

Faculté des Hydrocarbures, des Energies Renouvelables et des Sciences de la
Terre et de l'Univers

Département : Forage et Mécanique des chantiers pétroliers



Mémoire

En vue de l'obtention du Diplôme Master

Domaine : Sciences et technologies

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Forage professionnel

Présenté par :

HEBBAD Noureddine

ZID Mohammed Jasser

GUESMIA Rezki

Thème

*Etude et diagnostique pour l'application des méthodes de contrôle
des venues étude de cas OMG-831*

Soutenu publiquement le : 06/06/2024

Devant le jury:

<i>M^{eme}</i> CHAICHE Zineb	MCA	Président	UKMO
M. MECIBAH Ilyes	Dr.	Examineur	UKMO
M. FENAZI Bilal	Pr.	Encadreur	UKMO

Année Universitaire: 2023/2024

REMERCIEMENTS

Merci et appréciation d'abord, nous voudrions remercier Allah de nous avoir donné la santé, le courage et la volonté de faire ce travail.

Nous remercions vivement le professeur Bilal Fenazi, qui nous a donné tous les conseils et indications pour compléter le mémoire. Je remercie ma mère, chère à mon cœur, de m'avoir soutenu moralement et matériellement et de m'avoir accompagné tout au long de cette étude,

Nous remercions également tout le personnel du Département Forage,

Administrateurs, Professeurs et surtout mes enseignants

Nous remercions toutes personnes qui nous ont aidés de près ou de loin à la finalisation de ce travail, nous tenons à leur exprimer notre vive gratitude.

Dédicace

Alhamd li Allah, j'ai dédié ce travail avec une grande joie : à ma mère, tu m'as donné la vie, la tendresse et le courage de réussir. Tout ce que je peux vous donner ne pourra pas exprimer l'amour et la reconnaissance que j'ai pour vous. À mon père, l'épaule forte, l'œil de compréhension et de vigilance, la personne qui mérite mon appréciation, à mes chers frères dans mon cœur et mon respect (Azzedine, Adam, Salsabil). Pour tous mes proches et toute ma classe à l'université. Pour chacune des familles Hebbad

Noureddine

Dédicace

Alhamd li Allah, j'ai dédié ce travail avec une grande joie : à ma mère, tu m'as donné la vie, la tendresse et le courage de réussir.

Tout ce que je peux vous donner ne pourra pas exprimer l'amour et la reconnaissance que j'ai pour vous. À mon père, l'épaule forte, l'œil de compréhension et de vigilance, la personne qui mérite mon appréciation, à mes chers frères dans mon cœur et mon respect (Ouassim, Yousra, Yasmine). Pour tous mes proches et toute ma classe à l'université. Pour chacune des familles

LJD

JASSEER

Dédicace

Alhamd li Allah, j'ai dédié ce travail avec une grande joie : à ma

mère, tu m'as donné la vie, la tendresse et le courage de réussir.

Tout ce que je peux vous donner ne pourra pas exprimer l'amour

et la reconnaissance que j'ai pour vous. À mon père, l'épouse

forte, l'œil de compréhension et de vigilance, la personne qui

mérite mon appréciation, à mes chers frères dans mon cœur et mon

respect (Wissam, Abdessalam, Salima, Najmeddine). Pour

tous mes proches et toute ma classe à l'université. Pour chacune

des familles Guesmia

Rezki

Sommaire

Resumé

Abstract

ملخص

Introduction général	1
Chapitre I :Généralités sur les venues	
Introduction.....	2
I. Les principes fondamentaux du contrôle de venue.....	2
I.1.Contrôle primaire.....	2
I.2.Contrôle secondaire.....	2
I. 3.Contrôle tertiaire.....	3
II.Généralités sur les pressions.....	3
II.1. La pression hydrostatique.....	3
II.2. Le gradient de pression hydrostatique.....	4
II.3. La pression de formation.....	4
II.3.1. Pressions de formations normales.....	4
II.3.2. Pression de formations anormale.....	5
II.4. La pression géostatique.....	6
II.5. Pression de fracturation.....	7
II.5.1. Leak-Off Test (LOT)	8
II.5.2. Pression maximale admissible.	9
II.6. Effet de tube en U.....	10
II.7. La pression de refoulement.....	10
II.8. La pression du fond.....	10
II.9. La pression au sabot.....	11
II.10. Les notions de pertes de charge.....	11
II.10.1. Circulation dans un puits.....	11
II.10.2. Les pertes de charge dans le circuit de forage.....	12
II.10.3. La variation des pertes de charge.....	12
III. Les causes d'une venue.....	14
III.1. La densité du fluide de forage insuffisante.....	14
III.2. Les pertes de circulation.....	15
III.3. Le défaut de remplissage du puits pendant les manœuvres de garniture.....	16
III.4. Pistonnage vers le haut (swabbing)	17

III.5. Pistonnage vers le bas (surging)	18
III.6. formation à pression anormalement élevée.....	19
III.7. Contamination de la boue par le gaz.....	20
IV. Signes d'une venue.	21
IV.1. Signes précurseurs d'une venue.....	21
IV.2. Signes positifs d'une venue.....	22
IV.3. Situations pouvant masquer une venue.....	22
IV.4. Les alarmes.....	23
IV.4.1. Debit retour (Return Mud Flow)	23
IV.4.2. Indicateur de niveau (Pit volume totalizer)	23
IV.5. Comportement du gaz dans une boue à l'huile.....	24
Chapitre II. Procédure de fermeture et Méthodes de contrôle et Equipements de	
contrôle des venues	
II.I. Les Procédure de fermeture.....	25
II.I.1. Procédure de fermeture SOFT.....	25
II.I.1.1. Alignement du circuit de contrôle.....	25
II.I.1.2. Procédure de fermeture en cours de forage	26
II.I.1.3. Procédure de fermeture en cours de manœuvre.....	26
II.I.2. Procédure de fermeture HARD.....	27
I.2.1. Alignement du circuit de contrôle.....	27
I.2.2. Procédure de fermeture en cours de forage.....	28
I.2.3. Procédure de fermeture en cours de manœuvre	28
I.3. Procédure de fermeture fast.....	28
I.3.1. Alignement du circuit de contrôle.....	28
I.4. Avantages et inconvénients des différentes procédures de fermeture.....	29
II. Les Méthodes de contrôle.....	29
II.1. Calculs préliminaires.....	30
II.1.1. Choix de débit de contrôle (Qr)	30
II.1.2. Mesure des pertes de charge à débit réduit (Pc1).....	30
II.1.3. Pression initiale de refoulement (PR1)	30
II.1.4. Pression finale de refoulement (PRr)	30
II.1.5. Mesure de gain.....	31
II.1.6. Observation et relever des pressions en tête.....	31
II.1.7. Pression tiges (Pt1)	31

II.1.8. Pression annulaire (Pa1)	31
II.1.9. Densité requise.....	32
II.2. Méthodes de contrôle.....	33
II.2.1 Driller’s method.....	34
II.2.1.1. Procédure de mise en œuvre de la Driller’s Method.....	34
II.2.2. La méthode Wait and weight.....	38
II.2.2.1. Procédure de mise en œuvre de la Wait & Weight Method....	38
II.2.3. Méthode volumétrique.....	41
II.2.3.1. Procédure de mise en œuvre.....	41
II.2.4. La méthode lubricating.....	43
II.2.4.1. Procédure de mise en œuvre de la Lubricating.....	43
II.2.5. La méthode bullheading.....	44
II.2.6. Concurrent method.....	45
III. Equipements de contrôle des venues.....	47
III.1. Les obturateurs.....	47
III.1.1. Les obturateurs annulaires [annular BOP]	47
III.1.2. Les obturateurs à mâchoires.....	49
III.1.3. Les obturateurs internes.....	50
III.2. Unité de commande de BOP surface (KOOMEY)	52
III.3. Circuits manifold.....	53
III.3.1. Manifold de Duse.....	53
III.4. Panel de commande à distance.....	54
III.5. Choke panel.....	55
III.6. Les équipements de traitement de gaz en surface.....	56
III.6.1. Séparateur.....	57
III.6.2. Dégazeurs.....	58
Chapitre III : Controle d’une Venue Cas Puits OMG-831	
III.I. Introduction.....	59
III.I.1. Situation Geographique.....	59
III.I.2. Stratigraphie.....	59
III.I.3. Previsions Stratigraphiques des Reservoirs.....	60
III.II. localisation du puits OMG-831	61
III. Fiche prevision de puits.....	62
IV. Installation BOP.....	63

V. DONNÉES OPÉRATOIRES	64
VI. Historique de contrôle de puits	66
VII. Observations sur l'équipement de l'appareil de forage et les opérations de contrôle du puits	
VIII. Analyse et commentaires sur les opérations de contrôle du puits.....	68
VIII.1. Calendrier des opérations de contrôle de puits selon sh/ ingénieur de contrôle de puits.....	68
VIII.2. Rapport d'incident.....	70
VIII.3. La méthode appropriée de contrôle des puits a-t-elle été utilisée ?.....	70
IX. NPT total dû à l'incident de contrôle de puits.....	70
X. Conclusions et résultats.....	70
X.1. Leçons apprises.....	70
X.2. Autres considérations.....	71
X.3. Recommandations	71
XI. Conclusion.....	73
Conclusions générales et recommandations.....	74
Références bibliographiques	
Annexes	

Liste Des Figures

Figure I.1 : Hauteur verticale TVD.....	4
Figure I.2 : Pressions de formations normales.....	5
Figure I.3 : Pression de formations anormale.....	6
Figure I.4 : Variation de la contrainte géostatique en fonction de la profondeur.....	7
Figure I.5 : Pression de fracturation.....	8
Figure I.6 : Leak off Test.	9
Figure I.7 : Les pertes de charge dans un puits.....	11
Figure I.8 : Exemple de Sous-estimation de la pression de pore.....	15
Figure I.9 : Les pertes de circulation.....	16
Figure I.10 : Pistonnage vers le haut (swabbing)	18
Figure I.11 : Pistonnage vers le bas (surging).....	19
Figure I.12 : Présentation d'une zone à pression anormalement élevée.....	20
Figure I.13 : Comportement du gaz dans la boue.....	24
Figure II.1 : Alignement du circuit de contrôle pour fermeture soft.....	25
Figure II.2 : Alignement du circuit de contrôle pour fermeture hard et fast.....	27
Figure II.3 : Première circulation de Driller's méthode.....	36
Figure II.4 : Evolution des pressions en tête durant la 1ere circulation driller's méthode.....	36
Figure II.5 : Deuxième circulation de Driller's méthode.....	37
Figure II.6 : Evolution des pressions en tête durant la 2eme circulation Driller's méthode...37	37
Figure II.7 : Etapes de circulation pour la Wait & Weight Method.....	39
Figure II.8 : Evolution des pressions en tête Wait weight méthode.....	39
Figure II.9 : Migration de l'effluent par la Méthode volumétrique.....	43
Figure II.10 :Variation de la pression annulaire en fonction du volume pompe cumule.....	44
Figure II.11 : Réductions de pression irrégulières des tige de forage au cours de l'application de la méthode Concurrent.....	46
Figure II.12 :Obturbateur annulaire.....	48
Figure II.13 : Principe de fonctionnement des obturbateurs annulaires.....	48
Figure II.14 : Hydril type GK.....	48
Figure II.15 : Hydril type G.....	48
Figure II.16 : Cameron type DL.....	48
Figure II.17 : Shaffer sphérique.....	48
Figure II.18 : Obturbateur à mâchoires.....	49

Figure II.19 : Mâchoires Shaffer type SL.....	49
Figure II.20 : Mâchoires à fermeture.....	49
Figure II.21 : Mâchoires Hydril.....	49
Figure II.22 : Upper Kelly.....	50
Figure II.23 : Lower kelly.....	50
Figure II.24 : Safety valve.....	51
Figure II.25 : Gray valve.....	51
Figure II.26 : Float valve.....	51
Figure II.27 : Unité de commande de BOP (KOOMEY).....	52
Figure II.28 : Circuit Choke Manifold.....	54
Figure II.29 : Schéma panels de commande à distance	55
Figure II.30 : Choke Panel.....	56
Figure II.31 : Séparateur.....	57
Figure II.32 : Dégazeur.....	58
Figure III.1 : Carte de localisation du puits OMG-831.....	61
Figure III.2 : Fiche technique des prévisions.....	62
Figure III.3 : Installation BOP.....	63
Figure III.4 : Les manomètres.....	67
Figure III.5 : Choke Panel.....	68
Figure III.6 : Situation a l'incident.....	69

Liste Des Tableaux

Tableau I.1 : Les différentes relations de la pression de fond.....	10
Tableau I.2 : Les différentes relations de la pression de sabot.....	11
Tableau I.3 : La répartition des pertes de charge dans le circuit de forage.....	12
Tableau II.1 : Comparaison entre les différentes procédures.....	29
Tableau II.2 : Comparaison entre la driller's method et la wait and weight method.....	40
Tableau III.1 : Coordonnées de la plate-forme.....	59
Tableau III.2 : Toits TVD, TVDSS des réservoirs à traverser.....	60
Tableau III.3 : Données des tubages et limites opératoires.....	64
Tableau III.4 : Données sur la cimentation.....	64
Tableau III.5 : Tests de pression.....	64
Tableau III.6 : Programme des outils.....	65
Tableau III.7 : Programme de boue.....	65

Nomenclature

d₁ : Densité initiale de la boue(sg).

dr : Densité requise de la boue(sg).

dg : Densité de l'effluent(sg).

dfrac : Densité de fracturation(Kg/L).

Gp : Gradient de pression(bar /m).

Pa : Pression en tête de l'espace annulaire(bar où Psi).

Pa1 : Pression stabilisée en tête de l'espace annulaire, puits fermé, après une venue(bar où Psi).

Pc : Pertes de charges(bar où Psi).

Pc1 : Pertes de charge au débit de contrôle avec la boue de densité d1.

Pcr : Pertes de charge au débit de contrôle avec la boue de densité requise.

Pcs : Perte de charges dans le circuit de surface.

Pct : Perte de charges dans les tiges.

Pcdc: Perte de charges dans les drill collars.

Pco : Perte de charges aux duses de l'outil.

Pca : Perte de charges dans l'espace annulaire.

Pr : Pression de refoulement des pompes(bar où Psi).

Pf : Pression exercée sur le fond du puits(bar où Psi).

PLOT: Pression de leak off test(bar où Psi).

Phi : pression hydrostatique de la boue à l'intérieur de la garniture(bar où Psi).

Pha : pression hydrostatique de la boue dans l'espace annulaire(bar où Psi).

Padm : Pression maximale admissible en tête de l'espace annulaire, puits fermé, correspondant à la fracturation au point fragile(bar où Psi).

Pfrac : Pression de fracturation au point fragile(bar où Psi).

Pg : Pression de gisement(bar où Psi).

Ph : Pression hydrostatique(bar où Psi).

Pt1 : Pression stabilisée en tête des tiges, puits fermé, après venue(bar où Psi).

Q : Débit utilisé en forage(L/min).

Qr: Débit utilisé pour remettre le puits sous contrôle(L/min).

Z : Cote verticale(m).

Zs : Cote verticale du point fragile (cote sabot)(m).

BOP: Blow Out Preventer..

ECD: Equivalent Circulation Density(Kg/m).

HCR: Hydraulic Control Regulator.

HWDP: heavy weight drill pipe.

LOT: Leak off test.

MAASP: Maximum allowable annular pressure(bar ou Psi).

OBM : Oil base mud.

WOB: weight on bit

TR : Table de rotation.

TVD : True Vertical Depth(m).

DM : Driller's Method.

WWM : Wait and Weight Method.

CM: Concurrent Method.

VM: Volumetric Method.

LT: Lubricating Technique.

Sh T: Short Trip.

DC: drill collar

DP: drill pipe

RT: Réserve de traction

API: American petroleum institute

Resumé :

Malgré le développement impressionnant de l'industrie pétrolière. Le forage pétrolier est une opération pleine des risques surtout dans les champs d'exploration, , pour cela plusieurs mesures préventives doivent être mises en place . Parmi les situations les plus délicates rencontrées est les pertes de circulation dans les zones productives suivie par une venue de gaz, Le contrôle de la venue de gaz dans un puits pétrolier est un enjeu crucial dans l'industrie pétrolière. Cette venue de gaz non contrôlée peut entraîner des risques d'explosion, de pollution environnementale et de pertes financières considérables.

Dans ce travail on a utilisé la méthode Wait and Weight pour maîtriser la venue et les causes de venue et ces signes positifs/précurseurs, explique les différentes procédures de fermeture du puits et les méthodes de contrôle et enfin, parle des équipements utilisés durant le contrôle et maintenir la pression égal à 0 ($P_a = 0$), cette méthode est la plus utilisée dans le contrôle des venues.

Le contrôle de la venue de gaz dans un puits pétrolier est essentiel pour assurer la sécurité des opérations, il est possible de minimiser les risques associés à la remontée de gaz non contrôlée et de garantir une exploitation pétrolière sûre et efficace.

Mots clés : venue, perte, pression, contrôle, risque, fluide de forage, wait and weight.

Abstract:

Despite the impressive development of the oil industry. Oil drilling is a high-risk operation, especially in exploration fields, so a number of preventive measures need to be put in place. One of the most delicate situations encountered is loss of circulation in productive zones, followed by kick. Controlling gas kick to explosions, environmental pollution and considerable financial losses.

In this study, we used the Wait and Weight method to control the occurrence and causes of gas flow and its positive signs/precursors, explained the various well shutdown procedures and control methods, and discussed the equipment used during the control process. Keeping the pressure equal to 0 ($P_a = 0$), this method is the most widely used in blowout control.

Controlling gas influx in an oil well is essential for ensuring operational safety and minimizing risks associated with uncontrolled gas influx, thus guaranteeing safe and efficient oil exploitation.

Keywords: drilling, well control, certification, kick, pressure, risk, drilling fluid, wait and weight.

ملخص:

على الرغم من التطور المثير للإعجاب في صناعة النفط. يعد التنقيب عن النفط من الأعمال المحفوفة بالمخاطر، خاصة في حقول الاستكشاف، لذلك يجب وضع عدد من التدابير الوقائية. ومن أكثر الحالات الحساسة التي تتم مواجهتها هي فقدان الدوران في المناطق الإنتاجية التي يتبعها تدفق الغاز، حيث يعد التحكم في تدفق الغاز في بئر النفط مسألة حاسمة في صناعة النفط. يمكن أن يؤدي تدفق الغاز غير المنضبط إلى انفجارات وتلوث بيئي وخسائر مالية كبيرة .

في هذه الحالة، استخدمنا في هذا العمل طريقة الانتظار والوزن للتحكم في التدفق وأسباب التدفق وعلاماته/سلانفه الإيجابية، وشرحنا الإجراءات المختلفة لإغلاق البئر وطرق التحكم وأخيراً، تحدثنا عن المعدات المستخدمة أثناء التحكم والحفاظ على الضغط يساوي $(Pa = 0)$ ، وهذه الطريقة هي الأكثر استخداماً في التحكم في تدفق الغاز .

يعد التحكم في تدفق الغاز إلى بئر النفط أمراً ضرورياً لضمان سلامة العمليات وتقليل المخاطر المرتبطة بتدفق الغاز غير المنضبط وضمان إنتاج النفط بشكل آمن وفعال .

الكلمات الرئيسية: التدفق، الفقد، الضغط، التحكم، المخاطر، سائل الحفر. الانتظار و الوزن .

Introduction générale

Introduction générale :

Le forage pour le pétrole et le gaz est un processus complexe et difficile qui nécessite l'utilisation d'une technologie de pointe, d'un équipement spécialisé et d'un personnel hautement qualifié. Pétrole et gaz jouent un rôle fondamental dans l'économie mondiale, ils constituent la source la plus importante d'énergie, c'est une matière inestimable, mais avant d'exploiter ces richesses souterraines, il faut d'abord estimer leur valeur économique et son rôle stratégique.

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. L'incapacité de contrôler correctement un puits peut entraîner une éruption, ce qui peut avoir des conséquences désastreuses pour l'environnement, le personnel et l'équipement. une erreur technique peut être la cause de la perte des vies humaines, la perte des équipements et la pollution de l'environnement. entraîner des coûts importants pour la reprise du contrôle du puits et sa remise en état En général. Par conséquent, il est essentiel de mettre en place des systèmes de contrôle efficaces pour minimiser les risques associés à l'arrivée de gaz.

Le contrôle de venue de gaz dans les puits pétroliers est un processus nécessite compréhension des phénomènes physiques et des interactions entre les fluides et les roches dans le puits. Cette thèse se concentre sur le contrôle des puits lorsque du gaz pénètre dans le puits et déplace le fluide de forage, créant ainsi une situation potentiellement dangereuse. Les techniques de contrôle de l'arrivée de gaz ont évolué au fil des ans pour devenir plus sophistiquées et plus efficaces. Ces techniques incluent l'utilisation de bouchons de puits, de vannes de sécurité, de systèmes de surveillance en temps réel et d'autres technologies avancées. et l'équipe de forage doit être suffisamment formée et entraînée, pour assurer les bonnes conditions de forage et assurer la fermeture rapide du puits en cas de venue.

L'objectif de notre mémoire est d'étudier et diagnostique pour l'application des méthodes de contrôle des venues de gaz dans puits OMG-831 dans le champ Hassi Massaouad, Notre mémoire est organisé en Troies chapitres : Le premier chapitre généralités sur les venues et Le deuxième chapitre Les Procédures de fermeture et les méthodes de contrôle. Le troisième c'est une partie pratique étudie le contrôle d'une venue de gaz du puits OMG-831.

Enfin, le mémoire est clôturé par une conclusion.

Chapitre I :
Généralités sur les
venues

Introduction :

Une venue est définie comme étant l'intrusion d'un fluide indésirable d'une formation perméable dans le puits, dès que la pression de fond devient inférieure à la pression de pore. Le contrôle de puits est divisé en trois catégories principales à savoir le contrôle primaire, secondaire et tertiaire.

I. Les principes fondamentaux du contrôle de venue :**I. 1. Contrôle primaire:**

Consiste à maintenir, durant toutes les phases de réalisation du puits, une pression hydrostatique appliquée par la colonne de boue égale ou légèrement supérieure à la pression de pores sans toutefois dépasser la pression de fracturation au niveau du point le plus fragile (située juste sous le sabot).

Le fluide contenu dans les pores de la roche réservoir peut être un liquide (eau, pétrole) ou un gaz hydrocarbure ou autre (H_2S , CO_2 , ...).

Lorsque ce contrôle disparaît, même durant une courte durée, un écoulement du fluide de formation se produit du réservoir vers le puits.

La gravité de cette intrusion dépend du volume et de la nature du fluide intrus. En effet, si ce fluide est de l'eau ou du brut, la colonne hydrostatique s'allège mais l'effet de la pression de pore sur le puits n'est pas trop important.

Par contre, une venue de gaz allège la colonne en continu lorsqu'elle se déplace dans le puits avec expansion, ce qui augmente son volume (donc sa hauteur) et diminue sa densité. Si le puits est fermé, sa migration sans expansion, par le fait de la loi des gaz, génère une augmentation des pressions très importantes dans tout le puits[1].

I.2. Contrôle secondaire:

Le contrôle secondaire est déclenché lorsque la pression au fond du puits devient inférieure à la pression de pores, il y aura une intrusion du fluide de formation dans le puits, celui-ci commencera donc à débiter. Cette intrusion ne peut être stoppée qu'après avoir scellé le puits avec équipements de sécurité.

La remise du puits sous contrôle est effectuée en utilisant les méthodes de contrôles conventionnelles à savoir les méthodes Driller's ou la wait and weight[1].

I. 3. Contrôle tertiaire :

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

- ✚ Garniture bouchée (Drill string plugged).
- ✚ Coincement de la garniture de forage (Drill string stuck) .
- ✚ Garniture hors du trou(There is no pipe in the hole) .
- ✚ Pression annulaire (Pa) supérieure à la pression maximale admissible (Padmissible).
- ✚ Siffleur de garniture de forage (Hole in the Drill string: washout) .
- ✚ Outil n'est pas au fond du puits (Rock bit over the bottom) .
- ✚ Migration du gaz sans expansion (Gas percolation without expansion).
- ✚ Pertes de circulation (Lost circulation) .
- ✚ Opérations spéciales (stripping ...)[1].

II. Généralités sur les pressions:

II.1. La pression hydrostatique:

Elle est définie comme étant le poids d'une colonne verticale de fluide par unité de surface, et dépend de la hauteur ou la profondeur verticale de la colonne de fluide, sans tenir compte de sa forme. La forme générale de la formule de la pression hydrostatique est :

$$PH = \frac{Z \times d}{10.2} \dots (1)$$

Où

Ph: pression hydrostatique (bar)

d : densité du fluide (kg/L)

Z : hauteur verticale du fluide (m)

$$Ph = \rho \times g \times Z \dots (2)$$

où:

Ph: pression hydrostatique (pascalle)

ρ : Masse volumique (kg/m').

g: accélération de la pesanteur (m/s).

Z: hauteur verticale de la colonne de fluide (m).

$$Ph = \frac{Z \times d}{10} \dots (3)$$

Ph :pression hydrostatique (kg/cm).

d :densité du fluide (kg/L).

Z : hauteur verticale de la colonne de fluide (m).

$$Ph = 0.052 \times MW \times TVD \dots (4)$$

Ph: pression hydrostatique (psi).

MW :densité de la boue (ppg).

TVD: hauteur verticale (ft).

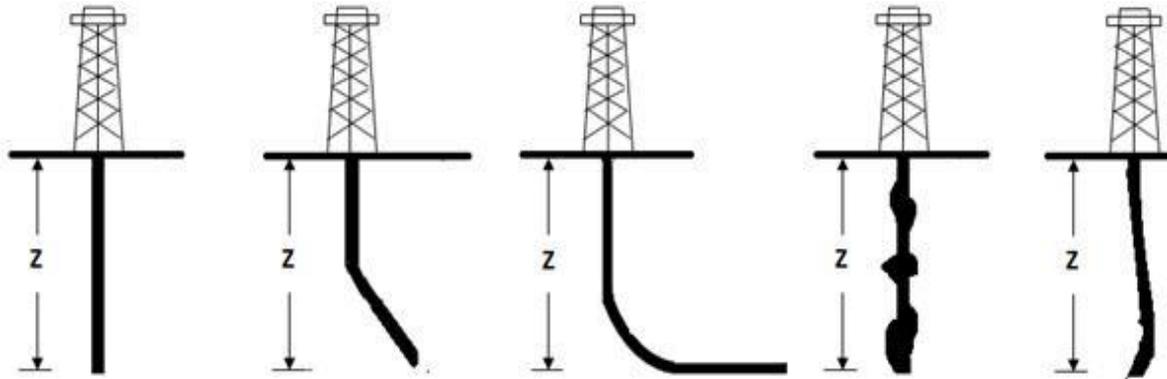


Figure I.1 : Hauteur verticale TVD[2].

II.2. Le gradient de pression hydrostatique :

On définit le gradient de pression hydrostatique G_p comme étant la variation de la pression hydrostatique par unité de profondeur verticale. Le gradient de pression G_p est exprimé en bar/mètre[4]. En écrit donc :

$$G_p(\text{bar/m}) = \text{densité (kg/l)} / 10.2 \dots(5)$$

On peut écrire la relation entre la pression hydrostatique et le gradient de pression comme :

$$PH = \frac{h \times d}{10.2} = G_p \cdot Z \dots(6)$$

II.3. La pression de formation:

C'est la pression du fluide contenu dans les pores d'une formation. Elle est également appelée pression de réservoir, pression de pores ou pression de gisement[2].

II.3.1. Pressions de formations normales :

Cette pression est dite normale si sa seule cause est la pression hydrostatique de l'eau contenue dans les pores de la roche réservoir qui communiquent avec l'atmosphère. La densité des eaux est, en fonction de la salinité, généralement comprise entre 1.00 kg/l et 1.15 kg/l. Une formation à pression normale contient de l'eau ayant une densité moyenne de 1.07 kg/l (gradient = 0.105 bar/m) [3].

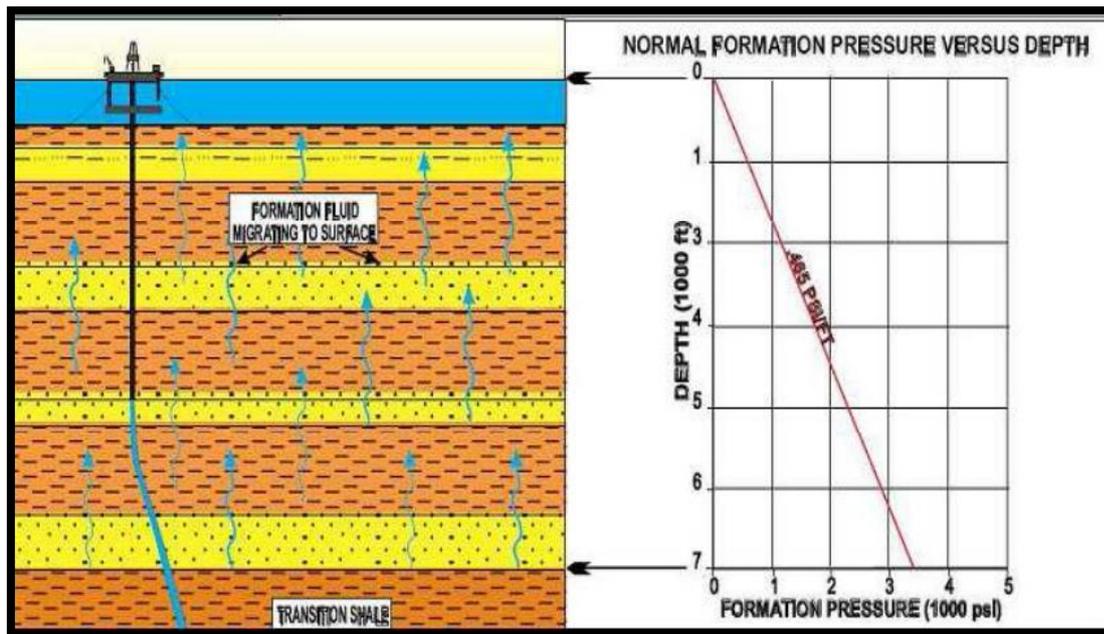


Figure I.2 : Pressions de formations normales[3].

II.3.2. Pression de formations anormale:

La pression de pore est dite anormale lorsqu'elle ne répond pas à la règle ci-dessus. Elle est générée par un agent créateur de pression, lié à une couche imperméable qui empêche le fluide contenu dans les pores de s'échapper ; il supporte alors une partie de la contrainte géostatique.

Toute pression de pore qui ne répond pas à la définition de la pression normale est dite anormale[2]. L'existence des pressions anormales nécessite la présence simultanée :

- ✚ d'une barrière de perméabilité pour constituer les parois du récipient contenant la pression et empêcher la communication des fluides avec l'atmosphère.
- ✚ d'un phénomène créateur de pression. L'existence de barrières de perméabilité est liée à des processus géologiques (Sédimentation, diagénèse et tectonique).

Les phénomènes de génération de pression sont divers et se produisent souvent simultanément. Ils sont liés à des processus physico-chimiques[3]. Le plus important est:

- ✚ La présence d'hydrocarbures (effet de densité).
- ✚ L'effet de la pression géostatique au cours de subsidence (formations sous-compactés).
- ✚ La transformation minéralogique des argiles.
- ✚ L'expansion thermique de l'eau.
- ✚ L'osmose.
- ✚ Le dépôt d'évaporites.

- ✚ La transformation de la matière organique.
- ✚ La tectonique.
- ✚ Les circulations des fluides (hydrodynamisme).

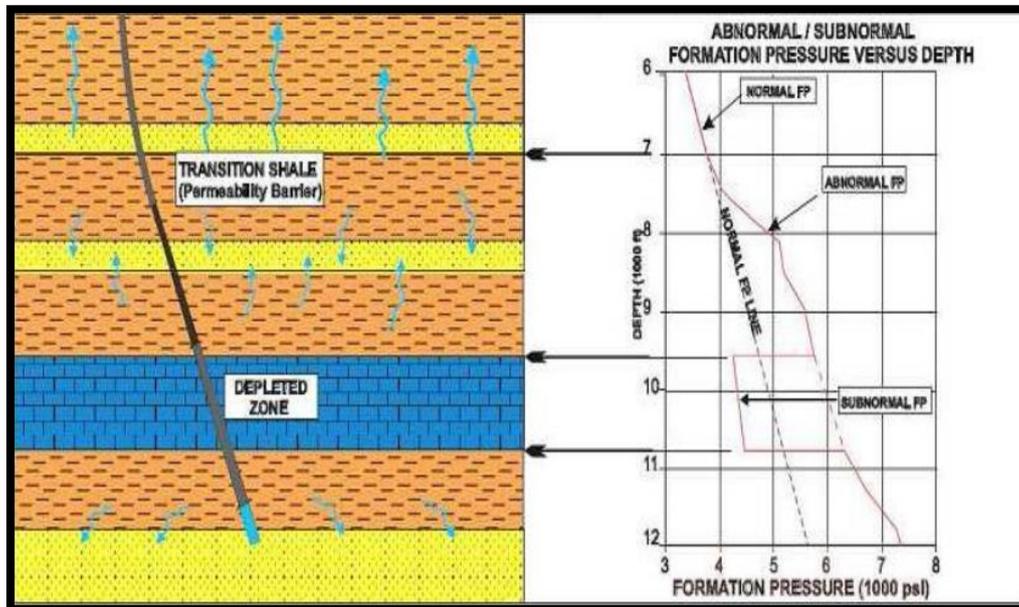


Figure I.3 : Pression de formations anormale[3].

II.4. La pression géostatique :

La pression géostatique à une profondeur particulière est la pression exercée par le poids des sédiments au-dessus. Puisqu'il ne s'agit pas d'une pression de fluide, on préfère souvent utiliser le terme « contrainte géostatique » pour distinguer fluide et matrice[4].

Elle peut être exprimée ainsi :

$$s = \frac{ds \times z}{10.2} \dots\dots(7)$$

Où :

ds : densité apparente des sédiments sus-jacents (kg/l).

S : contrainte géostatique (bar).

Z : hauteur verticale des sédiments (m).

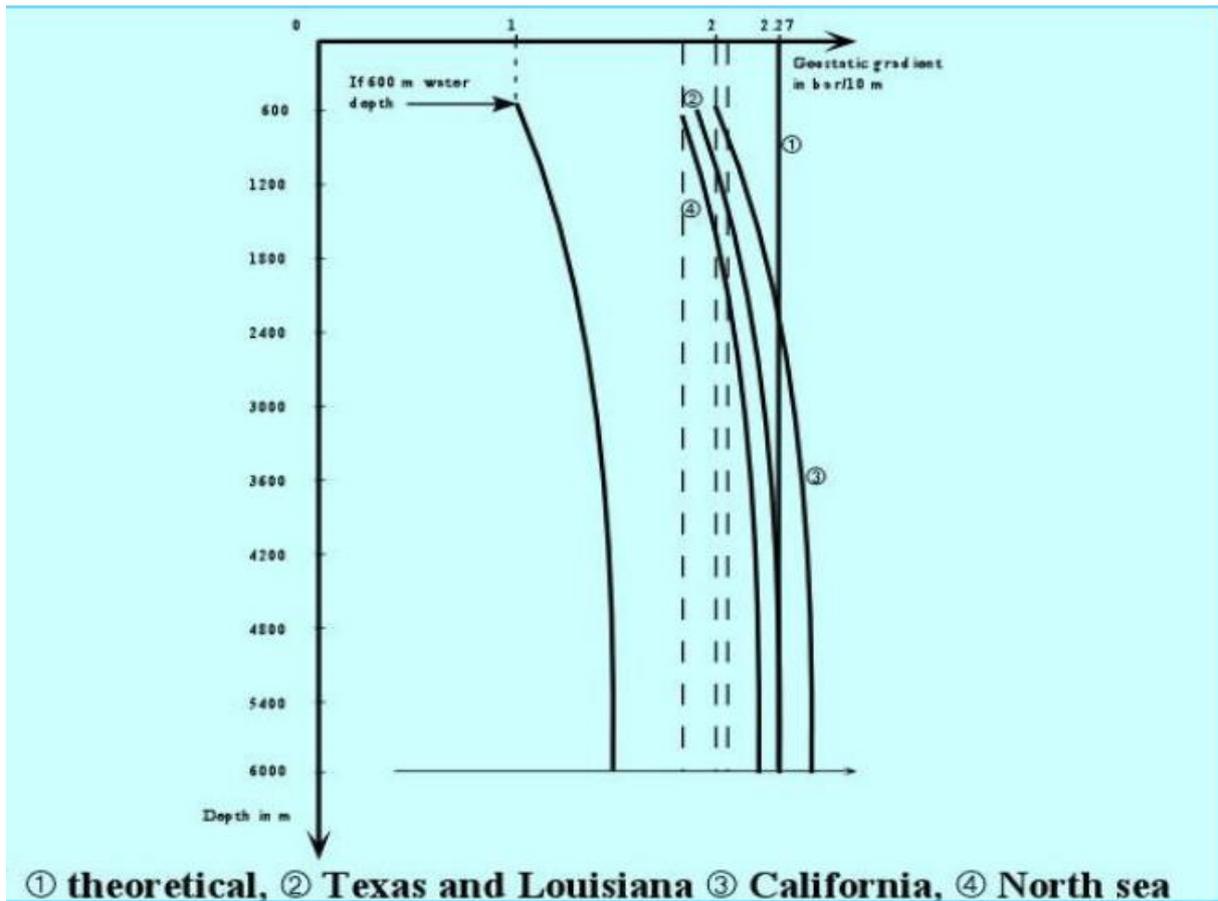


Figure I.4 : Variation de la contrainte géostatique en fonction de la profondeur[4].

II.5. Pression de fracturation:

C'est la pression à laquelle il y aurait rupture de la roche. La formation sous le sabot représente en général le point le plus fragile du puits. Cette fissure s'accompagne d'une perte de boue.

Dans le cas de forage, la formation sous le sabot représente le point le 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 l'intrusion des fluides de formation.

La connaissance des pressions de fracture est essentielle au développement des programmes de forage et de tubage.

Donc la pression de fracturation est la pression à laquelle il y aura rupture de la matrice de la roche. En générale, les formations moins profondes ont des pressions de fracturation relativement faibles[5].

La pression de fracturation est donnée par la formule suivante :

$$P_{frac} = P_{LOT} + \frac{z_s \times d}{10.2} \dots \dots (8)$$

Où:

Pfrac : Pression de fracturation au sabot (bars).

PLOT: Pression en surface du LOT ((leak-off test)).

Zs: Cote verticale du sabot (m).

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

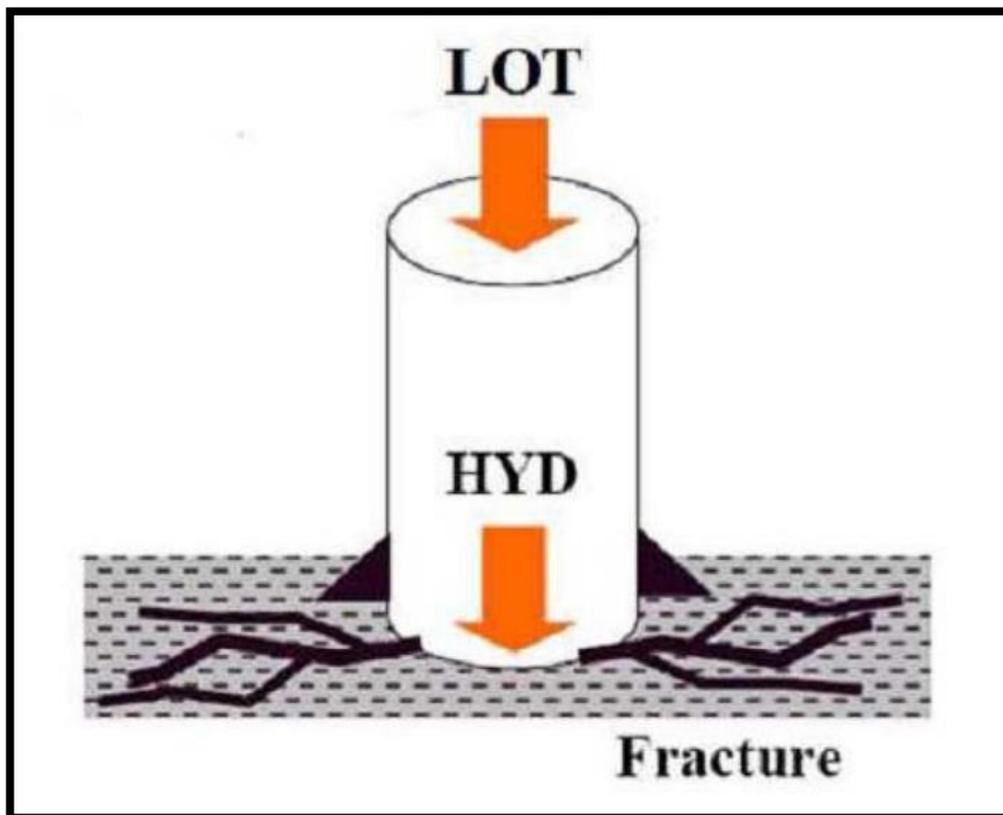


Figure I.5 : Pression de fracturation[5].

II.5.1. Leak-Off Test (LOT) :

C'est un test en pression qui détermine la valeur réelle de la pression exercée sur la formation jusqu'à l'injection du fluide de forage dans la formation.

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) [6].

Les étapes à suivre sont :

- ✚ S'assurer de l'étanchéité de la colonne de tubage.
- ✚ Forer 1 à 3 mètres sous le sabot.
- ✚ Circuler et conditionner la boue.

- ✚ Remonter l'outil au sabot et connecter la ligne de pompage.
- ✚ Tester la ligne.
- ✚ Fermer l'obturateur.
- ✚ Commencer le test (40 à 80 l/min, 0.25 à 0,50 bbl/min),
- ✚ Enregistrer P a en f (Volume pompé) dans un graphe.
- ✚ Purger et déterminer le volume de boue retour.

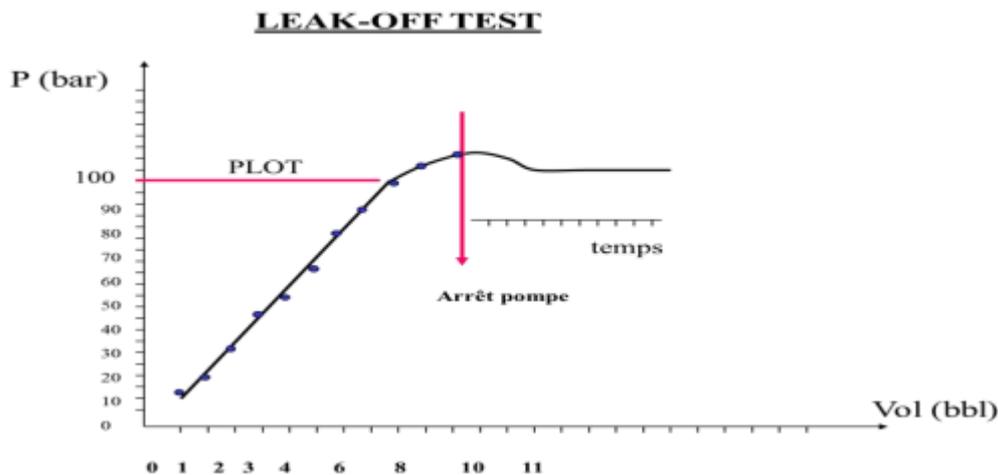


Figure I.6 : Leak off Test [4].

II.5.2. Pression maximale admissible :

C'est la pression limite à ne pas dépasser en tête d'annulaire pour ne pas fracturer la formation la plus fragile.

$$p_{adm} = p_{frac} - \frac{Z_s \cdot d}{10.2} \dots (9)$$

Densité de fracturation :

$$d_{frac} = \frac{p_{frac} \times 10.2}{Z_s} \dots (10)$$

Où :

p_{adm} : pression maximale admissible (bars).

p_{frac} : pression de fracturation (bars).

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

d_{frac} : densité de fracturation.

Z_s : cote verticale du sabot (m).

Etant donné qu'en général la formation la plus fragile est située en haut du découvert, juste sous le sabot, on prend $Z = Z_{sabot}$.

La Padm change quand la densité de la boue change[5].

II.6. Effet de tube en U :

La différence entre la somme des pressions hydrostatiques dans l'espace annulaire et la somme des pressions hydrostatiques à l'intérieur de la garniture s'exprime ainsi [7].

$$\text{Effet tube U} = \sum P_{ha} - \sum P_{hi} \dots \dots (11)$$

II.7. La pression de refoulement :

La pression de refoulement des pompes (PR) est la somme de toutes pertes de charge dans le circuit de circulation plus l'effet du tube en U [12].

$$P_{C_{ref}} = P_{C_s} + P_{C_{duse}} + P_{C_{dp}} + P_{C_{dc}} + P_{C_o} + P_{C_a} + \text{Effet Tube en U} \dots \dots (12)$$

$$\text{Où Effet tube U} = \sum P_{ha} - \sum P_{hi}$$

Tél que :

P_{ref} : Pression de refoulement des pompes.

P_{C_s} : Pertes de charge dans les conduites de surface.

$P_{C_{Dp}}$: Pertes de charges à l'intérieur de la garniture.

$P_{C_{Dc}}$: Pertes de charges à l'intérieur des drills collars.

$P_{C_{Outil}}$: Pertes de charges à travers les duses de l'outil.

$P_{C_{EA}}$: Pertes de charge dans l'espace annulaire.

$P_{C_{duse}}$: Pertes de charge à travers la duse de contrôle.

II.8. La pression du fond :

La pression exercée sur le fond du puits (P fond) peut être calculé par l'intérieur de la garniture ou par l'espace annulaire, avec ou sans circulation et puits ouvert ou fermé.

Tableau I.1 : les différentes relations de la pression de fond.

Puits ouvert			Puits fermé
Sans circulation	Circulation normale	Circulation sous duse	
$P_f = P_{hi} = P_{ha}$	$P_f = P_{ref} + P_{hi} - P_{C_{int}}$ $P_f = P_{ha} + P_{C_{an}}$	$P_f = P_{ref} + P_{hi} - P_{C_{int}}$ $P_f = P_{ha} + P_{C_{an}} + P_{C_{duse}}$	$P_f = P_{t1} + P_{hi}$ $P_f = P_{an} + P_{ha}$

II.9. La pression au sabot :

La pression au sabot est égale à la somme des pressions hydrostatique au-dessus du sabot plus la somme des pertes de charge du sabot jusqu'en surface [8].

$$P_{\text{sabot}} = Ph_{\text{sabot}} + \sum Pc_{an}(\text{sabot} - \text{surface}) \dots (12)$$

Tableau I.2 : les différentes relations de la pression de sabot.

Sans circulation		Avec circulation	
Puits ouvert	Puits fermé	Circulation normale	Sous duse
$P_{\text{Sabot}} = Ph_{\text{Sabot}}$	$P_{\text{Sabot}} = P_{H_s} +$ P_a (tête d'annulaire) $P_{\text{Sabot}} = P_F - Ph$ (Fond -Sabot)	$P_{\text{sabot}} = Ph_s + Pc_{ea}$ $(\text{sabot} - \text{surface})$	$P_s = Ph_{\text{sabot}} +$ $Pc_{EA}(\text{sabot} -$ $\text{surface}) +$ Pc_{duse}

II.10. Les notions de pertes de charge :

Dans une conduite tout fluide en mouvement perd une partie de son énergie par dissipation en forces de frottements. Cette perte d'énergie est appelée perte de charge, elle s'exprime par la différence de pression du fluide entre deux points de la conduite.

II.10.1. Circulation dans un puits :

La pression au point B est déterminée par la somme de la pression au point A, la pression hydrostatique de A à B, et la différence des pertes de charge de A à B. De manière équivalente, elle est égale à la pression au point C additionnée de la pression hydrostatique de B à C et des pertes de charge de B à C..

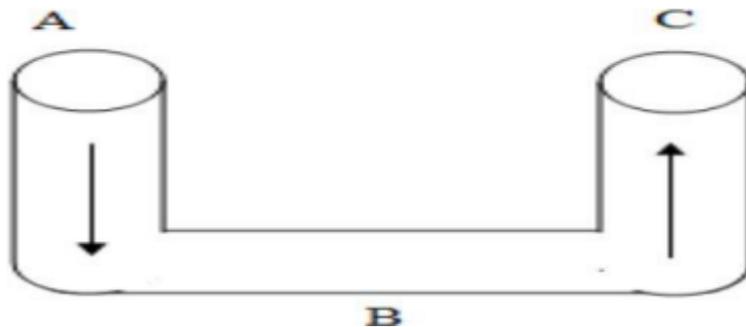


Figure I.7 : les pertes de charge dans un puits [8].

$$P_B = Ph_A + Ph_{AB} - Pc_{AB} \dots (13)$$

$$P_B = Ph_C + Ph_{CB} - Pc_{BC} \dots (14)$$

Avec :

P_A = Pression de refoulement, $P_C = 0$ lors de la circulation puits ouvert (P_C = Pertes de charge à travers la Duse lors de la circulation sous Duse).

II.10.2. Les pertes de charge dans le circuit de forage :

Les pertes de charge dans une conduite représentent la résistance totale du fluide à l'écoulement, cette résistance est due essentiellement aux forces de frottement internes et externes de fluide [8].

La répartition des pertes de charge dans le circuit de forage est comme suite :

Tableau I.3 : La répartition des pertes de charge dans le circuit de forage.

Perte de charge	Tronçon
Pc_s	Pertes de charge dans l'installation de surface
Pc_{dp}	Pertes de charge dans les tiges
Pc_{dc}	Pertes de charge dans les masses tiges
Pc_{outil}	Pertes de charge aux duses de l'outil
Pc_{ea}	Pertes de charge dans l'espace annulaire
Pc_{duse}	Pertes de charge dans à la duse de contrôle

Les pertes de charge intérieure sont représentées par :

$$Pc_{int} = Pc_s + Pc_{DP} + Pc_{DC} + Pc_{outil} \dots (15)$$

Les pertes de charge annulaire sont représentées par :

$$Pc_{ann} = Pc_{EA} + Pc_{duse} \dots (16)$$

II.10.3. La variation des pertes de charge :

Les pertes de charge dépendent :

-  De la densité du fluide
-  Du débit
-  De la longueur de la conduite
-  Du diamètre de la conduite

Ces pertes de charges s'expriment par une formule approchée de la forme :

$$P_c = \frac{k \times d \times L \times Q^2}{\phi^5} \dots(17)$$

Tel que :

K : constante

L : longueur de la conduite

d: densité du fluide

Q : débit d'écoulement

ϕ : Diamètre de la conduite

✚ Variation des pertes de charge avec la densité :

Les pertes de charge sont directement proportionnelles à la densité

$$P_{c2} = P_{c1} \times \frac{d_2}{d_1} \dots(18)$$

Où :

Pc2 : pertes de charge avec la densité d2

Pc1 : pertes de charge avec la densité d1

d1 :densité initiale de la boue

d2 : nouvelle densité de la boue

✚ Variation des pertes de charge avec le débit :

Les pertes de charge sont directement proportionnelles au carré du débit

$$P_{c2} = P_{c1} \times \left(\frac{Q_2}{Q_1}\right)^2 = P_{c1} \times \left(\frac{N_2}{N_1}\right)^2 \dots(19)$$

Tel que :

Q2 : nouveau débit de circulation qui correspond à la nouvelle vitesse (N2) de la Pompe

Q1 : débit initial de circulation correspondant à l'ancienne vitesse (N1) de la pompe.

✚ Variation des pertes de charge avec la longueur de la conduite :

Les pertes de charge sont directement proportionnelles à la longueur :

$$P_{c2} = P_{c1} \times \frac{L_2}{L_1} \dots(20)$$

Où :

L2 : nouvelle longueur de la conduite

L1 : longueur initiale de la conduite

- ✚ Variation des pertes de charge avec le diamètre de la conduite :

$$Pc_2 = Pc_1 \times \left(\frac{\phi_1}{\phi_2}\right)^5 \dots(21)$$

Où :

ϕ_1 : diamètre initiale de la conduite de la conduite.

ϕ_2 : nouveau diamètre de la conduite[3], [9].

III. Les causes d'une venue :

La prévention des venues est un processus qui doit d'abord commencer par l'étude et la compréhension des causes qui sont l'origine de ces venues. Les causes des venues les plus fréquentes sont :

- ✚ La densité du fluide de forage insuffisante.
- ✚ Les pertes de circulation.
- ✚ Le défaut de remplissage du puits pendant les manœuvres de garniture.
- ✚ Le pistonnage vers le haut et vers le bas pendant les manœuvres.
- ✚ Existence de formation à pression anormalement élevée.
- ✚ Contamination de la boue par gaz[10].

III.1. La densité du fluide de forage insuffisante :

La densité de la boue de forage doit être maintenue constante, à la fois à l'entrée et à la sortie du puits, en utilisant des techniques de dilution ou des équipements de traitement pour atteindre la densité souhaitée. La densité de boue est un facteur primordial pour le contrôle primaire du puits. Si la densité de la boue de forage devient inférieure à la densité d'équilibre d'une formation poreuse et perméable, cette diminution de la densité de la boue à la sortie du puits peut être un indicateur de ces venues.

Des mesures de la densité doivent être effectuées au moins une fois chaque demi-heure, en utilisant un densimètre normal ou pressurisé[9].

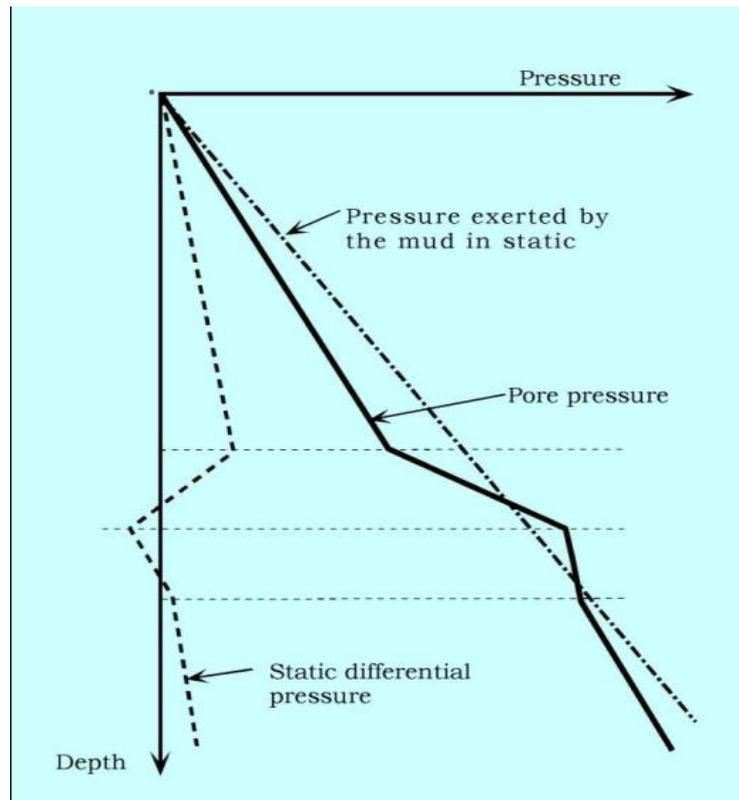


Figure I.8 : Exemple de Sous-estimation de la pression de pore[11].

L'insuffisance de la densité de la boue peut être due à :

- ✚ une sous-estimation de la pression de pores.
- ✚ une diminution accidentelle de la densité de boue en surface, due à une communication entre les bacs, une dilution non contrôlée avec de l'eau, une élimination non contrôlée des solides par la centrifugeuse, ...
- ✚ une contamination de la boue par le fluide contenu dans les pores de la roche forée.

La chute de la densité peut être également causée par :

- ✚ communication avec les fluides derrière le tubage en cas de mauvaise cimentation
- ✚ décantation des solides de la boue avec le temps.
- ✚ déshydratation rapide d'un laitier de ciment.
- ✚ température élevée.

III.2. Les pertes de circulation :

La baisse de niveau peut-être causée par une perte totale de circulation. La hauteur de la boue chuterait et si la pression hydrostatique de la boue devienne inférieure à celle des pores, une venue va se déclencher[7].

Les différentes causes de pertes sont :

- ✚ Formation non consolidée, fissurée, traversant une faille ou caverneuse.
- ✚ Fracturation due à l'utilisation d'une boue de densité supérieure à d_{frac} , pertes de charge annulaire excessives, pistonnage vers le bas.

La hauteur maximale de vide tolérée pour ne pas avoir une venue est donnée par la formule suivante:

$$H = \frac{\Delta P \times 10.2}{d_i} \dots (22)$$

Où:

H : hauteur maximale du vide (m)

ΔP : la différence entre la pression de fond et la pression de pores (bars)

d_i : densité initiale de la boue (Kg/l).

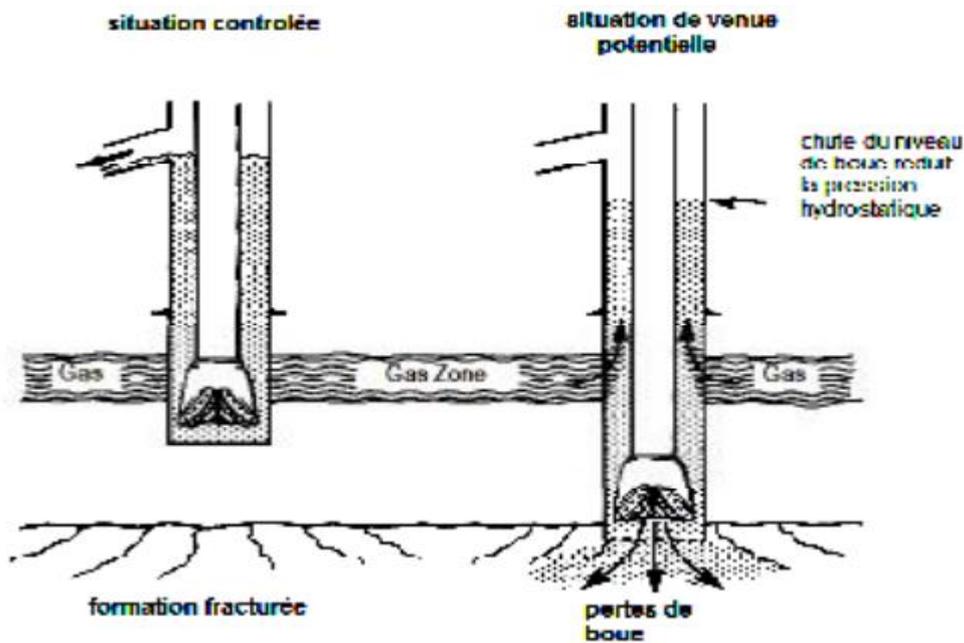


Figure I.9 : Les pertes de circulation[7].

III. 3. Le défaut de remplissage du puits pendant les manœuvres de garniture :

Durant la remontée de la garniture de forage, une baisse de niveau de la boue dans l'annulaire, due au fait que le volume de remplissage est inférieur à celui remonté, causerait la chute de la pression hydrostatique appliquée sur le fond, ce qui déclencherait une venue.

Si la garniture de forage est remontée vide, le volume à remplir doit être égal au volume acier, et si elle est remontée pleine, le volume à remplir doit être égal au volume extérieur [12].

- Tiges vides

$$\Delta P = \frac{(H * G_b * V_{atige})}{(V_{itubage} - V_{atige})} \dots (23)$$

- Tiges pleines

$$\Delta P = \frac{H * Gb * (V_{itige} - V_{atige})}{[V_{itubage} - (V_{itige} + V_{atige})]} \dots (24)$$

Où:

ΔP : Réduction de la pression de fond (bars).

H : Longueur de tiges remontée (m).

Gb : Gradient de boue (bar/m).

Va tige : volume acier des tiges (L/m).

Vi tige : volume intérieur des tiges (L/m).

Vi tubage : volume intérieur du tubage (L/m) [12].

III. 4. Pistonnage vers le haut (swabbing) :

Le pistonnage vers le haut se manifeste durant la remontée de la garniture de forage, créant ainsi une dépression sur le fond, entraînant la venue.

$$P_{\text{fond}} = [Z. di / 10.2] - \text{DEPRESSION} \dots (25)$$

Cette dépression est d'autant plus importante que :

- ✚ la vitesse de remontée est trop rapide.
- ✚ la rhéologie de la boue (viscosité, gel ...) est élevée.
- ✚ le jeu entre le découvert et la BHA est réduit.
- ✚ l'outil est bourré.
- ✚ la marge de sécurité durant la manœuvre (trip margin) est faible.

La détection d'un pistonnage vers le haut, indiquée par la différence entre le volume retourné dans le trip tank et celui calculé dans la trip sheet, est un signe positif qui nécessite un arrêt immédiat de la manœuvre est nécessaire, même si le puits ne débite pas. Si la trip margin est importante, le flow check ne donnera rien, alors que la venue a eu lieu.

Dans un puits horizontal, le volume d'une venue causée par le pistonnage lors de la remontée est généralement plus important que dans un puits vertical.

Le flow check ou la lecture des pressions après fermeture du puits ne donnent rien tant que le gaz est dans le drain horizontal.

La déformation de la section horizontale à cause des contraintes de la formation qui ne sont pas équilibrées, en ajoutant la décantation possible le long du drain par des déblais à cause d'une mauvaise rhéologie de la boue et insuffisance de débit, peuvent conduire au phénomène de pistonnage vers le haut et vers le bas durant la manœuvre.

Il est donc recommandé de remonter en circulation afin d'éviter le pistonnage [13].

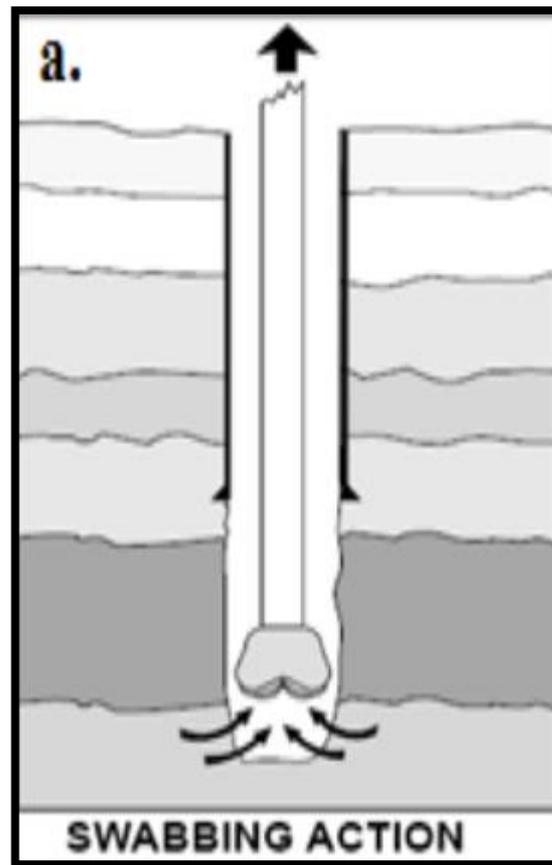


Figure I.10 : Pistonnage vers le haut (swabbing) [13].

III.5. Pistonnage vers le bas (surging) :

Le pistonage vers le bas est un phénomène qui se produit lors de la descente de la garniture, entraînant une surpression importante au fond du puits.

$$P_{\text{fond}} = [Z \cdot d_i / 10.2] + \text{SURPRESSION} \dots (26)$$

Si cette surpression est significative, la pression au fond du puits devient supérieure à la pression de fracturation de la formation, entraînant ainsi une perte totale de la boue de forage qui pourra entraîner une baisse suffisante du niveau de boue dans le puits et favorise l'invasion de puits par le fluide de la formation. Le pistonage, aussi bien vers le haut que vers le bas, est l'une des causes les plus courantes de l'apparition de venues de fluides de formation dans le puits de forage.

Il faut donc assurer toutes les conditions pour éviter ce phénomène [13].

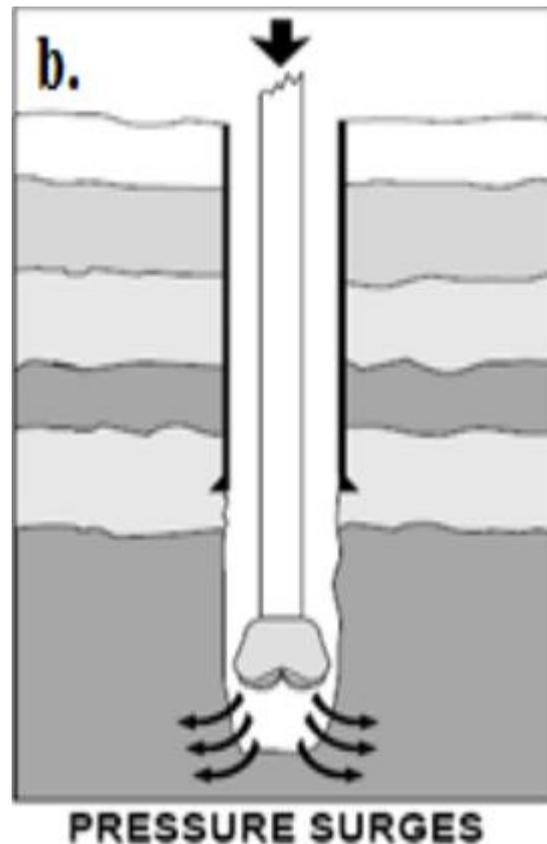


Figure I.11 : Pistonnage vers le bas (surging) [13].

III.6. formation à pression anormalement élevée :

La formation est à pression normale lorsqu'elle a pour seule cause la pression hydrostatique des eaux contenues dans les pores d'une roche réservoir qui communiquent avec l'atmosphère.

La densité de l'eau est de 1.07 kg/l (gradient = 0.105 bar/m).

Les formations ayant des pressions supérieures sont appelées "formations à pression anormalement élevée", et celles ayant une pression inférieure sont appelées "formations à pression anormalement basse".

Les formations présentant une pression anormalement élevée, caractérisée par un gradient supérieur à 0,105 bar/m, sont généralement anticipées et identifiées grâce à une analyse approfondie des données sismiques avant le début des opérations de forage. Mais, en exploration, les données sont souvent insuffisantes ou incorrectes, ce qui peut entraîner leur forage à l'aide d'une boue de densité insuffisante, causant ainsi la venue.

Une autre méthode plus directe pour repérer ces formations pendant le forage consiste à observer les évolutions de certains paramètres[14].

tel que:

- ✚ vitesse de pénétration (ROP).
- ✚ d-exposant.
- ✚ température de sortie de la boue à la goulotte.
- ✚ torque et frottements.
- ✚ densité et porosité des argiles[4].

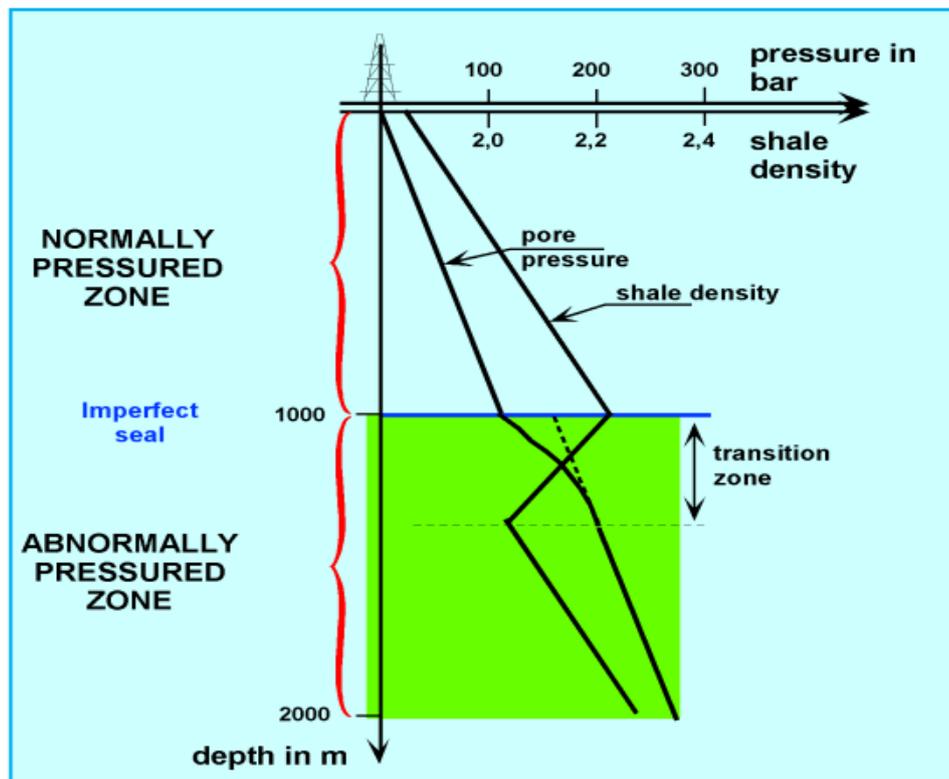


Figure I.12 : Présentation d'une zone à pression anormalement élevée[14].

III.7. Contamination de la boue par le gaz :

Lors du forage des formations contenant du gaz, donc ce dernier se mélange à la boue entraînant une réduction de la densité effective. Cette réduction de densité de la boue est d'autant plus importante lorsque le gaz se rapproche de la surface[15].

La quantité de gaz contaminant la boue de forage dépend de :

- ✚ La vitesse d'avancement ROP.
- ✚ Le diamètre de l'outil de forage.
- ✚ La porosité.
- ✚ les conditions de fond (pression et température).

La réduction de pression due à la contamination de la boue par le gaz est donnée approximativement par la formule de strong :

$$\Delta P = \log Ph \times \left(\frac{2.3 \times (d_e - d_s)}{d_s} \right) \dots (27)$$

Où:

ΔP : la réduction de la pression sur le fond (bars).

d_e : densité d'entrée de la boue.

d_s : la densité de sortie de la boue.

Ph : la pression Hydrostatique de la boue initiale (bars).

IV. Signes d'une venue :

Détecter rapidement une venue et agir en conséquence contribuerait grandement à diminuer les risques susceptibles de compliquer la gestion du puits.

Plusieurs signes avertisseurs indiquent qu'il y a risque d'avoir – ou d'avoir eu – une venue. En surveillant constamment différents paramètres, on peut se Détecter la venue suffisamment tôt pour intervenir avant que la situation ne se détériore[15].

IV.1. Signes précurseurs d'une venue :

Un signe précurseur indique qu'il est probable qu'une venue de fluide non désirée se soit produite. Ce n'est pas un signe sûr. Plusieurs paramètres sont rigoureusement surveillés. Un changement de tendance dans un paramètre, en particulier pendant le forage d'un réservoir, doit susciter des préoccupations, car il pourrait être un signe révélateur d'une venue.

Les signes précurseurs sont :

- ✚ augmentation de la vitesse d'avancement (drilling break).
- ✚ augmentation du torque et des frottements.
- ✚ diminution de la densité des argiles.
- ✚ changement des taille, forme et volume des déblais.
- ✚ changement des propriétés de la boue, due à la contamination par un fluide plus léger.
- ✚ diminution puis augmentation de la température de la boue à la sortie.
- ✚ indices de gaz dans la boue libéré des pores du réservoir (gas cutting).

Si un signe précurseur est détecté, les opérations en cours doivent être arrêtées et une observation du puits (flow check), doit être effectuée, c'est-à-dire : arrêter l'opération en cours (forage ou manœuvre), arrêter les pompes et observer le puits pour détecter une éventuelle venue[11].

La procédure d'un flow check durant le forage est la suivante :

- ✚ arrêter la rotation,

- ✚ dégager la tige d'entraînement jusqu'à ce que le tool-joint de la première tige soit positionné à ± 1 mètre de la table de rotation,
- ✚ arrêter les pompes,
- ✚ observer le retour de la boue à la goulotte.

La procédure d'un flow check durant la manœuvre est la suivante :

- ✚ arrêter la manœuvre,
- ✚ positionner le tool-joint de la première tige à ± 1 mètre de la table de rotation,
- ✚ observer le retour de la boue à la goulotte.

IV.2. Signes positifs d'une venue :

Un signe positif d'une venue confirme qu'un certain volume d'effluent entre dans le puits, ce qui nécessite de stop immédiat des opérations en cours et la fermeture rapide du puits.

Dans le cas d'un signe positif, il est interdit de faire un flow check : la perte de temps engendrée ne fait qu'augmenter le gain et rendre le contrôle de la venue difficile[12].

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

- ✚ augmentation du débit à la goulotte .
- ✚ augmentation du niveau de la boue dans le bac actif .
- ✚ présence de débit à la goulotte avec les pompes arrêtées.

En cours de manœuvre, les signes positifs d'une venue sont :

- ✚ volume de remplissage inférieur au volume remonté .
- ✚ volume de boue récupéré supérieur au volume descendu .
- ✚ présence de débit à la sortie avec les pompes arrêtées.

IV.3. Situations pouvant masquer une venue :

Dans certaines situations, les signes positifs peuvent être masqués par :

- ✚ L'ajustement de la densité de la boue en cours de forage.
- ✚ Transfert de la boue en surface durant le forage.
- ✚ Perte partielle.
- ✚ Fuites dans les équipements de surface.
- ✚ L'utilisation d'équipements d'épuration mécaniques.
- ✚ Démarrage et l'arrêt des pompes de forage.
- ✚ Mal taré des alarmes[6].

IV.4. Les alarmes :

Dans le système de circulation de la boue, deux types d'alarmes sont installés pour repérer les indications favorables d'une venue pendant le processus de forage. En cas de déclenchement de l'une des alarmes, il est impératif d'interrompre immédiatement le forage et de procéder à la fermeture du puits conformément à la procédure établie [7].

IV.4.1. Débit de boue de retour :

Il s'agit d'un débitmètre différentiel à palette qui mesure les variations du débit à la sortie du puits en pourcentage (par exemple à $\pm 10\%$).

Ce débitmètre est relié à une alarme audiovisuelle prédéfinie qui s'active lorsque le débit du puits est atteint. Si la circulation est arrêtée, l'alarme se déclenche : Elle doit être désactivée, mais il ne faut pas oublier de la réactiver lorsque la rotation reprend.

Lors de la reprise de la rotation.

IV.4.2. Indicateur de niveau (Pit volume totalizer) :

Une alarme audiovisuelle est reliée à un flotteur positionné à la surface du bac actif, pour surveiller la perte ou la venue d'un certain volume (par exemple : $\pm 1\text{m}^3$).

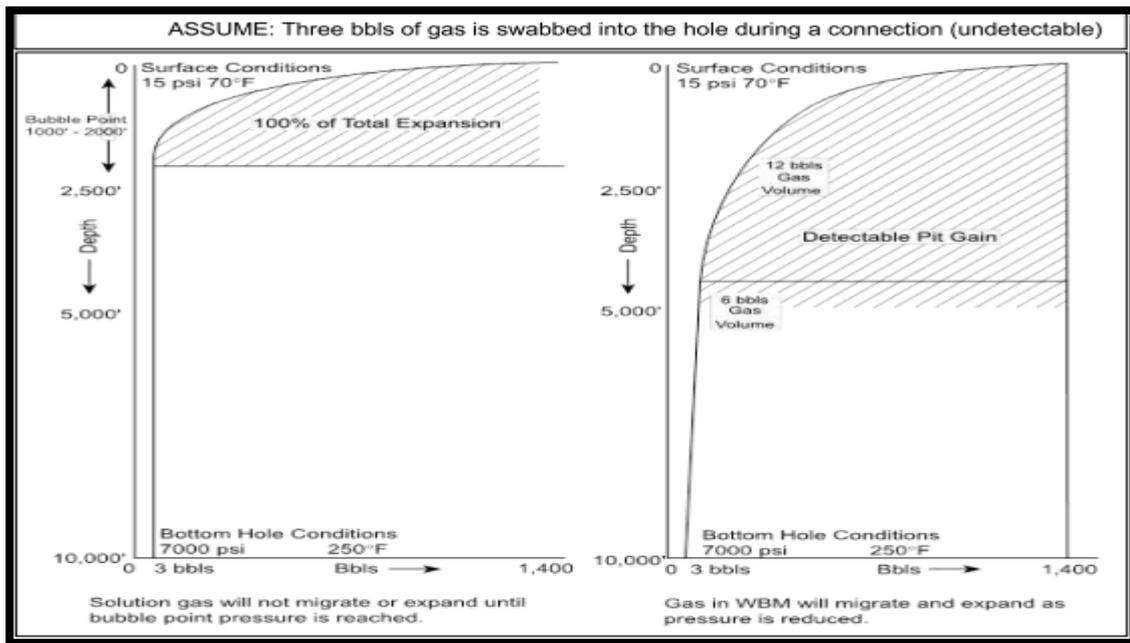
Cette alarme ne se déclenche pas si on arrête la circulation, mais il est nécessaire de la remettre à zéro après le démarrage des pompes et lorsque le forage d'une grande section a été fait.

IV.5. Comportement du gaz dans une boue à l'huile :

En cas de venue de gaz lors d'un forage avec une boue à l'huile, le gaz se dissout dans la phase de la boue à l'huile créant un nouveau mélange liquide.

La circulation du mélange dans l'annulaire s'effectuera sans expansion jusqu'à ce qu'il atteigne son point de bulle à la proche de la surface où il se détente rapidement et leur volume devient très important.

Lors de la circulation d'un volume d'effluent du fond jusqu'à la surface dans un puits ouvert, la détection de la venue est plus difficile dans le cas d'une boue à base d'huile que dans le cas d'une boue à base d'eau [10].



Boue à base d'huile

Boue à base d'eau

Figure I.13 : Comportement du gaz dans la boue [10].

Conclusion :

Les venues de gaz, également connues sous le nom de "kick" dans le jargon pétrolier, se produisent lorsque des fluides sous pression (principalement du gaz) pénètrent dans le puits de forage en provenance des formations souterraines. Ce phénomène peut résulter de plusieurs facteurs, tels que des fluctuations de pression, des fissures dans les formations rocheuses, ou des erreurs dans la gestion des fluides de forage. Les conséquences des venues de gaz peuvent être graves, incluant des risques de Blow out (éruption incontrôlée de fluides), des dangers pour la sécurité des travailleurs, et des impacts environnementaux significatifs.

Pour minimiser les risques associés aux venues de gaz, l'industrie pétrolière utilise diverses technologies et pratiques, la gestion des venues de gaz dans le forage pétrolier est un aspect crucial pour garantir la sécurité et l'efficacité des opérations. Des technologies de pointe et des protocoles rigoureux sont essentiels pour anticiper, détecter et contrôler ces incidents, réduisant ainsi les risques pour les travailleurs, l'environnement et la rentabilité des projets pétroliers.

**Chapitre II. Procédure de fermeture et
Méthodes de contrôle et Equipements de
contrôle des venues**

I. PROCEDURE DE FERMETURE :

La détection rapide d'une éventuelle venue et la fermeture immédiate du puits sont les éléments clés pour la réussite des opérations de remise sous contrôle du puits [6] [8].

✚ Les procédures de fermeture de puits ont été établies dans le but de :

- ❖ Sécuriser le puits
- ❖ Minimiser le volume de la venue.

✚ L'importance de la venue dépend de :

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

✚ Les procédures de fermeture de puits sont :

- ❖ SOFT
- ❖ FAST
- ❖ HARD

I.1. Procédure de fermeture SOFT :

I.1.1. Alignement du circuit de contrôle :

Pendant les opérations de forage le circuit de contrôle doit être aligné comme suit :

- ✚ La vanne manuelle de la chock line ouverte.
- ✚ La vanne hydraulique de la chock line fermée.
- ✚ La Duse hydraulique ouverte.
- ✚ Toutes les vannes de la ligne (en aval de la HCR) en passant par la duse hydraulique et allant au séparateur doivent être ouvertes.
- ✚ Les autres vannes du manifold de duses fermées.

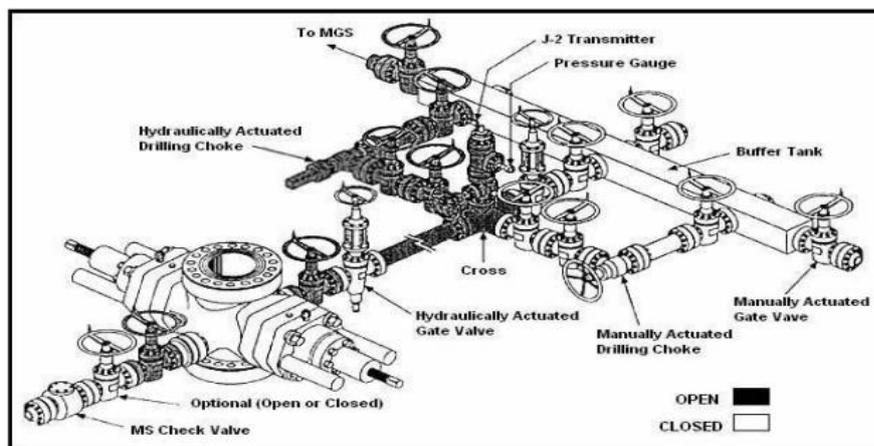


Figure II.1 : Alignement du circuit de contrôle pour fermeture soft [8].

I.1.2. Procédure de fermeture en cours de forage (Shut-in While Drilling) :

Lorsqu' un signe de venue se manifeste lors du forage, les étapes suivantes doivent être appliquées :

- ✚ Arrêter la rotation de la garniture.
- ✚ Dégager la garniture du fond jusqu'à ce que le premier tool joint soit environ 1 m au-dessus du plancher
- ✚ Arrêter les pompes de forage et observons le retour de la boue, si positif :
- ✚ Ouvrir la vanne choke line.
- ✚ Fermer l'obturateur annulaire ou pipe rams.
- ✚ Fermer la Duse hydraulique.
- ✚ Notons le gain, relever les pressions en tête de tiges et d'annulaire et noter leurs valeurs en fonction du temps [10].

I.1.3. Procédure de fermeture en cours de manœuvre (Shut-in While Tripping) :

Dans le cas d'un signe de venue, la manœuvre doit être arrêtée immédiatement et les étapes suivantes doivent être suivies selon les deux cas possibles :

✓ **Le puits débite :**

- ✚ Poser la garniture sur cales.
- ✚ Installer la vanne de sécurité (safety valve) en position ouverte.
- ✚ Fermer la vanne de sécurité.
- ✚ Ouvrir la vanne HCR choke line.
- ✚ Fermer un obturateur.
- ✚ Fermer la duse hydraulique et avertir le superviseur.
- ✚ Noter le gain, relever les pressions en tête d'annulaire.

Dans le cas où l'opération de stripping est envisagée, il faut continuer comme suit :

- ✚ Installer un BOP interne (Gray valve ou Non-Return Valve)
- ✚ Ouvrir la vanne de sécurité.
- ✚ Réduire la pression du BOP annulaire et commencer le stripping de la garniture dans le puits.

✓ **Le puits ne débite pas :**

- ✚ Poser la garniture sur cales.
- ✚ Installer un BOP interne (gray valve ou non-Return Valve).

- ✚ Redescendre au fond en contrôlant le retour, en cas de déséquilibre, procéder à la fermeture du puits selon le soft et reprendre la descente en strippant. Une fois au fond circuler le volume annulaire et évaluer la situation.

Dans le cas d'une venue causée par le swabbing, le contrôle du puits peut être réalisé selon [13].

l'une des options suivantes :

- ✚ Redescendre dans le puits en strippant, puis circuler le volume annulaire.
- ✚ Si l'effluent est du gaz et que la migration est favorable, on peut appliquer la méthode volumétrique, ou, dans le cas où les conditions du puits le permettent, faire revenir la venue dans la formation par la méthode Bullheading.

I.2. Procédure de fermeture HARD :

I.2.1. Alignement du circuit de contrôle :

- ✚ La vanne manuelle de la choke line ouverte.
- ✚ La vanne hydraulique de la choke line fermée.
- ✚ La duse hydraulique fermée.
- ✚ Toute les vanne de a line (en avale de la HCR) passant par la duse hydraulique, allant au séparateur doivent être ouvertes.
- ✚ Les autres vannes du manifold de duses fermées.

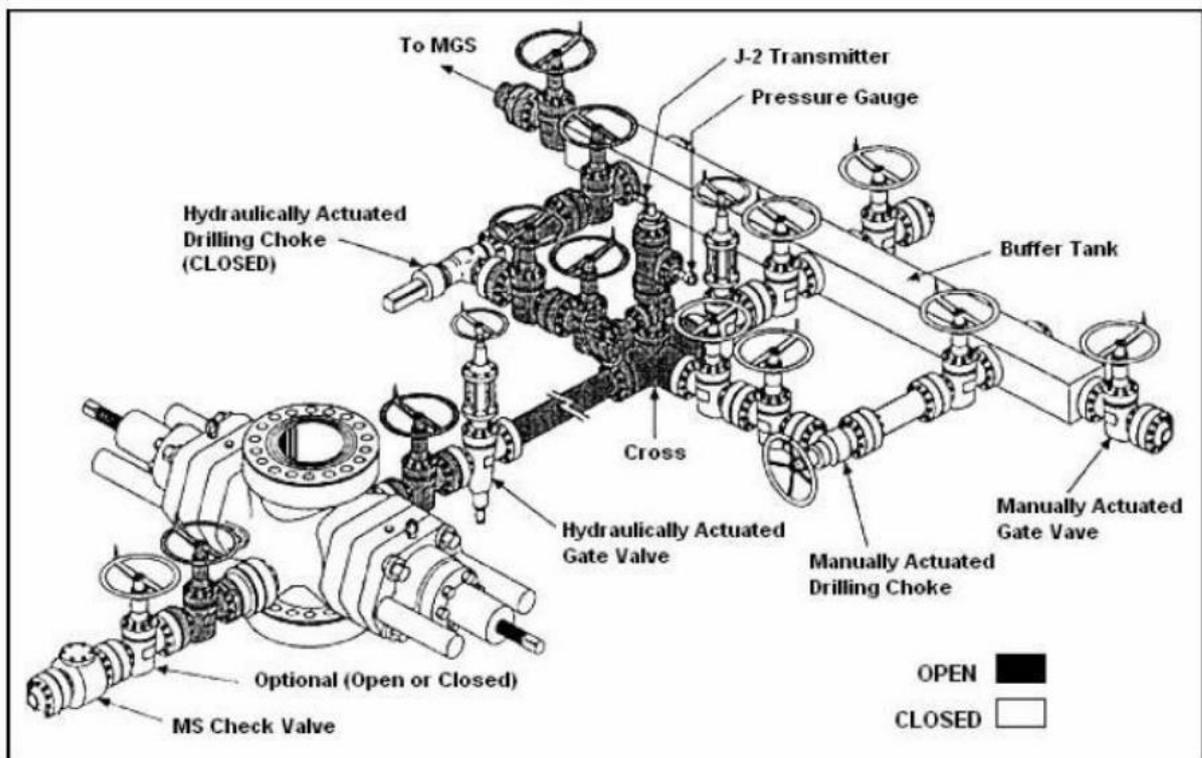


Figure II.2 : Alignement du circuit de contrôle pour fermeture hard et fast [4].

I.2.2. Procédure de fermeture en cours de forage (Shut-in While Drilling) :

Lorsqu' un signe de venue se manifeste lors du forage, les étapes suivantes doivent être appliquées :

- ✚ Arrêter la rotation et donner l'alerte.
- ✚ Dégager la tige d'entraînement avec les pompes en marche et positionner le premier tool joint au dessus de la table de rotation.
- ✚ Arrêter les pompes de forage et observer le retour de la boue, si positif.
- ✚ Fermer un obturateur (l'annulaire de préférence).
- ✚ Ouvrir la vanne hydraulique de la choke line et avertir le superviseur.
- ✚ Noter le gain, relever les pressions en tête des tiges et d'annulaire et ploter leurs valeurs en fonction du temps [6].

I.2.3. Procédure de fermeture en cours de manœuvre (Shut-in While Tripping) :

Dns le cas d'un signe de venue, la manœuvre doit être arrêtée immédiatement et les étapes suivantes doivent être suivies selon les deux cas possible :

✓ **Le puits débit :**

- ✚ Poser la garniture sure cales.
- ✚ installer la vanne de sécurité (safety valve) en position ouverte.
- ✚ Fermer la vanne de sécurité.
- ✚ Fermer un obturateur.
- ✚ Ouvrir la vanne choke line.
- ✚ Noter le gain, relever les pressions en tête d'annulaire.

✓ **Le puits ne débit pas :**

- ✚ Poser la garniture sure cales.
- ✚ installer un BOP interne (Gray valve ou non-return valve).
- ✚ redescendre au fond en contrôlant le retour, en cas de déséquilibre, procéder à la fermeture du puits selon la hard et reprendre la descente en strippant.
- ✚ Une fois au fond circuler le volume annulaire et évaluer la situation [7].

I.3. Procédure de fermeture fast :

I.3.1 Alignement du circuit de contrôle :

Le schéma du circuit de contrôle correspond à celui employé lors de la mise en œuvre de la procédure de fermeture de type "hard".

Les étapes à suivre lors de l'application de la procédure de fermeture fast, sont pratiquement

les mêmes comme la procédure de fermeture hard, seulement enferme l'obturateur annulaire.

Cette procédure de fermeture n'est pas reconnue par l'API étant donné l'API n'exige pas un obturateur spécifique à utiliser pour la fermeture hard [7].

I.4. Avantages et inconvénients des différentes procédures de fermeture :

Tableau II.1 : Comparaison entre les différentes procédures.

Procédure	Avantage	Inconvénient
Soft	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Permet le contrôle et la surveillance de l'évolution des pressions en tête de l'annulaire et en tête des tiges durant la fermeture. ❖ Eviter coups de bélier à la formation. 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Temps de fermeture assez long engendrant un gain important. ❖ Risque de confusion durant son application
Hard et Fast	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Temps de fermeture court entraînant en gain faible. ❖ Procédure de fermeture moins compliquée. 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Ne permet pas le contrôle de l'évolution des pressions à la fermeture. ❖ Risque de coups de bélier Au niveau de la découverte.

II. Les méthodes de contrôle :

Indépendamment de la méthode de contrôle des venues, il est essentiel de sélectionner, mesurer, calculer et maintenir à jour régulièrement certains paramètres spécifiques:

- ✚ La pression maximale admissible (P_{adm} , paramètre calculée)
- ✚ Le débit de contrôle (Q_r , paramètre choisi)
- ✚ Les pertes de charge au débit de contrôle (P_{ci} , paramètre mesuré)

Après la venue, d'autres paramètres essentiels pour le contrôle doivent être collectés. Ces paramètres incluent P_{t1} , P_{a1} et le gain. En se basant sur ces données ainsi que sur les informations relatives au puits et aux équipements, on élabore la fiche de contrôle. Bien qu'il existe plusieurs méthodes de contrôle de venue, toutes visent le même principe fondamental, consistant à maintenir une pression au fond égale à P_g ou légèrement supérieure tout au long du processus de contrôle [10].

II.1. Calculs préliminaires :

II.1.1. Choix de débit de contrôle (Qr) :

La circulation des venues se fait généralement à des débits relativement faibles par rapport au débit de forage. En pratique, la valeur de débit de contrôle est généralement choisie entre (Q/2) et (Q/4) d'un débit de forage [3].

Ce choix est fondé sur plusieurs critères, notamment:

- ✚ Minimiser la surpression exercée dans le puits par la réduction des pertes de charge annulaire.
- ✚ Donner le temps à l'opérateur de la duse d'ajuster la pression et de réagir efficacement en cas de problème durant le contrôle.
- ✚ Tenir compte de la capacité du « mud gas separator » pour le traitement de la venue
- ✚ Avoir le temps pour l'alourdissement de la boue (dr) en surface
- ✚ Réduire le risque d'usure de la duse.

II.1.2. Mesure des pertes de charge à débit réduit (Pc1) :

Les pertes de charge à débit réduit préalablement choisi doivent être mesurées et tenues à jour avant d'avoir une venue :

- ✚ À chaque changement d'équipe, de BHA, ou de caractéristiques de la boue.
- ✚ Après forage d'une section d'environ 150 à 200 m.
- ✚ Après réparation sur les pompes.

La lecture des pressions doit se faire sur manomètre du panel de commande des duses.

II.1.3. Pression initiale de refoulement (PR1) :

Pendant le contrôle à débit constant, la pression initiale de circulation (PR1) est requise pour maintenir une pression constante au fond, équivalente à la pression de pores :

$$P_{R1} = P_{t1} + P_{C1} \dots (28)$$

Où :

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).

II.1.4. Pression finale de refoulement (PRr) :

Pour maintenir une pression au fond constante lors du pompage de la densité requise à l'intérieur de la garniture, la pression de refoulement doit être chuté de la pression de

refoulement initiale (PR1) jusqu'à la pression de refoulement finale (PRr). Cette pression finale correspond aux pertes de charge à l'intérieur de la garniture lorsque la boue lourde atteint l'outil.

$$P_{Rr} = P_{C1} \times \frac{d_r}{d_1} \dots \dots (29)$$

Où :

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

P_{C1} : pertes de charge à débit réduit (bars).

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

II.1.5. Mesure de gain :

Le gain de boue en surface représente le volume de 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 [13].

II.1.6. Observation et relever 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 de certains paramètres :

- ✚ Pression différentielle au fond de puits.
- ✚ Perméabilité du réservoir.
- ✚ Compressibilité de la boue.
- ✚ Nature de l'effluent [6].

II.1.7. Pression tiges (Pt1) :

La pression stabilisée en tête des tiges (pt1) représente uniquement la différence entre la pression des pores et la pression hydrostatique de la boue à l'intérieur de la garniture, En revanche, la valeur de la pression annulaire dépend de :

- ✚ Pression de pores.
- ✚ Volume de venue.
- ✚ Nature de l'effluent.

Généralement, la pression stabilisée d'annulaire (pa1) est supérieure à celle de 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 selon la relation décrite au-dessus.

II.1.8. Pression annulaire (Pa1) :

La pression en tête d'annulaire est définie comme étant la différence entre la pression

hydrostatique P_h à l'intérieur des tiges et la pression hydrostatique de la venue.

Dans le cas de venue de gaz, la détermination des pressions stabilisées en tête s'avère 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.

La valeur de pression en tête d'annulaire au moment de fermeture du puits que doit lire au manomètre d'annulaire est présentée par la formule suivante :

$$P_{a_1} = P_{pore} - \frac{H_{inf} \times d_{inf}}{10.2} - \frac{(Z - H_{inf}) \times d_1}{10.2} \dots (30)$$

II.1.9. Densité requise :

C'est la densité de la boue nécessaire à contrebalancer la pression de pore pour éviter toute autre venue. 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 [12].

$$P_{pore} = P_{t_1} + \frac{Z \times d_1}{10.2} = \frac{Z \times d_r}{10.2} \dots (31)$$

D'où :

$$d_r = \frac{P_{pore} \times 10.2}{Z} \dots (32)$$

$$d_r = d_1 + \frac{P_{t_1} \times 10.2}{Z} \dots (33)$$

Où P_{pores} : pression de pores (bars).

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

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

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

Lorsqu'une venue se déclenche, l'opération en cours doit être immédiatement arrêtée et le puits sécurisé. Il est nécessaire de neutraliser le puits avant d'ouvrir le BOP et reprendre les opérations.

Pour neutraliser le puits, plusieurs méthodes sont disponibles, et il faut choisir celle qui convient à la situation en cours.

Le contrôle d'une venue consiste à :

- ✚ évacuer l'effluent en circulant sous duse, en appliquant sur le fond une pression suffisante pour contrebalancer la pression de pore et éviter l'intrusion d'un autre bouchon, tout en évitant la fracturation au niveau de la zone la plus fragile du découvert.

- ✚ remplacer la boue dans le puits par une autre de densité égale ou légèrement supérieure à la densité équivalente de réservoir [12].

II.2. Méthodes de contrôle :

Plusieurs méthodes de contrôle ont été développées pour traiter diverses situations de venues. Elles ont le même principe de base qui consiste à maintenir une pression sur le fond constante et égale ou légèrement supérieure à la pression de pores durant toute la durée du contrôle, et différentes les unes des autres par la procédure de mise en œuvre et le nombre de cycles.

Durant la circulation d'une venue de gaz dans le découvert, la pression annulaire augmente à cause de l'expansion du gaz (loi des gaz). Elle ne doit en aucun cas dépasser la pression maximale admissible en tête (P_{adm}) pour ne pas fracturer au sabot (point le plus fragile). Une fois la venue dans le tubage, le risque de fracturation est écarté si la pression de fond est maintenue constante[17].

La pression au sabot est :

$$P_s = P_{fond} - (Ph_{boue} + Ph_{gaz}) \dots (34)$$

Or, lorsque le gaz remonte dans le découvert, son volume augmente, donc sa hauteur augmente et sa densité diminue ; la pression hydrostatique ($Ph_{boue} + Ph_{gaz}$) diminue et, par conséquent, P_s augmente, et devient maximale lorsque le top du bouchon atteint la zone fragile, juste sous le sabot. Mais lorsque le bouchon commence à entrer dans le tubage, la pression hydrostatique

($Ph_{boue} + Ph_{gaz}$) augmente, puisque la hauteur du bouchon de gaz dans le découvert diminue, ce qui entraîne la diminution de la pression au niveau du sabot. Cette diminution continue jusqu'à ce que le bouchon entre complètement dans le tubage. A partir de ce moment la pression au sabot devient :

$$P_s = P_{fond} - Ph_{boue} \dots (35)$$

Dans ce cas, elle demeure constante, et il n'est pas nécessaire de surveiller en permanence la pression en tête, car il est sûr que P_a peut dépasser la pression atmosphérique sans risque pour la zone fragile au niveau du sabot, pourvu que la pression appliquée au fond demeure constante.

✓ Choix de la méthode de contrôle :

Pour contrôler correctement une venue, l'outil doit être au fond, pour pouvoir pomper sous le bouchon de gaz et le remonter. Les méthodes utilisées alors sont la wait and weight ou la driller's.

Si l'outil est loin du fond, il faut essayer d'y retourner avec le puits ouvert s'il ne débite pas, ou en stripping s'il débite.

S'il est impossible de retourner au fond suite à un problème, il faut utiliser une autre méthode appropriée (volumetric, bull heading, ...)[8].

✓ **Règles à respecter :**

Quelle que soit la méthode de contrôle utilisée, il est nécessaire de maintenir la pression appliquée sur le fond égale ou légèrement supérieure à la pression de formation. Durant toute l'opération, il faut veiller à ne pas fracturer la zone fragile, située sous le sabot.

Il est nécessaire, durant tout le contrôle, de suivre attentivement la vitesse de la pompe, les pressions en tête et le gain pour détecter toute anomalie et intervenir dans l'immédiat pour ne pas avoir une autre venue ou fracturer la zone la plus fragile [10].

II.2.1 Driller's method :

La méthode du driller est la plus ancienne et est réputée pour sa simplicité de mise en œuvre, car le contrôle peut être effectué immédiatement après la fermeture du puits sans nécessiter de préparation spéciale. Cette approche implique :

- ❖ **Premièrement:** à circuler et évacuer la venue avec la densité initiale de forage.
- ❖ **Deuxièmement:** à remplacer la boue initiale par une boue de densité suffisante pour équilibrer la pression de pores [8].

II.2.1.1. Procédure de mise en œuvre de la Driller's Method :

- ✓ Fermer le puits dès la constatation d'un signe positif de venue
- ✓ Noter le gain et relever les pressions stabilisées en tête des tiges et d'annulaire
- ✓ Remplir la fiche de contrôle (Kill sheet)

✓ **Première circulation: évacuation de la venue :**

✚ démarrer le contrôle en ouvrant légèrement la duse et démarrant la pompe par paliers jusqu'à atteindre le débit de contrôle (Q_r) en ajustant la duse pour maintenir la pression annulaire constante et égale ou légèrement supérieure à la valeur de la pression stabilisée en tête d'annulaire (Pa_1).

✚ une fois le débit de contrôle atteint, la pression de refoulement (lue en tête des tiges) doit être égale ou légèrement supérieure à la pression de circulation initiale calculée (PR_1).

- continuer à circuler à débit constant jusqu'à l'évacuation complète de la venue tout en ajustant la duse pour maintenir la pression de refoulement constante et égale à la pression de circulation initiale :

$$P_{r_1} = P_{t_1} + P_{c_1} \dots (36)$$

- durant la circulation de la venue, P_a augmentera progressivement jusqu'à atteindre sa valeur maximale lorsque le top du bouchon arrive sous les BOP, puis commence à diminuer avec l'évacuation du gaz.

- après évacuation de tout le bouchon de gaz, et s'il n'y a pas un autre bouchon intrus, on doit lire : $P_a = P_{t_1}$

- si la circulation est arrêtée, on doit lire :

$$P_t = P_a = P_{t_1} \dots (37)$$

✓ **Deuxième circulation: remplacement de la boue :**

- La boue de densité requise étant prête. Ouvrir légèrement la duse et démarrer progressivement la pompe de forage jusqu'à le débit de contrôle (Q_r) 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 ($P_a = P_{t_1}$).
- Continuer à circuler à débit constant et ajuster la duse pour avoir une pression de refoulement décroissante de la valeur (P_{R_1}) à la valeur finale (P_{R_r}) selon le graphe préétabli.
- Une fois la boue lourde atteint l'outil, continuer à circuler à pression de refoulement constante et égale à (P_{R_r}) jusqu'à l'arrivée de la boue de densité requise en surface .
- 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 opération normales de forage après conditionnement de la boue.

Notes :

- Durant la circulation de la venue dans le découvert, la pression annulaire ne doit en aucun cas dépasser la 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 10 à 15 bars [8].

Première circulation:

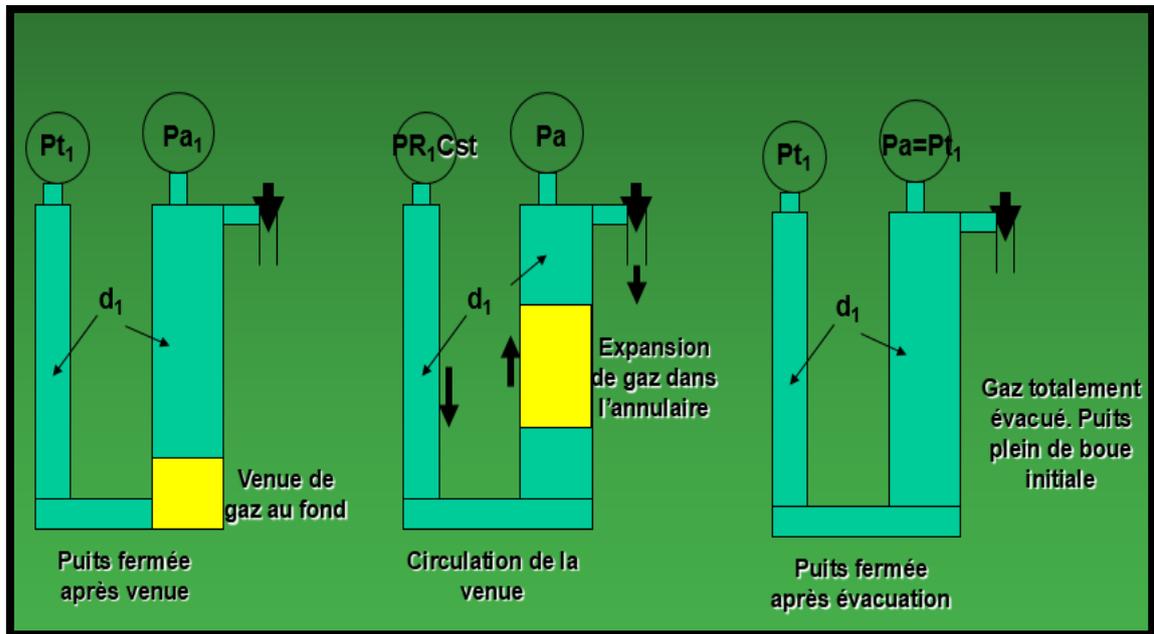


Figure II.3 : Première circulation de Driller's méthode [8].

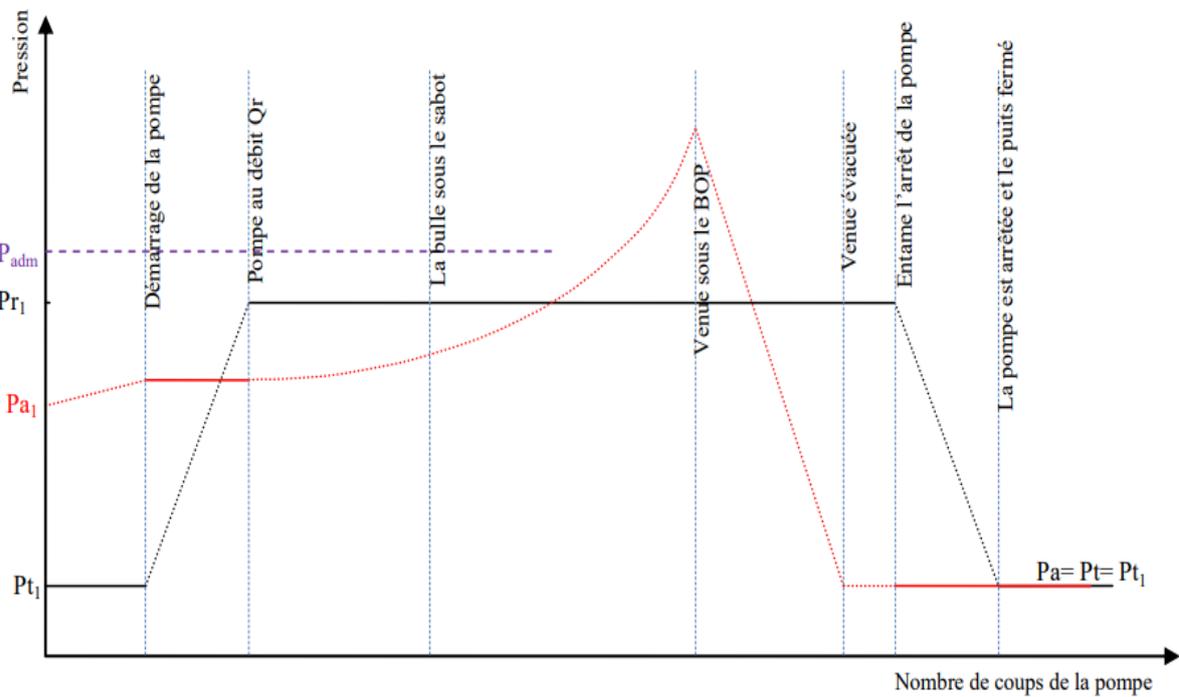


Figure II.4 : Evolution des pressions en tête durant la 1ere circulation driller's méthode[12].

Deuxième circulation :

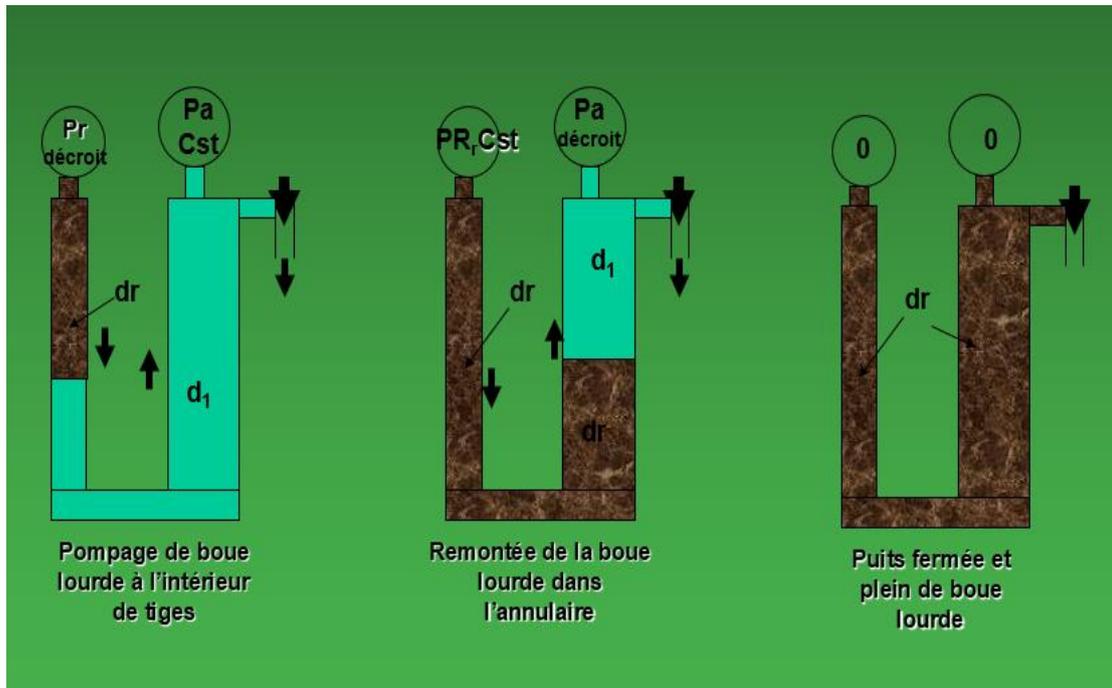


Figure II.5 : Deuxième circulation de Driller's méthode [8].

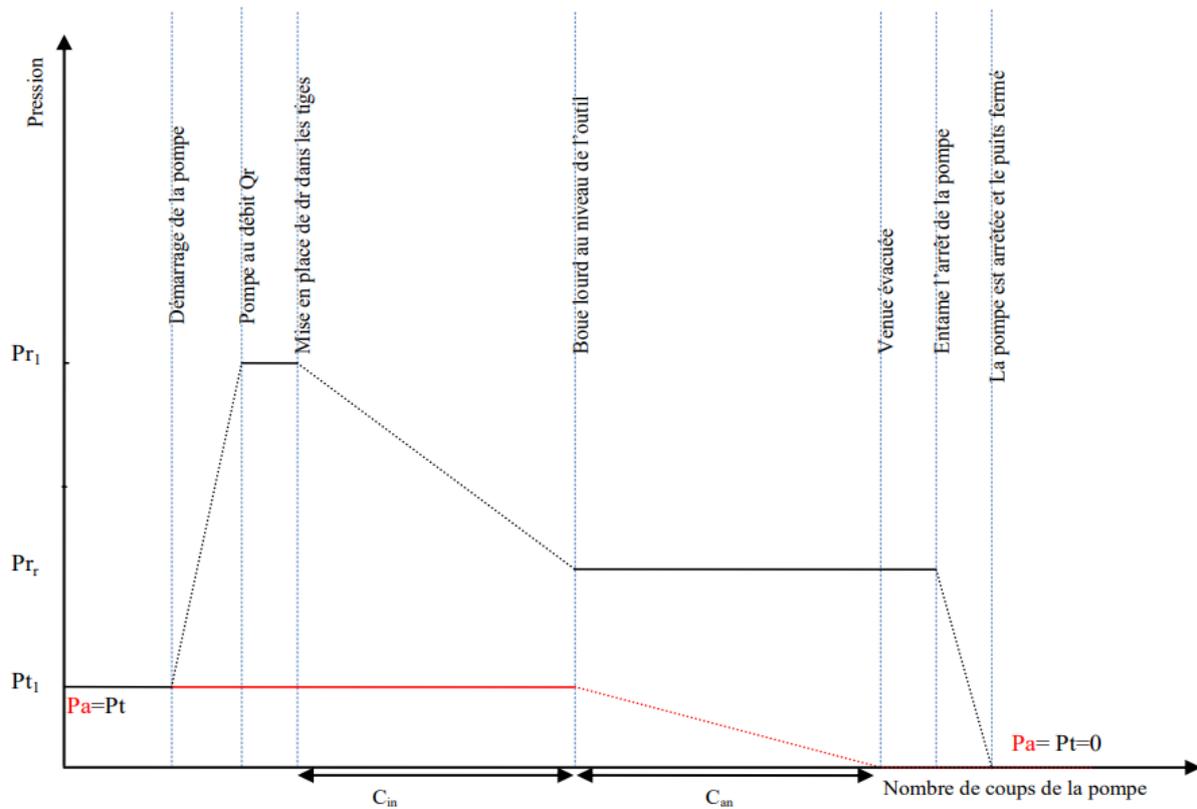


Figure II.6 : Evolution des pressions en tête durant la 2eme circulation Driller's méthode [12].

II.2.2. La méthode Wait and weight :

Le contrôle s'effectue en un seul cycle, impliquant l'évacuation de la venue par une circulation contrôlée à un débit spécifique, tout en remplaçant la boue initiale par une boue ayant la densité requise. Pour maintenir une pression au fond égale à la pression de pores, la pression de refoulement diminue de la valeur initiale P_{R1} à la valeur finale P_{Rr} lorsque la boue lourde atteint l'outil, puis reste constante jusqu'à ce que cette boue atteigne la surface. Cette approche suppose que les pertes de charge dans l'espace annulaire sont négligeable[8]. Au début du cycle :

$$P_{R1} = P_{c1} + P_{t1} \dots (38)$$

Quand la boue lourde arrive à l'outil :

$$P_{R1} = \frac{P_{c1} \times d_r}{d_1} \dots (39)$$

A la fin du cycle et après arrêt de la pompe :

$$P_a = P_t = 0$$

II.2.2.1. Procédure de mise en œuvre de la Wait & Weight Method :

- ✓ Fermer le puits dès la constatation d'un signe positif de venue.
- ✓ Noter le gain et relever les pressions stabilisées en tête des tiges et d'annulaire.
- ✓ Remplir la fiche de contrôle (Kill sheet) et alourdir la boue à la densité requise.
- ✓ Une fois la boue de densité requise est prête. Ouvrir légèrement la duse et démarrer progressivement la pompe de forage jusqu'à le débit de contrôle (Q_r) en ajustant la duse pour maintenir la pression annulaire constante et égale à la pression stabilisée en tête d'annulaire (P_{a1}).
- ✓ Lorsque le débit de contrôle est atteint avec une pression annulaire maintenue constante, le manomètre de tiges doit indiquer une pression de refoulement (P_{R1}).
- ✓ Pendant le pompage de la boue de densité requise à l'intérieur de la garniture à débit de contrôle constant, la pression de refoulement doit décroître selon le graphe préétabli de la valeur (P_{R1}) à la valeur finale (P_{Rr}) lorsque la boue lourde atteigne l'outil.
- ✓ Durant la remontée de la boue lourde dans l'espace annulaire, continuer à circuler à pression de refoulement constante et égale (P_{Rr}) en ajustant la duse jusqu'au l'évacuation complète de la venue et le retour de la boue lourde en surface.
- ✓ 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 opération normales de forage après conditionnement de la boue [6].

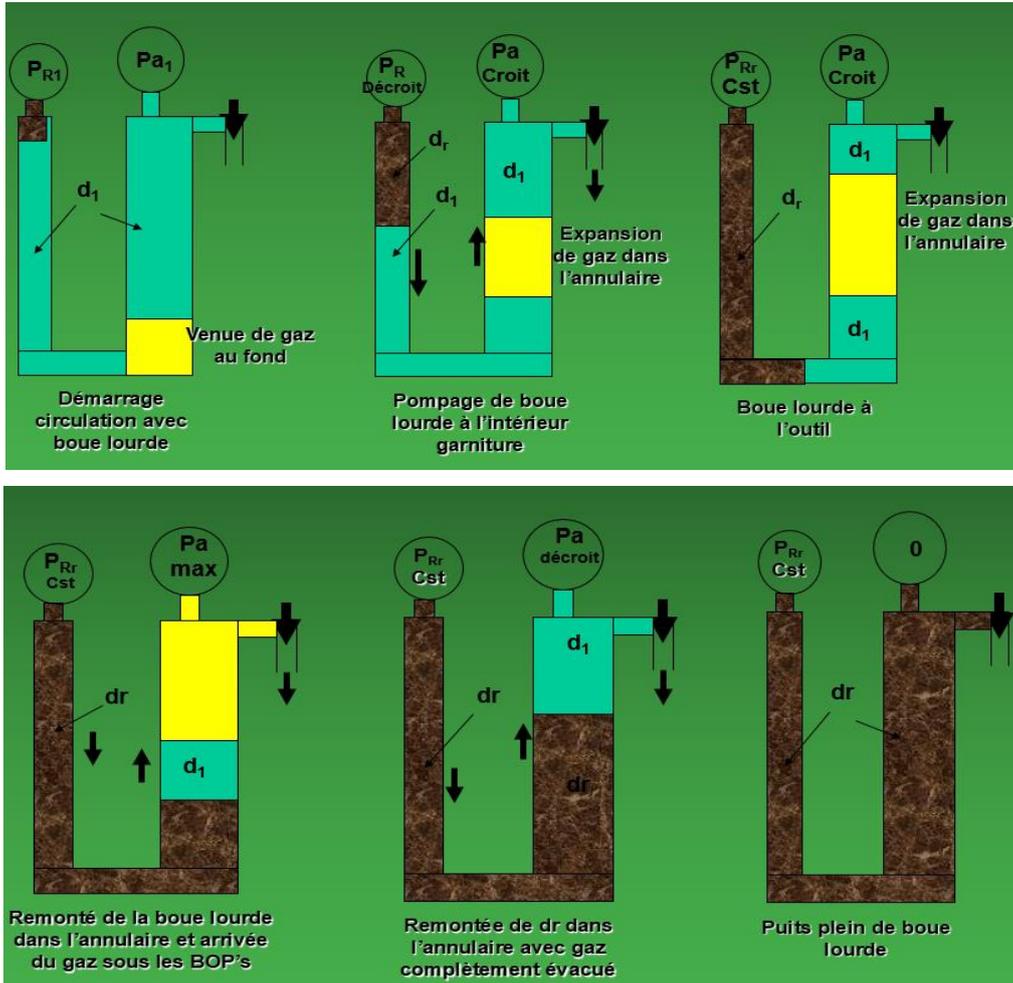


Figure II.7 : Etapes de circulation pour la Wait & Weight Method [8].

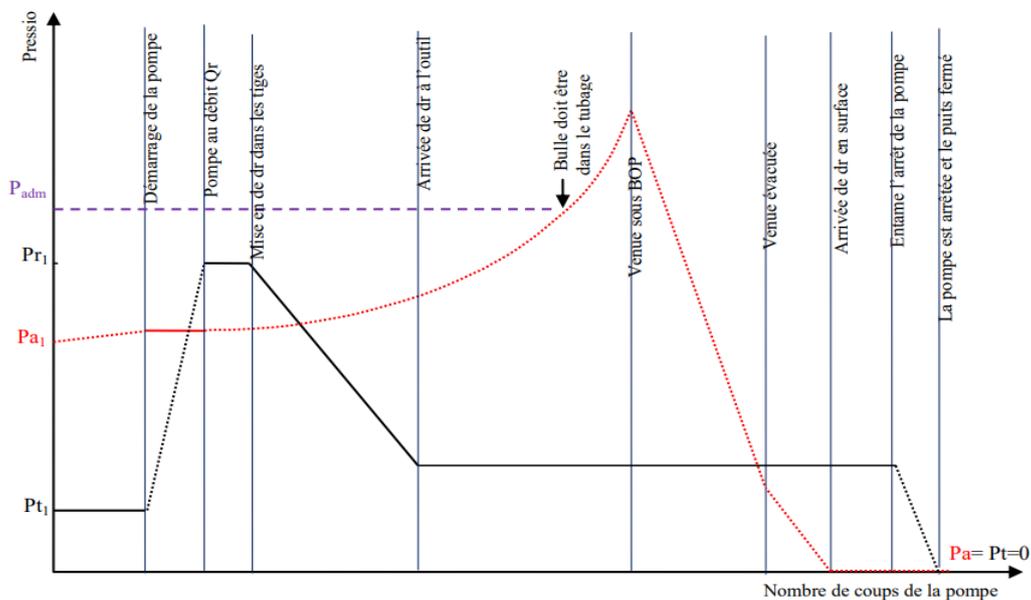


Figure II.8 : Evolution des pressions en tête Wait weight méthode [12].

✓ **Comparaison entre les deux méthodes :**

Tableau II.2 : comparaison entre la driller's method et la wait and weight method.

Méthodes	Avantages	Inconvénients
Driller	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Démarrage du contrôle juste après la stabilisation des pression. ➤ Simple d'utilisation. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Entraîne des pression élevées dans l'annulaire qui peuvent provoquer la fracturation au point fragile. ➤ Génère de fortes pression en surface et par conséquent l'exposition des équipements à ces pressions durant une longue période. ➤ Temps de contrôle élevé.
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 le contrôle. ➤ Moins de risque d'usure de la duse (washout) du fait que le temps de circulation est réduit. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Temps d'attente important pour préparer la boue de densité requise, d'où risque de coincement et de bouchage de la garniture. ➤ Difficultés d'homogénéisation de la boue pour des volumes importants. ➤ Migration du gaz durant l'attente. ➤ Difficultés de prévoir le comportement du gaz dans l'espace annulaire.

II.2.3. Méthode volumétrique :

Cette méthode est utilisée dans les cas où la circulation au fond est impossible, comme lorsque la force motrice est interrompue, que la garniture de forage est coincée hors du trou, ou qu'elle est bouchée, sifflée ou cisailée. Elle implique de laisser le gaz migrer jusqu'à la surface dans le puits fermé, tout en purgeant par la duse pour permettre au gaz de se détendre conformément à la loi des gaz, tout en maintenant une pression suffisante au fond pour éviter une nouvelle venue. Si la pression en tête des tiges (Pt1) peut être surveillée, il suffit de laisser le gaz migrer tout en purgeant pour maintenir Pt1 constante, ou de préférence, augmentée d'une marge de sécurité, jusqu'à ce que le gaz atteigne les BOP (preventers). Mais s'il n'y a pas de communication entre l'intérieur de la garniture de forage et l'espace annulaire (bouchage), le contrôle de la migration du gaz ne peut pas être suivi à partir de la pression en tête des tiges, ce qui nous oblige à utiliser la pression en tête de l'annulaire (Pa). Pour cela, il faut laisser le gaz migrer et observer Pa. Lorsqu'elle atteint une certaine valeur, il faut purger un volume qui permet de :

- ✚ Laisser le volume de gaz augmenter selon la loi des gaz.
- ✚ Laisser Pa augmenter pour compenser l'allègement de la colonne hydrostatique dans l'annulaire, due à l'augmentation de la hauteur du gaz et la diminution de sa densité.

Ainsi, on maintient une pression sur le fond suffisante pour ne pas avoir une deuxième venue. En pratique, la pression appliquée sur le fond est égale à la pression de pore augmentée d'une sécurité, pour éviter la chute de pression au-dessous de celle de pore lors de la manipulation de la duse [8].

II.2.3.1. Procédure de mise en œuvre :

Fixer préalablement deux pressions qui serviront au contrôle en toute sécurité :

- ✚ ΔP = augmentation de pression autorisée due à la migration du gaz.
- ✚ S = sécurité ajoutée à la pression de fond pour ne pas déséquilibrer le puits lors de la manipulation de la duse.

Après fermeture du puits et lecture des pressions stabilisées, une augmentation lente de ces dernières, due à la migration du gaz, est observée. Garder la duse fermée et continuer à observer Pa. Lorsqu'elle atteint :

$$P_{a2} = P_{a1} + \Delta P + S \dots (40)$$

Ouvrir légèrement la duse pour purger un certain volume préalablement calculé, correspondant à ΔP , en maintenant Pa constante et égale à Pa2.

Le volume à purger est celui qui a entraîné l'augmentation ΔP :

$$V = \left(\frac{\Delta P \times 10.2}{d_1} \right) \times V_{ea} \dots (41)$$

Lorsque Pa atteint Pa2, la pression appliquée sur le fond est :

$$P_{fond} = P_{pore} + \Delta P + S \dots (42)$$

Si on purge à Pa constante la valeur de ΔP , la pression appliquée sur le fond devient :

$$P_{fond} = P_{pore} + S \dots (43)$$

Pa étant constante et toujours égale à :

$$P_{a_2} = P_{a_1} + \Delta P + S$$

Lorsque le volume correspondant à ΔP est purgé, on referme complètement la duse et on observe l'augmentation de Pa.

Lorsqu'elle atteint :

$$P_{a_3} = P_{a_2} + \Delta P \dots (44)$$

On purge le volume correspondant à ΔP en gardant Pa3 constante. La PFond chutera de ΔP , et redevient :

$$P_{fond} = P_{pore} + S$$

On continuera ainsi, en laissant Pa augmenter de ΔP avant de purger le volume correspondant à cette augmentation, jusqu'à ce que le gaz arrive sous les BOP.

A ce moment, il ne faut pas le laisser sortir, sinon, le puits se videra d'un volume égal à celui du bouchon de gaz sans qu'il soit remplacé par la boue, ce qui déclenchera une autre venue. Il faut continuer le contrôle en utilisant la lubricating method.

Le volume à chaque fois purgé correspond à la hauteur hydrostatique de la boue qui donne la pression ΔP . Il dépend de la position du bouchon dans l'espace annulaire, puisque les volumes unitaires découvert/drill collars, découvert/tiges et casing/tiges ne sont pas les mêmes. Pour connaître la position du bouchon de gaz à tout moment, il faut calculer sa vitesse de migration[5] [12].

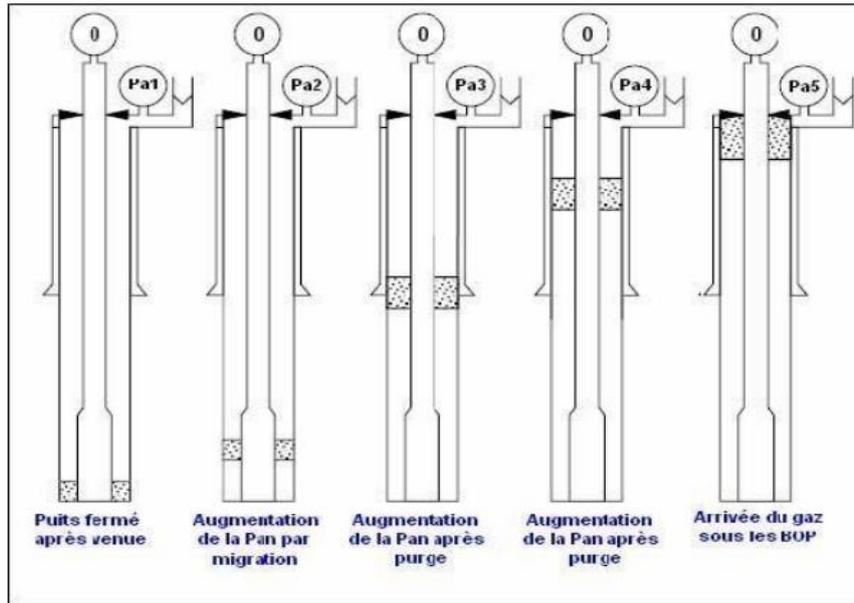


Figure II.9 : migration de l'effluent par la Méthode volumétrique [8].

II.2.4. La méthode lubricating :

C'est une technique utilisée pour évacuer un volume de gaz se trouvant sous les obturateurs en le remplaçant par la boue de forage.

Une fois le gaz, ayant migré en utilisant la volumetric, arrive sous les BOP, on ne doit pas le laisser sortir, sinon le vide créé par le volume de gaz sorti va réduire la pression hydrostatique et déclencher une autre venue.

Il faut alors, tout en évacuant le gaz, le remplacer par le même volume de boue. La méthode consiste à pomper la boue par la kill line, en gardant la duse fermée, jusqu'à atteindre une certaine pression en tête de l'annulaire (inférieure, bien sûr, à P_{adm}). On arrête alors le pompage et on attend quelques instants, pour permettre à la boue pompée de décanter (sinon elle sort directement par la choke line), puis on purge le gaz pour réduire la pression. Ce processus est répété jusqu'à ce que tout le gaz soit évacué et que la boue soit expulsée par la choke line [8].

II.2.4.1. Procédure de mise en œuvre de la Lubricating :

- ✚ Noter la pression annulaire P_a .
- ✚ Choisir un palier de pression de travail ΔP qui est généralement compris entre **5** et **10 bars**.
- ✚ Calculer le volume de boue V donnant une pression hydrostatique dans l'espace annulaire égale au palier de pression de travail ΔP choisi.
- ✚ Pomper par l'espace annulaire (Kill line) le volume V calculé.

$$V = 10.2 \times \Delta P \times V_{ea} / d_1$$

- ✚ Laisser la boue se décanter à travers le gaz.
- ✚ purger du gaz à l'aide de la duse manuelle pour réduire la pression annulaire d'une valeur égale au palier de pression de travail ΔP choisi plus la surpression due à l'injection de la boue.
- ✚ Répéter les séquences 4, 5 et 6 jusqu'à l'évacuation complète de la venue [13].

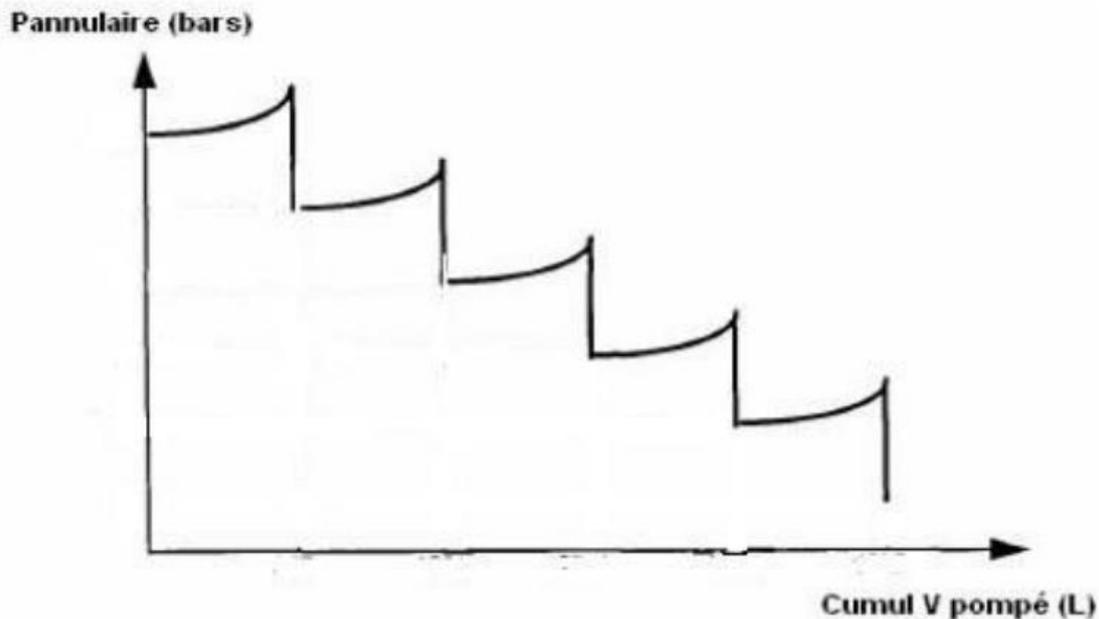


Figure II.10 : Variation de la pression annulaire en fonction du volume pompe cumulé[11].

II.2.5. La méthode bullheading :

Lorsque les méthodes de contrôle conventionnelles sont inapplicables, le bullheading offre une solution de squeezer l'effluent directement dans la formation. Cette méthode est critique et est utilisée uniquement dans des circonstances spécifiques :

- ✚ Grand volume de l'effluent qui peut engendrer de hautes pressions en tête d'annulaire.
 - ✚ L'effluent peut contenir de l'H₂S.
 - ✚ La garniture de forage est loin du fond ou absence totale de garniture[13].
- ✓ **Les facteurs influençant sur le succès de l'opération :**
- ✚ Grand volume de l'effluent obtenu en cours de forage pouvant être contaminé par la boue.
 - ✚ La pression admissible qui dépend de la résistance de la formation, tubage et équipements de surface.
 - ✚ La perméabilité de la formation.

- ✚ Position de l'effluent dans le puits.
- ✚ Les conséquences de fracturation de la formation.
- ✓ **Préparation de la méthode :**
- ✚ Evaluer la vitesse de migration de l'effluent.
- ✚ Calculer la pression admissible avec la boue actuelle.
- ✚ Assurer le volume de boue nécessaire pour déplacer le top de l'effluent vers la formation.
- ✚ Si le temps le permet, augmenter la densité de la boue.
- ✚ Pomper par le kill line.

✓ **Procédures de l'opération :**

Après faire les préparations ci-dessus, La procédure générale de la façon d'effectuer un bullheading est comme suite :

- ✚ Préparer un graphe de pression de bullheading représentant les coups pompés par rapport à la pression de pompage.
- ✚ Augmenter lentement le débit de la pompe jusqu'au débit prévu.
- ✚ Surveiller de près la pression du tubage et du casing pour s'assurer que la pression ne dépasse pas les limites de l'équipement à n'importe quel stade de l'opération.
- ✚ Réduire le débit de la pompe lorsque le fluide de contrôle est proche du réservoir.
- ✚ La pression de surface va baisser au fil du temps pendant le pompage de la boue lourde dans le puits, car la boue lourde va augmenter la pression hydrostatique.
- ✚ La pression s'augmente de lorsque la boue lourde est poussée dans la formation.
- ✚ Arrêt de la pompe et fermeture du puits.
- ✚ Surveiller la pression. Purger la pression piégée si nécessaire [12].

II.2.6. Concurrent method :

Il s'agit de la méthode la plus complexe et la plus imprévisible des trois. Son principal intérêt réside dans le fait qu'elle combine les méthodes de l'excavateur et de l'ingénieur, de sorte que le processus d'abattage peut être lancé dès la réception de la pression de fermeture. Au lieu d'attendre que toute la boue de surface soit lestée, le pompage commence immédiatement au taux d'abattage, et la boue est pompée vers le bas au fur et à mesure que la densité augmente. La vitesse à laquelle la densité de la boue augmente dépend des installations de mélange disponibles et de la capacité de l'équipe. La principale complication de cette méthode est que le tube de forage peut être rempli de boue de

différentes densités, ce qui rend difficile le calcul de la pression hydrostatique au fond du puits.

la pression hydrostatique au fond du puits (et la pression de la tige de forage). Sous réserve d'une supervision et d'une communication adéquates, et d'une bonne compréhension de la méthode, cette dernière peut être très efficace pour tuer un coup de bélier. La figure illustre l'irrégularité de la pression de la tige de forage en fonction du volume de boue d'abattage, causée par différentes densités de boue. La procédure d'arrêt est la même que celle décrite précédemment. Lorsque toutes les informations relatives à l'abattage sont enregistrées, les pompes sont lentement mises sous tension jusqu'à ce que la pression de circulation initiale soit atteinte à un niveau spécifié.

jusqu'à ce que la pression de circulation initiale soit atteinte au taux d'abattage spécifié. La boue doit être lestée aussi rapidement que possible et, lorsque la densité de la boue dans la fosse d'aspiration change, l'opérateur du choke en est informé. Le nombre total de coups de pompe est vérifié sur le tableau de pression de la tige de forage lorsque la nouvelle densité est pompée pour s'adapter aux nouvelles conditions de la tige de forage [14].

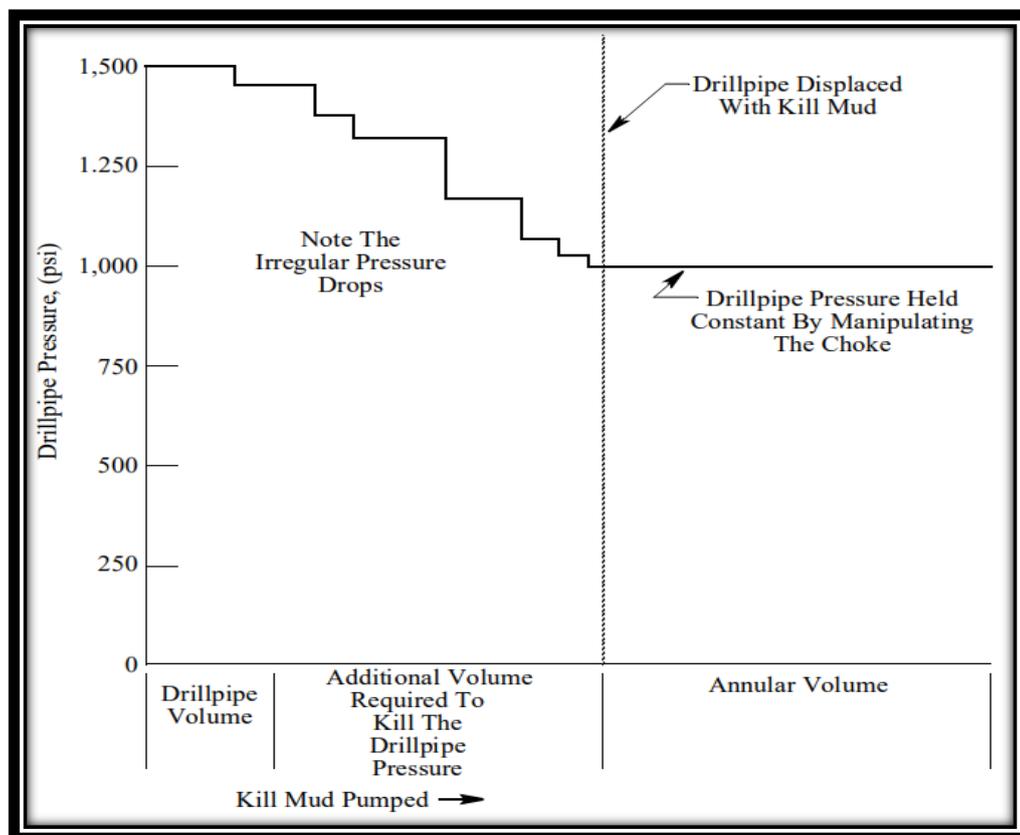


Figure II.11 : Réductions de pression irrégulières des tige de forage au cours de l'application de la méthode Concurrent [9].

III. Equipements de contrôle des venues :

Le choix adéquat, l'utilisation correcte, la vérification et la maintenance périodiques des équipements de contrôle de venue sont d'une importance vitale pour la réussite de l'opération de la mise du puits sous contrôle dans un temps optimal et avec la moindre des dégâts[9].

III.1. Les obturateurs :

L'obturateur est un moyen utilisé pour fermer le puits en cas de venue et circuler sous duse durant le contrôle.

Un obturateur est désigné par :

- ✚ sa marque : Cameron, Shaffer, Hydril, ...
- ✚ son type : U, UII, T, TL, SL, LWS, GK, GX, ...
- ✚ sa dimension nominale qui correspond au diamètre minimal d'alésage : 11", 13"5/8,.
- ✚ sa série qui correspond à sa pression de service : 2000, 3000, ...

Il existe trois types d'obturateurs:

1. Obturateurs annulaires.
2. Obturateurs à mâchoires.
3. Obturateurs internes.

Le choix des éléments de l'empilage des obturateurs est fonction de :

- ✚ la pression maximale attendue en surface.
- ✚ les diamètres des outils et tubulaires à descendre.
- ✚ la présence d'agents corrosifs (H₂S).

L'empilage des obturateurs doit toujours assurer :

- ✚ la fermeture du puits avec ou sans garniture.
- ✚ l'évacuation d'une venue.
- ✚ l'injection dans le puits fermé.
- ✚ le stripping [7].

III.1.1. Les obturateurs annulaires [annular BOP] :

Placé au top de l'empilage des obturateurs, l'obturateur annulaire comprend une garniture élastique capable de fermer sur n'importe quel diamètre et quelle forme régulière du matériel tubulaire descendu dans le puits. Cette garniture peut même fermer complètement le puits s'il est vide ou permettre le stripping de la garniture de forage en cas de venue avec l'outil loin du fond.

Lorsque de l'huile est injectée dans la chambre de fermeture, elle pousse le piston vers le haut, ce qui comprime la garniture élastique. Maintenu en position haute par le couvercle et en position basse par une chemise, la garniture se déplace vers l'intérieur et se ferme autour du matériel tubulaire [20].

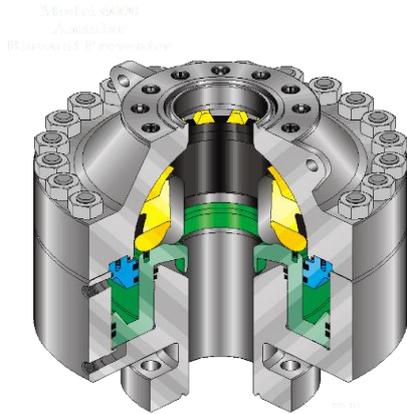


Figure II.12 : Obturateur annulaire.

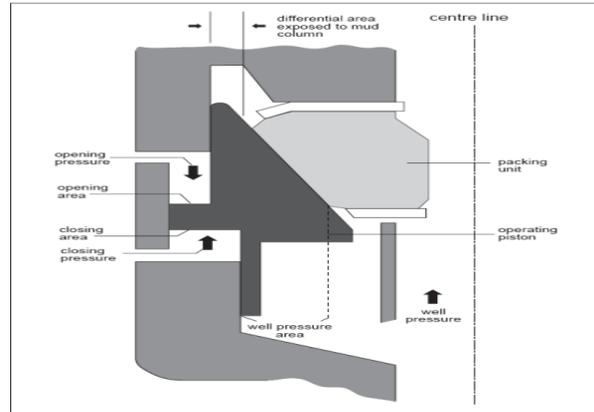


Figure II.13 : Principe des obturateurs annulaires.

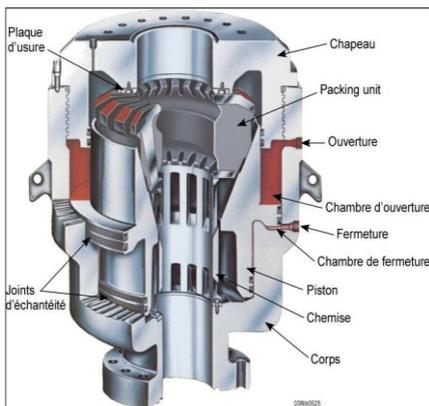


Figure II.14 : Hydril type GK.

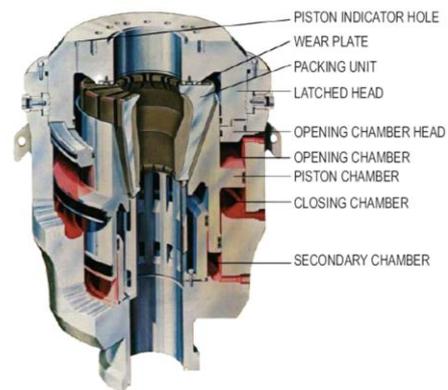


Figure II.15 : Hydril type GL.

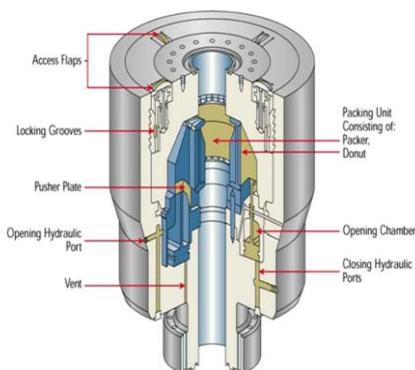


Figure II.16 : Cameron type DL.

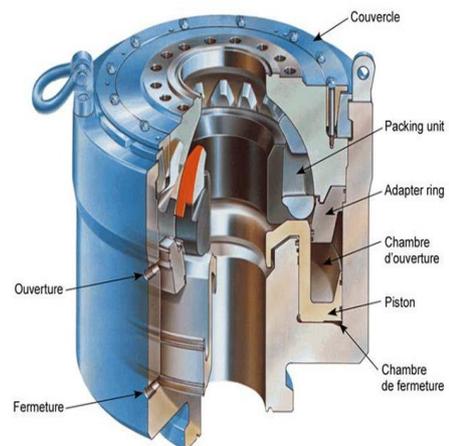


Figure II.17 : Shaffer sphérique.

III.1.2. Les obturateurs à mâchoires :

Ces équipements comprennent des mâchoires en acier, soit fixes soit variables, qui intègrent des garnitures pour assurer l'étanchéité entre l'intérieur du puits et les tiges qui en sortent. Les mâchoires qui scellent le puits avec les tiges à l'intérieur sont appelées mâchoires à fermeture sur tiges. Dans le cas où le puits est vide, on utilise des mâchoires appelées à fermeture totale [9].

Ce type d'obturateur est disponible en simple, double ou triple étage et peut être équipé de mâchoires à fermeture :

- ✚ Totale (Blind Rams).
- ✚ Totale et cisailent (Blind Shear Rams).
- ✚ Sur un diamètre donné (Pipe Rams).
- ✚ Sur une série de diamètre (variable Rams).

Les modèles les plus couramment utilisés sont :

- ✚ Cameron type: U & UII
- ✚ Shaffer type : LWS
- ✚ Hydril type : X

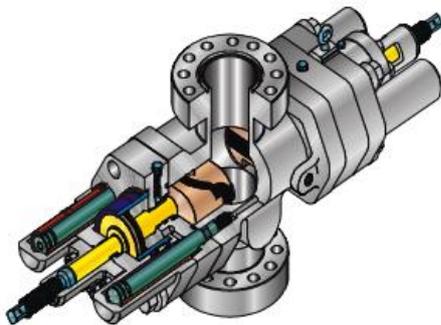


Figure II.18 : Obturateur à mâchoires

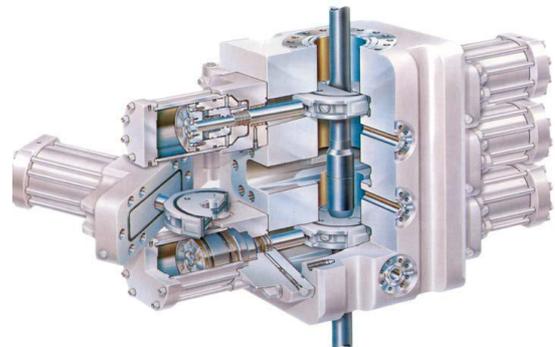


Figure II.19 : Mâchoires Shaffer type SL

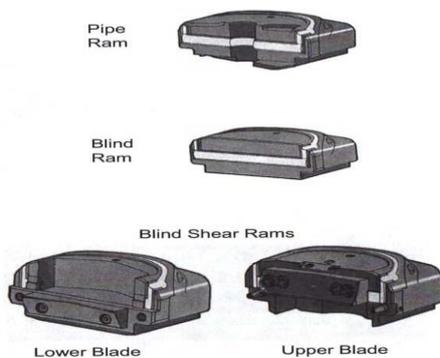


Figure II.20 : mâchoires à fermeture.

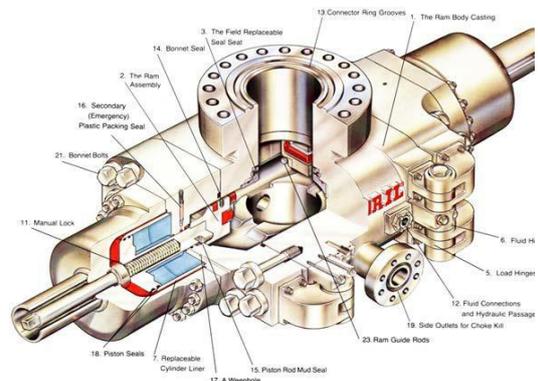


Figure II.21 : mâchoires Hydril.

III.1.3. Les obturateurs internes :

Les obturateurs internes sont des équipements conçus pour obstruer rapidement la garniture de forage en cas de venue. l'on place dans le train de tiges pour le fermer. Leur pression de service est égale ou supérieure à la pression de service des BOP[24].

Il existe plusieurs type d'obturateurs internes :

- ✚ Upper Kelly Cock.
- ✚ Lower Kelly Cock.
- ✚ Gray valve.
- ✚ Fast shut off coupling.
- ✚ Float valve.
- ✓ **Upper Kelly Cock :**

C'est une vanne à fermeture rapide placée au sommet de tige d'entraînement.

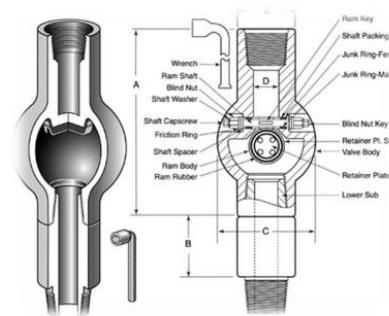


Figure II.22 : Upper Kelly.

✓ Lower kelly cock :

C'est une vanne de fermeture rapide, située à la partie inférieure de la tige d'entraînement (Kelly). De même principe que l'open Safety valve.

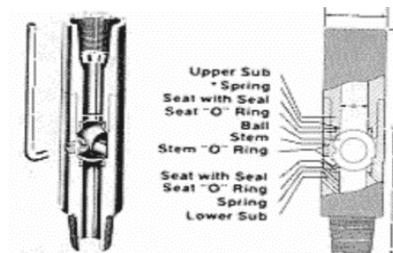


Figure II.23 : Lower kelly.

✓ Safety valve :

C'est une vanne plein passage est conçue pour permettre le passage du fluide sans restriction lorsqu'elle est en position ouverte, donc il sera possible de les visser même s'il y a un fort débit de puits. Mais en position fermée, elle ne permette pas la circulation. Donc il faut toujours ajouter la gray valve au-dessus en cas de besoin de stripper dans le puits.

✓ Gray valve :

C'est un clapet anti-retour, maintenu ouvert à l'aide d'une tige. Il est vissé sur la garniture lorsqu'il y a des influx non désirés se produisent pendant une opération de manœuvre.

Si une venue survient durant la manœuvre et le puits débite, il est difficile et même impossible de placer la gray valve. Si on insiste, on ne fait que perdre du temps et le gain ne fait qu'augmenter.

Dans cette situation, pour prévenir une venue, il est nécessaire de placer une vanne de sécurité à ouverture totale, qui est en fait une lower kelly cock non raccordée à la tige d'entraînement.



Figure II.24 : safety valve[14].



Figure II.25 : Gray valve[14].

✓ **Clapet anti retour (float valve) :**

Placé au-dessus de l'outil, il empêche une venue par l'intérieur de la garniture, ou le back flow à l'arrêt de la circulation pour éviter le bouchage des duses de l'outil.

Les inconvénients de cet équipement sont la surpression durant la descente, la difficulté de lecture de la pression en tête des tiges en cas de venue et la nécessité de remplir la garniture durant la descente

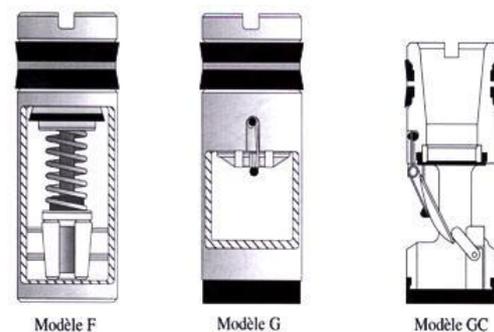


Figure II.26 : float valve.

Si la garniture n'est pas remplie durant la descente et le clapet lâche soudainement, le back flow vers l'intérieur de la garniture entraîne la chute de niveau qui provoquera une venue.

A la différence des autres, le modèle GC est descendu ouvert et ne s'active que si on établit la circulation une fois au fond. Il permet ainsi le remplissage de la garniture et réduit l'effet de pistonnage vers le bas durant la descente [23].

III.2. Unité de commande de BOP surface (KOOMEY) :

Le système de commande hydraulique des BOP's, des vannes Kill line et Choke line a pour objectif d'assurer la fermeture et l'ouverture de chaque fonction d'une façon efficace, rapide et facile à répéter si nécessaire.

Les caractéristiques de l'unité accumulateur sont définies en fonction:

- ✚ Du volume total d'huile pour assurer la séquence imposée par la procédure de la compagnie.
- ✚ De la pression maximale de travail.
- ✚ Du temps nécessaire pour re-comprimer l'accumulateur selon les spécifications API.

Cette unité d'accumulation ainsi que le tableau de commandes des obturateurs doivent être placés distance à du puits de manière à pouvoir être opérés rapidement et de manière adéquate en cas d'urgence. Un tableau de commande secondaire est généralement situé en face de la cabine du chef de chantier.

L'unité à commande hydraulique se compose de six sous –ensembles :

- ✚ Appareillage à air.
- ✚ Appareillage électrique.
- ✚ Partie accumulation.
- ✚ Manifold machoires-vannes.
- ✚ Manifold annulaire.
- ✚ Réservoir [8].



Figure II.27 : Unité de commande de BOP (KOOMEY) [14].

III.3. Circuits manifold :

III.3.1. Manifold de Duse :

Durant le contrôle d'une venue, il permet d'appliquer une contre pression dans le puits à l'aide d'une duse réglable et de diriger le fluide sorti du puits vers les bacs (ou séparateur), la torche ou le bournier.

Ce manifold doit être équipé d'au moins deux duses réglables afin de basculer sur l'autre duse et continuer le contrôle de la venue si celle qu'on utilise se bouche ou s'use.

Il est fortement recommandé de disposer, en plus de duses à commande à distance, d'une duse à commande manuelle, utilisée au cas où le circuit de commande à distance est défaillant.

La pression de service du manifold avant les duses doit être au moins égale à celle des obturateurs, alors que celle de la partie après les duses est généralement d'une série inférieure. Afin d'éviter le bouchage des conduites par les hydrates durant le contrôle d'une venue de gaz, certains manifolds comportent des piquages avant la duse pour l'injection du glycol ou du méthanol.

Les vannes avant les duses doivent être doublées pour arriver à isoler une duse défaillante et basculer sur l'autre pour continuer le contrôle, même si l'une des vannes fuit.

La ligne de purge qui court-circuite les duses a un diamètre au moins égal à celui de la choke line. Elle permet de circuler dans le puits avec les obturateurs fermés tout en maintenant une contre pression minimale. Elle permet également la purge d'un important volume de fluide provenant du puits pour soulager la pression annulaire avec les obturateurs fermés[25].

On trouve plusieurs types de duses :

-  Duse calibrée fixe (positive choke) employée en production.
-  Duse réglable manuelle (adjustable choke).
-  Duse commandée à distance (Remote choke).

✓ **Kill line :**

Ayant un diamètre de 2'' et une pression de service au moins égale à celle de l'empilage des obturateurs, elle permet, en cas de besoin, le pompage dans le puits.

En plus de deux vannes, dont l'une peut être à commande hydraulique, cette ligne comporte un clapet anti-retour qui protège l'installation de surface contre toute pression venant du puits.

✓ **Choke line :**

Ayant un diamètre au moins égal à 3'' et une pression de service au moins égale A celle de l'empilage des obturateurs, elle permet de diriger le fluide sortant du puits vers le manifold de duses. En plus, elle doit être rectiligne et fermement amarrée. Les brides des coudes sont rechargées pour résister à l'érosion.

Cette ligne comporte deux vannes en série, dont la première à partir de la croix de circulation est manuelle et celle qui vient après hydraulique [8].



Figure II.28 : Circuit Choke Manifold [14].

III.4. Panel de commande à distance :

Divers modèles sont disponibles dans l'industrie, selon le type de commande. Les opérations peuvent être contrôlées à partir d'un panneau de commande à distance situé sur le plancher de forage ou dans le dog-house. De plus, un panneau auxiliaire de secours peut être placé en dehors du périmètre de sécurité.

Pour actionner un BOP, il faut tirer la vanne maîtresse d'air vers le bas et manœuvrer la manette du BOP concerné pour envoyer de l'air vers la vanne à 4 voies sur l'unité. Une fois que le voyant lumineux s'allume, relâchez les manettes. Vous remarquerez une chute de la pression de l'accumulateur.

Les manomètres qui indiquent les pressions sur l'unité d'accumulateurs sont reliés à des transmetteurs placés sur le côté de l'unité. Ces transmetteurs convertissent la haute pression

hydraulique en une basse pression pneumatique (comprise entre 0 et environ 30 psi) pour l'acheminer en toute sécurité vers le panneau de commande à distance [9].

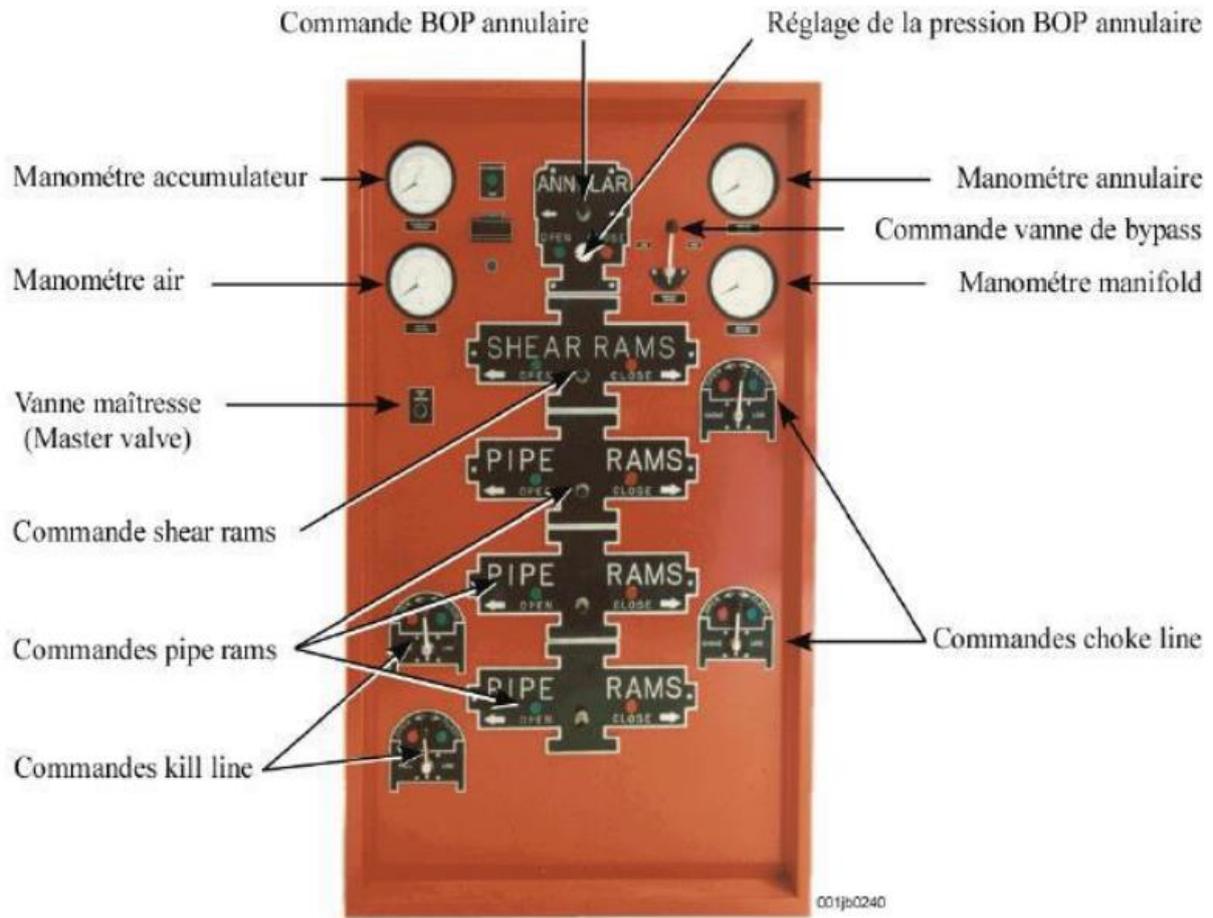


Figure II.29 : schéma panels de commande à distance .

III.5. Choke panel :

le circuit de commande comprend un réservoir d'huile hydraulique pour le fonctionnement de la duse, une pompe principale entraînée par un moteur à air, et une autre pompe manuelle utilisée en cas de non-disponibilité de l'air.

Sur le plancher de travail de l'appareil de forage, un pupitre regroupe toutes les commandes et indicateurs nécessaires pour manipuler la duse et contrôler une venue à distance. Cela permet une gestion efficace et rapide des opérations, même dans des situations d'urgence ou de non-disponibilité d'air [11].

Le contrôle de la duse s'effectue à l'aide d'un pupitre qui comporte:

- ✚ Une pompe hydraulique principale.
- ✚ Une pompe à main de secours.
- ✚ Un réservoir d'huile.

Sur le tableau de commande on trouve :

- ✚ Un levier « air supply ».
- ✚ Un levier principale de commande marque « open », « hold », « close » contrôle le mouvement du disque mobile.
- ✚ Une vanne « hydraulic regulator » règle la vitesse de déplacement du disque mobile.
- ✚ Un « position indicator » indique la fermeture approximative de la duse en pourcentage.
- ✚ Deux manomètres de pression l'un est de pression en tête des tiges et l'autre de pression en tête d'annulaire.
- ✚ Un compte-coups de la pompe.
- ✚ Un totalisateur de coups de pompe.



Figure II.30 : Choke Panel [14].

III.6. Les équipements de traitement de gaz en surface :

Se sont des équipements installés en aval du manifold de duses pour dégazer la boue.

Il existe deux types d'équipements de traitement:

- ✚ Séparateurs.
- ✚ Dégazeurs.

III.6.1. Séparateur :

Utilisé pour séparer des quantités importantes de gaz de la boue de forage quand la circulation se fait à travers le manifold de duses.

La boue, dégazée par ruissellement sur des chicanes, est récupérée en bas du séparateur alors que le gaz s'échappe par la ligne d'évacuation (vent line), en haut.

Les pertes de charge produites par le gaz s'échappant par la ligne d'évacuation génèrent une certaine pression dans le séparateur, qui pousse la boue vers le bas. Pour empêcher le gaz de chasser complètement la boue vers le bas et sortir derrière elle, un système de tube en U (mud seal) de hauteur comprise entre 2 et 7 m équipe la sortie du séparateur vers le circuit boue.

La pression maximale générée dans le séparateur ne doit pas dépasser la pression hydrostatique exercée par la boue dans le mud seal, sinon, le gaz sort par le bas et envahit le circuit boue.

Si, durant le contrôle d'une venue, la pression dans le séparateur atteint une valeur proche de la pression hydrostatique du mud seal, il faut arrêter immédiatement le contrôle, et le reprendre avec un débit plus faible, une fois la pression dans le séparateur chutée.

Le diamètre du séparateur est compris entre 30 et 48", et sa longueur entre 3 et 5 m.

La ligne d'évacuation a un diamètre minimal de 8", et une longueur dépendante de l'installation.

Le diamètre de la conduite d'entrée de la boue est égal à celui de la choke line (généralement).

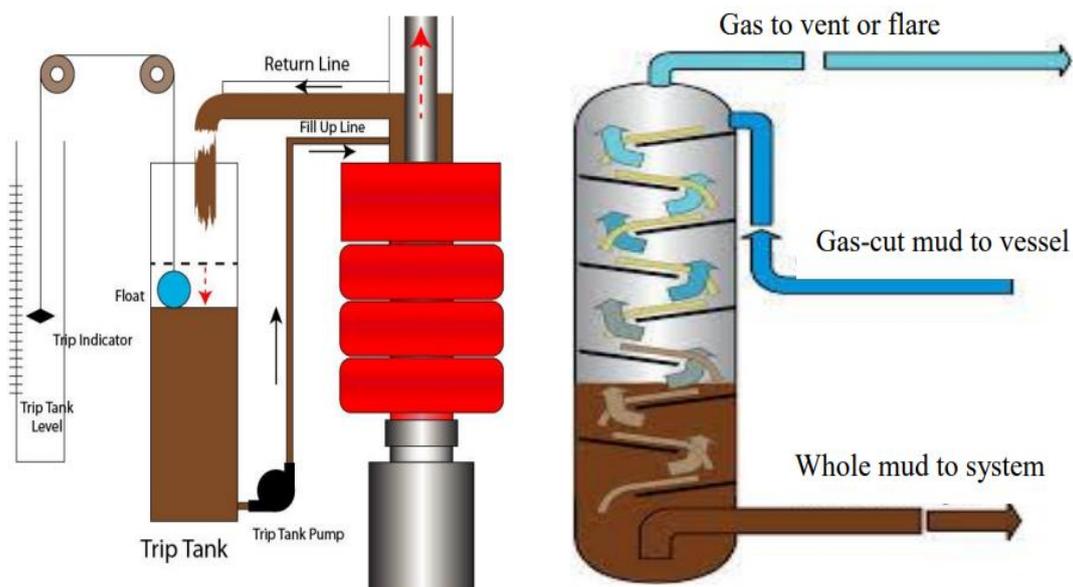


Figure II.31 : Séparateur [9].

III.6.2. Dégazeurs :

Le dégazeur est utilisé dans le cas où le taux de gaz dans la boue est faible, il est installé en aval des tamis vibrants.

Une pompe à vide est utilisée pour créer la dépression dans l'enceinte et aspire la boue gazée. Une autre pompe centrifuge annexe assure la circulation de la boue dégazée vers les bacs.

La boue se dégaze par ruissellement sur chicanes et retourne dans le circuit [8].

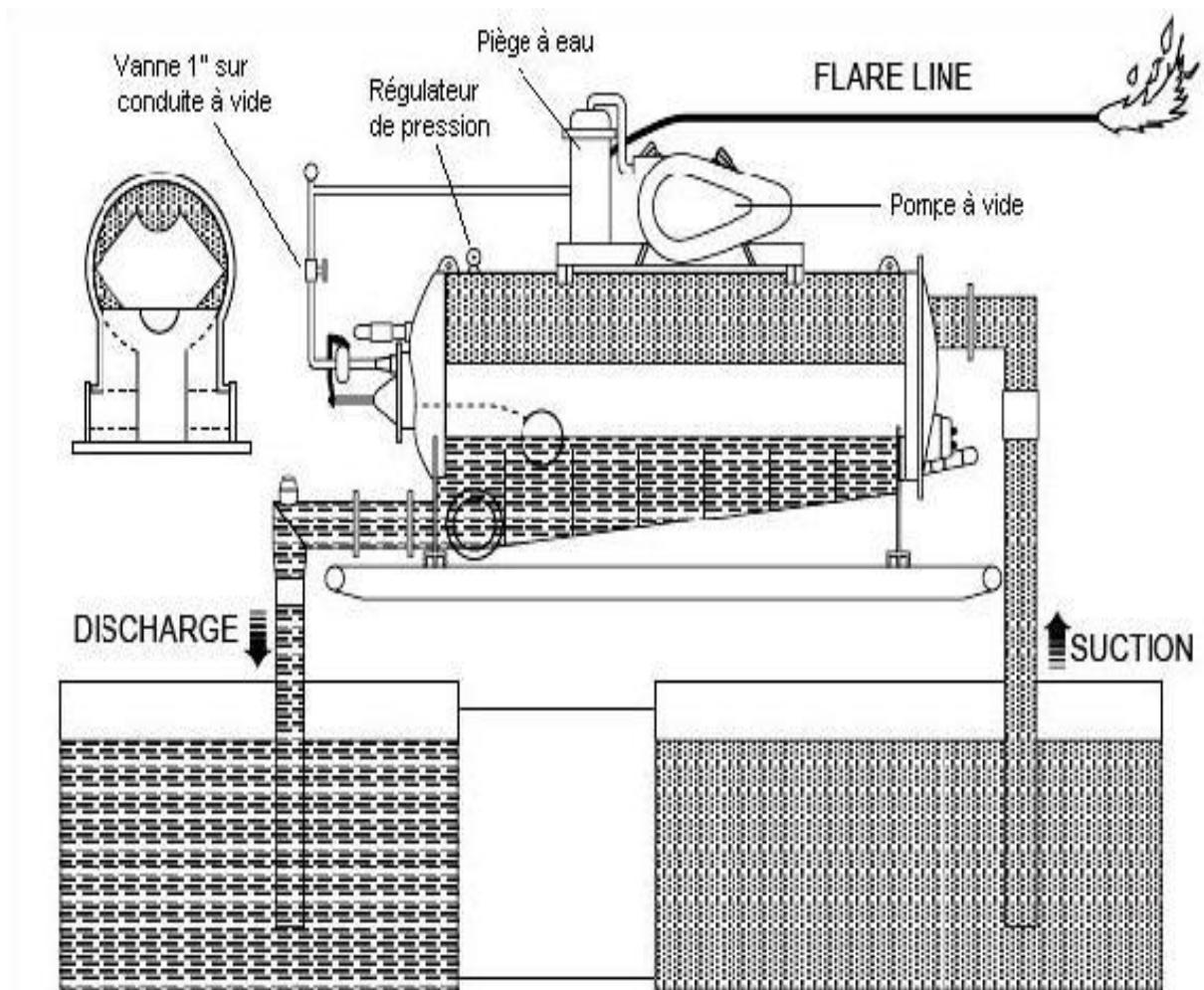


Figure II.32 : dégazeur.

Chapitre III : CONTROLE D'UNE VENUE
CAS PUIITS OMG-831

I. INTRODUCTION :

Le puits vertical OMG-831, statut Injecteur Gaz, s'inscrit dans le cadre du développement du gisement de Hassi Messaoud dans l'Upside Nord. Il est situé entre les puits de référence OMG73, OMG832, OMG823 et OMG82 (**Figure III.1**), Ce puits se situe dans un secteur où l'érosion hercynienne a atteint la partie supérieure du réservoir cambrien Ra jusqu'au drain D³ qui a une épaisseur de 05 m sous la DH.

Le sabot 7" était posé à la côte 3423 m TVD (3247 m TVDSS), soit 3 mètres sous la discordance Hercynienne (DH/D3). Le puits traversait 89 m dans le réservoir, de la DH-D3 jusqu'à la côte d'arrêt prévue @ 3509 m TVD soit 3333 m TVDSS. Le plan d'eau prévisionnel était estimé @ 3366 m TVDSS soit 3542 m TVD [18].

I.1. Situation Géographique :

Les coordonnées en « U.T.M 31 » de la plate-forme du puits OMG-831 sont les suivantes:

Tableau III.1 : Coordonnées de la plate-forme [19].

Coordonnées	UTM	Zs (m)	Zt (m)	Appareil de forage
X	790 871,998	165,128 m	176 m	TP-139 (10,7 m)
Y	3 537 046,019			

I.2. Stratigraphie

➤ Le Mésozoïque

Les toits des étages du Mésozoïque qui figurent sur la fiche stratigraphique du puits sont déterminés par corrélation avec les puits environnants ; l'examen des cuttings s'impose à l'approche des cotes prévues pour la pose des casings.

La descente d'un tricône est impérative pour l'obtention de cuttings de qualité, lors de la surveillance par le géologue responsable.

Des phases de circulation de boue sont à prévoir jusqu'à remonter des déblais en surface dont l'examen sera déterminant pour la reconnaissance du réservoir afin de palier au problème éventuel des cuttings non représentatifs,

Durant toute la phase de forage du Mésozoïque un log d'avancement sera établi.

La surveillance géologique avec prélèvement de déblais tous les mètres se fera à partir de 3191m de profondeur,

soit 50m au-dessus du toit du Trias argileux. Toutefois ce spacing pourrait être réduit par le géologue responsable compte tenu de l'évolution de l'avancement.

Les gains et pertes de boue ainsi que les différents incidents ou instrumentations constatés seront soigneusement mentionnés sur le log d'avancement.

➤ Le Paléozoïque

Un log d'avancement sera réalisé intégralement dès l'entrée dans le réservoir. Il comportera en plus des renseignements géologiques, les paramètres liés au forage et à la boue observée pendant la durée de cette phase.

A l'approche de la Discordance Hercynienne, prévoir un outil tricône qui sera descendu à la demande du superviseur géologue afin de mieux apprécier les cuttings [18].

I.3. Previsions Stratigraphiques des Reservoirs :

Les toits des réservoirs sont les suivants :

Tableau III.2 : Toits TVD, TVDSS des réservoirs à traverser [20].

TOP DES FORMATIONS RESERVOIR	CÔTES SONDEUR TVD (m)	CÔTES ABSOLUES TVDSS (m)	EPAISSEURS (m)
DH (D3)	3420	-3244	05
D2	3425	-3249	25
ID	3450	-3274	30
D1	3480	-3304	29
ZPSG	3509	-3333	06
R2	3515	-3339	/
Côte d'arrêt prévisionnelle	3509	-3333	/
Plan d'eau prévisionnel	3542	-3366	/

II. localisation du puits OMG-831:

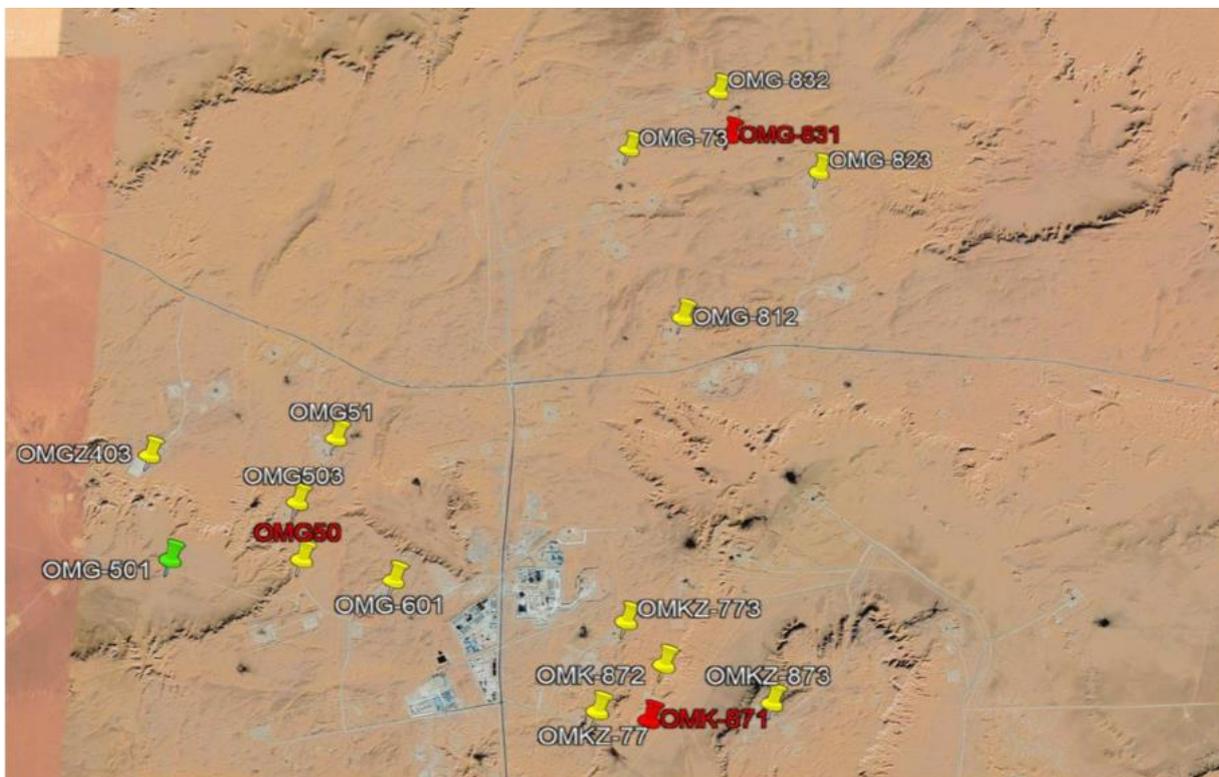
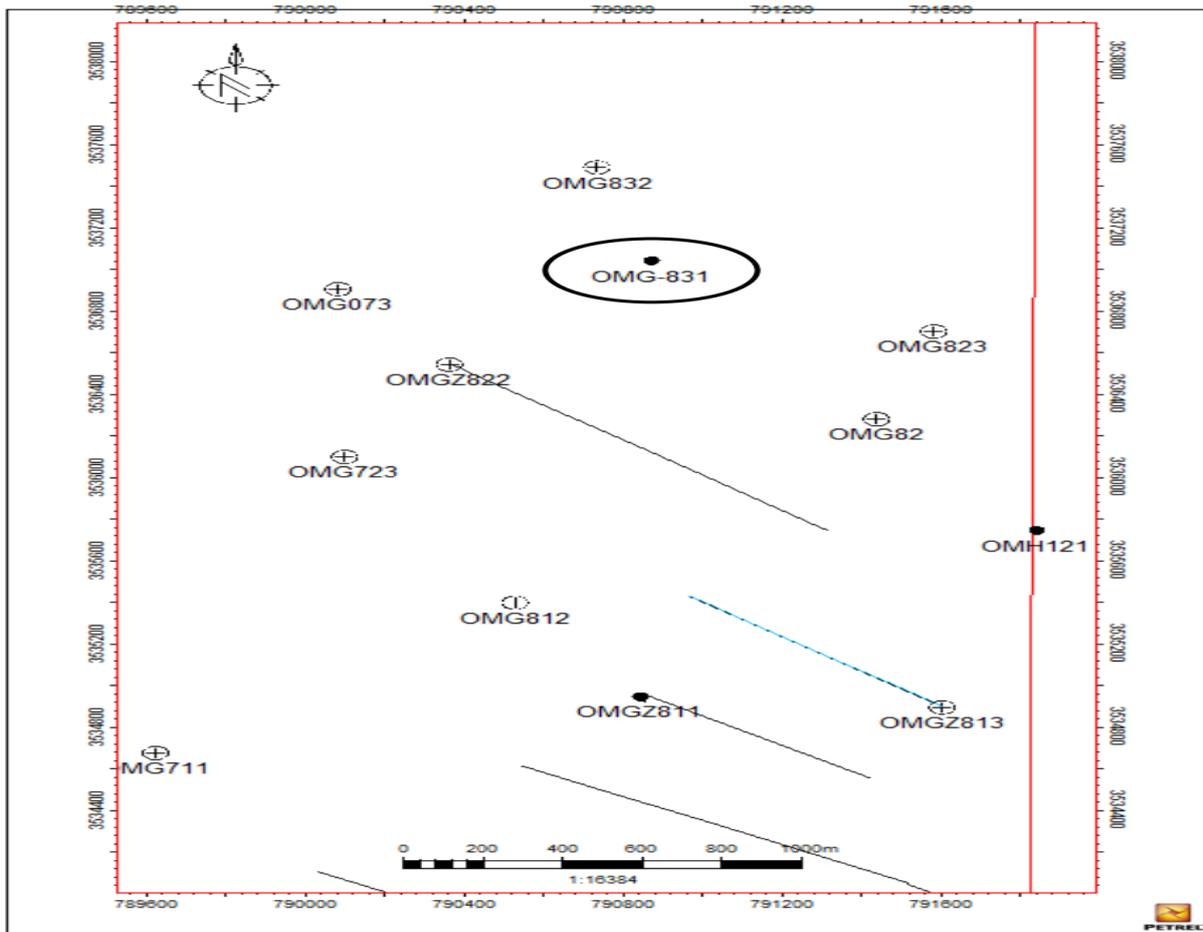


Figure III.1 : Carte de localisation du puits OMG-831[18].

III. Fiche prevision de puits :

FICHE TECHNIQUE PUIITS: OMG-831																
REGION : HASSI MESSAOUD																
TITULAIRE : SHIPD																
OPERATEUR : TP-139																
OBJECTIFS : Cambrien D3 ET D1																
DEBUT DE FORAGE : 21/06/2021																
FIN DE FORAGE : **/**/2021																
Coordonnées UTM																
X : 790 871,998m																
Y : 3 537 046,019m																
Z sol : 165.13m																
Z tab : 175.82m																
TOPS DES FORMATIONS																
Ere	Systeme	Formation	Lithologie	Tops (m)				E. pais.	Description	ROP (m/h)	A R O T T E C	B S T E C	OPERATIONS DE FORAGE			
				Prév.	MD	TVD	SPE						Tubages	Boue	Logging	
CENO.	Néo-gène	Mio-Pliocène			14	14	-	261	Sable, Argile, Gypse, Anhydrite, Calcaire et Dolomie	9,10						
		Paléo-gène	Eocène		279	275	275	-	77	Calcaire, Dolomie Calcaire et Argile.	9,11					
MESOZOÏQUE	Cretacé	Sénouien	Carbonaté	352	352	352	-	150	Dolomie Calcaire, Anhydrite et Argile	9,40						
			Anhydritique	495	502	502		228	Anhydrite, Argile et Dolomie Calcaire.	12,18						
			Saillire	726	730	730	728	170	Anhydrite, Sel massif et Argile.	12,06						
		Turonien		895	900	900	900	79	Calcaire et Argile.	23,80						
		Cenomanien		976	979	979	975	113	Anhydrite, marne, Argile et Dolomie.	9,89						
		Abien		1123	1092	1092	1109	384	Grès, Argile, Dolomie, Anhydrite et Dolomie Calc.	40,29						
		Apfien		1476	1476	1476	1480	28	Dolomie Calcaire.	5,30						
		Sarménien		1502	1504	1504	1505	243	Argile, Grès et Dolomie.	38,45						
		Néocomien		1743	1747	1747	1748	189	Argile, Grès, Dolomie et Anhydrite.	14,96						
		Malm		1934	1936	1936	1937	233	Dolomie, Grès, Argile et Anhydrite.	7,84						
	Jurassique	Dogger	Argileux	2169	2169	2170	2174	103	Anhydrite, Argile et passées de Dolomie.	17,71						
			Lagunaire	2273	2272	2272	2274	216	Anhydrite, Argile et passées de Dolomie.	4,27						
		Lias	Dolomitique LD1	2486	2488	2488	2485	89	Anhydrite, passées d'Argile, fines passées de Dolomie au top.	4,95						
			Saillire LS1	2577	2577	2577	2582	81	Grès, Anhydrite et fines passées d'Argile silteuse.	9,38						
			Dolomitique LD2	2655	2658	2658	2662	53	Anhydrite, Dolomie et Argile silteuse.	5,34						
			Saillire LS2	2713	2711	2711	2717	63	Sel, Argile silteuse.	26,81						
			Dolomitique LD3	2778	2774	2774	2776	30	Dolomie, Sel, Anhydrite, argile silteuse.	13,89						
	Trias	Saillire	TS1	2806	2804	2804	2811	59	Argile, Anhydrite, Sel.	5,32						
			TS2	2865	2863	2863	2868	201	Argile, Anhydrite, Sel.	14,90						
			TS3	3042	3064	3064	3047	181	Argile, Sel.	34,79						
Argileux G10		3241	3245	3245	3252	52	Argile, Sel.	45,61								
Argileux G20		3297	3297	3297	3304	37	Argile, Sel.	20,67								
Argileux G30			3334	3334	3304	33	Argile.	5,77								
Argileux G35		3355	3367	3367		29	Argile.	1,32								
Argilo-gréseux à Carbonaté (G60)		3385	3396	3396	3398	33	Argile silteuse, dolomie, grès	3,75								
Andésitique		3429	3429	3436	6	Eruptive	13,95									
PALEOZOÏQUE	Ondovicien	GDH														
		Grès d'EL-Aichane														
		Argile d'EL-Gassi														
		Zone des Alternances														
		Réservoir R1														
	Permien	Réservoir Ra (D3)		3420	3435		3442	74	Grès passées de silt	3,43						
		Réservoir R2														
		Réservoir R3														
		Intracambrien														
PROFONDEUR FINAL				3509												
										9.8.T : Shoe Bond Test						
										D&T	Carottage	Test	Logging			

Figure III.2 : Fiche technique des prévisions [22].

IV. Installation BOP :

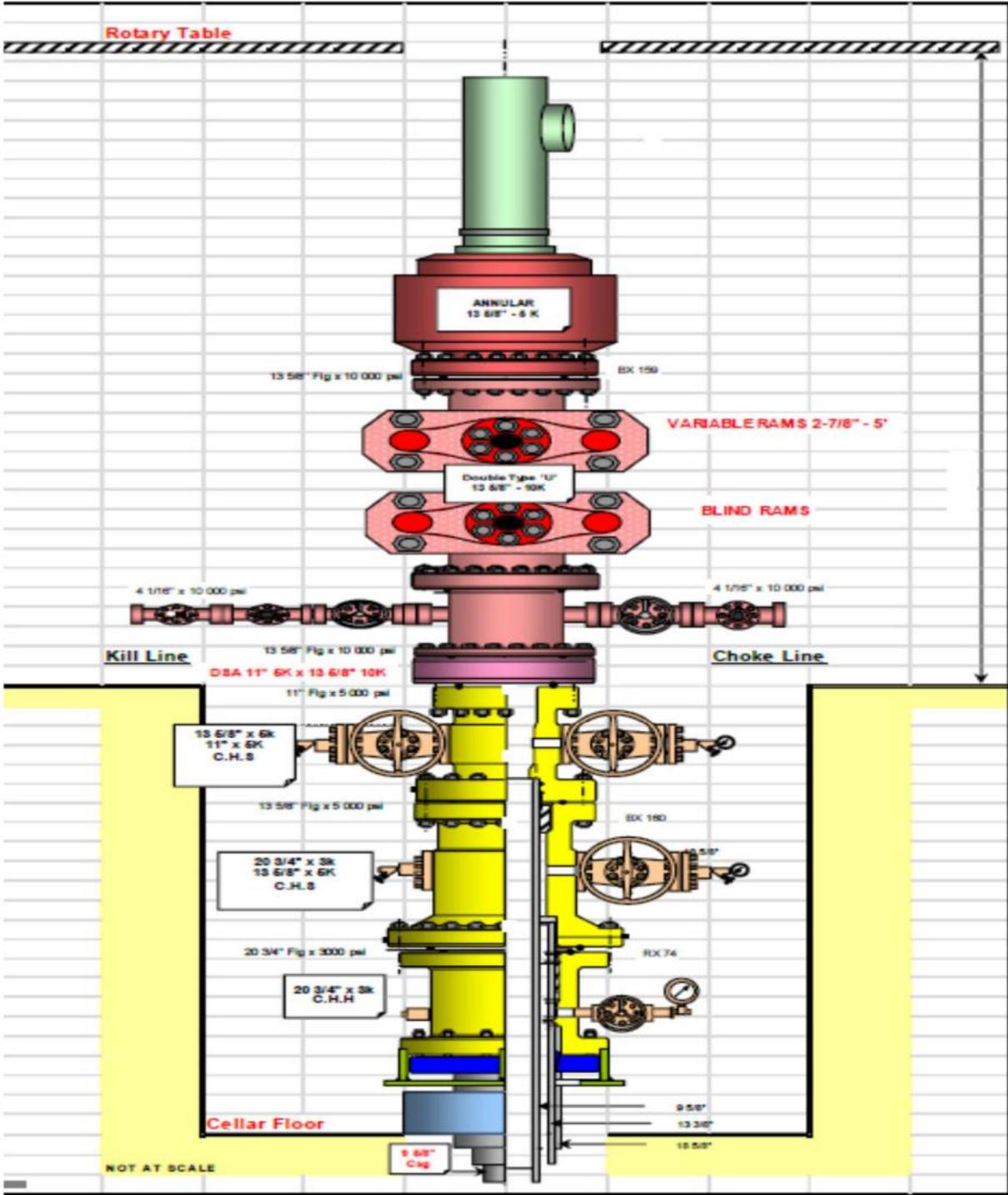


Figure III.3 : Installation BOP[22].

V. DONNÉES OPÉRATOIRES[22] :

❖ Données des tubages et limites opératoires

Tableau III.3 : Données des tubages et limites opératoires.

Size (in)	Côte MD/TVD (m)	Top (m)	Longueur (m)	Nombre des joints	Poids nominal Lb/ft	Grade	Filetage	Test Colonne (psi)
18 5/8"	540	0	540	45	87,5	J55	BTC	Non tester (Stinger)
13 3/8"	2383	0	2383	209	68	N80	BTC	3000
9 5/8"	3329	0	1227	130	47	P110	BTC	3500
			2112	156	53.5	P110	BTC	
7"	3438	0	3438	294	32	P110	NVAM	3500
4 1/2" crepiné	3509	3412	97	07 sloted + 03 blank	13.5	P110	NVAM Top Vam	-

❖ Données sur la cimentation

Tableau III.4 : Données sur la cimentation.

Tubage	Cote	Top de ciment	Densité	Compagnie de cimentation
18"5/8	540m	Lead: Surface Tail: 440m	Lead: 1.58sg Tail: 1.90sg	NPS
13"3/8	2383m	Lead:340 Tail: 1504m	Lead: 1.30sg Tail: 1.90sg	NPS
9"5/8	3329m	2183m	2.10sg	NPS
7"	3438m	2608m	1.90sg	NPS

❖ Tests de pression

Tableau III.5 : Tests de pression.

Équipements		Pression de test (Psi)
Tubing head Spool / ITAG	11" 10K * 7"1/16 10K	6500
Casing head Spool / ITAG	13 5/8" 5K * 11" 5K	3150
Casing head Spool / ITAG	20 3/4" 3K * 13 5/8" 5K	1350
Casing Head Housing / ITAG	20 3/4" 3K * 18 5/8" SN°910-00007-212	375

❖ Programme des outils :

Tableau III.6 : Programme des outils.

HOLE SIZE	PRIMARY	BACKUP
26" Hole Section	TCI-New: ES24V (VAREL)	TCI-RR: Good RR
16" Hole Section	PDC-New: T609S (BAKER)	PDC-RR: SI913MBPX or good PDC available MT-New : HR3GJMRS
12 1/4" Hole Section	PDC- New: R616SP2 (VAREL)	PDC-RR: TK66 or good PDC available M.T NEW: CH1GMRS
8 1/2" Hole Section	PDC-RR: KH813PX(SMITH)	PDC- RR: GT84HE M.T NEW: DT4GMRS
6" Hole Section	IMP-New: K505BCTPX	<u>PDC-RR: GT94RHE (DBS)</u> <u>IMP-RR: K505BEPX (SMITH)</u>

❖ Programme de boue:

Tableau III.7 : Programme de boue.

Properties	26" Section	16" Section	12"1/4 Section	8"1/2 Section	6" Section
Mud system	Bentonitic	OBM	OBM	OBM	OBM
MWT SG.	1,05	1,25	2,10 before LD2	1,45	As Per DP
YP, lb/100 ft ²	40 - 60	18 - 24	10 - 14	10 - 12	12
HPHT FL ML	API ± 20 at TD	<10	< 10	< 10	< 4
EST V		> 600	> 1000	> 1000	> 1000
O/W Ratio		70/30 - 85/15	85/15 - 90/10	90/10	95/5
LGS %	< 5	< 5	< 5	< 5	< 3
Hydraulic analysis @ 3 diff yp	Required	Required	Required	Required	Required
Av Pump Rate	3500	2800	2600	1600	800
Note	Non listed properties or values will be as proposed at the standard Mud Program				

VI. Historique de contrôle de puit :**07-Sept-2021**

Au moment de l'événement, une gaine de 7" était cimentée à 3438 m. Le trou de 6" a été foré de 3438 à 3457m en utilisant OBM MW= 0.86 sg.

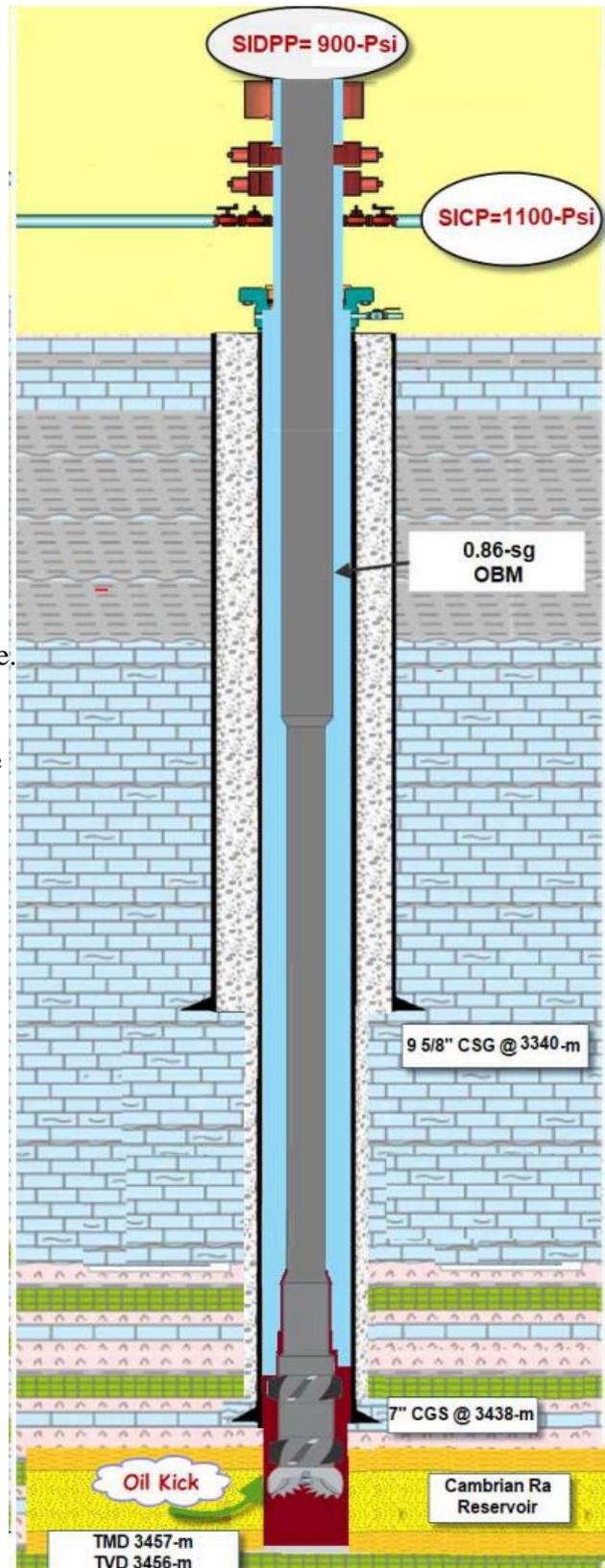
A **19h00**, le puits a été fermé avec un SICP=1100 psi et un SIDPP=960 psi.

A **20h00**, l'ingénieur de contrôle de puits de SH est informé d'un événement de contrôle de puits sur le puits OMG-831 (TP-139).

A **22h00**, l'ingénieur de contrôle de puits de SH et le surintendant NPD, arrivent sur place. Le Kill Mud 1,15 sg a été calculé avec une marge de déclenchement de 200 psi et le densité de la boue a été augmenté de 0,86 à 1,15 sg.

08-Sept-2021

A **00:00**, la méthode Wait and Weight a été utilisée avec succès pour faire circuler Kill Mud 1.15 sg. L'afflux a été éliminé et le puits a été fermé ; SIDPP=SICP=0 psi. En circulant avec le pompage d'abattage MW, l'OMW a diminué et 01m³ de pétrole brut s'est enflammé lorsque les fonds ont atteint la surface, ce qui a permis de déterminer qu'une fuite d'huile s'était produite. A **03h15**, la stabilité du puits a été confirmée et les opérations se sont poursuivies dans le cadre du programme de forage.



La pression de formation est estimée par SH/DP à 210Kgf/cm² à 3200m donc, 0.86 sg est suffisant pour surbalancer le puits mais c'était une valeur erronée.

Cependant, la cause fondamentale de l'événement de contrôle du puits était le forage dans une zone perméable avec un poids de boue insuffisant.

Cela serait identifié comme un coup de pied sous-équilibré.

Le NPT total pour le contrôle du puits était de 8,25 heures.

Quoi qu'il en soit, l'équipe de la plate-forme a fait du bon travail en reconnaissant l'événement et en collaborant très bien pendant toutes les opérations de contrôle du puits.

La stratégie s'est avérée fructueuse, puisque le contrôle primaire du puits a été rétabli avec un puits stable, sans que le personnel ne soit blessé et sans que l'environnement ou l'équipement de la plate-forme ne soit endommagé.

VII. Observations sur l'équipement de l'appareil de forage et les opérations de contrôle du puits :

Le panneau de commande du starter est équipé de manomètres de 15000 et 20000 psi avec des graduations de 150 psi et 200 psi, ce qui rend impossible la détection de petites variations de pression.



Figure III.4 : Les manomètres[14].

L'indicateur de position du starter ne fonctionnait pas, ce qui rendait difficile de déterminer si la position du starter changeait à chaque réglage et dans quelle mesure.



Figure III.5 : Choke Panel [14].

Les manomètres du tube de forage et du tubage avaient besoin d'être calibrés. Il n'y avait pas deux manomètres sur l'installation qui indiquaient la même pression.

La suralimentation des pompes de l'appareil de forage augmente l'efficacité et devient un inconvénient lors de l'utilisation d'un faible débit, en particulier lors du pompage pour ouvrir une vanne à flotteur et lire le SIDPP.

L'équipe de l'appareil de forage a réalisé un travail remarquable en remarquant le kick avec un gain de 0,7 m³ et pendant toute la durée des opérations de contrôle du puits.

La pression annulaire sur l'unité de fermeture était de 1500 psi, elle devrait être ajustée.

La ligne d'évent de la MGS devrait être prolongée de 10 m et correctement soutenue et ancrée.

VIII. Analyse et commentaires sur les opérations de contrôle du puits:

VIII.1. Calendrier des opérations de contrôle de puits selon sh/ ingénieur de contrôle de puits:

07 Sept 2021

14:00-19:00 : Forage d'une section de 6" avec un moteur à haute vitesse de 4" 3/4 GWDC de 3446 à 3457m

Q= 800lpm, SPP= 1680Psi, TRQ=1.5- 2.5 K.lbs.ft

* Gaz max. = 0,28%.

* Formation forée : Cambrien Ra Top à 3436m

A **19h30**, l'équipe de forage a détecté un gain de boue de 0,7m³; le puits a été fermé et on a attendu que les pressions soient stabilisées.

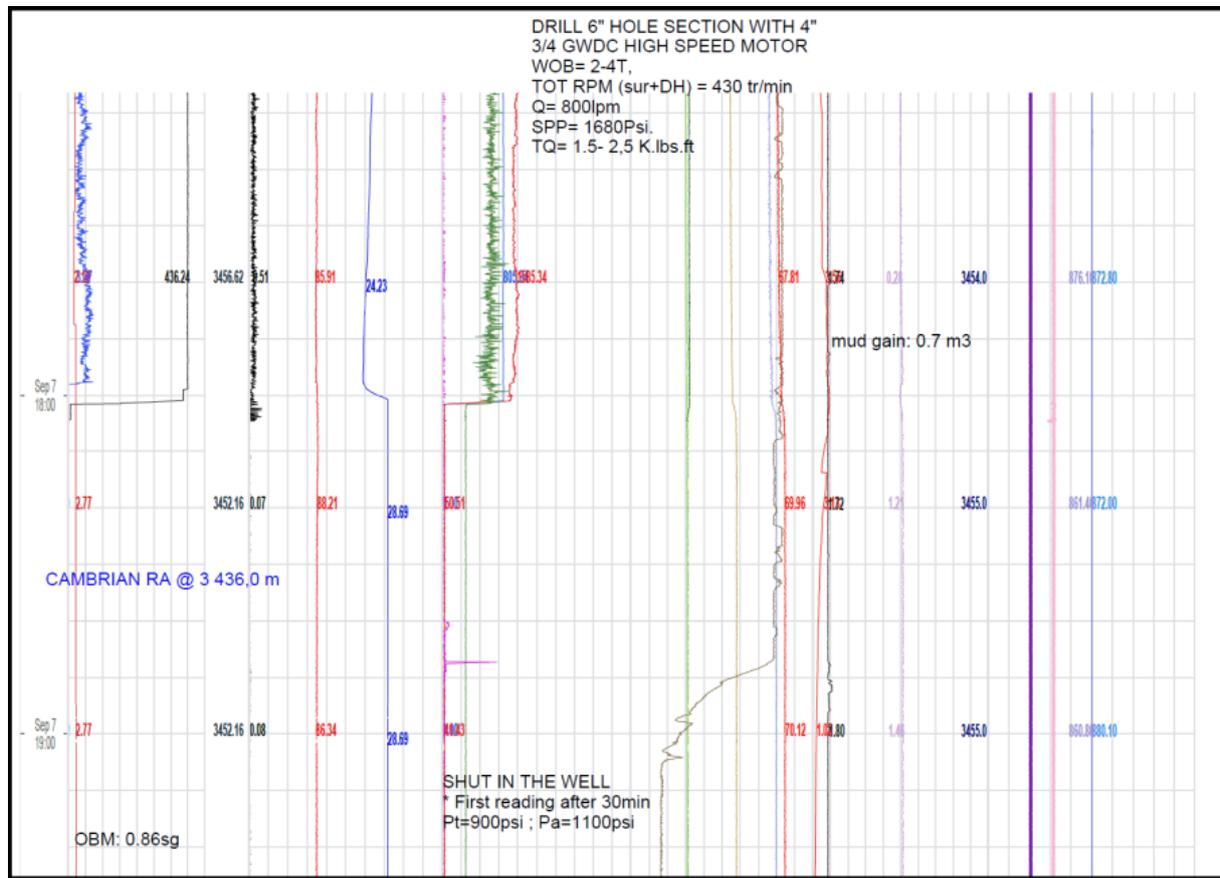


Figure III.6 : situation a l'incident

A **20h00**, l'ingénieur de contrôle de puits a été informé par le chef de projet du NPD, Les pressions d'arrêt initiales ont été signalées : SIDPP = 900 psi et SICP = 1100 psi. Il a été décidé de se rendre ensemble sur le site du puits.

À **22h00**, nous sommes arrivés au **TP-139**. Le chef de forage, l'ingénieur du WC, les superviseurs de l'appareil de forage et se réunissent dans le bureau du superviseur pour discuter des plans de l'opération WC.

La méthode Wait and Weight a été choisie pour contrôler le puits Le calcul de la feuille d'abattage avec différents collaborateurs.

Chaque tâche a été confiée aux collaborateurs Il a été décidé que l'opérateur de starter serait l'ingénieur de contrôle de puits.

Toutes les opérations de contrôle du puits sont dirigées par le chef de forage et l'ingénieur de contrôle du puits.

08- Sept-2021

00:00-16:15 La méthode Wait and Weight a été utilisée avec succès pour faire circuler la Kill Mud MW =1.15 sg.

À la fin de la circulation, la densité de l'OBM a été augmentée jusqu'à ce que

MWin=Mout=1,15 sg,

Le mauvais état du choke panel rend le contrôle très difficile.

Pendant la circulation avec le pompage du fluide de forage (kill MW), la densité du fluide de forage (OMW) a diminué et 0,1m³ de pétrole brut a pris feu lorsque le retour complet (bottoms up) a atteint la surface, déterminant qu'un afflux de pétrole (oil kick) s'était produit.

16:15-16:30 Arrêter la circulation, fermer le choke et contrôler les pressions

SIDPP= SICP= 00 Psi

A **02:45**, ouvrir le puits, contrôler le retour au réservoir de Trip et le vérifier pour le débit, le niveau stable.

À **03:15**, il a été confirmé que le puits était stable et les opérations ont continué selon les décisions de la direction/SH, avec une circulation d'un cycle pour homogénéiser la boue.

VIII.2. Rapport d'incident:

L'afflux (kick) s'est produit à 19h00 le 07 septembre, le puits a été fermé immédiatement et l'événement a été signalé au SH/DOO en temps opportun. L'équipe de contrôle du puits a été informée dans les 60 minutes suivant l'incident par le superviseur de forage du pôle Nord.

VIII.3. La méthode appropriée de contrôle des puits a-t-elle été utilisée ?

Oui, la méthode W&W est utilisée pour évacuer l'afflux et tuer le puits. Cette stratégie s'est avérée fructueuse puisque le contrôle primaire du puits a été rétabli en temps voulu.

IX. NPT total dû à l'incident de contrôle de puits:

La NPT a commencé lorsque le puits a été fermé le 7 septembre à 19h00 et s'est prolongée jusqu'à la reprise des opérations normales de l'appareil de forage le 8 septembre à 03h15, soit une NPT totale de 08,25 heures.

X. Conclusions et résultats:

X.1. Leçons apprises:



Analyse des causes profondes:

La cause principale de l'incident de contrôle du puits a été identifiée comme étant le forage dans une zone perméable avec un poids de boue insuffisant (un afflux par sous-

équilibre). Les données inestimables recueillies par l'unité de mudlogging montrent clairement le déroulement de l'événement le long de la ligne de temps enregistrée. Des indications classiques de forage dans des pressions de formation anormales ont été observées quelques mètres au-dessus de la zone d'afflux.

X.2. Autres considérations:

L'incident de contrôle du puits sur le puits OMG-831 avec la plateforme TP-139 a été bien géré et les procédures ont été bien exécutées.

Le poids de la boue "conformément aux instructions du DP" pour les sections du réservoir devrait être remplacé par le densité de boue approprié pour équilibrer le puits en fonction des données de forage et de test de formation (DST), de la pression de pore et de l'analyse de la stabilité du puits à partir des puits voisins. Cette analyse devrait être discutée avec le DP avant qu'ils ne "faxent" le poids de boue à utiliser pour maintenir la pression du réservoir.

X.3. Recommandations :

Formation de base en contrôle de puits :

L'équipe de contrôle des puits continue de recommander fortement une formation de base en contrôle de puits pour toutes les équipes de forage, y compris le Derrick man, l'Assistant Foreur, le Foreur, l'Ingénieur des boues, le Logger de boue et les Superviseurs de Forage SH. La formation de base en contrôle des puits couvrirait les venues pendant le forage, mais devrait se concentrer sur les pratiques de remontée, l'utilisation des réservoirs de circulation pour remontée, les fiches de remontée, la détection des venues, l'évaluation des procédures de fermeture, les procédures de purge des pressions piégées, etc.

Communications de bureau :

CUDD & SH recommandent une implication dès que possible dans l'opération de kill afin de fournir au Spécialiste en Contrôle des puits une connaissance directe de l'événement au fur et à mesure de son déroulement. Fermer le puits en toute sécurité peut permettre à Sonatrach et/ou CUDD d'aider à éliminer l'afflux en toute sécurité.

Éviter les Venues en forage sous-équilibré ?

Depuis que la densité du fluide de forage pour le forage dans le réservoir est contrôlée par le Département de Production de Sonatrach, dans 29 venues sous-équilibrés de 2009 jusqu'à présent, la densité appropriée du fluide de forage n'a été atteinte qu'après l'occurrence des venues.

Les ingénieurs de forage de SH devraient inclure la planification des boues dans le programme de forage. Par conséquent, toutes les références actuelles au poids de la boue

"selon les instructions du DP" pour les sections du réservoir doivent être remplacées par le densité de boue approprié pour forer le réservoir, basé sur les données de forage et de DST, l'analyse de la pression des pores et la stabilité du puits des puits décalés. Ces analyses devraient être discutées avec le DP avant qu'ils n'envoient par fax le densité de la boue à utiliser pour le forage des sections du réservoir.

Test de l'équipement de circulation et du contrôle du puits Test de réponse :

L'équipe de contrôle des puits recommande qu'avant de forer le sabot de tubage au sommet du réservoir, l'équipe de forage effectue un test de circulation à travers l'équipement de contrôle des puits et un test de réponse.

L'objectif de ce test est le suivant

1. Identifier les problèmes liés à l'équipement de contrôle du puits et à l'équipement du système de circulation de l'appareil de forage.
2. Bien que les BOP et les composants du choke manifold soient testés sous pression tous les 14 jours d'exploitation de la plate-forme, Le contrôle du bon fonctionnement du système de circulation des kick n'a lieu qu'au moment où un kick se produit.
3. Temps de réaction entre la fermeture de choke et l'observation d'une réaction sur la pression de la tige de forage.
4. Familiariser l'équipe de forage avec les opérations de contrôle du puits.

Calibration des jauges de pression des appareils de forage :

Il s'agit d'un problème courant, les manomètres et l'équipement de contrôle du niveau des fluides ne sont souvent pas pleinement opérationnels, ne sont pas calibrés et ne sont pas fiables, ils ont dû être réparés pendant l'événement de contrôle des puits. Les valeurs varient de 50 à 100 Psi

1. Assurez-vous que les manomètres de pression de la plateforme sont calibrés par rapport à un manomètre standard tous les 14 jours.
2. Assurez-vous que les capteurs de niveau de fluide de la plateforme sont opérationnels et calibrés selon un calendrier de 7 à 14 jours.
3. Le manomètre standard serait calibré tous les 6 mois par rapport à un testeur de poids mort.

Autres considérations :

Le TP-139, comme tous les autres appareils de forage du contrat SH, n'est pas équipé d'un embout de tir. Nipple. SH devrait exiger que toutes les plates-formes de forage soient équipées d'un mamelon de tir approprié dans le cadre de l'équipement du BOP. L'embout

serait conçu en fonction des dimensions spécifiques et de la pression nominale prévue pour le puits. Le mamelon de tir remplirait trois fonctions dans l'opération de forage :

- ✚ Si un kick se produit pendant la diagraphie, l'embout de tir peut permettre de contenir la pression du kick jusqu'à ce que tout le câble soit retiré du trou.
 - ✚ L'embout de tir peut servir de deuxième barrière pour les vérins aveugles qui ne peuvent pas être testés avec un testeur de coupelles.
 - ✚ Fournir un accès à pression de travail nominale à un puits fermé pour les opérations de slick line, de wireline ou de coiled tubing après la fermeture des barrages aveugles.
- ✓ La conduite d'évent MGS doit être prolongée de 10 m et correctement soutenue et ancrée.
 - ✓ La pression annulaire sur l'unité de fermeture est de 1500 psi, elle doit être ajustée.
 - ✓ Nous pouvons tous tirer des leçons des erreurs commises dans le passé afin d'éviter les problèmes à l'avenir.

La façon de prévenir les échecs :

- ✚ Une formation adéquate
- ✚ Une ingénierie et une planification responsables
- ✚ Un équipement adéquat
- ✚ Des opérations exécutées avec prudence
- ✚ une bonne communication

XI. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons mené une étude approfondie sur le puits OMG-831 dans la région de Hassi Massaoud en utilisant une méthodologie d'analyse des données.

Nous avons examiné les problèmes rencontrés lors du contrôle de venue et avons proposé des solutions spécifiques pour chacun d'eux. Les résultats obtenus démontrent l'importance d'une approche analytique dans la résolution des problèmes de forage, permettent de comprendre Cependant, la cause première de l'incident de contrôle du puits était le forage dans une zone perméable avec un densité de boue insuffisant.

Il s'agit alors d'un Kick sous-balancé. et les leçons à tirer concernant les opérations de neutralisation des puits, De plus, nous avons formulé deux propositions pour la poursuite du forage, basées sur nos conclusions et recommandations.

Ces propositions visent à améliorer la sécurité, la continuité du projet, cette étude de cas nous a permis d'appliquer la méthode wait et weight et connaissances et les techniques acquises dans les chapitres précédents à une situation réelle.

Elle souligne l'importance d'une analyse approfondie des données du puits et de la mise en place de solutions adaptées pour assurer des opérations de forage réussies.

CONCLUSION ET RECOMMANDATION

CONCLUSION ET RECOMMANDATION

Le risque est depuis toujours une composante inévitable des activités de l'industrie pétrolière, qui développe sans cesse de nouvelles techniques pour le maîtriser. Un risque d'éruption est un événement accidentel se produisant sur un site industriel et entraînant des conséquences immédiates grave pour le personnel et les biens (perte des puits et d'équipements) ou l'environnement. Mais certains étés plus marquants par leur ampleur, leur violence et leur conséquence dans le monde. Il est donc indispensable de tout mettre en œuvre pour éviter ce genre d'incidents et pour cela il faut connaître et épier les signes précurseurs d'une venue afin de l'empêcher ou d'en limiter l'importance de celle-ci, assurer que les équipements de détection (indicateur de niveau, indicateur de débit retour à la goulotte, etc.)

doivent être muni avec des alarmes bien calibrés avec la maintenance périodique, Assurer le contrôle primaire qui est considéré la meilleure ligne de défense., pouvoir compter sur un équipement bien adapté au problème posé selon les recommandations internationales (API)et de bien maîtriser le processus d'évacuation de l'effluent et de stabilisation du puits. L'industrie du forage utilise aujourd'hui une philosophie deux barrières de contrôle des puits, En règle générale au moins deux barrières indépendantes doivent être testées afin de contrôler les voies d'écoulement potentielles pendant les opérations de forage.

L'action la plus efficace est d'assurer la formation de personnel clés, pour bien comprendre les divers phénomènes et par conséquent la bonne résolution, et une pratique continue (exercice du simulation) des personnels dont les premières réactions ont une importance capitale sur la suite des événements., de telle sorte qu'en cas de venue, celle-ci soit détectée dès la première manifestation où les mesures efficaces qui s'imposent doivent être prises immédiatement.

L'étude de cas du puits OMG-831 nous a permis de mettre en pratique les connaissances acquises, en analysant les problèmes rencontrés et en proposant des solutions appropriées. Cela nous a permis de mieux comprendre les défis réels auxquels les professionnels du contrôle des puits peuvent être confrontés et de développer des compétences précieuses pour y faire face.

Ce mémoire de fin d'étude vise à approfondir notre compréhension du contrôle des puits, .acquises tout au long de cette étude.

Finalement, cette étude de cas a démontré que toutes les opérations de contrôle de puit OMG-831 ont été exécutées avec succès, sans aucun incident majeur. Cela souligne l'importance cruciale de l'application des bonnes pratiques de contrôle des puits pour assurer la sécurité du personnel, la protection des équipements et la préservation de l'environnement lors des opérations de contrôle de venue.

Références bibliographiques

- [1]A. Slimani et M. Daddou , module M2 "Documentation de SONTRACH"
- [2]Manuel cours IWCF rotary drilling SONATRACH IAP Boumerdes.
- [3] SONATRACH direction des opérations forage service SIMAP HASSI MESSAOUD
Manuel COURS IWCF ROTARY DRILLING
- [4]Manuel well control 3&4, Version 01, Février 2018, Institut algérien du pétrole.
- [5]ENSPM (2006), formation industries- IFP training
- [6]SLIMANI, CERTIFICATION IWCF LEVEL 3 & 4 - Manual de cours, TSP-International
Training Center, Nov,2015.
- [7]Procedure well control Sonatrach/Division Forage [2017]
- [8] Djennadi Idriss(2015), Les méthodes de contrôle des venues de gaz, mémoire mastère,
pp73 ,82
- [9]Équipement De Contrôle De Venue - 2006 ENSPM Formation Industrie — IFP Training
- [10]Cours de Forage de Perfectionnement pour les JDF (Jeunes Division Forage) [2016].
- [11]Mémoire de fin d'étude université Oued Souf « Etude de venue de gaz dans un puits
pétrolier » [2019]
- [12]Sonatrach M1 (2009).
- [13]IWCF Preparation Course by Hayder Lazim.
- [14]The IADC Drilling Manual Published by Technical Toolboxes, Inc. Copyright© 2000
- [15]Documentation de NAFTOGAZ "Well Control".
- [16]Photo réel prise sur le champ avec une appareille portable. [2024]
- [17] Drilling Engineering workbook, December 1995, Baker Hughes INTEQ Training &
Development, United States of America.
- [18]Askri et Al (1995) Géologie de l'Algérie. Well Evaluation Conference. Contribution de
Sonatrach Division Exploration, Centre de Recherche et Développement et Division
Petroleum Engineer.
- [19]BEICIP (SONATRACH). 1980. Anticlinorium de Tin Fouyé. Étude géologique et
structurale des réservoir camro-ordoviciens. Rapport inédit.).
- [20] Documenet de Sonatrach.
- [21] well control – Centre de formation édition©, 2004, NAFTOGAZ HMD.
- [22]Données sur Puits forés - sonatrach Divisions Forage Hassi Messaoud [2021].
- [23] Cours MI Alegria Company [2020].

- [24] well control – Centre de formation édition©, 2004, NAFTOGAZ HMD.
- [25] : Q.YAHIAI , MANEUL DE CONTROLE DE VENUES, version 01, 14/07/2006.
- [26]Programme de forage puits OMG-831 -sonatrach Divisions Forage Hassi Messaoud [2021].
- [27] Rapport d'implantation OMG-831, SONATRACH.
- [28] Final well report OMG-831, SONATRACH, Division forage.
- [29] Rapports journaliers de forage OMG-831, SONATRACH, Division Forage.
- [30] Données real time, mud logging unit, archive OMG-831.
- [31] Rapports journaliers de la boue OMG-831, 2021, BASP Company.
- [32] Memoire fin d'étude prévention et de contrôle des venues, cas de puits BBKNWS-2 dans la région de Berkine par CHAOU Kamal 2023

Annexes

BHA Program :

1	2	3	4	5
26"	16"	12"1/4	8"1/2	6"
Pendulum/ Packed / Rotary	Packed / Rotary	Packed / Rotary	Packed / Rotary	Turbine
26" TCI Bit 7-5/8" Reg Pin	16" PDC Bit 7-5/8" Reg Pin	12-1/4" PDC Bit 6-5/8" Reg Pin	8-1/2" PDC Bit 4-1/2" Reg Pin	Turbine BHA - TBC
NB Stab 25-15/16" w/ float & Totco ring 7-5/8" Reg Box x Box	NB Stab 15"15/16 w/ float & Totco ring 7-5/8" Reg Box x Box	NBS 12-3/16" w/ float & Totco ring 6-5/8" Reg Box x 7-5/8" Reg Box	NB Stab 8-7/16" w/ float & Totco ring 4-1/2" Reg Box x 4-1/2" IF Box	
9-1/2" Shock sub 7-5/8" Reg Pin x Box	9-1/2" Pony DC 7-5/8" Reg Pin x Box	9-1/2" Pony DC 7-5/8" Reg Pin x Box	6-1/2" Pony DC 4-1/2" IF Pin x Box	
IBS 25-15/16" 7-5/8" Reg Pin x Box	Stabilizer 15-15/16" 7-5/8" Reg Pin x Box	Stabilizer 12-3/16" 7-5/8" Reg Pin x Box	Stabilizer 8-7/16" 4-1/2" IF Pin x Box	
1 x 9-1/2" DC 7-5/8" Reg Pin x Box	1 x 9-1/2" DC 7-5/8" Reg Pin x Box	1 x 9-1/2" DC 7-5/8" Reg Pin x Box	1 x 6-1/2" DC 4-1/2" IF Pin x Box	
IBS 25-15/16" 7-5/8" Reg Pin x Box	Stabilizer 15-15/16" 7-5/8" Reg Pin x Box	Stabilizer 12"3/16 7-5/8" Reg Pin x Box	Stabilizer 8-7/16" 4-1/2" IF Pin x Box	
2 x 9-1/2" DC 7-5/8" Reg Pin x Box	2 x 9-1/2" DC 7-5/8" Reg Pin x Box	2 x 9-1/2" DC 7-5/8" Reg Pin x Box	16 x 6-1/2" DC 4-1/2" IF Pin x Box	
X-over 7-5/8" Reg Pin x 6- 5/8" Reg Box	X-over 7-5/8" Reg Pin x 6-5/8" Reg Box	X-over 7-5/8" Reg Pin x 6-5/8" Reg Box	6-1/2" Drilling jar 4-1/2" IF Pin x Box	
12 x 8" DC 6-5/8" Reg Pin x Box	9 x 8" DC 6-5/8" Reg Pin x Box	9 x 8" DC 6-5/8" Reg Pin x Box	2 x 6-1/2" DC 4-1/2" IF Pin x Box	
X-over 6-5/8" Reg Pin x 4- 1/2" IF	8" Drilling Jar 6-5/8" Reg Pin x Box	8" Drilling Jar 6-5/8" Reg Pin x Box	12 x 5" HWDP 4-1/2" IF Pin x Box	
12 x 5" HWDP 4-1/2" IF Pin x Box	2 x 8" DC 6-5/8" Reg Pin x Box	2 x 8" DC 6-5/8" Reg Pin x Box		
	X-over 6-5/8" Reg Pin x 4-1/2" IF	X-over 6-5/8" Reg Pin x 4-1/2" IF		
	12 x 5" HWDP 4-1/2" IF Pin x Box	12 x 5" HWDP 4-1/2" IF Pin x Box		

Well Montage :

OMG-831 WELL MONTAGE														
Drilling Programme		Well Name		Well Cost Estimate		Coordinates (Local)				CHH: 20 3/4" 3K x 18' 5/8"				
		OMG-831		7.63MS		X=790871.99 y=3537046.019 m				CHS: 20 3/4" 3K x 13 5/8" 5K				
Field		Days on well				Elevation GL		RTE		CHS: 13 5/8" 5K x 11" 5K				
HASSI MESSAOUD		44,5 days & 68,5 days End well				165.12 RTE 175.82 m:		Actual RTE: 10,83m						
Rig:		Type		Actual RTE:										
TP139		GAS INJECTOR WELL		10,83m										
SYS	STRATIGRAPHIE		Topo m.	Lithology	Bit Size (inch)	Well (Risks, potential Hazards Decision Pts and Contingencies)	C A S I N G				DRILLING FLUIDS		EVALUATION	
	SERIES						Size (inch)	Weight (lb/ft)	Grade/ coupling	Shoe Depth (m)	CEMENT	MUD		Survey and logs
TERTIARY	MIO-PLIOCENE		0-279		26" ES24V new RR	Partial / total losses. Control Flow / ROP to Max mud w.t. out 1.08sg. Sticky clays & bit balling. tight spot. TD 26" @ 40m into Anhydrique	2 cent + 2 SCollar per joint for first 2 joints				Lead 1,58sg to surface Tail 1,90sg 100m above shoe OH excess will be confirmed after Caliper results	(VBM) Mud weight in=1,05sg Mud weight out <1,08sg YP: 40-60 LGS< 5% High bentonite loaded spud mud. Prep 24 hrs in advance	TOTCO on bit trips & TD	21 1/2" Annular: 300/1000psi Choke/Kil Lines: 300/1000psi Choke Manifold: 300/1000psi OH 20 3/4" x 18' 5/8": 375psi
	EOCENE		279				1 cent + 1 SCollar per 4 joints for remaining joints to surface							
	SENONIEN	CARB SEN		352				1 cent + 1 SCollar for the last joint 5m from surface						
CRETACEOUS		Anhyd SEN		495	16" T609S(BAKER) (new)	10-23T, 90-150 RPM, 2800-2900 lpm Rotary Parameters: 5-23T, 2800-2900 lpm Tight hole in Salfiere and Turonian. lost circulation at the abian/ aptian contact Adequate well bore cleaning is	13 3/8" PDC drillable float equipment				OBM MW: 1.25 sg PV: ALAP YP: 18-24 HTHP: <10 OWR: 70/30-85/15 ES: >600 LGS< 5% Monitor YP and Shalers for excess hole erosion	TOTCO on bit trips & TD	Casing N80 3000psi 13 3/8" rams 300/3000 psi Mud Cross & Choke 300/3000 psi chock manifold 300/3000psi CHS 20 3/4" x 13' 5/8" 1350psi 13 5/8" annular 300/2500 psi	
		SALIFERE		726			2 cent + 2 SCollar per joint for first 2 joints							
		TURONIAN		895			1 cent + 1 SCollar per 3 joints for remaining joints in open hole							
		CENOMANIAN		976			1 Rigid cent + 1 SCollar per 4 joints 200m into 18-5/8" casing							
		ALBIAN		1123			1 Rigid cent + 1 SCollar for the last 2 joints at surface							
		APTIAN		1476			*Surface to Bottom: 13' 3/8", 68#, N80 BTC							
		BARREMIAN		1602			9 5/8" PDC drillable float equipment							
		NEOCOMIEN		1743			2 cent + 2 SCollar per joint for first 2 joints							
JURASSIC	MALM		1934	Good PDC RR (RR)	High Pressure zone with potential for High Fluid influx tight hole & stuck pipe	1 cent + 1 SCollar per 3 joints for remaining joints in open hole				OBM MW: 2.10sg before LD2 PV: ALAP YP: 10-14 HTHP: <10 OWR: 85/15-90/10 ES: >1000 LGS< 5%	TOTCO on bit trips & TD	GR - SONIC & CALIPER	SBT 2.30sg 13 5/8" annular 300/2500 psi 13 5/8" variable rams 300/5000psi Mud Cross & Choke 300/5000psi chock manifold 300/5000psi 3500psi CHS 13 5/8" x 11" 5M 3150psi	
	DOOGER	ARGILEUX				2169	1 rigid cent + 1 SCollar per 4 joints 200m into 13-3/8" casing							
		LAGUNAIRE				2273	1 rigid cent + 1 SCollar for the last 2 joints at surface							
		LD. 1				2486	*Surface to 1600m: 9' 5/8", 47# P110 BTC From 1500m tp btm 9' 5/8" 53,5# P110 BTC							
		L.S.1				2577	7" PDC drillable float equipment							
		L.D. 2				2656	The centralisation program will be determined after running							
		L.S.2				2713	2 cent + 2 SCollar per joint for first 2 joints							
TRIAS	TS1		2806	12-1/4" R616SP2(Varel) new Good RR 6 blades	Possible Losses, TAG	1 cent + 1 SCollar per 3 joints for remaining joints in open hole				OBM MW: 1,45sg PV: ALAP YP: 10-12 HTHP: <10 OWR: 90/10 ES: >1000 LGS< 5%	GR - SONIC P & S - CALIPER - DENSITE CBL/VOLGR in 13-3/8"	FIT 2,20 sg 13 5/8" annular 300/2500 psi 13 5/8" variable rams 300/5000psi Mud Cross & Choke 300/5000psi chock manifold 300/5000psi		
	TS2		2865			1 Spiral Glider + 2 SCollar per joint for first 3 joints								
	TS3		3042			1 Spiral Glider + 2 SCollar per joint for next 10 joints								
	Trias Arg (G10)		3241			1 Spiral Glider + 2 SCollar per 3 Jts remaining joints in open hole								
	Trias Arg (G20)		3297			1 Spiral Glider cent + 2 SCollar per 4 joints in liner overlap								
	Trias Arg (G30)		-			From surface to bottom 7" csg 29#6.32# N-VAM P110								
	Trias Arg G36		3355			7" PDC drillable float equipment								
	ARGILO GRESEUX & CARBONATE (G50)		3386			The centralisation program will be determined after running								
	ANDESITIQUE		/			<<< /	2 Spiral Glider+ 4 SCollar per joint for first 3 joints							
	QDH	Erodé					1 Spiral Glider + 2 SCollar per joint for next 10 joints							
GRES DELATCHANE	Erodé			1 Spiral Glider + 2 SCollar per 3 Jts remaining joints in open hole										
ARGILES DELGASSI	Erodé			1 Spiral Glider cent + 2 SCollar per 4 joints in liner overlap										
ZONE DES ALTERNANCE	Erodé			From surface to bottom 7" csg 29#6.32# N-VAM P110										
ORDOVICIEN	DH - Reservoir R1(D6)	Erodé		6" K36BCTPX NEW FX94 (DBS) RR	Turbine application Possible Losses Collapse or kick if bad estimated reservoir pressure monitoring well very carefully	7" PDC drillable float equipment				OBM MW: to be confirmed PV: ALAP YP: 12 HTHP: <4 OWR: 95/05 ES: >1000 (TBC) LGS< 3%	SONIC P & S - GR - CAL DENSITE - NEUTRON - GR RESISTIVITE-GR	13 5/8" annular 300/2500 psi 13 5/8" variable rams 300/5000psi Mud Cross & Choke 300/5000psi chock manifold 300/5000psi Liner 4 1/2" P110 3500psi		
	Ra(D4)	Erodé				2 cent + 2 SCollar per joint for first 3 joints								
	Ra(D3)		3420			1 Spiral Glider + 2 SCollar per 3 Jts remaining joints in open hole								
	Ra(D2)		-			1 Spiral Glider cent + 2 SCollar per 4 joints in liner overlap								
	ID		-			7" PDC drillable float equipment								
	DH-D1		-			The centralisation program will be determined after running								
	Zpeg		-			2 cent + 2 SCollar per joint for first 2 joints								
	R2		3615			1 cent + 1 SCollar per 3 joints for remaining joints in open hole								
Well TD		3609	-3 241	1 Rigid cent + 1 SCollar for the last 2 joints at surface										
OWC (SW 65%)		3642	-3 285	*Surface to Bottom: 13' 3/8", 68#, N80 BTC										
				9 5/8" 47#6.53,5# P110 / BTC				to be confirmed w/lab tests						
				9 5/8" 47#6.53,5# P110 / BTC				to be confirmed w/lab tests						
				7" P110 / N-VAM				to be confirmed w/lab tests						
				4-1/2" 13,5# P110/NVAM				to be confirmed w/lab tests						

schéma du puits OMG-831 :

