.

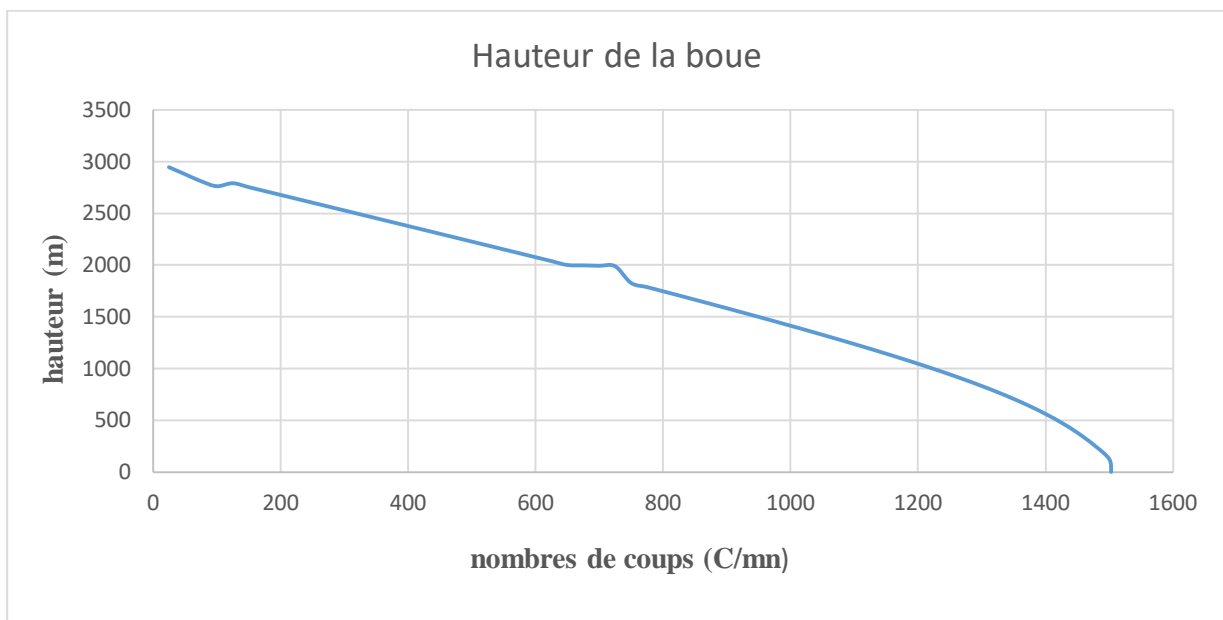


Figure V.12 : variation de la hauteur de boue au-dessus du bouchon.

Quand on purge, le gaz chasse la boue au-dessus de lui pour gagner de volume, donc la pression hydrodynamique appliquée sur lui va diminuer ce qui lui permet d'occuper plus d'espace en minimisant sa pression.

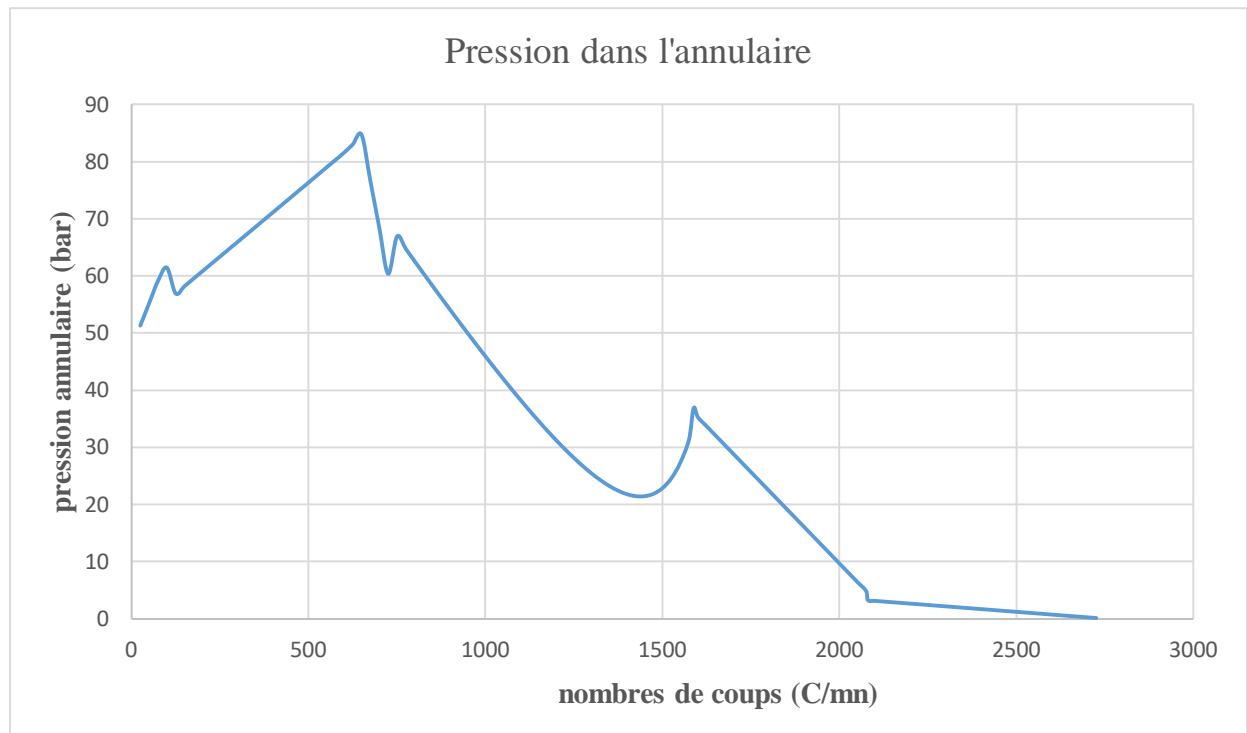


Figure V.13 : variation de la pression indiquée en tête de Puits.

La pression en tête du Puits indique la différence entre la pression du gaz et la pression hydrostatique exercée par la boue. La pression admissible est de 90 bar, donc pour ne pas fracturer il ne faut que la pression indiquée en tête de l'annulaire ne dépasse pas cette valeur, et d'après le graphique la pression maximale enregistré est de 85 bar.

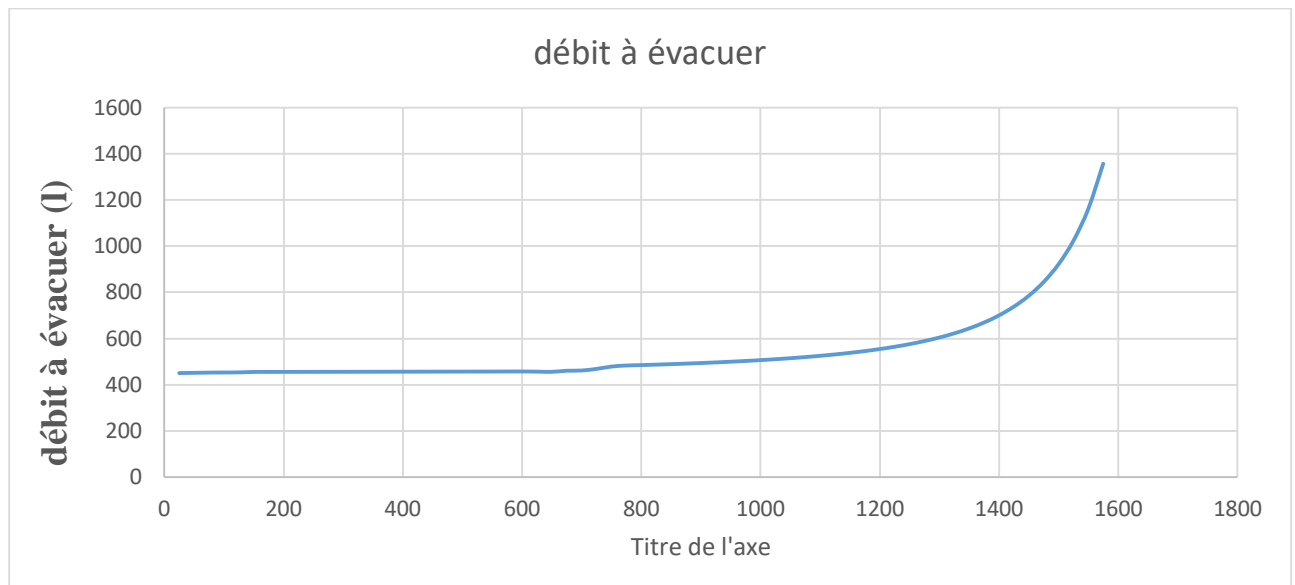


Figure V.14 : variation du débit à évacuer.

Le débit à évacuer varie selon la variation du volume occupé par le gaz. Avant que le gaz atteigne le point de sortie, on réduit le débit pour ne pas avoir une autre venue dans le fond.

Conclusion :

Lors du contrôle d'une venue, on ferme le Puits, puis on note les pressions en tête des tiges (pompe) et celle de l'annulaire. Ensuite on procède au remplissage de la fiche de contrôle qui servira à guider la manipulation du contrôle.

Lors du démarrage de la pompe, on garde la $P_a = 16$ bars constante jusqu'à atteindre la pression de refoulement requis affiché en $P_t = 22$ bars. En gardant P_t constante, le bouchon du gaz subit des changements au niveau de pression et volume le long du contrôle. Il commence d'une pression $P_1 = 292$ bars et augmente jusqu'il atteint $P_2 = 311$ bars, cette augmentation est due au perte de charge exercé sur lui dans l'annulaire et la duse.

Après, il commence à perdre la pression en gagnant du volume ou il atteint le maximum juste à la sortie, avec une pression $P_3 = 34$ bars.

Dans le début nous avons enregistré un gain de 1000 litres qui représente son volume initial avec une hauteur de $H_1 = 146$ m jusqu'à atteindre son maximum juste à la sortie $H_2 = 692$ m avec un volume max de $V_2 = 8453.5$ litre.

Avant que le gaz arrive juste à la sortie, on réduit le débit avec la duse pour qu'il se n'échappe pas avec une grande quantité sinon sa vas créer une dépression dans le puits ce qui génère une nouvelle intrusion.

Conclusion générale

Conclusion générale

Le forage des puits pétroliers est une tâche très complexe, délicate, risqué, et nécessite des études et des programmes préétabli (programme de forage et tubage, programme de boue, programmes de cimentation, ...) afin d'éviter les erreurs techniques qui peuvent être la cause de la perte des vies humaines, la perte des équipements et la pollution de l'environnement.

Dans notre mémoire, on s'est focalisé sur le fluide de forages dont il est primordiale de designer le programme de boue d'une façon à répondre à toutes les nécessité techniques , écologiques et économiques, le choix des modèles d'écoulement et de la rhéologie doivent obligatoirement répondre aux exigences des formations traversées et assurer un bon nettoyage du puits et éviter tout coincement ou surpressions, le choix des additifs de la boue (viscosifiant, floculant, fluidifiants...) joue un rôle très important pour assurer la rhéologie désirée ainsi que les caractéristiques physicochimiques pour stabiliser les formations traversées et éviter les contaminations et la dégradation de la boue.

D'autre part, le choix de la densité de la boue est le paramètre le plus important dans le fluide de forage, car ce dernier nous oblige à deviser le puits en plusieurs phases vue que la densité de la boue (pression hydrostatique) doit être comprise entre la densité de fracturation des formations et la densité équivalente des réservoirs (pression de pore). La densité de boue doit être bien choisi car une densité trop élevée peut engendrer des pertes totales ou partielles, une faible densité peut engendrer une venue.

Dans la deuxième partie de ce travail on a soulevé le problème de venue et les calculs nécessaires pour dégager les bouchons du gaz, et les variations de pressions dans les points critique du puits selon la méthode "wait and weight" et le procédé complet neutralisation du puits avec la nouvelle boue de densité requise ($d=0.96$).

On a vue dans le dernier chapitre que le gaz engendre de très grandes surpressions et son comportement est très différent par rapport aux autres liquides, en effet une venue du gaz peut facilement se transformer en une éruption (venue non contrôlée) et l'appareil de l'espace peut prendre feu en quelques secondes (exemple Deep Water Horizon du golfe du Mexique) fessant des victimes humaines, des pertes économiques et un désastre écologique. Cependant tout ça peut être évité en contrôlant les paramètres de la boue, et l'extrême vigilance.

On peut conclure qu'un programme de boue bien adapter un bon traitement pour maintenir tous les paramètres dans les intervalles recommandés et le bon suivi est la clé de la réalisation d'un bon forage afin d'éviter toutes complications et prévenir contre les venues.

Bibliographie

Bibliographie

- [1] **BOUCHERCHEM, A. et BOUSSABOUABOUA, A.** : « Contrôle de pression en forage conventionnel », Mémoire de fin d'étude, université de Bejaia, Juin 2015.
- [2] **Schools, Aberding drilling.** ''Well control Training Centre, 2002.''. ''Well control For The Man On The Rig'', Aberding.
- [3] Document SONATRACH, « the Egyptain Mud Engenring and Chemicals company ».
- [4] Document SONATRACH, « AVA, drilling fluids manuel ».
- [5] **MAZOUZI, A. et ABDELDOUAD, M et CHETIOUI, A.** : « Contrôle de venue par la méthode 'bullheading' (cas de puits HM-3 périmètre Tidikelt région d'Ain Salah) », mémoire de fin d'étude, université de Ouargla, Juin 2013.
- [6] **LAFIFI, I. et KADI, I et BELAOUIRA, M.** : « les méthodes de contrôle des venues de gaz au cours de forage pétrolier », Mémoire de fin d'étude, université de Ouargla, Juin 2016.
- [7] Document SONATRACH, « Rapport d'imploration de forage IN-169 ». Avril 2020.
- [8] **Growcock, Fred, and Tim Harvey.** "Drilling fluids processing handbook." *Elsevier Inc* 57 (2005) : 155-203.
- [9] Documentation internet, « https://fr.wikipedia.org/wiki/Point_de_rosée »

ANNEXES

Annexe 1 : Paramètres de la garniture (phase 1).

Type d'outils		Volume (l/m)			Poids (kg)	Longueur (m)
		Intérieur	extérieur	Acier		
DRILL PIPE	DP 5'' G105	9.05	13.2	4.15	32.55(l/m)	358
HWDP	HWDP 5''	4.61	13.97	9.36	73.4	56.12
XO	DC 8''	4.01	32.43	28.42	223.1	0.86
DRILL COLLAR	DC 8''	4.01	32.43	28.42	223.1	18.43
DRILING JAR	DC 8''	4.01	32.43	28.42	223.1	9.39
DRILL COLLAR	DC 8''	4.01	32.43	28.42	223.1	111.06
XO	DC 9 ½''	4.56	45.73	41.17	323.2	0.79
DRILL COLLAR	DC 9 ½''	4.56	45.73	41.17	323.2	9.22
IBS	DC 9 ½''	4.56	45.73	41.17	323.2	1.96
DRILL COLLAR	DC 9 ½''	4.56	45.73	41.17	323.2	9.22
IBS	DC 9 ½''	4.56	45.73	41.17	323.2	1.93
SHORT DC	DC 9 ½''	4.56	45.73	41.17	323.2	3.43
NEAR BIT	DC 9 ½''	4.56	45.73	41.17	323.2	1.91
TOTAL					3260.75	582.32

Annexe 2 : Paramètres de la garniture (phase 2).

Type d'outils		Volume (l/m)			Poids (kg)	Longueur (m)
		Intérieur	extérieur	Acier		
DRILL PIPE	DP 5'' G105	9.05	13.2	4.15	32.55	2006
HWDP	HWDP 5''	4.61	13.97	9.36	73.4	56.12
XO	DC 8''	4.01	32.43	28.42	223.1	0.86
DRILL COLLAR	DC 8''	4.01	32.43	28.42	223.1	18.43
DRILING JAR	DC 8''	4.01	32.43	28.42	223.1	9.39
DRILL COLLAR	DC 8''	4.01	32.43	28.42	223.1	111.06
XO	DC 9 ½''	4.56	45.73	41.17	323.2	0.79
DRILL COLLAR	DC 9 ½''	4.56	45.73	41.17	323.2	9.22
IBS	DC 9 ½''	4.56	45.73	41.17	323.2	1.96
DRILL COLLAR	DC 9 ½''	4.56	45.73	41.17	323.2	9.22
IBS	DC 9 ½''	4.56	45.73	41.17	323.2	1.93
SHORT DC	DC 9 ½''	4.56	45.73	41.17	323.2	3.43
NEAR BIT	DC 9 ½''	4.56	45.73	41.17	323.2	1.91
TOTAL					3260.75	582.32

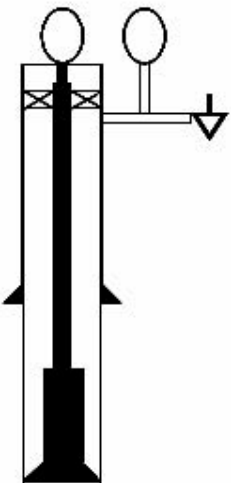
Annexe 3 : Paramètres de la garniture (phase3).

Type d'outils		Volume (l/m)			Poids (kg)	Longueur (m)
		Intérieur	extérieur	acier		
DRILL PIPE	DP 5'' G105	9.05	13.2	4.15	32.55	2664
HWDP	DP 5''	9.05	13.2	4.15	32.55	56.12
XO	DC 6 ^{1/2} ''	4.01	21.41	17.4	136.6	0.72
SHORT DC	DC 6 ^{1/2} ''	4.01	21.41	17.4	136.6	18.81
DRILING JAR	DC 6 ^{1/2} ''	4.01	21.41	17.4	136.6	9.08
SHORT DC	DC 6 ^{1/2} ''	4.01	21.41	17.4	136.6	147.27
IBS	DC 8''	4.01	32.43	28.42	223.1	1.67
SHORT DC	DC 6 ^{1/2} ''	4.01	21.41	17.4	136.6	9.34
IBS	DC 8 ^{1/2} ''	4.01	32.43	28.42	223.1	1.75
BIT SUB	DC 6 ^{1/2} ''	4.01	21.41	17.4	136.6	2.56
NEAR BIT	DC 8 ^{1/2} ''	4.01	32.43	28.42	223.1	1.52
TOTAL					1554	3028

Annexe 4 : Paramètres de la garniture (phase 4).

Type d'outils		Volume (l/m)			Poids (kg)	Longueur (m)
		Intérieur	extérieur	acier		
DRILL PIPE	DP 3 ^{1/2} '' G105	3.82	6.61	2.79	21.89	2887
HWDP	DP 3 ^{1/2} ''	2.19	7	4.81	37.7	55.66
DRILL COLLAR	DC 4 ^{3/4} ''	2.56	11.43	8.87	69.61	18.89
DRILING JAR	DC 4 ^{3/4} ''	2.56	11.43	8.87	69.61	8.81
DRILL COLLAR	DC 4 ^{3/4} ''	2.56	11.43	8.87	69.61	186.69
SHORT DC	DC 4 ^{3/4} ''	2.56	11.43	8.87	69.61	2
NEAR BIT	DC 4 ^{3/4} ''	2.56	11.43	8.87	69.61	1.23
TOTAL					407.64	3357

Annexe 5 : fiches de contrôle (kill sheet)

FICHE DE CONTRÔLE DE VENUE FORAGE A TERRE / SUPPORT FIXE				Page 1/2																											
PUITS:		APPAREIL:		DATE:																											
DONNÉES DU POINT FRAGILE: Pression L.O.T (A) <input style="width: 50px;" type="text"/> bars Densité de boue L.O.T (E) <input style="width: 50px;" type="text"/> Kg/l Densité fracturation = $B + \frac{10.2 \times (A)}{Z_s} =$ (C) <input style="width: 50px;" type="text"/> Kg/l Padm = $\frac{(d_{frac} - d_i) \times ZS}{10.2} =$ (D) <input style="width: 50px;" type="text"/> bars			DONNÉES DU Puits: DONNÉES BOUE Densité <input style="width: 50px;" type="text"/> Kg/l Gradient <input style="width: 50px;" type="text"/> bar/m DONNÉES TUBAGE Diamètre <input style="width: 50px;" type="text"/> in Côte mesurée (Ls) <input style="width: 50px;" type="text"/> m Côte verticale (Zs) <input style="width: 50px;" type="text"/> m DONNÉES DECOUVERT Diamètre <input style="width: 50px;" type="text"/> in Côte mesurée (Ls) <input style="width: 50px;" type="text"/> m Côte verticale (Zs) <input style="width: 50px;" type="text"/> m																												
DONNÉES DES POMPES: <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <tr> <td></td> <td>Pompe N°1</td> <td>Pompe N°2</td> </tr> <tr> <td>Débit unitaire</td> <td>L/Coup</td> <td>L/Coup</td> </tr> </table> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <tr> <td></td> <td colspan="2">Pertes de charge à débit réduit Pc1</td> </tr> <tr> <td>Vitesse pompe</td> <td>Pompe N°1</td> <td>Pompe N°2</td> </tr> <tr> <td>Cps/min</td> <td>bars</td> <td>bars</td> </tr> <tr> <td>Cps/min</td> <td>bars</td> <td>bars</td> </tr> </table>				Pompe N°1	Pompe N°2	Débit unitaire	L/Coup	L/Coup		Pertes de charge à débit réduit Pc1		Vitesse pompe	Pompe N°1	Pompe N°2	Cps/min	bars	bars	Cps/min	bars	bars											
	Pompe N°1	Pompe N°2																													
Débit unitaire	L/Coup	L/Coup																													
	Pertes de charge à débit réduit Pc1																														
Vitesse pompe	Pompe N°1	Pompe N°2																													
Cps/min	bars	bars																													
Cps/min	bars	bars																													
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th></th> <th>Long. (m)</th> <th>Cap. (L/m)</th> <th>Volume (L)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>INT DP</td> <td style="text-align: center;">x</td> <td style="text-align: center;">=</td> <td></td> </tr> <tr> <td>INT HW (surface)</td> <td style="text-align: center;">x</td> <td style="text-align: center;">=</td> <td></td> </tr> <tr> <td>INT DC</td> <td style="text-align: center;">x</td> <td style="text-align: center;">=</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Volume intérieur garniture</td> <td></td> <td>Vi =</td> <td>L</td> </tr> </tbody> </table>				Long. (m)	Cap. (L/m)	Volume (L)	INT DP	x	=		INT HW (surface)	x	=		INT DC	x	=		Volume intérieur garniture		Vi =	L	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Nombre de coups</th> <th>Temps</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">$= \frac{V_i}{\text{Débit unitaire}}$</td> <td style="text-align: center;">$= \frac{C_i}{\text{Vitesse pompe}}$</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Ci = Cps</td> <td style="text-align: center;">Ti = Min</td> </tr> </tbody> </table>			Nombre de coups	Temps	$= \frac{V_i}{\text{Débit unitaire}}$	$= \frac{C_i}{\text{Vitesse pompe}}$	Ci = Cps	Ti = Min
	Long. (m)	Cap. (L/m)	Volume (L)																												
INT DP	x	=																													
INT HW (surface)	x	=																													
INT DC	x	=																													
Volume intérieur garniture		Vi =	L																												
Nombre de coups	Temps																														
$= \frac{V_i}{\text{Débit unitaire}}$	$= \frac{C_i}{\text{Vitesse pompe}}$																														
Ci = Cps	Ti = Min																														
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th></th> <th>Long. (m)</th> <th>Cap. (L/m)</th> <th>Volume (L)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>OH / DC</td> <td style="text-align: center;">x</td> <td style="text-align: center;">=</td> <td></td> </tr> <tr> <td>OH / HWDP / DP</td> <td style="text-align: center;">x</td> <td style="text-align: center;">=</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Volume annulaire découvert</td> <td></td> <td>Vd =</td> <td>L</td> </tr> </tbody> </table>				Long. (m)	Cap. (L/m)	Volume (L)	OH / DC	x	=		OH / HWDP / DP	x	=		Volume annulaire découvert		Vd =	L	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Nombre de coups</th> <th>Temps</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">$= \frac{V_d}{\text{Débit unitaire}}$</td> <td style="text-align: center;">$= \frac{C_d}{\text{Vitesse pompe}}$</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Cd = Cps</td> <td style="text-align: center;">Td = Min</td> </tr> </tbody> </table>			Nombre de coups	Temps	$= \frac{V_d}{\text{Débit unitaire}}$	$= \frac{C_d}{\text{Vitesse pompe}}$	Cd = Cps	Td = Min				
	Long. (m)	Cap. (L/m)	Volume (L)																												
OH / DC	x	=																													
OH / HWDP / DP	x	=																													
Volume annulaire découvert		Vd =	L																												
Nombre de coups	Temps																														
$= \frac{V_d}{\text{Débit unitaire}}$	$= \frac{C_d}{\text{Vitesse pompe}}$																														
Cd = Cps	Td = Min																														
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th></th> <th>Long. (m)</th> <th>Cap. (L/m)</th> <th>Volume (L)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CSG / DP</td> <td style="text-align: center;">x</td> <td style="text-align: center;">=</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Volume annulaire casing</td> <td></td> <td>Vcsg =</td> <td>L</td> </tr> </tbody> </table>				Long. (m)	Cap. (L/m)	Volume (L)	CSG / DP	x	=		Volume annulaire casing		Vcsg =	L	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Nombre de coups</th> <th>Temps</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">$= \frac{V_{csg}}{\text{Débit unitaire}}$</td> <td style="text-align: center;">$= \frac{C_d}{\text{Vitesse pompe}}$</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">C:sg = Cps</td> <td style="text-align: center;">Td = Min</td> </tr> </tbody> </table>			Nombre de coups	Temps	$= \frac{V_{csg}}{\text{Débit unitaire}}$	$= \frac{C_d}{\text{Vitesse pompe}}$	C:sg = Cps	Td = Min								
	Long. (m)	Cap. (L/m)	Volume (L)																												
CSG / DP	x	=																													
Volume annulaire casing		Vcsg =	L																												
Nombre de coups	Temps																														
$= \frac{V_{csg}}{\text{Débit unitaire}}$	$= \frac{C_d}{\text{Vitesse pompe}}$																														
C:sg = Cps	Td = Min																														
Volume annulaire total Va = Vcsg - Vd = + = L			<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">= Cps</td> <td style="text-align: center;">= Min</td> </tr> </tbody> </table>			= Cps	= Min																								
= Cps	= Min																														
Volume total du puits Vpuits = Va + Vi = + = L			<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">= Cps</td> <td style="text-align: center;">= Min</td> </tr> </tbody> </table>			= Cps	= Min																								
= Cps	= Min																														
Volume de boue en surface Vs = = L																															
Volume total de boue à alourdir V V = Vpuits - Vs = + = L			<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">= Cps</td> <td style="text-align: center;">= Min</td> </tr> </tbody> </table>			= Cps	= Min																								
= Cps	= Min																														
POIDS DE BARYTE A AJOUTER: $B = 4.2 \times V(m^3) \times \frac{d_r - d_i}{4.2 - d_r} = 4.2 \times \frac{-}{4.2 -} =$ tonnes																															



Gain litres

bars/100 cps

Nbre de coups

Annexe 6 : volumes de la garniture de forage (BHA)

DESIGNATION	VOLUME (l/m)			TROU								CASING								
				36"	26"	17"1/2	16"	12"1/4	8"1/2	8"3/8	6"	30"-157.5#	18"5/8-87.5#	13"3/8-72#	13"3/8-68#	9"5/8-53,5#	9"5/8-47#	7"- 32#	7"- 29#	4"1/2
				656.7	342.5	155.2	129.72	76.04	36.61	35.54	18.24	426	159.73	77.24	78.1	36.91	38.18	18.82	19.38	7.79
GARNITURE	Vacier	V-in(l/m)	V-ex(l/m)	VOLUMETROU/GARNITURE (l/m)								VOLUME CASING/GARNITURE (l/m)								
DC 9"1/2 * 3"-7"5/8 Reg	41.17	4.56	45.73	610.97	296.77	109.47	83.99	30.31				380.27	114.00	31.51	32.37					
DC 8" * 2"13/16-6"5/8 Reg	28.42	4.01	32.43	624.27	310.07	122.77	97.29	43.61	4.18	3.11		393.57	127.30	44.81	45.67					
DC 6½" * 2"13/16-4" IF	17.4	4.01	21.41	635.29	321.09	133.79	108.31	54.63	15.20	14.13		404.59	138.32	55.83	56.69	15.50	16.77			
DC 4"3/4 * 2"1/4-3"1/2 IF	8.87	2.56	11.43	645.27	331.07	143.77	118.29	64.61	25.18	24.11	6.81	414.57	148.30	65.81	66.67	25.48	26.75	7.39	7.95	
HWDP 5"1/2	10.28	5.77	16.05	640.65	326.45	139.15	113.67	59.99	20.56	19.49	2.19	409.95	143.68	61.19	62.05	20.86	22.13			
HWDP 5" * 3"-Range II	9.36	4.61	13.97	642.73	328.53	141.23	115.75	62.07	22.64	21.57	4.27	412.03	145.76	63.27	64.13	22.94	24.21			
HWDP 3"1/2 * 2"1/16-RngII	4.81	2.19	7	649.70	335.50	148.20	122.72	69.04	29.61	28.54	11.24	419.00	152.73	70.24	71.10	29.91	31.18	11.82	12.38	
DP 5"1/2-21.90# -G105	4.79	11.26	16.05	640.65	326.45	125.18	113.67	59.99	20.56	19.49	2.19	409.95	143.68	61.19	62.05	20.86	22.13			
DP 5"-19.50# -G105	4.15	9.05	13.2	643.50	329.30	142.00	116.52	62.84	23.41	22.34	5.04	412.80	146.53	64.04	64.90	23.71	24.98			
DP3"1/2-13.30# -E75	2.64	3.86	6.5	650.20	336.00	148.70	123.22	69.54	30.11	29.04	11.74	419.50	153.23	70.74	71.60	30.41	31.68	12.32	12.88	
DP3"1/2-13.30# -X95	2.77	3.84	6.61	650.09	335.89	148.59	123.11	69.43	30.00	28.93	11.63	419.39	153.12	70.63	71.49	30.30	31.57	12.21	12.77	
DP 3"1/2-13.30# -G105	2.79	3.82	6.61	650.09	335.89	148.59	123.11	69.43	30.00	28.93	11.63	419.39	153.12	70.63	71.49	30.30	31.57	12.21	12.77	
CASING				VOLUME TROU /CASING (l/m)								VOLUME CASING/CASING (l/m)								
30"-157.5# -X52-ST2 ABB	30	426	456	200.70																
18"5/8-87.5# -K55-BTC	16.04	159.73	175.77	480.93	166.73							250.23								
13"3/8 - 72# -P110-BTC	13.41	77.24	90.65	566.05	251.85	64.55	39.07					335.35	69.08							
13"3/8-68# -P110-N80-BTC	12.55	78.1	90.65	566.05	251.85	64.55	39.07					335.35	69.08							
9"5/8-53,5# -P110-BTC	10.03	36.91	46.94	609.76	295.56	108.26	82.78	29.10				379.06	112.79	30.30	31.16					
9"5/8-47# -P110-BTC	8.76	38.18	46.94	609.76	295.56	108.26	82.78	29.10				379.06	112.79	30.30	31.16					
7"-32# -P110-BTC&NV	6.01	18.82	24.83	631.87	317.67	130.37	104.89	51.21	11.78	10.71		401.17	134.90	52.41	53.27	12.08	13.35			
7"-29# -P110-BTC&NV	5.45	19.38	24.83	631.87	317.67	130.37	104.89	51.21	11.78	10.71		401.17	134.90	52.41	53.27	12.08	13.35			
4"1/2-13,50# -P110-NV	2.47	7.79	10.26	646.44	332.24	144.94	119.46	65.78	26.35	25.28	7.98	415.74	149.47	66.98	67.84	26.65	27.92	8.56	9.12	
2"7/8-6,40#/6,50# -N80-NV	1.17	3.02	4.19	652.51	338.31	151.01	125.53	71.85	32.42	31.35	14.05	421.81	155.54	73.05	73.91	32.72	33.99	14.63	15.19	3.60
2"7/8-7,70#/7,90# -NV	1.46	2.73	4.19	652.51	338.31	151.01	125.53	71.85	32.42	31.35	14.05	421.81	155.54	73.05	73.91	32.72	33.99	14.63	15.19	3.60

ملخص:

أحدى المشاكل الرئيسية التي نواجهها في الحفر هي "ركلة البئر", هدفنا هو أجزاء دراسة هيدروليكية على البئر "عين عداوي 169" للوصول إلى الصخور الممكن احتوائها على الهيدروكربونات لاستغلال الخزائين (F2) DEVONIEN و ORDOVICIEN يتم الحفر على أربعة مراحل باستخدام معايير هيدروليكية مختارة بعناية، أثناء الحفر يمكن للغاز أن يدخل في البئر فلذلك يلزم المصراع للتحكم عليها. استخدمنا طريقة "الانتظار والوزن" لمراقبة ومتابعة تطور الضغط في الخزان.

الكلمات المفتاحية: ركلة البئر، الانتظار والوزن، المصراع، ORDOVICIEN, DEVONIEN (F2).

Résumé :

L'un des problèmes majeurs rencontré dans le forage est « well kick », notre objectif est de faire une étude hydraulique sur le Puits IN ADAOUI-169 pour atteindre la roche réservoir susceptible d'avoir des hydrocarbures, afin d'exploiter les réservoirs « DEVONIEN (F2) et ORDOVICIEN », le forage est fait en quatre phases bien définies avec ses paramètres hydrauliques bien choisis. Durant le forage, une venue de gaz peut s'introduire dans le puits donc un BOP est indispensable pour le traité. Nous avons utilisé la méthode Wait and Weight pour traiter et suivre l'évolution des pressions dans le Puits.

Mots clés : Well kick, DEVONIEN (F2), ORDOVICIEN, Wait and Weight, BOP.

Abstract :

One of the major problems encountered in drilling, what's known as « well kick ». Our objective is to carry out hydraulic study on the well IN ADAOUI-169. To reach the reservoir rock likely to have hydrocarbons, in order to exploit the "DEVONIEN (F2) and ORDOVICIEN" reservoirs, drilling is done in well-defined four phases with well-chosen hydraulic parameters. During drilling, a flow of gas can enter the well so a BOP is essential for the stabilization. We used the Wait and Weight method to process, and monitor the evolution of pressures in the Well.

Keywords : Well kick, DEVONIEN (F2), ORDOVICIEN, wait and weight.