

Université KASDI MERBAH OUARGLA

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

Département : Forage et Mécanique des chantiers pétroliers



Mémoire

MASTER PROFESSIONNEL

Domaine : Sciences et techniques

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : forage.

Présenté par :

- Louali Riadh.
- Bouazza Mohammed.
- Bouarraguia Akram.

Thème

**Etude de contrôle d'une venue de gaz
dans un puits pétrolier**

Soutenu publiquement le : 10/06/2023

Devant le jury :

Mr, Kouadri ghada.	MCA	Président	UKMO
Mr, Frouhate Rachid.	Dr	Examineur	UKMO
Mr, Atlili Med Elhadi.	Pr	Encadreur	UKMO

Année Universitaire : 2022/2023



Nos remerciements s'adressent premièrement et avant tout au Dieu, notre créateur qui nous a donné la force, la volonté et la patience pour terminer ce modeste travail.

Nous remercions nos parents pour leur soutien moral, leurs encouragements et leur patience durant les étapes difficiles de notre cursus universitaire.

Nous tenons à exprimer nos remerciements les plus sincères à notre cher encadreur

Mr : ELHADI ATLILI Pour leurs aides précieuses.

Nous remercions aussi tous les membres du jury qui nous ont fait l'honneur de bien vouloir juger ce travail.

Nous présentons nos chaleureux remerciements aux tous les enseignants du département hydrocarbures qui nous a énormément aidé par ses conseils et tous ses moyens pour atteindre ce moment de graduation et de devenir des ingénieurs pétroliers à succès.

Nous profitant de l'occasion pour remercier tous ceux qui ont collaboré de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire. Et que tous ceux qu'on a oublié de citer acceptent nos vifs remerciements.

Nous garderons un très bon souvenir des moments passés à UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA en compagnie de tous nos Amis. Nous tenons à les remercier vivement pour leur sympathie leurs encouragements et leur Gentillesse.



Dédicace

**Nous dédions ce modeste travail, comme preuve de respect,
de gratitude, et de reconnaissance à :**

**Nos chers parents qui n'ont jamais cessé de nous encourager
et nous conseiller, ils nous ont beaucoup aidé tout en long de
notre chemin grâce à leur amour, leur dévouement, leur
compréhension, leur patience et leur soutien moral et
matériel, nous ne saurions jamais traduire ce que nous
ressentons vraiment envers eux.**

**À nos frères et sœurs, pour leur indulgence en notre faveur
qu'ils touchent ici l'affection la plus intime que nous
ressentons à leur égard.**

**À nos amis et collègues, pour leur compagnie et bons
moments passés ensemble.**

RIADH,

AKRAM,

MOHAMMED,

Résumé

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.

Notre étude consiste à comprendre le phénomène et à analyser un cas réel pour puits BH26, L'objectif de notre projet, est d'étudier le fluide de forage, les pressions dans un puits, les cause et les signes et les méthodes du contrôle de venue.

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.

Abstract

Controlling the influx of gas in an oil well is a crucial challenge in the oil industry. Uncontrolled gas influx can lead to the risks of explosion, environmental pollution, and significant financial losses.

Our study aims to understand the phenomenon and analyze a real case for well BH26. The objective of our project is to study drilling fluid, pressures in a well, the causes and indicators, and the methods of controlling the influx.

Controlling the influx of gas in an oil well is essential to ensure operational safety, minimize the risks associated with uncontrolled gas influx, and ensure safe and efficient oil production.

Key words: influx, loss, pressure, control, risk, drilling fluid.

ملخص

يعد التحكم في تدفق الغاز في بئر نفطي أمرًا حاسمًا في صناعة النفط. يمكن أن يؤدي هذا التدفق غير المسيطر عليه إلى مخاطر الانفجار وتلوث البيئة وخسائر مالية هائلة

تتكون دراستنا من فهم هذه الظاهرة وتحليل الحالة الواقعية للبئر BH26

هدف مشروعنا هو دراسة سائل الحفر، الضغط في البئر، أسباب وعلامات وطرق تحكم في التدفق.

يعد التحكم في تدفق الغاز في بئر نفطي أمرًا ضروريًا لضمان سلامة العمليات، ومن الممكن تقليل المخاطر المرتبطة بتدفق الغاز غير المسيطر عليه وضمان استخراج نفطي آمن وفعال.

الكلمات المفتاحية: تدفق، خسارة، ضغط، تحكم، مخاطر، سائل الحفر

- VP :** Viscosité plastique.
- VA :** Viscosité apparente.
- YV:** Yield value.
- Yp:** Yield point.
- PH:** Potentiel d'hydrogène.
- OBM:** Oil-Based Muds.
- WBM:** Water Based Muds.
- PH :** Pression hydrostatique en bars.
- H :** Cote verticale entre les deux points de mesure en mètres.
- D :** Densité de la boue en Kg /L.
- Gp :** Gradient de pression (bar/m).
- Ds :** Densité apparente des sédiment sus-jacents (kg/L).
- S :** Contrainte géostatique (bar).
- Z :** Hauteur Verticale des sédiments (m).
- Padm :** LA Pression admissible (m).
- Pfond :** La pression du fond (bar).
- Psabot :** La pression au sabot (bar).
- Dfrac :** Densité de fracturation.
- Zs :** Cote du point fragile.
- PA :** pression de refoulement (bar).
- Pc :** Pertes de charges (bar).
- L :** Longueur de la conduite (m).
- Q :** Débit d'écoulement (L/m).
- Φ :** Diamètre de la conduite (m).

- ΔP** : La différence entre la pression de fond et la pression de pores (bars).
- D_i** : La densité initiale de la boue (kg/L).
- P_t** : Pressions en tête des tiges (bars).
- P_a** : Pression en tête d'annulaire (bars).
- P_R** : Pression de refoulement (bars).
- P_{Rr}** : Pression de refoulement final (bar).
- V** : Volume de boue à purger (L).
- ΔP** : Palier de pression de travail (bar).
- V_{ea}** : Volume espace annulaire correspondant a la position du gaz dans l'espace (L/m).
- BOP** : Blow Out Preventor.
- LCM** : Lost control material.
- D_{eq}** : La densité équivalent.
-

N° Figure	Titre	Page
I.1	Carte géologique de paléozoïque de la plateforme Nord-africaine	3
I.2	Les principaux domaines structuraux du bassin de l'Ahnet	5
I.3	Carte schématique illustrant les principaux systèmes de failles qui affectent le bassin de l'Ahnet.	6
I.4	Section W-E montrant l'état structural actuel du bassin de l'Ahnet.	6
I.5	La déformation hercynienne sur le haut-fond d'Azzel Matti et Arak.	7
I.6	Schéma indique une déformation rétablie affectée la DH due de l'inversion post-hercynienne.	7
I.7	Schéma montre que Le maximum de l'érosion est enregistré sur Azzel Matti et le mole d'arak Arak.	8
I.8	Schéma montrant les différentes phases d'évolution du bassin de l'Ahnet.	8
I.9	Colonne stratigraphique type de Bassin de l'Ahnet.	11
I.10	L'emplacement du puit.	13
I.11	L'architecture du puits BH26.	14
II.1	Rhé-gramme.	19
II.2	Schéma de circulation de la boue sur le site de forage.	25
III.1	Les pertes de charge dans un puits.	31
III.2	Alignement du circuit de contrôle pour fermeture soft.	41
III.3	Alignement du circuit de contrôle pour fermeture hard et fast.	44
III.4	Première circulation par la méthode du Driller.	48
III.5	Deuxième circulation par la méthode du Driller.	48
III.6	Evolution des pressions en tête des tiges et d'annulaire Première Circulation.	49
III.7	Evolution des pressions en tête des tiges et d'annulaire Deuxième Circulation.	50
III.8	Etapes de circulation pour la méthode de Wait & Weight.	52
III.9	Evolution des pressions en tête des tiges et d'annulaire.	53
III.10	Migration de l'effluent par la Méthode volumétrique.	56
III.11	Variation de la pression annulaire en fonction du volume pompe Cumule.	57
IV.1	Nombre des venues en fonction des opérations.	63
IV.2	Venues en fonction de Type.	64

V.1	Schéma puits BH26.	65
V.2	Apparition des venues due à une fenêtre de forage étroite.	66
V.3	Variation pression annulaire au cours de circulation Pa.	67
V.4	Etude statistique des problèmes cause de NPT dans le puits BH26.	72

N° tableau	Titre	Page
II.1	Densités moyennes des produits secs	18
III.1	Perte de charge dans un circuit de forage	32
IV.1	Nombre de venues [Année 2018]	59
IV.2	Nombre de venues [Année 2019]	60
IV.3	Nombre de venues [Année 2020]	60
IV.4	Nombre de venues [Année 2021]	61
IV.5	Nombre de venues [Année 2022]	61
IV.6	Nombre de venues [Année 2023]	61
IV.7	Nombre de venues en fonction des opérations	62
IV.8	Venues en fonction de Type	64
V.1	Pression annulaire et en tête de tige pendant le contrôle par la méthode de driller	67
V.2	Pression annulaire et en tête de tige pendant le contrôle par le Bullheading N1	68
V.3	Pression annulaire et en tête de tige pendant le contrôle par le Bullheading N2.	69
V.4	Pression annulaire et en tête de tige pendant le contrôle par le bulheading N3	70
V.5	Étude statistique des problèmes pour les phases 8 1/2 " et 6 " du puits BH26.	71-72

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE...	1
CHAPITRE I ; GENERALITE SUR LE CHAMP DE L'AHNET IN-SALAH	
I.1 Introduction	2
I.2 Situation de bassin de l'Ahnet	2
I.2.1 La situation géographique	2
I.2.2 Situation géologique du bassin	2
I.3 L'aspect structural du bassin	3
I.3.1 L'Ahnet oriental	4
I.3.2 L'Ahnet central	4
I.3.3 L'Ahnet occidental	4
I.3.4 Synthèse structurale	4
I.4 Système de faille	5
I.5 L'évolution paléo-structural du bassin	6
I.6 La stratigraphie	9
I.7 L'Histoire de génération des hydrocarbures	12
I.7.1 Fin Dévonien-début Carbonifère	12
I.7.2 Fin Carbonifère-Permien	12
I.7.3 Fin Trias-début Jurassique	12
I.7.4 Fin Jurassique-Début Crétacé	13
I.7.5 Synthèse	13
I.8 Données sur les puits et carte de l'emplacement	13
I.9 Historique Puits BH26	14

CHAPITRE II ; LE FLUIDE DE FORAGE

II.1. Introduction.....	15
II.2. Définitions d'un fluide de forage	15
II.3. Rôle de la boue de forage	15
II.3.1 Nettoyage du puits	15
II.3.2 Maintien des déblais en suspension.....	15
II.3.3 Sédimentation des déblais fins en surface	15
II.3.4 Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde.....	15
II.3.5 Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits	16
II.3.6 Dépôt d'un cake imperméable	16
II.3.7 Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile.....	16
II.3.8 Augmentation de la vitesse d'avancement	16
II.3.9 Entraînement d'outils (turbine, MWD, etc.)	16
II.3.10 Diminution du poids apparent du matériel de sondage	16
II.3.11 Apport de renseignements sur le sondage	17
II.3.12 Contamination des formations productrices	17
II.3.13 Corrosion et usure du matériel	17
II.3.14 Toxicité et sécurité	17
II.4. Caractéristiques et propriétés des fluides de forage	17
II.5. Classification des fluides de forage	21
II.5.1 Les fluides à base d'eau	21
II.5.2 La boue à base d'huile	21
II.5.2.1. Les boues à l'huile	22

II.5.2.2. Les boues inverses	23
II.5.3 Les fluides de forage gazeux	24
II.6. Circulation le fluide de forage	24
CHAPITRE III ; METHODES DE CONTROLE DES VENUES	
III.1 Introduction	26
III.2 Les pressions dans un puits	26
III.2.1 La pression hydrostatique	26
III.2.2 Le gradient de pression hydrostatique	26
III.2.3 La pression de formation	27
III.2.3.1 Pression de formation normale	27
III.2.3.2 Pressions de pore anormales	27
III.2.3.3 La pression géostatique.....	28
III.2.4 La pression de fracturation	28
III.2.4.1 La pression admissible (P _{adm}).....	28
III.2.5 La pression de refoulement	29
III.2.6 La pression du fond	29
III.2.7 La pression au sabot	30
III.3 Les notions de pertes de charge	31
III.3.1 Circulation dans un puits.....	31
III.3.2 Les pertes de charge dans le circuit de forage	32
III.3.3 La variation des pertes de charge	32
III.4 Principes fondamentaux de contrôle de venues	34
III.4.1 Le contrôle primaire	34

III.4.2 Le contrôle secondaire	34
III.4.3 Le contrôle tertiaire	35
III.5 Les causes d'une venue	35
III.6 Les signes d'une venue	39
III.6.1 Les signes précurseurs d'une venue	40
III.6.2 Les signes positifs d'une venue	40
III.7 Procédure de fermeture	41
III.7.1 Procédure de fermeture soft	41
III.7.2 Procédure de fermeture hard	43
III.7.3 Procédure de fermeture fast	45
III.7.4 Avantages et inconvénients des différentes procédures de fermeture	45
III.8 Les méthodes de contrôles	46
III.8.1 La méthode de Driller	46
III.8.2 La méthode du Wait and Weight Method	51
III.8.3 Méthode volumétrique	54
III.8.4 Lubricating Technique	56
III.8.5 La méthode bullheading	58
 CHAPITRE IV ; STATISTIQUES ET ANALYSES DES VENUES A SONATRACH	
IV.1 Introduction	59
IV.2 Statistiques et Analyses des Venues [2018 – 2023]	59
IV.3 Venues en fonction des Opérations	61
IV.4 Venues en fonction de Type	62
IV.4.1 Venues Induite	62

IV.4.2 Venues en Under balance	63
IV.4.3 Autre Types.....	63
IV.5 Conclusion.....	64
CHAPITRE V ; CONTROLE D'UNE VENUE CAS PUITES BH-26 IN-SALAH	
V.I Contrôle de venue au niveau du puits BH#26.....	65
V.2 Risque potentiel de gaz	65
V.3 Détection de la venue	65
V.4 Colmatage des pertes	66
V.5 Les opérations du contrôle	67
V.5.1 Contrôle par les drills Method	67
V.5.2 Contrôle par la méthode de Bullheading avec la densité 1,15sg	68
V.5.3 La deuxième opération de Bullheading avec la densité 1,20sg	69
V.5.4 La troisième opération de Bullheading avec la densité 1,26sg	70
V.5.5 Fin de l'opération et évacuation de la venue	70
V.6 Différents problèmes rencontrés lors du forage de puits BH26.....	71
V.7 Conclusion	73
CONCLUSION GENERALE ET RECOMMANDATIONS... ..	75

INTRODUCTION GENERALE

Le pétrole et le 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.

La production de pétrole et de gaz naturel est une industrie cruciale pour l'économie mondiale. Cependant, l'exploitation de ces ressources est souvent associée à des risques importants, notamment venue de gaz incontrôlé dans le puits. Les gaz qui se libèrent dans un puits pétrolier peuvent causer des accidents, des explosions ou des incendies, et même la perte de la vie. 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 complexe qui nécessite une compréhension approfondie des phénomènes physiques et des interactions entre les fluides et les roches dans le puits. 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.

Ce mémoire étudier les méthodes de contrôle de venue de gaz dans une régions ou la fenêtre de forage étroite et la présence simultanée des pertes de boue et de venue de gaz cas Bahar El Hammer BH-26.

En fin de compte, ce mémoire a pour objectif de contribuer à la sécurité et à l'efficacité de l'exploitation pétrolière et gazière en fournissant une compréhension claire des techniques de contrôle de venue de gaz dans les puits pétroliers.

Pour aboutir à notre objectif, le rapport présenter sera structuré ainsi : Par une introduction générale et deux parties suivis par une conclusion générale. la première partie sera regroupée en quatre chapitres le premier intitulé généralité sur le champ de l'AHNET IN-SALAH. Le deuxième chapitre sera consacré aux fluides de forage, dans le troisième chapitre on va exposer et présenter les méthodes de contrôle des venues et le quatrième chapitre c'est une partie d'étude statistique et d'analyse des venues en fonction de type et des opérations. Le cinquième chapitre ou bien la deuxième partie c'est une partie pratique étudier le contrôle de venue au niveau du puits BH26 qui situé dans la région d'Ahnet.

Chapitre I

Généralité sur le

champ de

L'AHNET IN-SALAH

I.1 Introduction

Le champ de l'Ahnet représente l'un des champs les plus complexes du monde.

Dans notre travail nous avons choisi cette région pour faire une étude sur le contrôle d'une venue de gaz.

I.2 Situation de bassin de l'Ahnet

I.2.1 La situation géographique

Géographiquement, la dépression d'Ahnet appartient à la province pétrogazéifère du Sahara Occidental (**Figure I.1**), s'étendant sur une superficie de 75.000 Km², elle se trouve à environ 1200Km d'Alger et à 700Km de Hassi Messaoud.[1]

Cette dépression se situe entre :

00° 30' – 03° 05' : Longitude Est.

25° 00' – 28° 00' : Latitude Nord.

I.2.2 Situation géologique du bassin

Le bassin de l'Ahnet est une dépression paléozoïque, située au Nord-ouest du massif du Hoggar, et considérée comme l'une des provinces gazières les plus prolifique du Sahara algérien. Le bassin est limité par les hauts fonds structuraux qui l'entourent (**Figure I.1**) au Nord, le plateau de Tidikelt, constitué de terrains rapportés au Mésozoïque, le sépare du bassin de Timimoune, à l'Est, l'axe Idjerane-Arak le sépare du Mouydir. Le bassin est limité vers l'Ouest par l'axe Bled El Mass-Azzel-Matti, qui l'individualise du bassin de Reggane. Cette zone orientée globalement NS, représente l'extension méridionale du sillon de l'Ougarta et constitue l'amorce du plateau de Tanezrouft.[2]

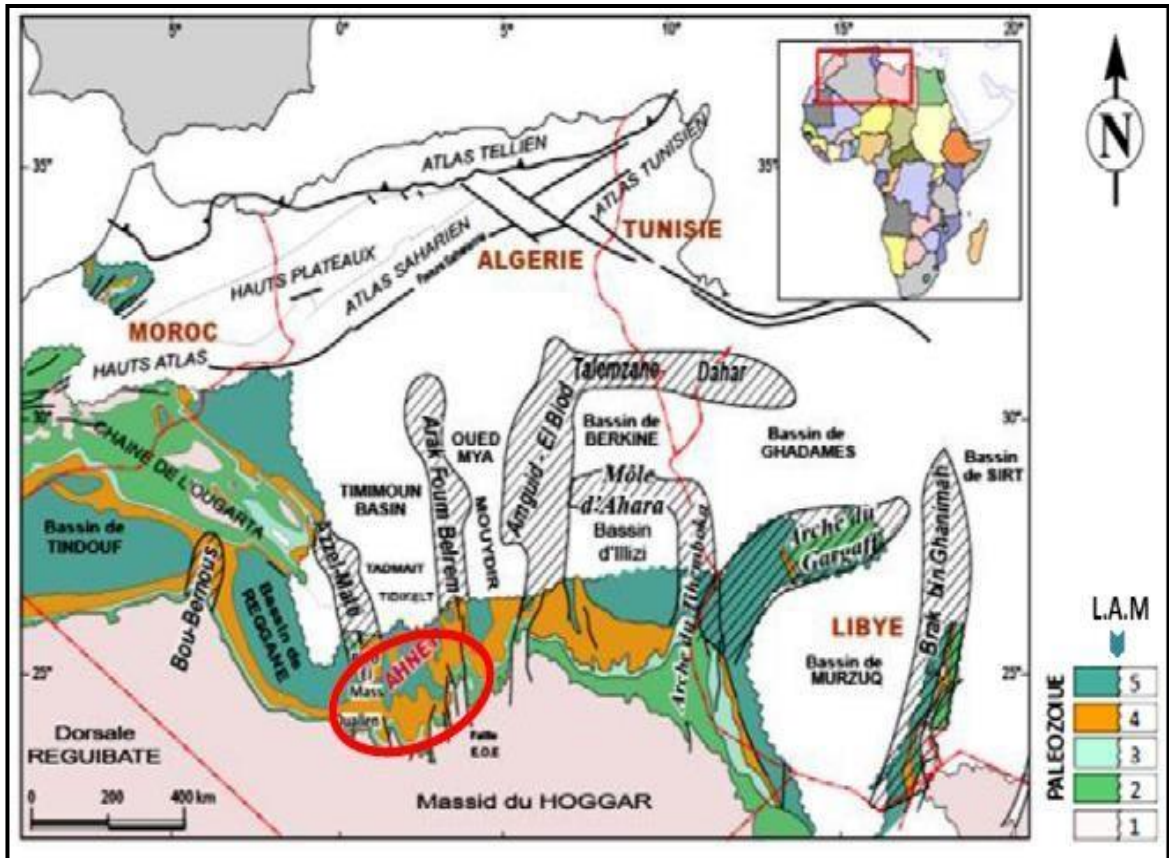


Figure I.1 : carte géologique de paléozoïque de la plateforme Nord-africaine.[3]

I.3 L'aspect structural du bassin

Le schéma morpho structural actuel de l'Ahnet montre l'individualisation de trois domaines bien distincts (l'Ahnet occidental, central et oriental), séparés par des couloirs d'accidents profonds, d'orientation N-S à NW-SE (**Figure I.2**). Ces domaines structuraux se sont déplacés au cours de la tectogenèse hercynienne, soit vers le Nord ou vers le sud, suivant un mécanisme d'extrusion latérale, entraînant la couverture paléozoïque dans leurs mouvements. L'intensité de la structuration est remarquable dans les domaines Est et ouest qui soumis à une plus forte érosion par rapport au domaine central. Des ont été également variations locales d'épaisseurs et de faciès peuvent aussi être observées à l'approche des zones de failles, et seraient probablement à relier au tectonique syn. Sédimentaire. Les trois compartiments résultants de la déformation du socle sont représentés comme suivant :

I.3.1 L'Ahnet oriental

Mouydir, limité à l'Est par zone structurellement haute séparant le bassin de l'Ahnet de le môle d'Idjerane-Mzab, sa limite Ouest est marquée par l'accident subméridien Fougaret-Ezzoua-Foum Belrem passant par Zini et Gour Boukhreiss.

Il se caractérise par :

- Un nombre de structure relativement faible.
- Des failles moins nombreuses, mais une grande extension.
- Une érosion moins intense et plus régulière, elle n'atteint le socle qu'exceptionnellement.

I.3.2 L'Ahnet central

Fortement structuré et les épaisseurs des sédiments sont plus importantes. C'est un domaine qui présente des caractères structuraux très hétérogènes, il correspond au niveau du socle à un ensemble extrêmement mobile, caractérisé par la présence d'anciens décrochements, entraînant une juxtaposition des roches très différentes sur le plan lithologique. C'est probablement dans cette hétérogénéité du socle qu'il faut chercher l'origine de la sinuosité des accidents et les différentes orientations des plis.

I.3.3 L'Ahnet occidental

Zone étroite de forme allongée (subméridienne) et structurellement haute séparant le bassin de l'Ahnet du bassin de Reggane, limité à l'Ouest par l'ensellement d'Azzel-Matti et le prolongement de Bled El Mass, à l'Est par l'accident subméridien d'Adrar Morrat-Sebkhet El Mellah, au Nord-Ouest par la cuvette de Sbâa et au Nord par le bassin de Timimoune. Cette zone est caractérisée par une déformation intense au niveau de la couverture paléozoïque en relation avec sa localisation au niveau du socle très complexe, se situe à la limite de compartiments rigides et de compartiments mobiles.

I.3.4 Synthèse structurale

Le bassin d'Ahnet est un « Méga graben » à l'échelle de la plate-forme saharienne, ses limites sont assurées par des failles majeures réactivées durant toute l'histoire évolutive de la plate-forme saharienne. Ainsi la structuration actuelle du bassin d'Ahnet résulte de la superposition des effets de ces différentes phases qui ont modifié tout au long du Mésozoïque et du Cénozoïque.

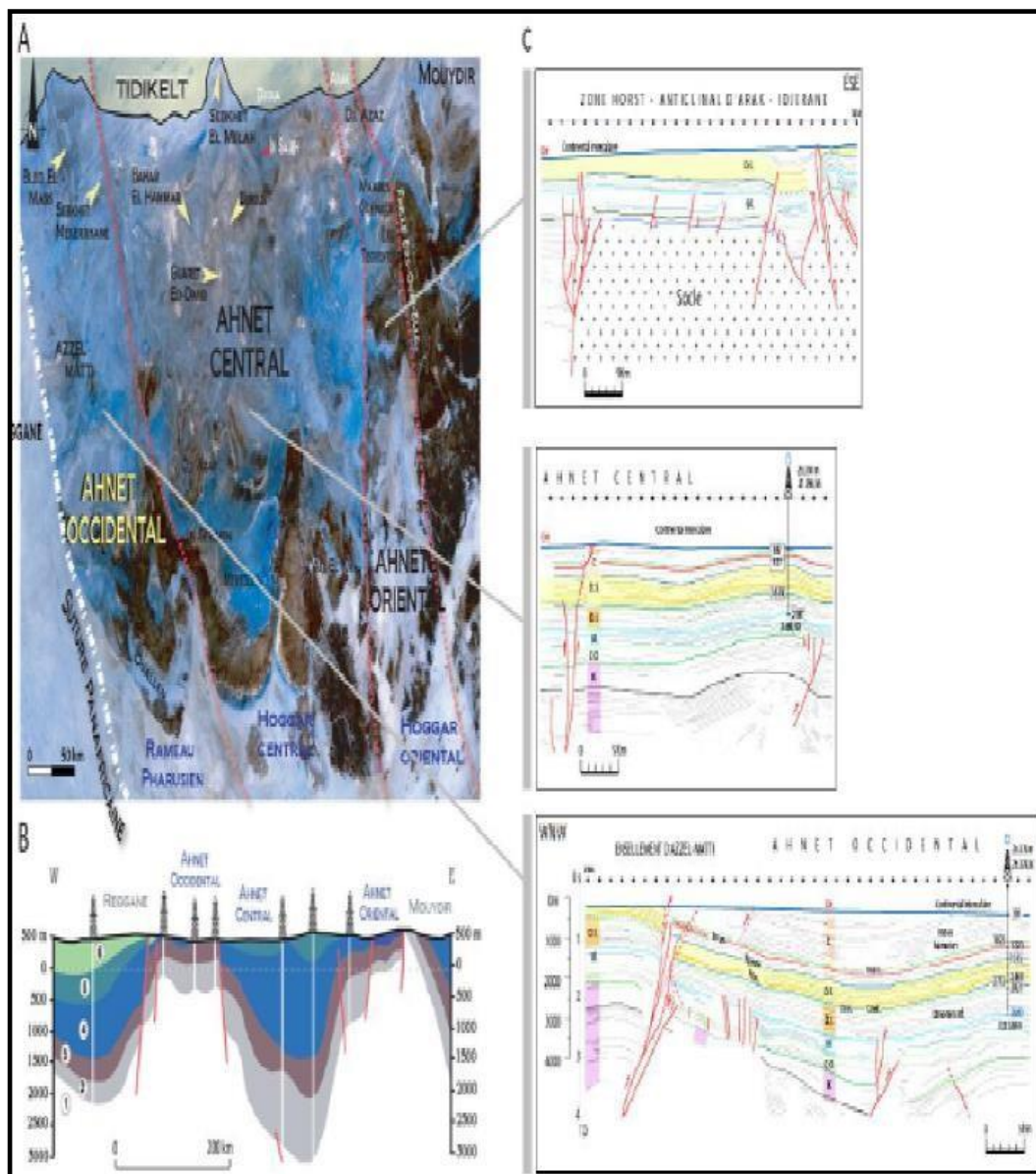


Figure I.2 : les principaux domaines structuraux du bassin de l'Ahnet.[3]

I.4 Système de faille

Les failles constituent un élément extrêmement important dans la configuration structurale de l'Ahnet (**Figure I.3**). Elles montrent deux directions principales ; N-S à NNW-SSE et NE-SW, et jouent essentiellement en composante inverse. Ces failles sont particulièrement développées dans les zones bordières du bassin, où leur longueur peut atteindre 200 km, et leurs rejets horizontaux dépassent 1000 m. Leur caractère discontinu et leurs traces souvent sinueuses et arquées, rappellent celles des zones de faiblesse protérozoïques.[2]

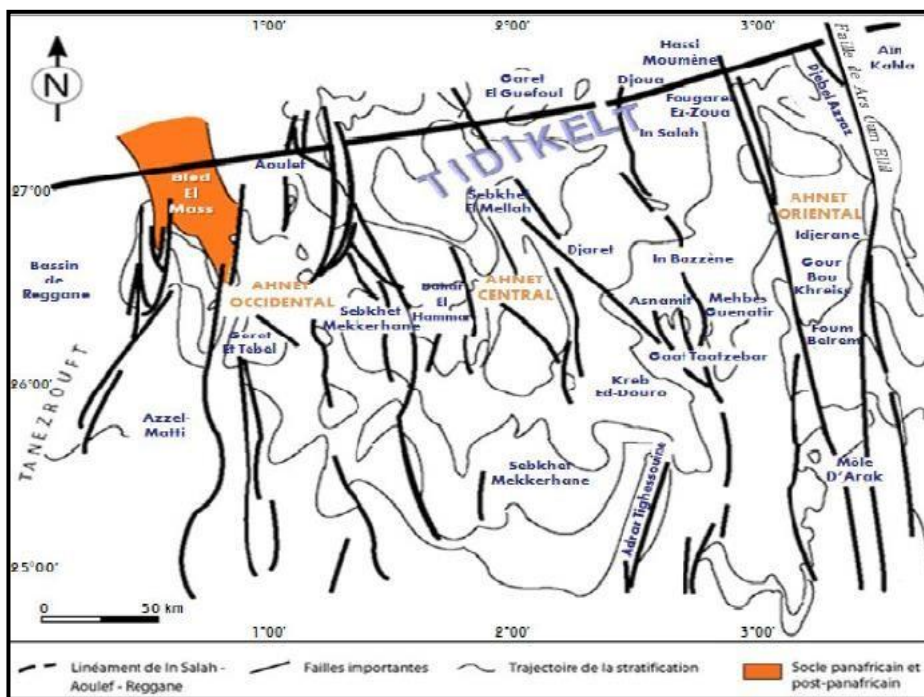


Figure I. 3 : Carte schématique illustrant les principaux systèmes de failles qui affectent le bassin de l'Ahnet. [4]

I.5 L'évolution paléo-structural du bassin

Afin de comprendre l'évolution structurale du bassin de l'Ahnet, des travaux bien faits sont destinés pour cet objectif, une section W-E a été sélectionnée qui permet de reconstituer le scénario de la formation du schéma structural actuel de bassin (Figure I.4).

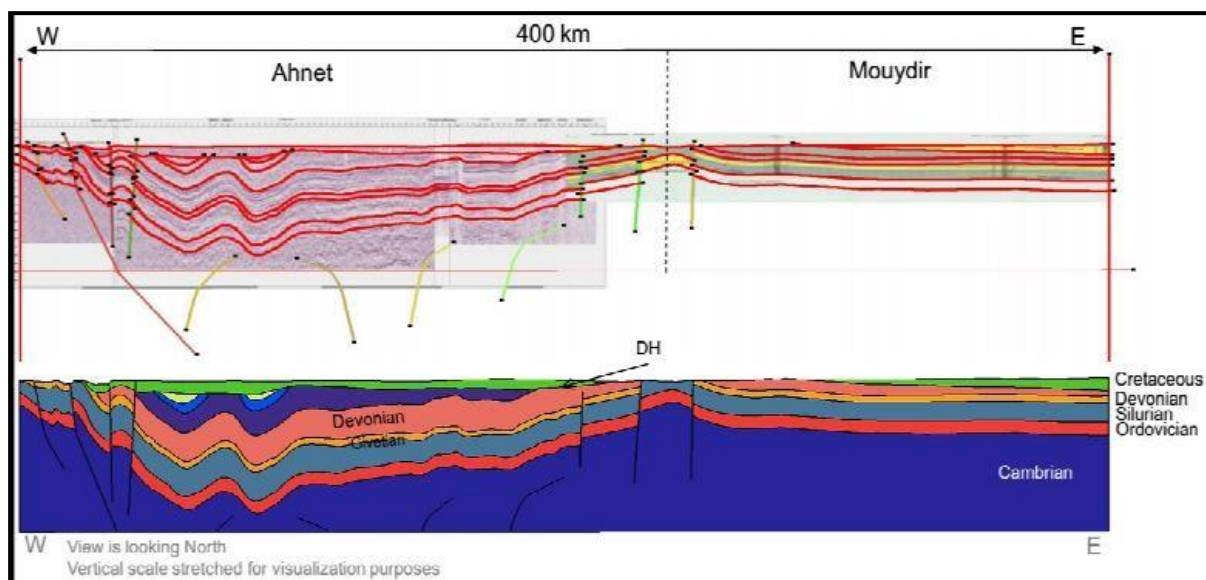


Figure I.4: section W-E montrant l'état structural actuel du bassin de l'Ahnet [5]

Après la phase précédente il y a la mise en place du mésozoïque (crétacé) en discordance avec la série paléozoïque L'horizon de DH a été déformée / érodé par la poste déformation hercynienne (Alpine / inversé n autrichienne ?). Ce poste déformation hercynienne est observé sur le haut-fond d'Azzel Matti et Arak, ce qui prouve la longue vie du comportement de ces structures.

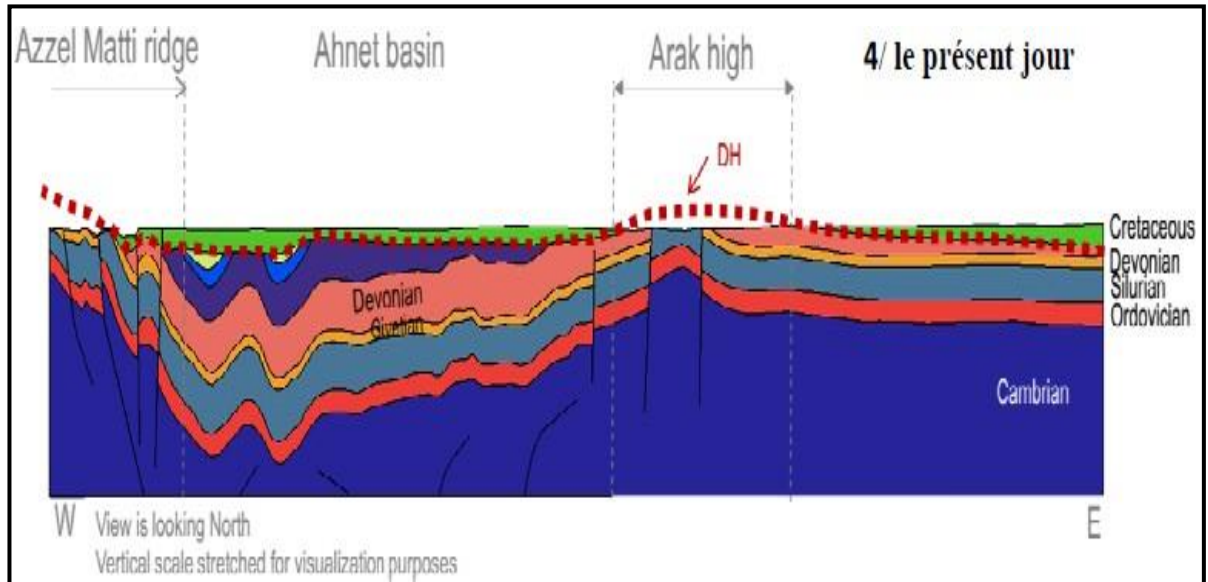


Figure I.5 : la déformation hercynienne sur le haut-fond d'Azzel Matti et Arak. [5]

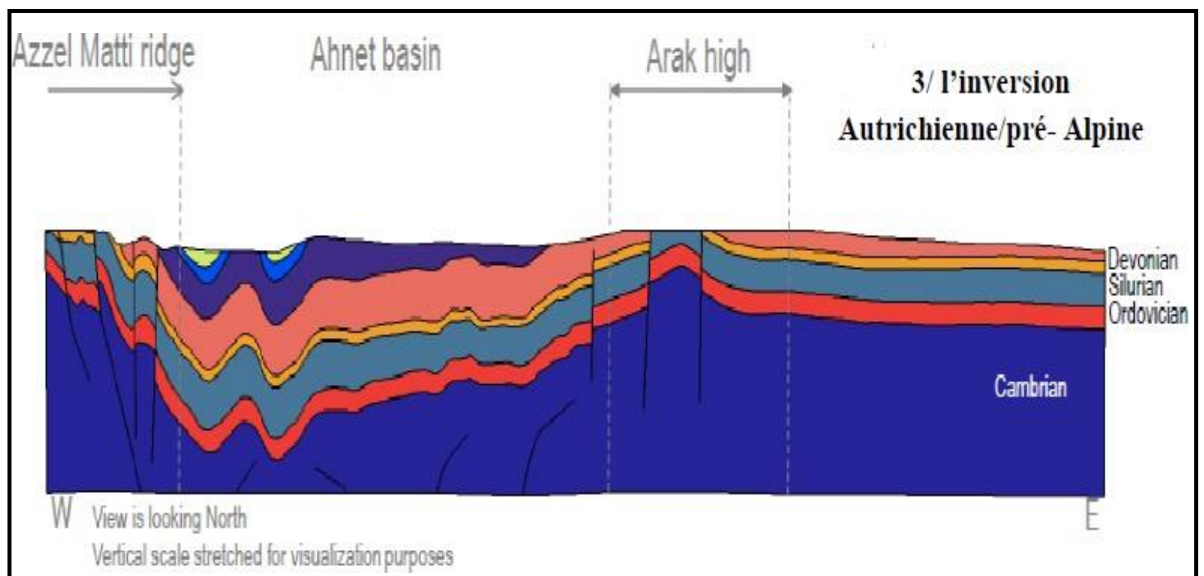


Figure I.6 : schéma indique une déformation rétablie affectée la DH due de l'inversion post- hercynienne.[5]

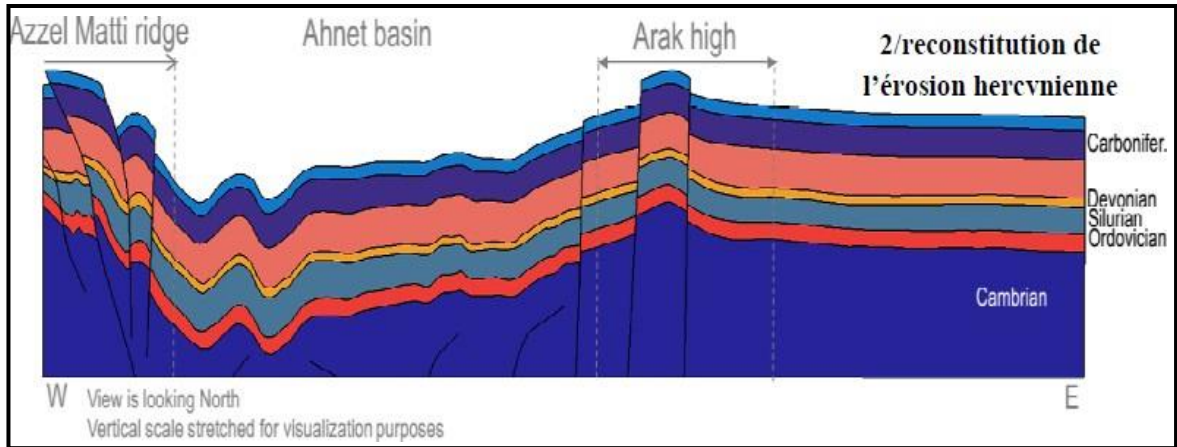
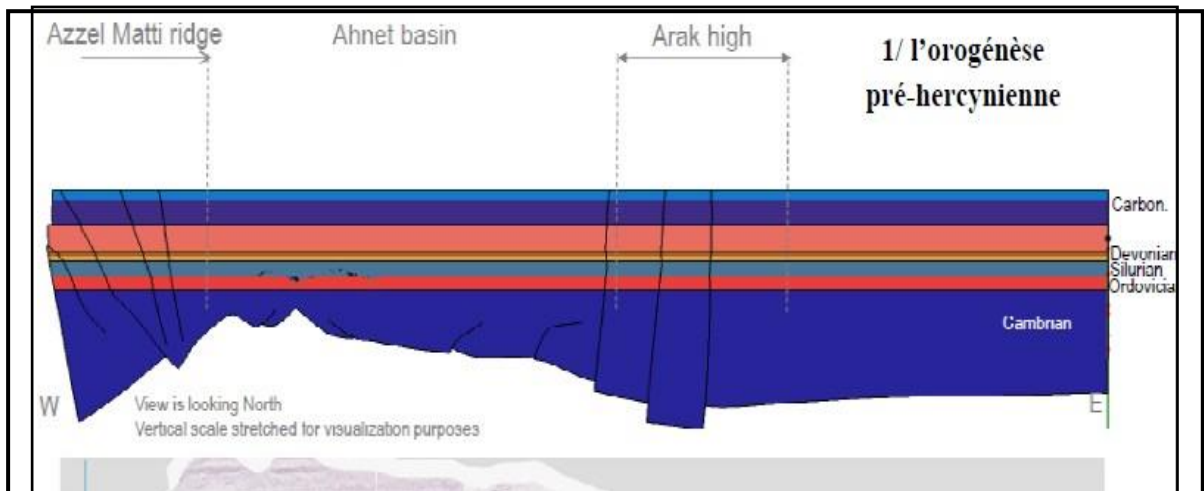


Figure I.7 : schéma montre que Le maximum de l'érosion est enregistré sur Azzel Matti et le mole d'arak Arak (due à l'orogénèse hercynienne). [5]

Ces deux zones ont une subsurface qui a un soulèvement vertical important, le plus probablement associé à déplacement horizontal, tandis que la partie intérieure a été doucement pliée avec un soulèvement vertical limité et alors que la partie occidentale du bassin Mouydir a été globalement soulevé avec une petite déformation interne.



La mise en place de la série paléozoïque avec des failles syn-sédimentaires dans le bassin de l'Ahnet /Mouydir avant l'orogénèse hercynienne.



Figure I.8 : schéma montrant les différentes phases d'évolution du bassin de l'Ahnet. [5]

I.6 La stratigraphie

Dans le bassin de l'Ahnet la sédimentation est essentiellement d'âge Paléozoïque et affleure surtout au Sud, le Mésozoïque est discordant sur la couverture paléozoïque et apparaît au Nord où les dépôts du paléozoïque disparaissent sous les dépôts du (continental intercalaire). Le tout repose sur un substratum Précambrien. Crétacé inférieur Le substratum d'âge Précambrien apparaît en deux rares endroits sous forme de fenêtres et pourrait être de même nature que celui des Eglab, il comprend le socle et la partie sommitale infracambrienne (série pourprée). Le socle est formé par les séries métamorphiques panafricaines des terrains du Hoggar occidental recoupées par des intrusions volcaniques Une série intermédiaire ou série pourprée de l'Ahnet a été décrite par Ait Kaci (1984) et Fabre (1986) comme faisant partie des molasses panafricaines du Sahara.

La série paléozoïque est assez complète allant du Cambrien au Carbonifère. Elle est discordante sur le socle, Elle est caractérisée par deux discordances majeurs, infratassilienne et hercynienne.[6]

Le Cambro-ordovicien : a été subdivisé en trois formations :

- La formation des Ajjer (Unités II, III-1, III-2).
- La formation d'In Tahouite (Unité III-3).
- La formation de Tamdjert (Unité IV).

Après les dépôts post glaciaires, continentaux et péris marins, à la fin de l'Ordovicien, les mouvements éloignant l'Afrique du pôle sud entraînent la fonte de la calotte glaciaire du Sahara central provoquant une transgression majeure qui a engendré le dépôt des argiles hautement radioactives (hot shales) de 70-80 m d'épaisseur dans le bassin de l'Ahnet.

Le Dévonien : est subdivisé en trois sous-systèmes

1. Le Dévonien inférieur : est subdivisé en trois parties à la base de critères purement lithologiques.

a) Le Gédinnien : Il correspond à des alternances de niveaux gréseux et argileux. Sa limite inférieure est attribuée à la discordance dite calédonienne de la fin du silurien. L'apparition du faciès grésos-quartzitique sur une discontinuité brutale correspond à sa limite supérieure.

b) **Le Siégénien** : présente des dépôts fluviatiles à la base, indiquant le maximum de régression du Dévonien inférieur, et des faciès de transgression au sommet. Sa limite supérieure correspond au banc repère de toute la plateforme saharienne qui est la muraille de chine (Définie à Bechar à Ouargla et à l'Ougarta).

c) **L'Emsien** : Il est caractérisé par une série d'argiles silteuses noires et de grès, riche en brachiopodes. Sa limite supérieure est difficile à cerner dans certains endroits, comme à Foug Belrem où le Couvinien n'existe pas et les grès du Givétien reposent en discordance sur les grès de l'Emsien.

2. **Le Dévonien moyen** : Caractérisé par une transgression marine, donne naissance à des dépôts argileux avec des passées légèrement carbonatées au Couvinien, et des dépôts de calcaires bioclastiques au Givétien.

3. Le Dévonien supérieur

➤ **Le Frasnien** : est essentiellement argileux avec quelques niveaux calcaires bioclastiques caractérisant un milieu marin.

➤ **Le Fammenien** : est une formation argileuse avec fine passée de calcaires et de grès.

➤ **Le Strunien** : est une formation argilo-gréseuse, à argilo-micacée où les grès sont généralement très fins déposés en milieu marin peu profond.

➤ **Le Carbonifère** : est largement érodé et il n'est présent que dans la partie centrale du bassin.

Les séries mésozoïques sont peu répandues dans le bassin de l'Ahnet, elles sont représentées par des dépôts continentaux intercalaires ou de roches tertiaires plus jeunes, qui reposent en discordance sur les dépôts paléozoïques.[7]

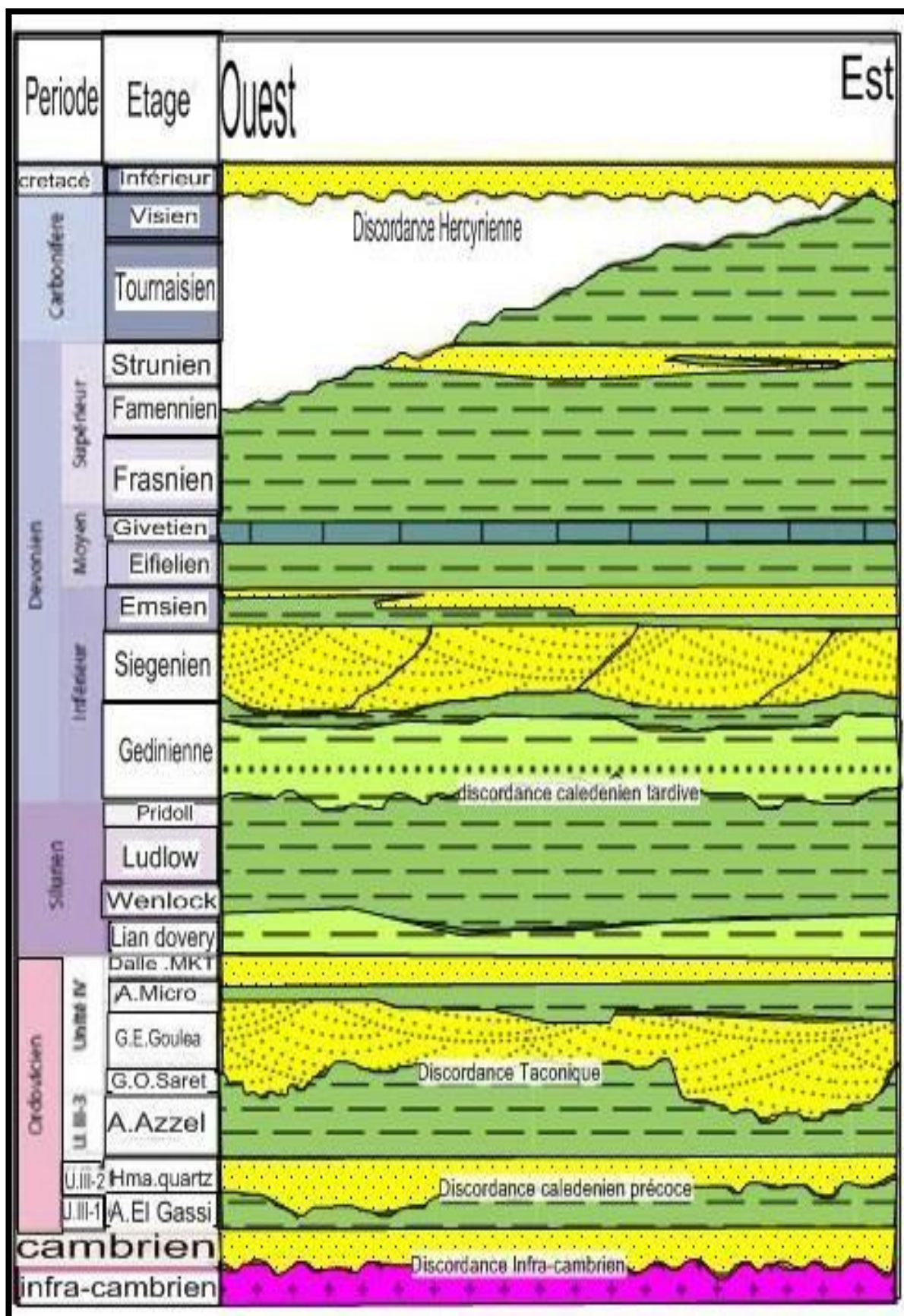


Figure I.9 : Colonne stratigraphique type de Bassin de l'Ahnet. [8]

I.7 L'Histoire de génération des hydrocarbures

Devant le nombre très important des travaux et études réalisés, et les cas d'interprétation qui diffèrent, une étude de synthèse géochimique a été entreprise par la compagnie Sonatrach [9], visant à rassembler et à réinterpréter toutes les données et analyses géochimiques disponibles. Le scénario maintenu pour l'histoire de génération des hydrocarbures dans la région est le suivant :

I.7.1 Fin Dévonien-début Carbonifère

Au cours de cette période, le bassin a atteint des températures élevées à des profondeurs Modérées, les plus grandes températures ayant été atteintes dans les parties profondes du bassin. Le Silurien aurait épuisé son potentiel pétrolier et le Frasnien serait en phase à gaz. Seuls le Dévonien terminal et le Carbonifère au sommet des structures paraissent favorables à L'expulsion de l'huile. Il est fort probable que la nature des hydrocarbures serait différente selon les domaines du bassin, en fonction des gradients thermiques et des zones de subsidence Variables, car l'Ahnet est morcelé en de nombreux panneaux à l'évolution contrastée. Dès lors, on devait rencontrer à la fin du Carbonifère des réservoirs dans lesquels pouvaient coexister huile et gaz, mais également huile seule ou gaz seul.

I.7.2 Fin Carbonifère-Permien

Le soulèvement et l'importante érosion (1200-2700m) qui caractérisent cette période, entraînent une phase de refroidissement, et l'arrêt de la génération des hydrocarbures. L'absence des séries carbonifères supérieures, permiennes, triasiques et jurassiques inférieures, caractérise toute la coupe sédimentologique de l'Ahnet. Le Jurassique moyen et le Crétacé semblent être préservés sur de faibles épaisseurs. Cette distribution de sédiments, nécessite un hiatus persistant jusqu'au Crétacé pour la majeure partie du bassin. Dans certaines régions de l'Ahnet, ce hiatus persiste jusqu'à l'actuel.

I.7.3 Fin Trias-début Jurassique

L'événement thermique majeur qui se situe à 200 Ma, n'aurait exercé aucune influence sur les roches mères principales du bassin, étant donné que l'essentiel de la maturation s'est réalisé durant l'enfouissement carbonifère (mauvais calage entre les valeurs de températures et les vitrinites, surtout au niveau des sections carbonifère et celles du dévonien supérieur). Seules les roches mères secondaires, telles que le Fammenien, le Strunien et le Carbonifère, peuvent Avoir un effet sensible de la maturation, probablement au niveau des flancs, où elles étaient moins mures durant l'enfouissement pré-hercynien...

I.7.4 Fin Jurassique-Début Crétacé

Le bassin a fait l'objet d'un léger et court refroidissement, accompagné d'une subsidence modérée. Cette phase n'a cependant entraîné aucune maturation ou génération des hydrocarbures.

I.7.5 Synthèse

Il ressort de cette synthèse, que le bassin de l'Ahnet présente des indices de différenciation régionale dans son évolution structurale et thermique. Cependant, la délimitation des zones d'accumulation d'hydrocarbures, nécessite une implantation de puits d'exploration rapprochés, afin de fournir des données plus détaillées pour des simulations thermiques et géochimiques plus crédibles. [2]

I.8 Données sur les puits et carte de l'emplacement

Puits : BH26

Champ : Bahar el Hammer

Région : Ahnet In -Salah

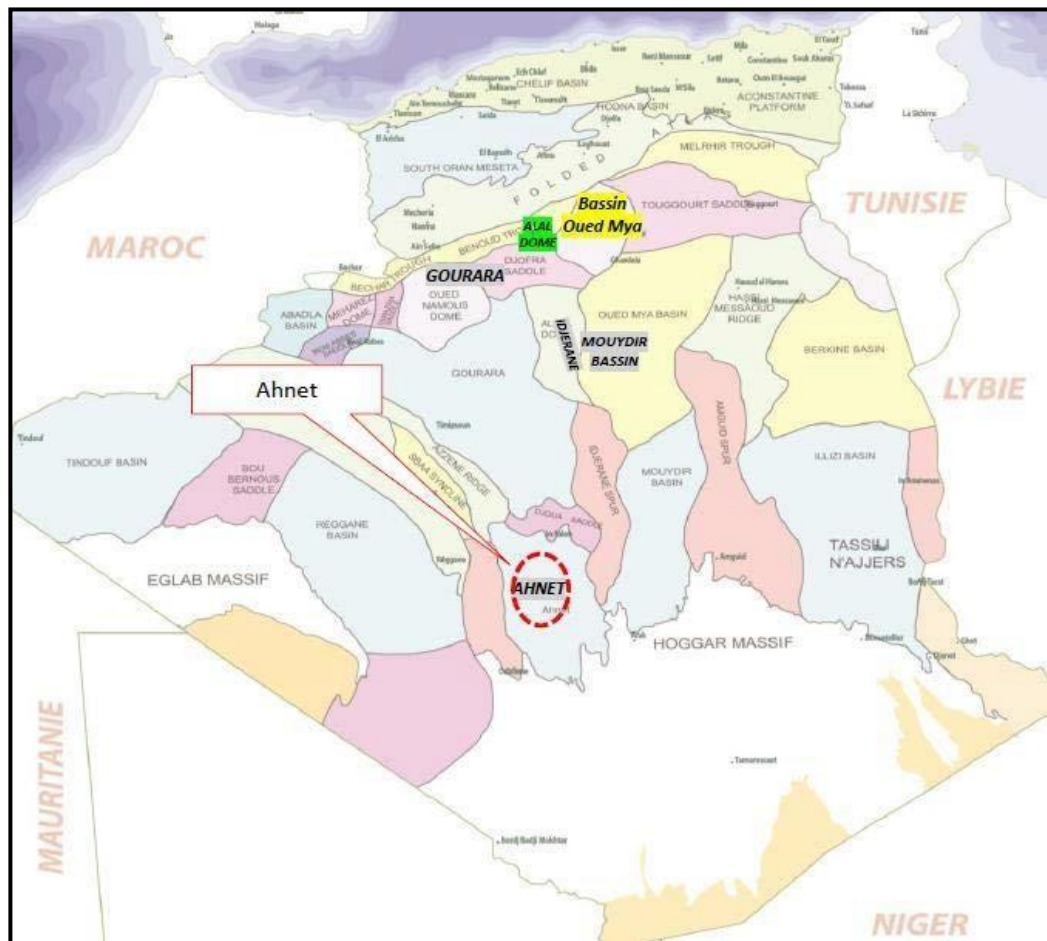


Figure I.10 : L'emplacement du puit.[10]

I.9 Historique Puits BH26

Le puits BH-26 est un puits de développement vertical foré dans le bloc 337b dans le périmètre de Bahr El Hammer dans le bassin d'Anet (région d'In Salah). [11]

La profondeur totale est de 2131 m avec le Cambro-Ordovicien et le Dévonien inférieur comme cibles principales et secondaires.

- ✓ Un objectif pétrolier primaire :
 - Ordovicien Hamra Quartzites Sandstone ± 1 591m,
 - Reconnaissance du potentiel du gaz présent dans le cambrien.
- ✓ Un objectif pétrolier secondaire :
- ✓ Exploré les grés de dévonien inférieur

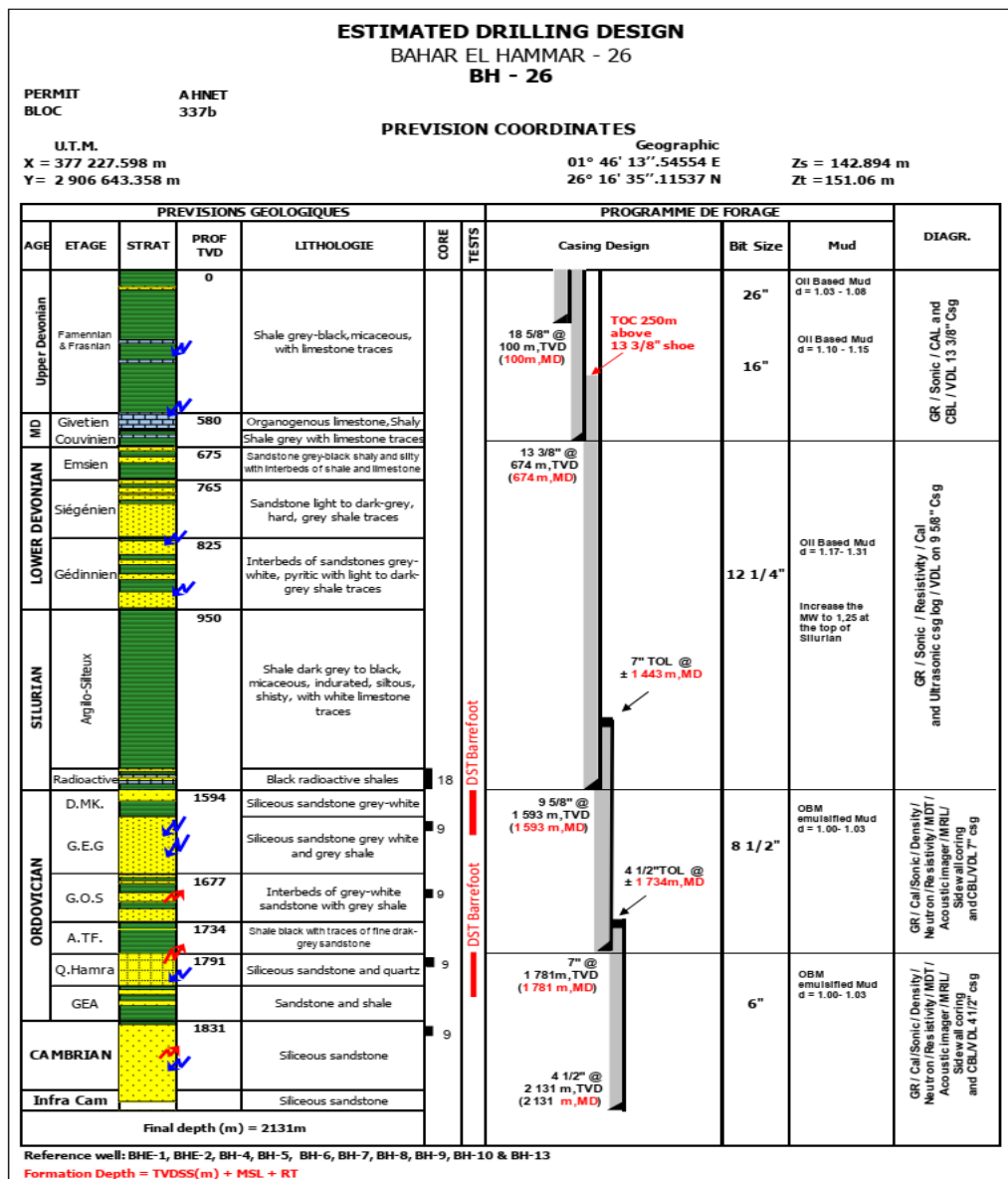


Figure I.11 : L'architecture du puits BH26. [11].

Chapitre II

Le fluide

De forage

II.1. Introduction

La première barrière de sécurité est la pression hydrostatique de la boue de forage, cette pression doit être égale ou légèrement supérieure à la pression de pores sans toutefois dépasser la pression de fracturation au niveau du point le plus fragile.

II.2. Définitions d'un fluide de forage

Un fluide de forage est un système composé de différentes combinaisons liquides (eau, huile), gazeuses (air, ou gaz naturel) contenant en suspension une phase solide (argile, déblais, ciments). C'est un fluide non newtonien, visqueux ou viscoélastique, le plus souvent thixotrope.

Ces fluides appelés classiquement « boues » et ceci à différents niveaux suivant le type de boue et les conditions d'utilisation.

Les boues de forages ont plusieurs fonctions techniques essentielles dans la réussite d'un forage, notamment dans les forages profonds et forages dirigés. [12]

II.3. Rôle de la boue de forage

La plupart des manuels de fluide de forage listent entre 10 à 20 fonctions que le fluide de forage exécute tout en forant un puits [13].

En général, les principaux rôles du fluide de forage sont :

II.3.1 Nettoyage du puits

La boue doit débarrasser le puits des particules de formation forées qui se présentent sous forme de débris de roche appelés « cuttings » ou « déblais ».

II.3.2 Maintien des déblais en suspension

Le fluide de forage doit non seulement débarrasser le puits des déblais de forage durant les périodes de circulation, mais il doit également les maintenir en suspension pendant les arrêts de circulation.

II.3.3 Sédimentation des déblais fins en surface

Alors que la boue doit permettre le maintien en suspension des déblais dans le puits durant les arrêts de circulation, ce même fluide doit laisser sédimenter les déblais fins en surface, afin de les éliminer. Bien qu'apparemment ces deux aptitudes semblent contradictoires, elles ne sont pas incompatibles.

II.3.4 Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde

Du fait de son passage en surface, la boue en circulation se trouve à une température inférieure à celle des formations ce qui lui permet de réduire efficacement l'échauffement de la garniture de forage et de l'outil. Cet échauffement est dû à la transformation d'une partie de l'énergie mécanique en énergie calorifique.

II.3.5 Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits

La boue doit posséder des caractéristiques physiques et chimiques telles, que le trou conserve un diamètre voisin du diamètre nominal de l'outil.

Le cavage est causé par des éboulements, par la dissolution du sel, par la dispersion des argiles, par une érosion due à la circulation de la boue au droit des formations fragiles, etc.

Les resserrements ont souvent pour cause une insuffisance de la pression hydrostatique de la colonne de boue qui ne peut équilibrer la pression des roches.

II.3.6 Dépôt d'un cake imperméable

La filtration dans les formations perméables d'une partie de la phase liquide de la boue crée un film sur les parois du sondage, ce film est appelé cake.

Le dépôt du cake permet de consolider et de réduire la perméabilité des parois du puits.

II.3.7 Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile

Afin d'éviter le débit dans le puits des fluides contenus dans les réservoirs rencontrés en cours de forage, la boue doit exercer une pression hydrostatique suffisante pour équilibrer les pressions de gisement.

La pression hydrostatique souhaitée est maintenue en ajustant la densité entre des valeurs maximum et minimum.

II.3.8 Augmentation de la vitesse d'avancement

Au même titre que le poids sur l'outil, la vitesse de rotation et le débit du fluide, le choix du type et les caractéristiques de la boue conditionnent les vitesses d'avancement instantanées, la durée de vie des outils, le temps de manœuvre, en un mot, les performances du forage.

Un filtrat élevé augmente la vitesse d'avancement. Les très faibles viscosités sont aussi un facteur favorable à la pénétration des outils.

II.3.9 Entraînement d'outils (turbine, MWD, etc.)

Dans le cas du turboforage la boue entraîne la turbine en rotation. Cette fonction, l'amenant à passer à travers une série d'évents et à mettre en mouvement des aubages, implique certaines caractéristiques et rend impossible ou très délicat l'utilisation de certains produits (colmatant).

II.3.10 Diminution du poids apparent du matériel de sondage

Bien que ce soit beaucoup plus une conséquence qu'une fonction, la présence d'un fluide d'une certaine densité dans le puits permet de diminuer le poids apparent du matériel de sondage, garniture de forage et tubages, ceci permet de réduire la puissance exigée au levage.

II.3.11 Apport de renseignements sur le sondage

La boue permet d'obtenir des renseignements permanents sur l'évolution des formations et fluides rencontrés. Ces renseignements sont obtenus :
Par les déblais remontés avec la circulation du fluide.

II.3.12 Contamination des formations productrices

La présence d'un fluide au droit de formations poreuses et perméables peut exercer une pression hydrostatique supérieure à la pression de gisement. Cela peut nuire à la future mise en production de cette zone.

II.3.13 Corrosion et usure du matériel

Le fluide peut accélérer l'usure du matériel de sondage, par une action mécanique, si elle contient des matériaux abrasifs.

Elle peut aussi être corrosive par une action électrolytique (présence d'ions) due à un déséquilibre chimique.

II.3.14 Toxicité et sécurité

La boue de forage ne devra pas présenter de danger pour la santé du personnel. Elle ne devra pas non plus créer de risques d'incendie, tout particulièrement dans le cas d'utilisation de boues à base d'huile. [14]

II.4. Caractéristiques et propriétés des fluides de forage

Tout comme la formulation des boues, le contrôle et la caractérisation des boues de forage sont réalisés selon des normes précises éditées par l'API (API 13A, 2004). Les tests relatifs à l'étude des caractéristiques des fluides de forage sont généralement basés sur quatre paramètres la densité, la viscosité, le filtrat et la réactivité.

❖ Densité :

La densité est le rapport de la masse volumique d'un corps à la masse volumique d'un corps de référence dans des conditions qui doivent être spécifiées pour les deux corps (l'eau à 4°C pour les liquides et les solides et l'air pour les gaz).

La densité des fluides de forage se mesure à l'aide d'un densimètre dont le principe est analogue à celui de la balance romaine à curseur.

Le tableau II.1, ci-après donne les correspondances des densités moyennes sur des produits secs :

Tableau II.1 : Densités moyennes des produits secs [15]

Produits	Densité
Barytine	4.3
Carbonate de calcium	2.7
Galène	6.2
Ciment	3.3
Argile	2.5
Gypse	2.3
Sel (Na Cl)	2.17

❖ La Rhéologie :

La rhéologie est la science consacrée à l'étude de la déformation et de l'écoulement de la matière. Dans ce domaine, les boues de forage vont être définies par certain nombre des caractéristiques : viscosité, gels, filtrat... etc. dont le contrôle et la mesure ont une grande importance pratique car elles conditionnent :

- Le bon rendement des pompes et la pression de refoulement.
- Le maintien des zones fragiles soumises à l'action de la circulation.
- L'élimination des déblais en surface.
- Le nettoyage du puits.

Les notions de viscosité plastique (VP), viscosité apparente (VA), "yield value" (YV) et Gels communément associés à la limite d'écoulement, sont employées couramment dans la littérature concernant les boues forages. Elles définissent parfaitement le comportement d'un fluide à base de bentonite en écoulement et au repos, et sont utiles pour caractériser le fluide de forage.

Le graphique ci-dessous (**Figure II.1**), appelé Rhé-gramme, représente le comportement d'un fluide, dans diverses circonstances, c'est à dire dans les différentes parties du circuit de boue.

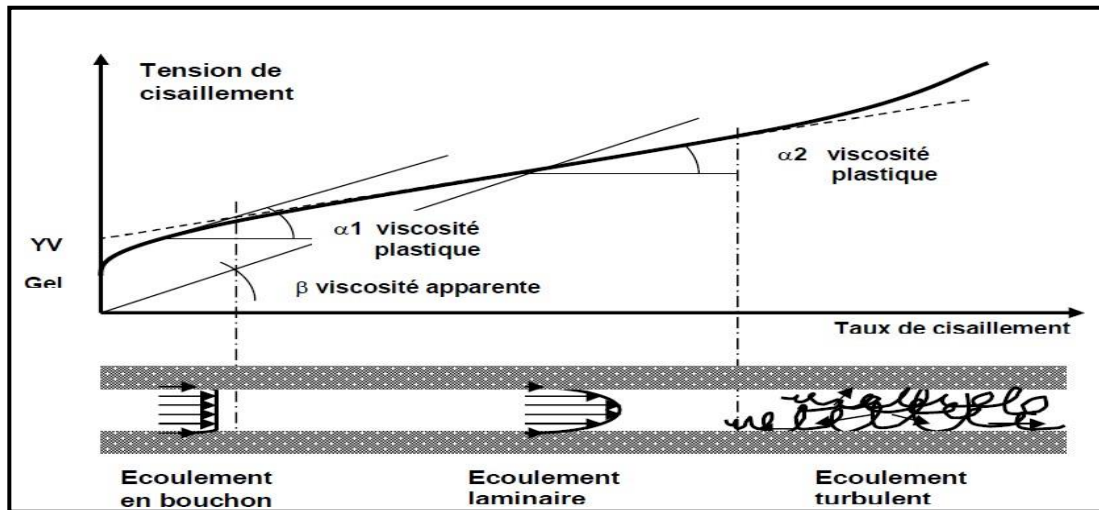


Figure II.1 : Rhé-gramme [15]

L'axe des abscisses représente le "taux de cisaillement" il s'agit d'un " gradient de vitesse (rapport d'une vitesse à une distance), on peut considérer que cette grandeur est linéairement proportionnelle à la vitesse de circulation du fluide, qui lui est appliquée par une pompe ou par une charge quelconque.

L'axe des ordonnées représente la "tension de cisaillement". On peut considérer qu'elle caractérise la "difficulté" qu'a un fluide à s'écouler lorsqu'il est soumis à une force, telle que celle transmise par une pompe ; elle est donc exprimée en termes de "contrainte" traduisant la "résistance" à l'écoulement.

❖ Viscosité Plastique (VP) :

C'est le rapport de la tension de cisaillement au taux de cisaillement. Elle est donc représentée par la pente de la courbe tracée en gras. Elle caractérise donc bien, pour chaque vitesse, la résistance à l'écoulement. On observe qu'elle n'est pas constante.

Notamment, elle est élevée pour des vitesses très faibles, (zone d'écoulement en "bouchon"), puis elle décroît et tend à se stabiliser à une valeur constante tant que l'écoulement reste laminaire. C'est cette valeur constante de la VP qui caractérise une boue benthonique. La valeur de VP (en CP), mesurée au Viscosimètre FANN, est :

$$VP = \text{Lecture à 600 rpm} - \text{Lecture à 300 rpm} \quad (\text{II.1})$$

❖ Viscosité Apparente (VA) :

Comme le montre le graphique ci-dessus, il s'agit aussi d'une grandeur de type "viscosité" puisque c'est un rapport : Tension de cisaillement / Taux de cisaillement. Par définition, pour les boues de forage, c'est la valeur de la pente de la droite qui relie l'origine à tout point de la

rhéogramme. La viscosité apparente mesurée au viscosimètre FANN est la valeur correspondante à 600 rpm.

Sans donner une idée précise sur son comportement rhéologique, elle ne représente, comme la viscosité Marsh, qu'un indicateur simple de la viscosité. La valeur de VA (en CP) mesurée au Viscosimètre Fann, est :

$$VA = \text{Lecture Fann à 600 rpm} / 2 \quad (\text{II.2})$$

❖ Gel 0, Gel 10 et la contrainte seuil "yield point" :

Le graphique met en évidence sur l'axe des ordonnées ces valeurs qui correspondent toutes à des contraintes. Gel 0 et Gel 10 signifient qu'au repos, c'est à dire sous vitesse nulle, la boue forme un gel et présente une résistance à l'écoulement. Le Gel 0 caractérise une boue dont le mouvement vient de cesser. On le mesure avec le viscosimètre FANN, et on l'exprime en Pascal (Pa) ou en Livres / 100 pieds². Le Gel 10 caractérise la boue après un repos de 10 minutes. Il s'exprime comme le gel 0 et lui est généralement supérieur.

Ce qui traduit la capacité qu'à la bentonite à réédifier sa structure après un temps donné (phénomène réversible appelé thixotropie).

L'existence de Gel 0 et de Gel 10 présente deux avantages pour les fluides de forage :

- Ils empêchent l'écoulement, donc les infiltrations, dans les terrains poreux et finement fissurés.
- Ils empêchent, au repos, la sédimentation d'une grande partie des résidus de forage.

La valeur de YV (en livres / 100 pieds²) se calcule à partir des mesures de VP et de VA est :

$$YV = (VA - VP) * 2 \quad (\text{II.3})$$

❖ Filtration et cake :

Lorsque la boue se trouve en contact des parois plus ou moins perméables du trou, la partie liquide filtre dans la formation en déposant sur les parois sa partie solide que l'on appelle « Cake », dans un puits, on a affaire à deux types de filtration, la filtration dynamique qui se produit lorsque le fluide est en circulation et la filtration statique qui se produit lorsque le fluide est immobile et ne circule pas. Il est extrêmement important de connaître les caractéristiques de filtration.

En effet les hauts filtrats peuvent déliter les formations délicates (argile marnes) et favoriser les éboulements, de plus le cake déposé peut être épais au point d'empêcher le passage de la garniture de forage.

❖ Le PH (potentiel d'hydrogène) :

Le PH de la boue de base quasiment neutre ou légèrement alcalin doit être rectifié selon les couches géologiques traversées et la modification de la composition de la boue. En contrôlant le PH, il faut connaître la compatibilité entre le fluide de forage et les formations géologiques. Par exemple une roche est dite acide quand elle est très riche en silice, substance pratiquement insoluble, qui n'agit donc pas directement sur l'eau. [17]

II.5. Classification des fluides de forage

Traditionnellement, les fluides de forage sont classés en trois catégories en accord avec le fluide de base utilisé dans leur préparation. C'est à dire : l'air, l'eau et l'huile. [16]

II.5.1 Les fluides à base d'eau

Ces fluides sont les plus utilisés dans le domaine du forage. Ils sont généralement constitués par des suspensions d'argile (bentonite, ...), des solides inertes (carbonates, ...) dont les caractéristiques rhéologiques sont corrigées par addition de polymères viscosifiants (Xanthane). Des réducteurs de filtrat entre également dans la composition (carboxyméthyl cellulose, polymères synthétiques). [19]

Ces fluides sont moins coûteux et moins polluants ; cependant, la dégradation thermique des polymères utilisés dans ces formulations présente un inconvénient majeur pour le bon déroulement d'une opération de forage (domaine de stabilité thermique du xanthane (120 °C – 138 °C).

Il est possible de classer ce type de fluides en trois catégories :

- Boues douces (boues benthoniques).
- Boues salées.
- Boues salées saturées.

II.5.2 La boue à base d'huile

Les boues à l'huile sont choisies pour leur stabilité à des hautes températures, lubrification et attributs stabilisants le trou de puits, bien qu'elles aient des propriétés particulières, il est difficile de les assurer qu'avec des boues à l'eau, leur utilisation occasionne quelques difficultés, tels que la manipulation spéciale et les problèmes environnementaux. [16]

Les boues à base d'huile sont des émulsions inverses dont la phase continue est une huile organique ou minérale (pétrole brut, gaz oil, ...) et la phase dispersée (discontinue) est une solution aqueuse de 50% en volume au maximum qui garde l'avantage d'une phase externe constituée par l'huile. [20]

Des agents viscosifiants, émulsifiants, stabilisants, fluidifiants et alourdissant sont alors additionnés. Ces fluides présentent une insensibilité aux contaminants (NaCl, KCl, argile, ...), une réduction du frottement de la garniture sur les parois du puits et un endommagement limité de la formation, d'où une meilleure productivité, à moins qu'ils posent des problèmes écologiques (pollution), ils peuvent contaminer le laitier de ciment et ils sont très coûteux.

Actuellement, des fluides à base d'huile non toxique (huiles végétales) sont de plus en plus utilisés ainsi que les fluides à base d'eau.

Il en existe deux catégories : boues à huile (à faible pourcentage en eau) et les boues à émulsion inverse :

II.5.2.1. Les boues à l'huile

➤ Caractéristiques :

- La boue à l'huile cause un minimum de dommages dans les couches productrices.
- Elle possède des caractéristiques nécessaires au bon déroulement du forage.
- Faible filtration.

➤ Domaine d'utilisation :

- Forage et carottage des réservoirs.
- Reprises et entretien des puits producteurs.
- Forage des zones difficiles en présence d'un fluide à base d'eau (argiles gonflantes, Problème de coincement, etc....).

➤ Composition courante :

Huile de base 90 à 95% du volume dont les caractéristiques :

- Densité.
- Point éclair.
- Indice d'acidité.
- Point d'aniline.
- Eau : 2 à 5% permet d'adapter les caractéristiques générales de la boue. Elle est émulsionnée.
- Agents plastifiants : pour contrôler la filtration et la viscosité, on ajoute de produits tels que:
 - Asphalte soufflé.
 - Argile organophile.
 - Noir fumée.
 - Agents émulsionnants et stabilisants.
 - Agents fluidifiants.
 - Alourdissant : $CaCO_3$, $BaSO_4$, galène.

- Agents de neutralisation de l'eau.

➤ **Avantages :**

Les avantages de ce type de boues sont :

- Le contrôle aisé des caractéristiques en l'absence de venues d'eau ou de brut.
- L'insensibilité aux contaminations.
- Cake très mince.
- La possibilité de forer à une densité proche à 1.
- La réduction des frottements de la garniture avec les parois.
- L'augmentation des durées de vie des outils à molettes.
- La suppression de collage par pression différentielle.
- La meilleure récupération en carottage.
- L'augmentation de la productivité.
- L'endommagement moindre de la formation.

➤ **Inconvénients :**

- Sensibilité à l'eau et à certains bruts.
- Les risques de sédimentation des alourdissements.
- Les risques d'incendie.
- La détérioration des caoutchoucs non spécifiques aux hydrocarbures.
- La difficulté pour déceler la présence d'huile dans les déblais.
- Certaines méthodes de diagraphie instantanées et différées ne sont pas applicables.
- Le prix de revient élevé. [18]

II.5.2.2. Les boues inverses

Ce sont des fluides de forage ou de complétion, constitués d'une phase continue huile et d'une phase aqueuse dispersée d'au moins 50% de volume.

➤ **Caractéristiques :**

Ce sont les mêmes que celles des boues à base d'huile mais permettent de pallier à certains inconvénients.

➤ **Domaine d'utilisation :**

- Grande épaisseur de sel ou anhydrite.
- Problème de forage haute température.
- Problème de déviation.
- Forage à faible température atmosphérique.

➤ **Avantages :**

Les mêmes que la boue à base d'huile mais :

- Les risques d'incendie sont moindres.
- Le prix de revient est moins élevé.
- Le traitement de surface est plus facile. [18]

II.5.3 Les fluides de forage gazeux

Ce sont des fluides dont la phase continue est du gaz mélangé avec de l'eau en proportions variables provenant de la formation traversée (inévitablement) ou ajoutés intentionnellement.

Le gaz peut être de l'air, du gaz naturel, de la mousse ou du brouillard. [18]

C'est l'air qui est injectée à la place de la boue avec les caractéristiques suivantes :

- Vitesse de remontée de 900 *m/min*.
- Vitesse d'avancement très importante car la pression est négative sur le front de taille.
- Pas d'envahissement des formations traversées.
- Nécessité d'un obturateur rotatif en tête de puits.
- Impossibilité de forage en cas d'une venue d'eau.

❖ **Forage à la mousse :**

La venue d'eau est surmontée par l'ajout des agents moussants.

➤ **Avantages**

- Capacité de nettoyage de puits plus performante.
- Mousse stable vis-à-vis des venues d'eau.

➤ **Inconvénients**

- Mousse stable donc pratiquement impossible de la traiter en surface en continu.

II.6. Circulation le fluide de forage

La boue de forage est en circulation continue durant toute la durée du forage aussi bien dans le sondage qu'en surface.

Le fluide est préparé dans les bacs à boue, il est injecté à l'intérieure des tiges jusqu'à l'outil, ensuite, il remonte par l'espace annulaire chargé de déblais formés au front de taille.

A la sortie du puits, il subit divers traitements, (tamisage, dilution, ajout produit, ...) de telle façon à éliminer les déblais transportés et à réajuster ses caractéristiques physico-chimique et rhéologiques par rapport aux valeurs importantes (avant injection). [19]

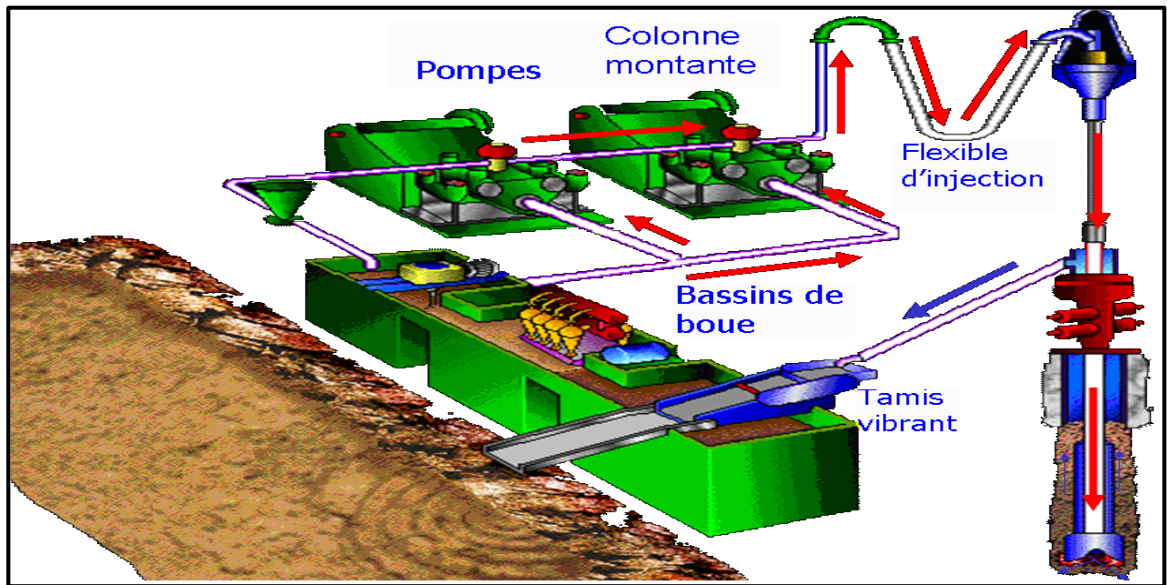


Figure II.2 : Schéma de circulation de la boue sur le site de forage.[21]

Chapitre III

Méthodes de

Contrôle des

Venues

III.1 Introduction

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

La détection rapide d'une venue et la fermeture immédiate du puits sont les éléments clés pour la réussite des opérations de remise sous contrôle du puits. [28]

III.2 Les pressions dans un puits

III.2.1 La pression hydrostatique

La pression hydrostatique est définie comme étant la pression exercée par le poids d'une colonne verticale de fluide par unité de surface. La forme générale de la formule de la pression hydrostatique est :

Si on veut exprimer la pression hydrostatique en bars, la densité en kg/l et la profondeur verticale en mètre, le facteur de conversion est 1/10,2.

$$PH = \frac{h \cdot d}{10.2} \quad (\text{III.1})$$

Où : PH : pression hydrostatique en bars.

h : cote verticale entre les deux points de mesures en mètres.

d : densité de boue en kg/l.

La profondeur mesurée n'a aucune importance pour le calcul de la pression hydrostatique, mais elle est utilisée pour le calcul des volumes.

III.2.2 Le gradient de pression hydrostatique

On définit le gradient de pression hydrostatique Gp comme étant la variation de la pression hydrostatique par unité de profondeur verticale. Le gradient de pression Gp est exprimé en bar/mètre. En écrit donc : [22]

$$Gp \text{ (bar/m)} = \text{densité (kg/l)/10.2} \quad (\text{III.2})$$

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

$$PH = \frac{h \cdot d}{10.2} = Gp \cdot Z \quad (\text{III.3})$$

III.2.3 La pression de formation

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

III.2.3.1 Pression de formation normale

La pression de pore est dite normale lorsqu'elle a pour seule et unique cause la pression hydrostatique des eaux qui imprègnent le sous-sol et qui, de porc à porc, communiquent avec l'atmosphère indépendamment de la morphologie des pores et du cheminement du fluides.

Un régime de pression normale implique l'existence d'un système ouvert hydrauliquement à l'atmosphère.

Quand l'emplacement de forage est situé plus haut que le point d'émergence ou de mise en charge de la couche poreuse perméable. La densité d'équilibre pour traverser la formation sera inférieur à 1.00sg.

En l'absence des données précises, la valeur de 1.07kg/L est utilisée comme la densité de formation à pression normale. Pression de formation normale donc : $G= 0.105 \text{ bars/m}$

Quand l'emplacement de forage est situé plus bas que le point d'émergence. La densité de la boue devra être supérieure à 1.00 pour traverser la formation. C'est le cas des puits artésiens.

L'altitude du forage, différente du niveau d'émergence ou de charge de la couche, crée cette "apparente anomalie de pression" qui nécessite d'augmenter ou de diminuer la densité du fluide de forage. La topographie est à l'origine de ces anomalies. [26]

III.2.3.2 Pressions de pore anormales

L'existence de 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 géologique (sédimentation, diagenèse et tectonique).

- Les phénomènes créateurs de pression sont nombreux et variés, ils interviennent souvent simultanément.

III.2.3.3 La pression géostatique

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

Elle peut être exprimée ainsi :

$$S = \frac{ds \cdot Z}{10.2} \quad (\text{III.4})$$

Où :

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

S : contrainte géostatique (bar)

Z : hauteur verticale des sédiments (m)

III.2.4 La pression de fracturation

La densité du fluide de forage doit être adaptée aux formations à forer. Elle doit être suffisante pour maintenir les fluides de formation et les parois du trou en place. Cependant, elle ne doit pas être trop élevée pour ne pas entraîner des risques d'endommagement de formations, de fracturations et de perte de circulation.

Il est nécessaire de connaître la pression de porc et de fracturation des formations traversées pour établir le programme de cuvelage (nombre de cuvelages, position des sabots, etc) et de boue. Forer un puits avec un programme de cuvelage incorrect aura généralement des conséquences très graves en cas de venues. Dans le cas d'un forage, la formation sous le sabot représente en général le point le plus fragile du découvert. [22]

III.2.4.1 La pression admissible (P_{adm})

La pression limite P_{adm} que l'on peut admettre en tête de l'espace annulaire puits fermé, sans risque de provoquer la fracturation des terrains au point fragile, est liée à la densité du fluide situé dans l'annulaire entre le point fragile et la surface. La P_{adm} change quand la densité du fluide change.

$$P_{adm} = \frac{P_{frac} - Z_s \cdot d}{10.2} \quad (\text{III.5})$$

Densité de fracturation :

$$d_{frac} = \frac{P_{frac} \cdot 10.2}{Z_s} \quad (\text{III.6})$$

Z_s : Cote du point fragile, en générale, le sabot

III.2.5 La pression de refoulement

La pression de refoulement des pompes (PR) est la somme de toutes pertes de charges dans le circuit de circulation plus l'effet du tube en U. [23]

$$P_R = P_{CS} + P_{CDP} + P_{CDC} + P_{Coutil} + P_{CEA} + P_{Duse} \quad (\text{III.7})$$

Où :

P_R : pression de refoulement des pompes.

P_{CS} : pertes de charge dans les conduites de surface.

P_{CDP} : pertes de charge à l'intérieur de la garniture.

P_{CDC} : pertes de charge à l'intérieur drill collars.

P_{Coutil} : pertes de charges à travers les dusses de l'outil.

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

P_{Duse} : pertes de charge à travers la duse de contrôle.

III.2.6 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.

✓ Puits ouvert

Sans circulation

$$P_{Fond} = Ph_{int} = Ph_{EA} \quad (III.8)$$

Avec circulation normale

$$P_{Fond} = P_R + Ph_{Int} - Pc_{int} = Ph_{EA} + Pc_{EA} \quad (III.9)$$

Avec circulation sous duse

$$P_{Fond} = P_{duse} + Ph_{EA} - Pc_a \quad (III.10)$$

✓ Puits fermé

$$P_{Fond} = P_t + Ph_{int} = P_a + Ph_{EA} \quad (III.11)$$

Où : P_t : pression en tête de tige

III.2.7 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. [23]

$$P_{sabot} = Ph_{sabot} + \sum Pc_a (sabot - surface) \quad (III.12)$$

✓ Sans circulation :

Puits ouvert :

$$P_{sabot} = Ph_{sabot} \quad (III.13)$$

Puits fermé :

$$P_{sabot} = Ph_{sabot} + P \text{ à (tête d'annulaire)} \quad (III.14)$$

$$P_{sabot} = P_{fond} - ph_{(fond - sabot)} \quad (III.15)$$

✓ Avec circulation :

Circulation normale :

$$P_{sabot} = Ph_{sabot} + P_{CEA}(sabot - surface) \quad (III.16)$$

Sous duse :

$$P_{sabot} = Ph_{sabot} + P_{CEA}(sabot - surface) + P_{c duse} \quad (III.17)$$

III.3 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.

III.3.1 Circulation dans un puits

La pression au point B est égale à la pression au point A plus la pression hydrostatique de A à B moins les pertes de charge de A à B, Elle aussi égale à la pression au point C plus la pression hydrostatique de B à C plus les pertes de charge de B à C.

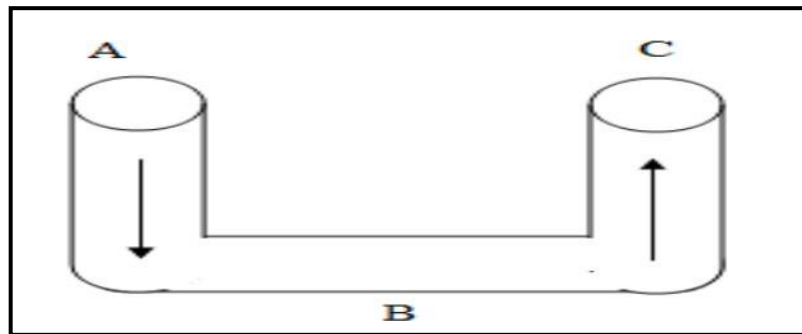


Figure III.1 : les pertes de charge dans un puits [22]

$$P_B = Ph_A + Ph_{AB} - P_{c AB} \quad (III.18)$$

$$P_B = Ph_C + Ph_{CB} - P_{c BC} \quad (III.19)$$

Avec :

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

III.3.2 Les pertes de charge dans le circuit de forage

Les pertes de charge dans un circuit de boue sont réparties comme suit :

Tronçon	Perte de charge
Conduit de surface	P_{cs}
Intérieur tiges (DP)	$P_{c_{DP}}$
Intérieur drill collars (DC)	$P_{c_{DC}}$
Duses de l'outil	$P_{c_{outil}}$
Espace annulaire	$P_{c_{EA}}$
Duse de contrôle	$P_{c_{Duse}}$

Tableau III.1 : Perte de charge dans un circuit de forage [23]

Les pertes de charge intérieure sont représentées par :

$$\mathbf{Pc\ int = Pcs + Pc\ DP + Pc\ DC + Pc\ outil} \quad \mathbf{(III.20)}$$

Les pertes de charge annulaire sont représentées par :

$$\mathbf{Pc\ ann = Pc\ EA + Pc\ duse} \quad \mathbf{(III.21)}$$

III.3.3 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 charge s'expriment par une formule approchée de la forme

$$\mathbf{Pc = Kd.L. Q^2 / \phi^5} \quad \mathbf{(III.22)}$$

Où :

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

$$P_{c2} = P_{c1} \cdot d_2/d_1 \quad (\text{III.23})$$

Où :

P_{c2} : pertes de charge avec la densité d_2 .

P_{c1} : pertes de charge avec la densité d_1 .

d_2 : densité initiale de la boue.

d_1 : nouvelle densité de la boue.

✓ **Variation des pertes de charge avec le débit**

Les pertes de charge sont directement proportionnelles au carré du débit

$$P_{c2} = P_{c1} \cdot \left(\frac{Q_2}{Q_1}\right)^2 = P_{c1} \cdot \left(\frac{N_2}{N_1}\right)^2 \quad (\text{III.24})$$

Où :

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

Q_1 : débit initiale de la circulation correspond à l'ancienne vitesse (N_1) de la pompe.

✓ **Variation des pertes de charge avec la longueur de la conduite**

Les pertes de charge sont directement proportionnelles à la longueur :

$$P_{c2} = P_{c1} \cdot L_2/L_1 \quad (\text{III.25})$$

Où :

L_2 : nouvelle longueur de la conduite.

L_1 : longueur initiale de la conduite.

✓ **Variation des pertes de charges avec le diamètre de la conduite**

$$P_{C2} = P_{C1} \cdot \left(\frac{\varnothing 1}{\varnothing 2}\right)^2 \quad (\text{III.26})$$

Où :

$\varnothing 1$: diamètre initiale de la conduite.

$\varnothing 2$: nouveau diamètre de la conduite.

III.4 Principes fondamentaux de contrôle de venues

Il y a venue lorsqu'un certain volume de fluide de formation pénètre dans le Puits.

Une venue se produit lorsque la pression P_f exercée face à une formation poreuse perméable est inférieure à la pression de pore P_g (pression de gisement) de cette formation, la pression différentielle ($P_{\text{fond}} - P_g$) est négative. [27]

III.4.1 Le contrôle primaire

Consiste à maintenir en face des formations poreuses perméables une pression différentielle uniquement par l'intermédiaire d'une colonne de fluide de densité appropriées une venue est la manifestation de la perte du contrôle primaire. Il est fondamental de maintenir en permanence le contrôle primaire au cours des opérations de forage, de complétion et de reconditionnement de puits. Tous les efforts doivent être entrepris pour conserver ce contrôle. Sa perte nécessite la mise en œuvre du contrôle secondaire.

Soit une venue de gaz de 3 m³ à 3000 mètres de profondeur avec une pression de pore de 400kgf/cm², le volume de gaz à traiter en surface sera de $400 \times 3 = 1200$ m³.

Ce chiffre souligne toute l'importance :

- De la détection la plus précise possible de la venue.
- Une faible venue de gaz dans les conditions de fond se traduira par un volume considérablement de gaz à traiter en surface.

III.4.2 Le contrôle secondaire

Le contrôle secondaire est initié quand la pression du fond du puits devient inférieure à la pression de pores, il y aura une intrusion du fluide de formation dans les puits, celui-ci commencera donc à débiter. Cette intrusion ne peut être arrêtée qu'après la fermeture du puits en utilisant les équipements de sécurité. La remise du puits sous contrôle est effectuée en

utilisant les méthodes de contrôles conventionnelles à savoir la Driller's ou la wait and weight méthodes.

III.4.3 Le contrôle tertiaire

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

- L'outil n'est pas au fond.
- Le bouchage de la garniture.
- Siffleur de la garniture.
- Perte de circulation.
- La pression annulaire supérieur à la pression maximale admissible.
- Coincement de la garniture.
- Migration du gaz sans expansion.
- Opération spéciale (snubbing). [24]

III.5 Les causes d'une venue

Le contrôle primaire d'une venue consiste en l'utilisation d'un fluide de forage de densité suffisante qui peut fournir une pression au fond du puits égale ou légèrement supérieure à pression de la formation, sans pour autant dépasser la pression de fracturation au niveau du point le plus fragile dans le découvert.

Il est extrêmement important de maintenir cet équilibre à tout moment durant la réalisation du puits, sa perte ne serait-ce que temporaire permettra au fluide de la formation d'entrer dans le puits.

La prévention des venues (l'intrusion d'un fluide indésirable d'une formation perméable dans le puits) est un processus qui doit d'abord commencer par l'étude et la compréhension des causes qui sont à 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. [22]

✓ Densité du fluide de forage insuffisante

La densité de boue est un facteur primordial pour le contrôle primaire du puits. Si cette densité devient inférieure à la densité d'équilibre d'une formation poreuse et perméable il y aura venue.

L'insuffisance de la densité peut être due à :

- Une sous-estimation de la pression de pores.
- Une diminution accidentelle de la densité de boue en surface.
- Une contamination de la boue par le fluide de formation.

✓ Pertes de circulation

Lors d'une perte totale de circulation, la pression hydrostatique diminue et si elle devient inférieure à la pression de pores, il y aura une intrusion du fluide de la formation dans le puits.

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

$$H = \frac{\Delta P \times 10.2}{d_i} \quad (\text{III.27})$$

Où :

H : la hauteur maximale du vide (m)

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

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

✓ Défaut de remplissage du puits pendant les manœuvres de garniture

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

Les équations suivantes nous permettent de calculer la réduction de la pression de fond due à cette baisse de niveau lorsque les tiges sont remontées vides ou pleines.

• Tiges vides

Lors de la remontée des tiges vides sans remplissage du puits la chute de pression au fond est donnée par la formule suivante :

$$\text{Tiges. vides} \rightarrow \Delta P = H \times \frac{G_b \times V_{a \text{ tige}}}{(V_{i \text{ tubage}} - V_{a \text{ tige}})} \quad (\text{III.28})$$

Où :

P : réduction de la pression de fond (bars)

H : longueur de tiges remontée (m)

G_b : gradient de boue (bar/m)

V_{a tige} : volume acier des tiges (L/m)

V_{i tubage} : volume intérieur du tubage (L/m)

- **Tiges pleines**

Lors de la remontée des tiges pleines sans remplissage, la chute de pression au fond est donnée par la formule suivante :

$$\text{Tiges pleines} \rightarrow \Delta P = H \times \frac{G_b \times [V_{a \text{ tige}} + V_{i \text{ tige}}]}{V_{i \text{ tubage}} - [V_{a \text{ tige}} + V_{i \text{ tige}}]} \quad (\text{III.29})$$

Où **P** : réduction de la pression de fond (bars)

H : longueur de tiges remontée (m)

G_b : gradient de boue (bar/m)

V_{a tige} : volume acier des tiges (L/m)

V_{i tige} : volume intérieur des tiges (L/m)

V_{i tubage} : volume intérieur du tubage (L/m)

✓ **Pistonnage vers le haut et vers le bas pendant les manœuvres :**

Pistonnage vers le haut (Swabbing)

Le pistonnage vers le haut est un phénomène qui se manifeste lors de la remontée de la garniture entraînant une dépression au fond du puits.

$$P_{\text{fond}} = \frac{Z \times d_i}{10,2} - \text{DEPRESSION} \quad (\text{III.30})$$

Cette dépression est d'autant plus importante que :

- La vitesse de remontée est trop rapide.
- La densité et la rhéologie (viscosité, gel ...) sont élevées.
- Le jeu entre le trou et la BHA est réduit.
- L'outil est bourré.

Le pistonnage vers le haut peut être détecté par un suivi rigoureux du retour à la goulotte et un bilan des volumes dans le trip tank.

Pour minimiser l'effet du pistonnage il faut :

- Conditionner la boue.
- Avoir une surpression suffisante sur le fond avant d'entamer la remontée (Trip margin).
- Contrôler la vitesse de manœuvre.
- Circuler en remontant si nécessaire.

Si un pistonnage a eu lieu, la manœuvre doit être arrêtée et la procédure suivante sera appliquée :

a) si le puits ne débite pas

- Installer la gray valve.
- Redescendre au fond, en contrôlant le retour de boue après chaque longueur.
- Circuler sous duse le Bottom up.

Certaines compagnies préfèrent faire le stripping au lieu de redescendre la garniture puits ouvert.

b) si le puits débite

- Installer la safety valve.
- Fermer le puits selon procédures.
- Installer la gray valve.
- Redescendre au fond en strippant.
- Circuler sous duse et évacuer la venue.

Pistonnage vers le bas (Surging)

Le pistonnage vers le bas est aussi un phénomène qui se manifeste lors de la descente de la garniture entraînant une surpression au fond du puits.

$$P_{\text{fond}} = \frac{Z \times d_i}{10,2} + \text{SURPRESSION} \quad (\text{III.31})$$

Si cette surpression est importante, la pression de fond devient supérieure à la pression de fracturation de la formation, et par conséquent provoquer une perte totale de la boue qui pourra entraîner une baisse suffisante du niveau de boue dans le puits et favorise l'envahissement du puits par le fluide de la formation.

✓ Existence formations à pressions anormalement élevées

Des formations à pressions anormalement élevées sont souvent rencontrées dans beaucoup de régions et à des profondeurs très diverses. Ces formations sont souvent une des causes des venues et cela est dû aux données insuffisantes ou incorrectes sur les formations à traverser (surtout en exploration)

On dit qu'une formation est à pression anormalement élevée lorsque son gradient de pression est supérieur au gradient normal.

$$\textit{Gradient anormal} > 0.105 \textit{ bars/m}$$

(III.32)

✓ Contamination de la boue par le gaz

Lors du forage des formations contenant du gaz, ce dernier se mélange à la boue entraînant une réduction de la densité effective. Cette réduction est d'autant plus significative lorsque le gaz s'approche de la surface (Loi de BOYLE).

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).

Pour la sécurité du puits la boue doit être dégazée en surface avant d'être recirculée. [27]

III.6 Les signes d'une venue

Une détection rapide d'une venue suivie immédiatement par une action appropriée sont les éléments clés pour la réussite de contrôle du puits. Plusieurs signes peuvent prévenir d'un risque imminent d'une venue, ces signes avertisseurs sont analysés ci-après

III.6.1 Les signes précurseurs d'une venue

La sécurité du puits dépend essentiellement de la détection rapide des signes précurseurs d'une venue, toutefois la détection d'un seul signe peut ne pas être un indicateur définitif d'une venue, c'est la raison pour laquelle il est très important d'observer les autres indicateurs ci-après.

- Augmentation de la vitesse d'avancement (Drilling Break).
- Augmentation du torque et des frottements.
- Diminution de la densité des argiles.
- Taille, forme et volume des cuttings.
- Changement des propriétés de la boue.
- Changement de la température de la boue à la sortie.
- Diminution du d'exposant.
- Indices de gaz dans la boue.

III.6.2 Les signes positifs d'une venue

Un signe positif d'une venue signifie une intrusion sûre d'un certain volume d'effluent dans le puits, ce qui nécessite la fermeture immédiate du puits.

Les signes positifs énumérés ci-dessous peuvent se manifester en cours de forage ou pendant les manœuvres.

En cours de forage

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

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

Le débitmètre différentiel (Mud flow Indicator) et le totaliseur des volumes (Mud volume totaliser) sont indispensables pour la détection des venues.

En cours des manœuvres

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

- Le volume de boue rempli inférieur au volume d'acier extrait à la remontée.
- Le volume de boue récupéré supérieur au volume d'acier introduit à la descente.
- L'utilisation d'un trip tank et d'une feuille de manœuvre sont indispensables pour une

détection rapide d'une intrusion d'effluent en cours de manœuvre.

III.7 Procédure de fermeture

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

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

- Fermer le puits en toute sécurité.
- Minimiser le volume de la venue. [28]

III.7.1 Procédure de fermeture soft

✓ Alignement du circuit de contrôle

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

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

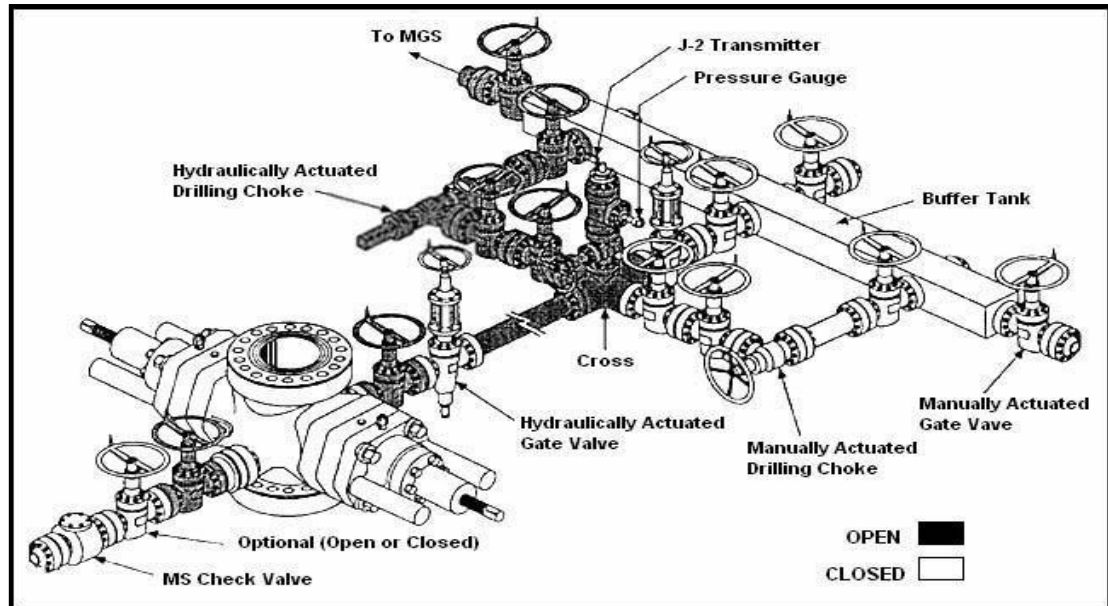


Figure III.2 : Alignement du circuit de contrôle pour fermeture soft [22]

✓ Procédure de fermeture en forage

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

1. Arrêter la rotation de la garniture.
2. Dégager la kelly avec les pompes en marche et positionner le premier tool joint au-dessus de la table de rotation.
3. Arrêter les pompes de forage et observer le retour de la boue, si positif.
4. Ouvrir la vanne HCR choke line.
5. Fermer un obturateur.
6. Fermer la duse hydraulique et avertir le superviseur.
7. Noter le gain, relever les pressions en tête de tiges et d'annulaire et noter leurs valeurs en fonction du temps.

Note : Certaines compagnies préfèrent la fermeture de l'annulaire pour la procédure de fermeture soft.

✓ Procédure de fermeture en manœuvre

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 :

a. Le puits débite

1. Poser la garniture sur cales.
2. Installer la vanne de sécurité (safety valve) en position ouverte.
3. Fermer la vanne de sécurité.
4. Ouvrir la vanne HCR choke line.
5. Fermer un obturateur.
6. Fermer la duse hydraulique et avertir le superviseur.
7. 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 :

8. Installer un BOP interne (Gray valve ou Non-Return Valve)
9. Ouvrir la vanne de sécurité.

10. Réduire la pression du BOP annulaire et commencer le stripping de la garniture dans le puits.

b. Le puits ne débite pas :

1. Poser la garniture sur cales.
2. Installer un BOP interne (Gray valve ou Non-Return Valve)
3. 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 l'une des options suivantes :

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

III.7.2 Procédure de fermeture hard

✓ **Alignement du circuit de contrôle**

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

- La vanne manuelle du choke line ouverte.
- La vanne hydraulique du choke line fermée.
- La duse hydraulique fermée.
- Toutes les vannes de la ligne (en aval de la HCR) passant par la duse hydraulique, allant au séparateur doivent être ouvertes.
- Les autres vannes et autres duses du manifold doivent être ferme. [29]

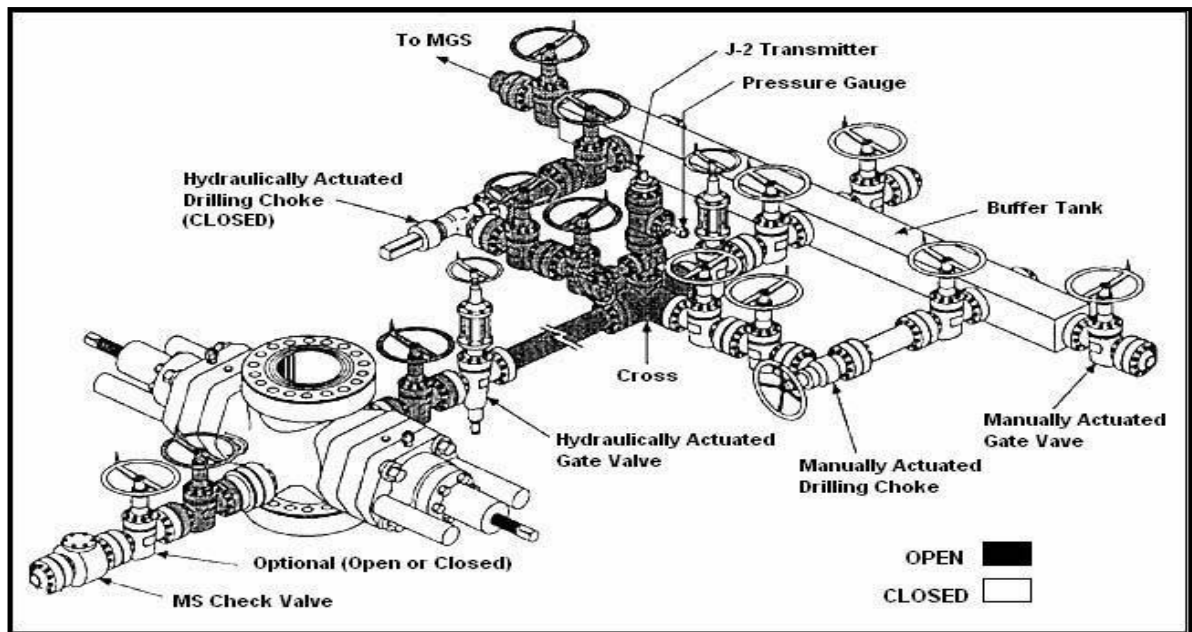


Figure III.3 : Alignement du circuit de contrôle pour fermeture hard et fast. [22]

✓ **Procédure de fermeture en forage**

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

1. Arrêter la rotation de la garniture.
2. Dégager la kelly avec les pompes en marche et positionner le premier tool joint au-dessus de la table de rotation.
3. Arrêter les pompes de forage et observer le retour de la boue, si positif.
4. Fermer un obturateur.
5. Ouvrir la vanne HCR choke line et avertir le superviseur.
6. Noter le gain, relever les pressions en tête de tiges et d'annulaire et noter leurs valeurs en fonction du temps.

NB) certaines compagnies préfèrent la fermeture du pipe rams pour la procédure de fermeture Hard.

✓ **Procédure de fermeture en manœuvre**

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 :

a) Le puits débite

1. Poser la garniture sur cales.
2. Installer la vanne de sécurité (safety valve) en position ouverte.
3. Fermer la vanne de sécurité.
4. Fermer un obturateur.
5. Ouvrir la vanne HCR choke line et avertir le superviseur.
6. Noter le gain, relever les pressions en tête d'annulaire.

b) Le puits ne débite pas

1. Poser la garniture sur cales.
2. Installer un BOP interne (Gray valve ou Non-Return Valve)
3. 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.

III.7.3 Procédure de fermeture fast**✓ Alignement du circuit de contrôle**

L'alignement du circuit de contrôle est le même que celui utilisé dans la procédure de fermeture 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 en ferme 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. [29]

III.7.4 Avantages et inconvénients des différentes procédures de fermeture**✓ Procédure soft****Avantages :**

- Permet le contrôle et la surveillance de l'évolution de la pression en tête de l'annulaire durant la fermeture de la duse, on peut éviter de dépasser la P_{adm}.
- Évite les coups de bélier à la formation.

Inconvénients :

- Temps de fermeture assez long engendrant un gain important.

- Risque de confusion durant son application.

✓ **Procédures hard et soft**

Avantages :

- Temps de fermeture court entraînant un gain plus faible.
- Procédure de fermeture simple.

Inconvénients :

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

III.8 Les méthodes de contrôles

Quel que soit la méthode de contrôle de venues, certains nombres de paramètres doivent être préalablement choisis, mesurés, calculés régulièrement tenus à jours parmi ces paramètres :

- 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)

D'autres paramètres nécessaires pour le contrôle, doivent être recueillis après la venue.

Les paramètres à mesurer après la venue sont P_{ti} , P_{ai} et le gain. A partir de ces paramètres et les données du puits et appareil, on établit la fiche de contrôle.

Il existe plusieurs méthodes de contrôle de venue, mais toutes les méthodes assurent le même principe de base qui consiste à exercer pendant tout le contrôle une pression au fond égale à P_g ou légèrement supérieure.[26]

III.8.1 La méthode de Driller

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

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

✓ **Procédure de mise en œuvre de la méthode du Driller**

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

Première circulation

- Ouvrir légèrement la duse et démarrer progressivement la pompe de forage jusqu'à atteindre le débit de contrôle (Q_r) en ajustant la duse pour maintenir la pression annulaire constante et égale à la valeur de la pression stabilisée en tête d'annulaire (P_{a1}). Une fois le débit de contrôle est atteint, la pression en tête des tiges doit être égale en principe à la pression initiale de circulation calculée (P_{R1}).
- 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 initiale de circulation (P_{R1}).
- Arrêter la circulation et fermer le puits une fois que la boue lourde est prête. Après la fermeture du puits, on doit lire les mêmes pressions en tête des tiges et d'annulaire.

$$P_t = P_a = P_{t_1}$$

(III.33)

Deuxième circulation

- La boue de densité requise étant prête. Ouvrir légèrement la duse et démarrer la pompe progressivement jusqu'à atteindre le débit de contrôle en ajustant la duse pour maintenir la pression annulaire constante et égale à la valeur de la pression annulaire lors de la fermeture en fin de la première circulation ($P_a = P_{t_1}$).
- Continuer à circuler à débit constant et ajuster la duse pour avoir une pression de refoulement décroissante de la valeur de la pression initiale de circulation (P_{R1}) à la valeur de la pression finale de circulation (P_{Rr}) selon le graphe pré-établi.

La pression annulaire durant cette circulation doit être constante égale à P_{t_1}

- Une fois la boue lourde atteint l'outil, continuer à circuler à pression de refoulement constante et égale à la pression finale de circulation (P_{Rr}) jusqu'à l'arrivée de la boue de densité requise en surface. On doit noter en principe une pression annulaire nulle.
- Arrêter la circulation, fermer la duse et observer les pressions en tête des tiges et d'annulaire qui doivent être nulles.
- Ouvrir le puits et continuer les opérations normales de forage après conditionnement de la boue.

NOTES

1. Durant la circulation de la venue dans le découvert, la pression annulaire ne doit en aucun cas dépasser la pression maximale admissible en tête (P_{adm}) pour ne pas fracturer au sabot ou au point fragile. Une fois la venue est dans le tubage, le risque de fracturation est écarté si la pression de fond est maintenue constante.
2. 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) del'ordre de 10 à 15 bars.

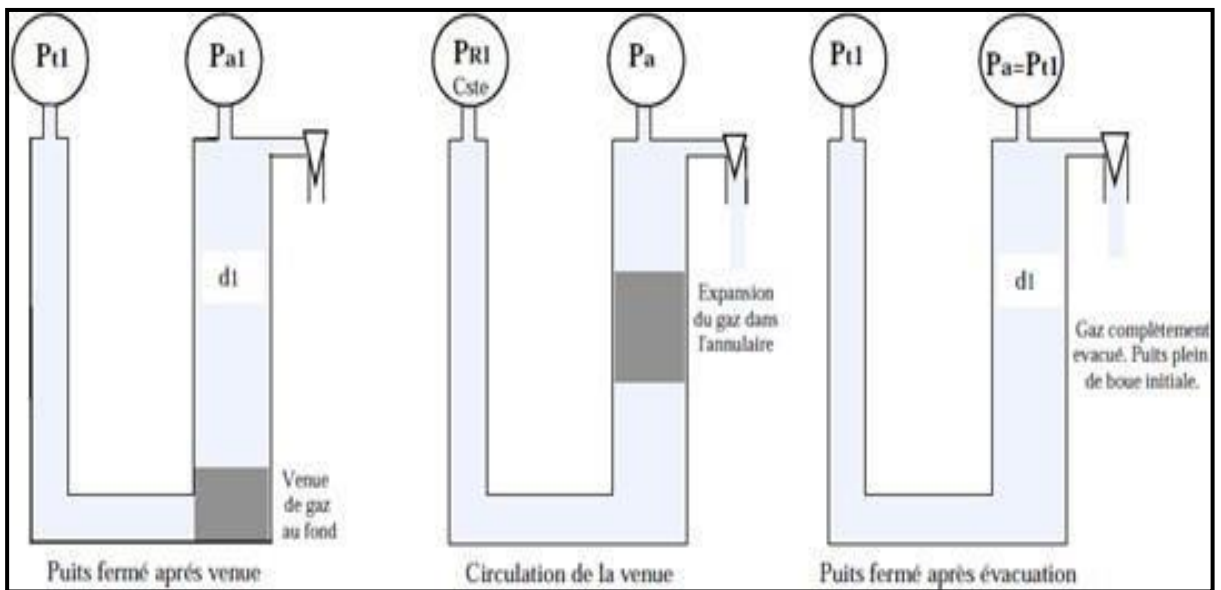


Figure III.4 : Première circulation par la méthode du Driller. [25]

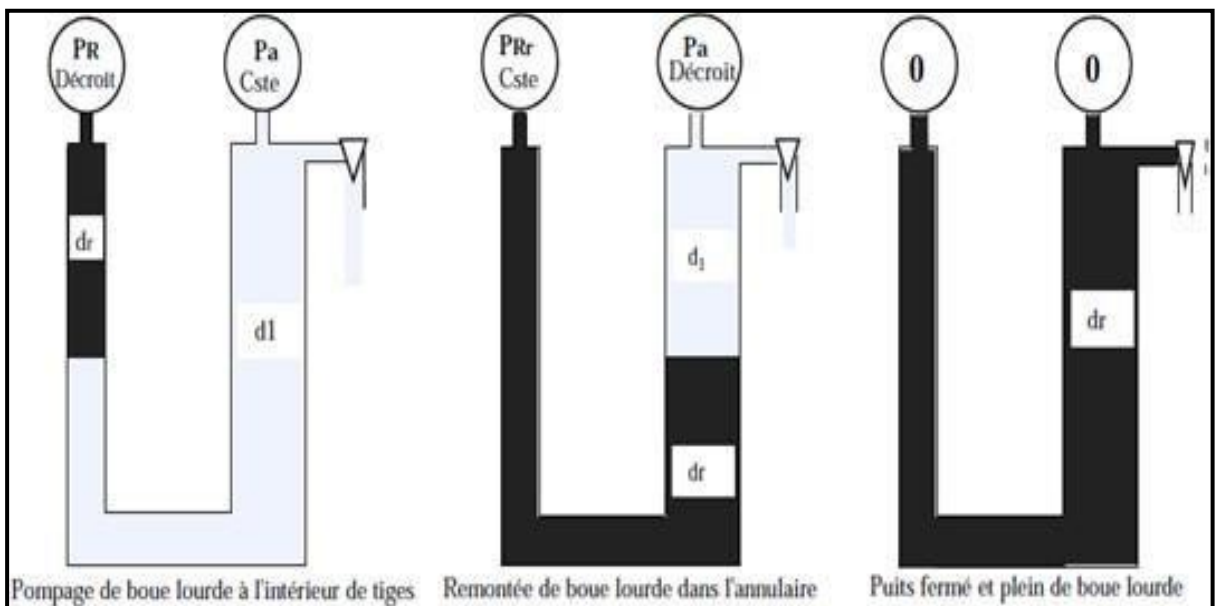


Figure III.5 : Deuxième circulation par la méthode du Driller. [25]

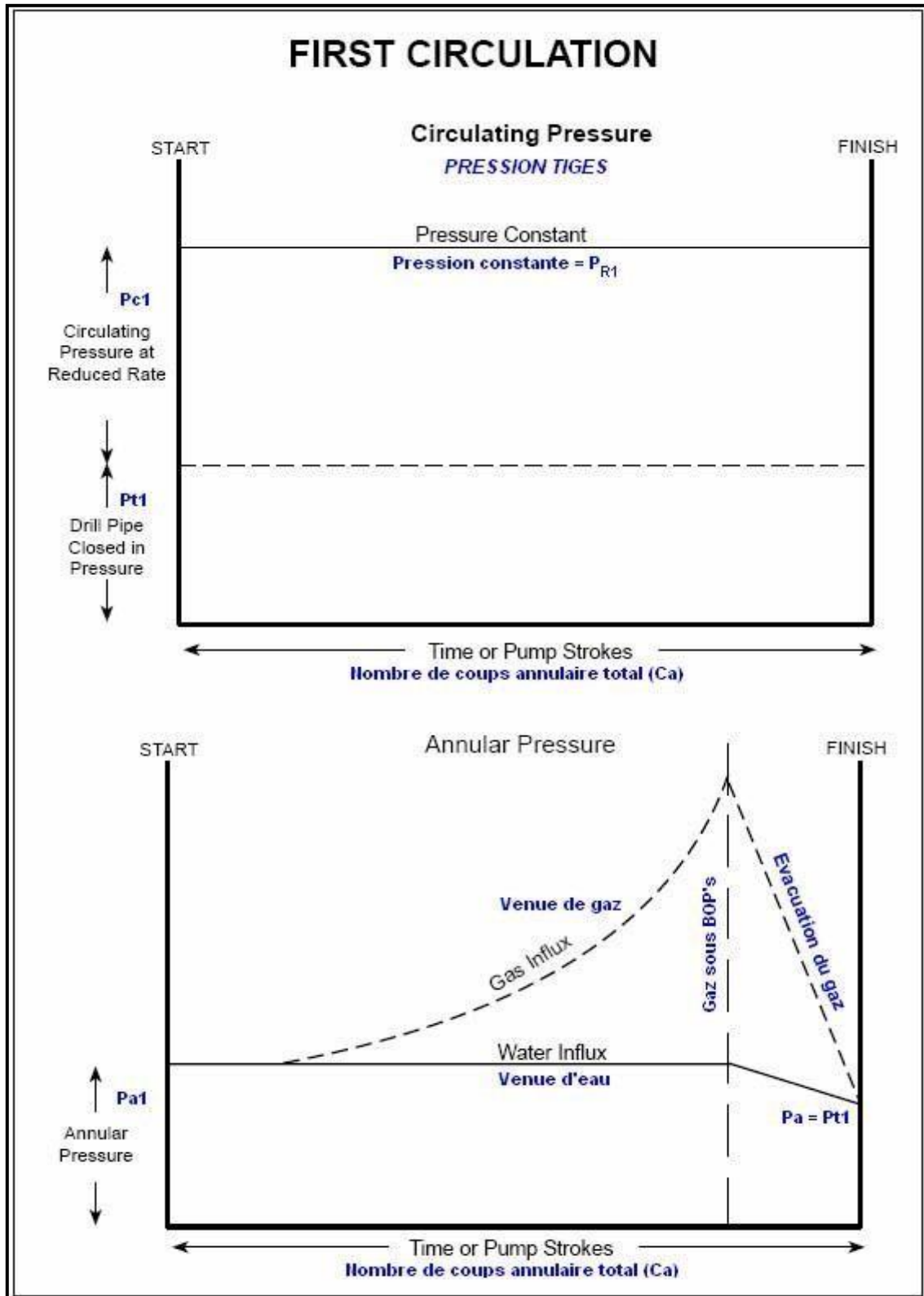


Figure III.6 : Evolution des pressions en tête des tiges et d'annulaire

Première circulation. [24]

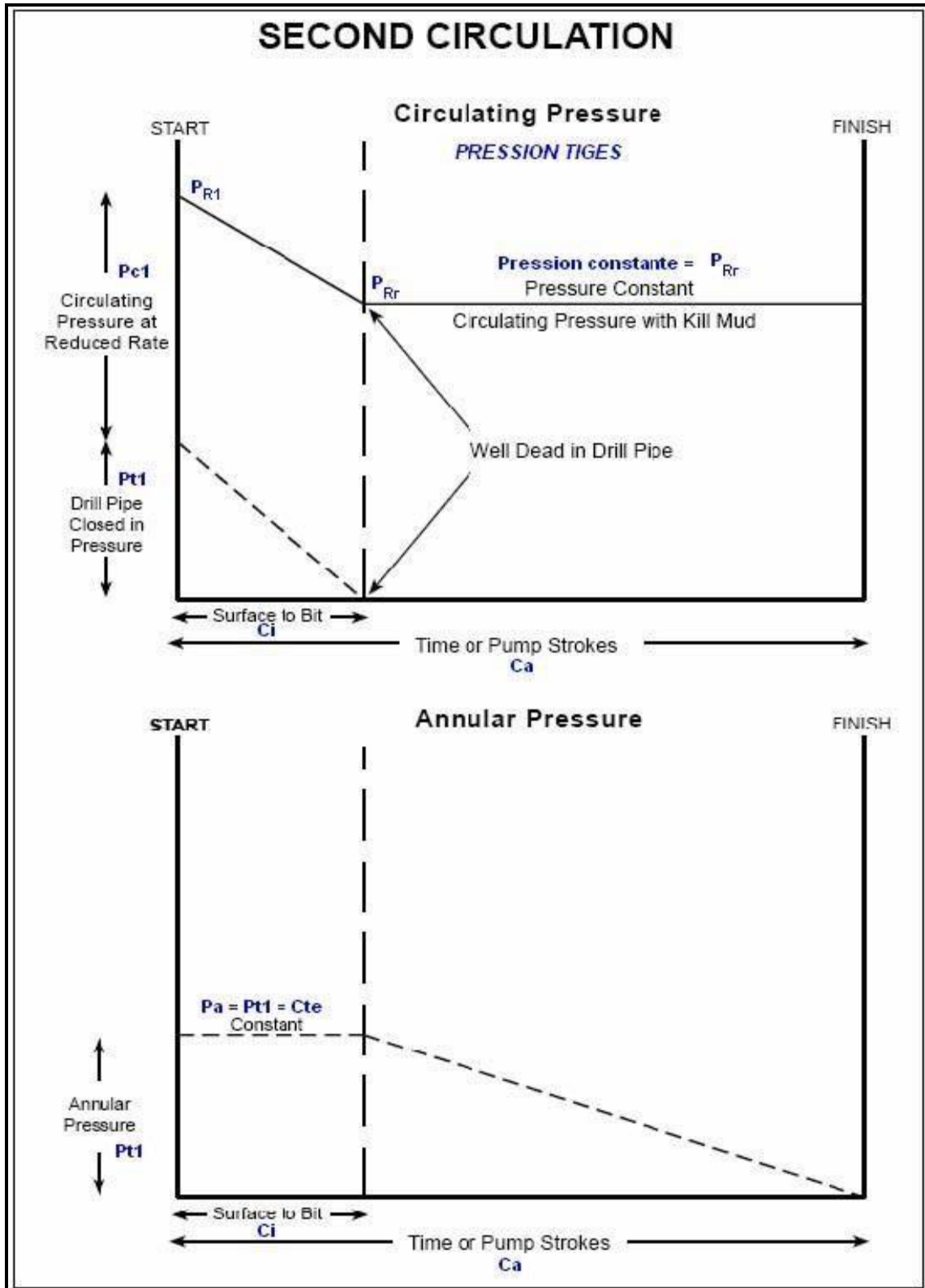


Figure III.7 : Evolution des pressions en tête des tiges et d'annulaire

Deuxième circulation. [24]

III.8.2 La méthode du Wait and Weight

La Méthode de Wait and Weight est une autre technique de contrôle de venues ayant le même principe de base que la driller's method. La procédure de cette méthode consiste à remplacer le fluide dans le puits avec la boue de densité requise en une seule circulation.

✓ Procédure de mise en œuvre de la Wait & Weight Method

- 1) Fermer le puits dès la constatation d'un signe positif de venue.
- 2) Noter le gain et relever les pressions stabilisées en tête des tiges et d'annulaire.
- 3) Remplir la fiche de contrôle (kill sheet) et alourdir la boue à la densité requise.
- 4) Une fois la boue de densité requise est prête, ouvrir légèrement la duse et démarrer progressivement la pompe jusqu'à atteindre le débit de contrôle (Q_r) en maintenant à l'aide de la duse la pression annulaire constante et égale à la pression stabilisée en tête d'annulaire (P_{a1}).

Lorsque le débit de contrôle est atteint avec une pression annulaire maintenue constante, le manomètre de tiges doit indiquer une pression de refoulement égale à la valeur de la pression initiale de circulation (PR_1).

- 5) 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 pré-établi de la valeur de la pression initiale de circulation (PR_1) à la valeur de la pression finale de circulation (PR_r) lorsque la boue lourde atteint l'outil.
- 6) Durant la remontée de la boue lourde dans l'espace annulaire, continuer à circuler à pression de refoulement constante et égale à la valeur de la pression finale de circulation (PR_r) en ajustant la duse jusqu'à l'évacuation complète de la venue et le retour de la boue lourde en surface.
- 7) Arrêter la pompe, fermer la duse et observer les pressions en tête des tiges et d'annulaire qui doivent être nulles.
- 8) Ouvrir le puits et continuer les opérations normales de forage après conditionnement de la boue.

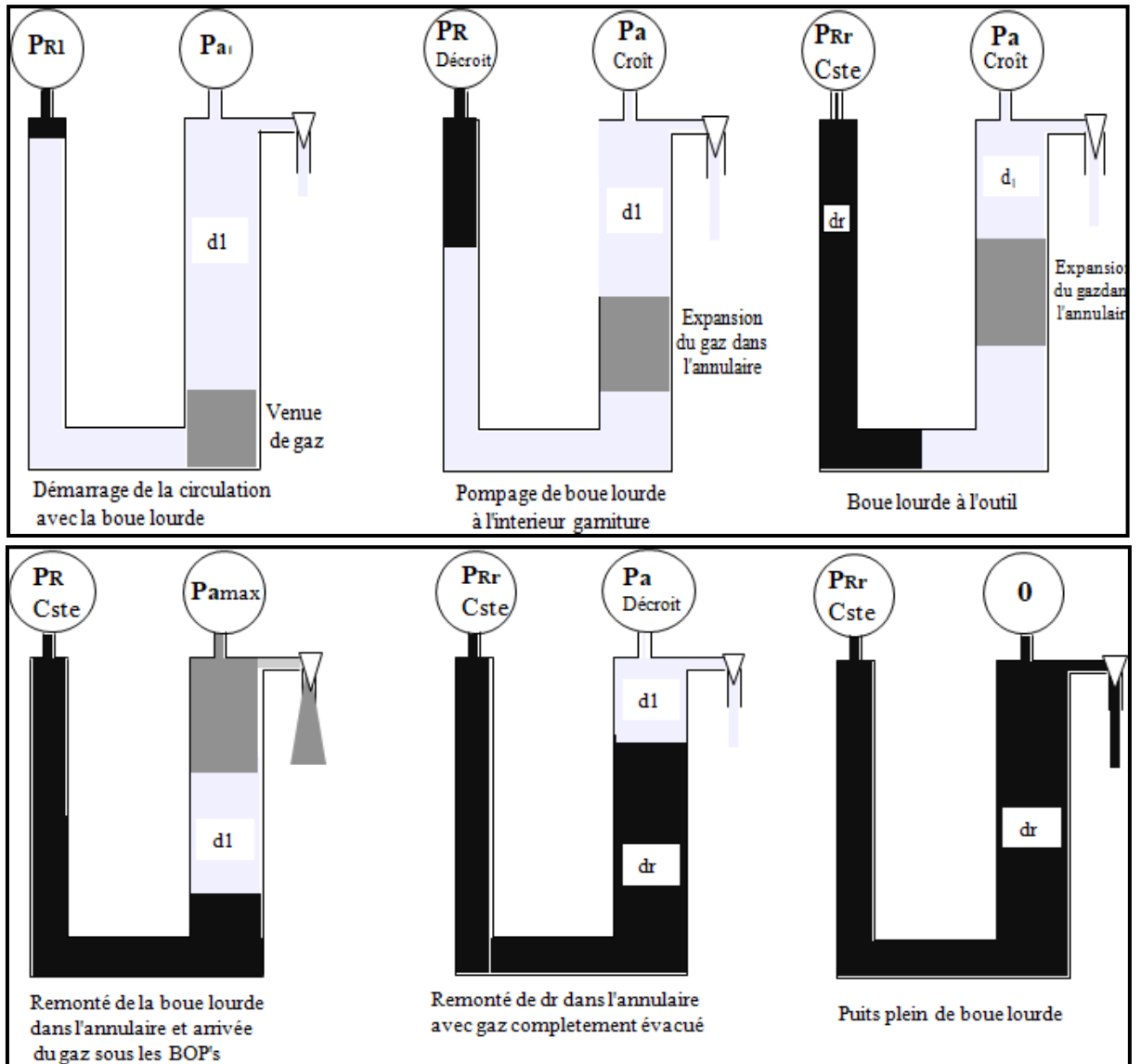


Figure III.8 : Etapes de circulation pour la Wait & Weight Method. [25]

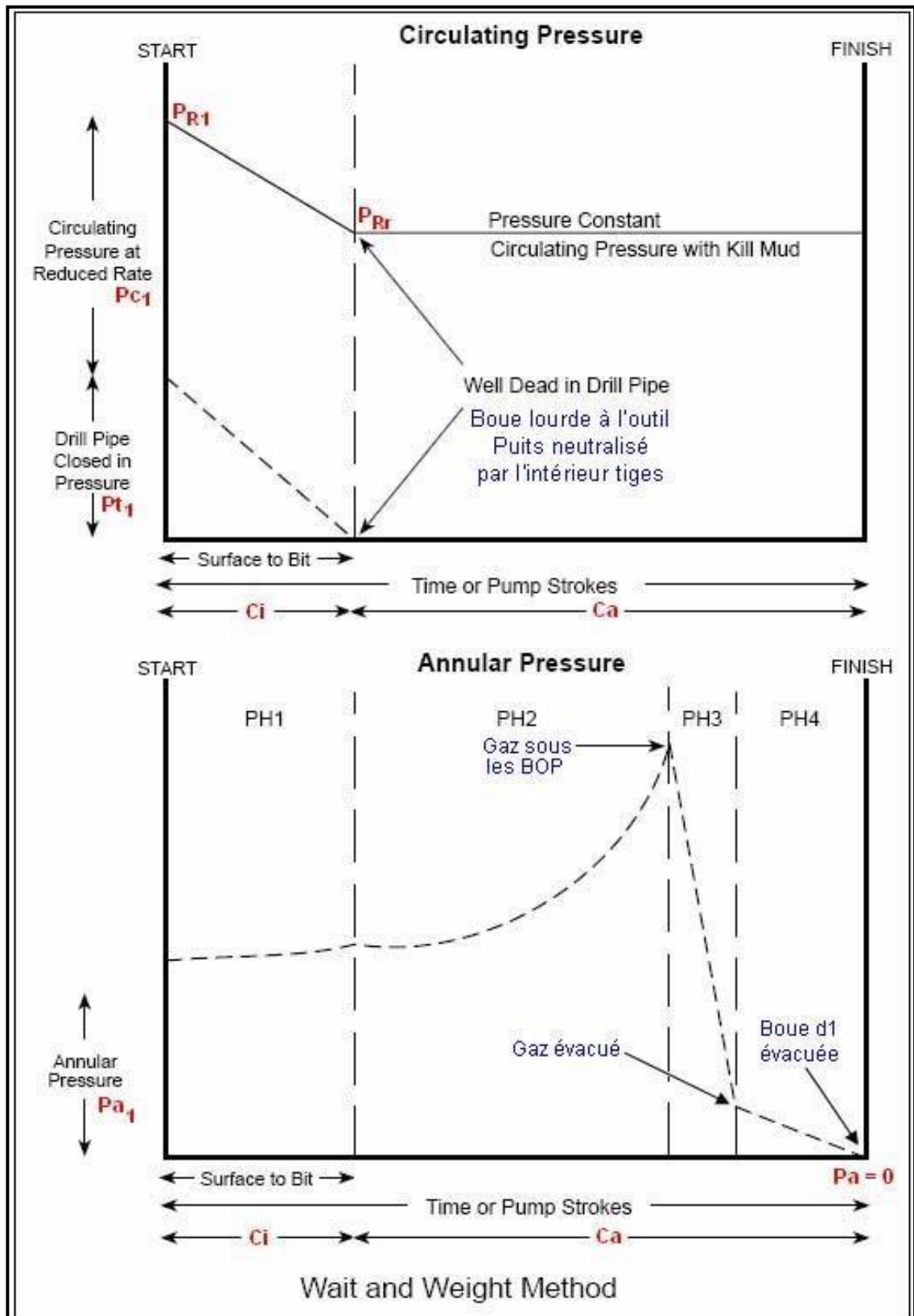


Figure III.9 : Evolution des pressions en tête des tiges et d'annulaire. [24]

III.8.3 Méthode volumétrique

La méthode volumétrique est une méthode de contrôle conventionnelle qui consiste à faire remonter jusqu'en surface une venue de gaz sans circulation, en laissant le gaz se détendre d'une manière contrôlée. Cette méthode est utilisée dans des situations particulières de venues ou la circulation de l'effluent devient impossible telles que :

- Garniture de forage hors du trou
- Garniture coincée loin du fond
- Bouchage de la garniture de forage
- Arrêt de la force motrice
- Rupture de la garniture de forage

a) Choix et calculs

1) Choix du palier de pression de travail (ΔP)

Le palier de pression de travail (ΔP) est défini comme étant l'augmentation de pression annulaire autorisée avant de purger un certain volume de boue pour garder la pression de fond constante. La valeur de ce palier de pression est généralement comprise entre 5 et 10 bars.

En pratique, l'augmentation de la pression annulaire est obtenue en laissant le gaz migrer puits fermé.

2) Choix de la marge de sécurité (S) Une marge de sécurité de 10 à 15 bars est prise pour pallier aux variations des pressions dues au maniement de la duse.

3) Calcul du volume de purge (V)

Le volume V est le volume de boue à purger dans le trip tank donnant une pression hydrostatique dans l'espace annulaire égale au palier de pression de travail (ΔP) choisi. Le calcul de ce volume est obtenu par la formule suivante :

$$V = \frac{10.2 \times P}{d1} \times Vea \quad (\text{III.34})$$

Où

V : Volume de boue à purger en litres

ΔP : Palier de pression de travail (bar)

d1 : densité de la boue (kg/L)

V_{ea} : Volume espace annulaire correspondant à la position du gaz dans l'espace annulaire (L/m) ou dans le puits sans garniture.

✓ **Calcul de la vitesse de migration du gaz (V_m)**

Une fermeture prolongée du puits après une venue de gaz aura pour conséquence une augmentation de pression due à la migration de ce dernier.

La vitesse de migration du gaz dans l'espace annulaire est estimée à partir de l'augmentation de la pression par unité de temps. Pour connaître la position du gaz à tout moment dans l'espace annulaire, la formule suivante peut être appliquée :

$$V_m = \frac{10.2 \times \Delta P}{d_1} \quad (\text{III.35})$$

Où

V_m : vitesse de migration du gaz (m/h)

ΔP : augmentation de pression (bar/h)

d₁ : densité de la boue (kg/L)

✓ **Procédure de mise en œuvre de la Volumetric Method**

- 1) Noter la pression stabilisée en tête de l'annulaire P_{a1}
- 2) Laisser la pression annulaire monter jusqu'à la valeur

$$P_{a2} = P_{a1} + S + \Delta P \quad (\text{III.36})$$

- 3) Purger dans le trip tank à pression annulaire constante et égale à P_{a2} le volume de boue V calculé correspondant à la position du gaz dans l'annulaire en utilisant de préférence la duse manuelle.
- 4) Laisser la pression annulaire monter d'une valeur égale au palier de pression de travail ΔP choisi. La pression annulaire aura une nouvelle valeur.

$$P_{a3} = P_{a2} + \Delta P \quad (\text{III.37})$$

- 5) Répéter les séquences 3 et 4 jusqu'à l'arrivée du gaz en surface, puis sera évacué en utilisant la lubricating.

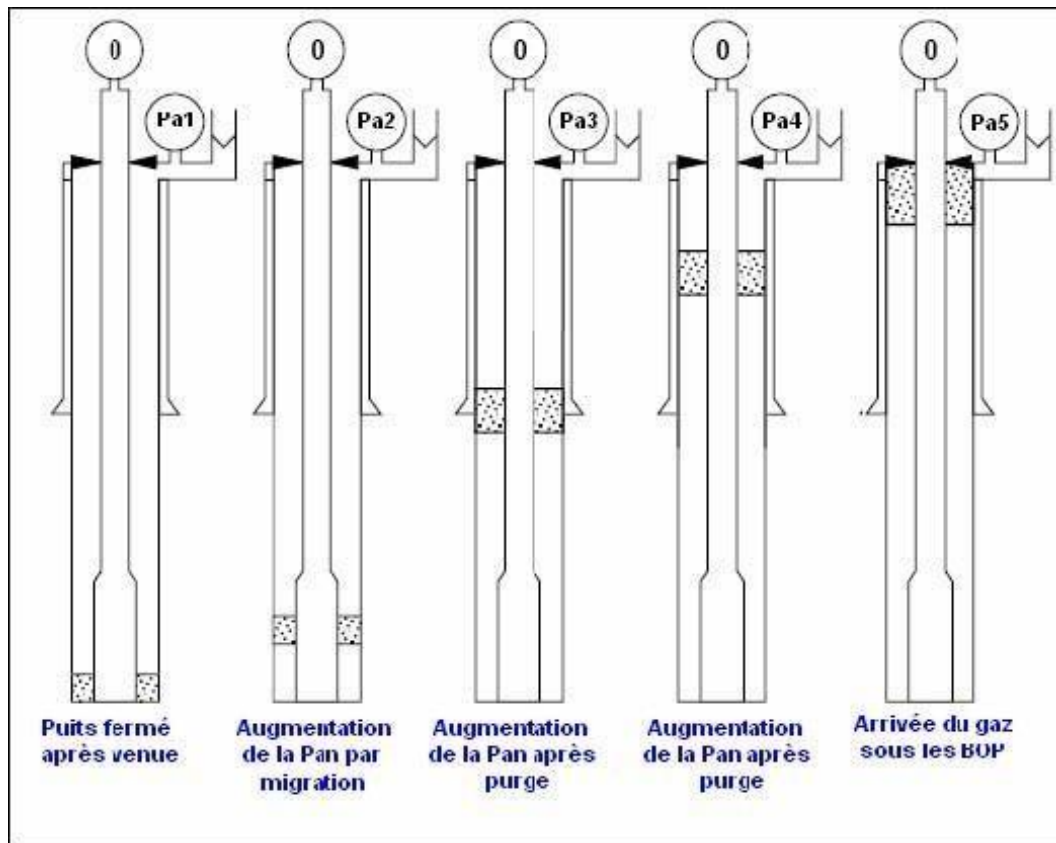


Figure III.10 : migration de l'effluent par la Méthode volumétrique. [25]

III.8.4 Lubricating Technique

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

Le principe de la technique consiste à maintenir la pression de fond constante en pompant un certain volume de boue par l'espace annulaire et de purger un volume de gaz pour réduire la pression annulaire d'une valeur égale à la pression hydrostatique du volume pompé.

✓ Procédure de mise en œuvre de la Lubricating

- 1) Noter la pression annulaire Pa
- 2) Choisir un palier de pression de travail ΔP qui est généralement compris entre 5 et 10 bars
- 3) Calculer le volume de boue V donnant une pression hydrostatique dans l'espace annulaire égale au palier de pression de travail ΔP choisi

$$V = \frac{10.2 \times P}{d1} \times Vea \quad (\text{III.38})$$

Où

V : volume de boue à pomper par l'espace annulaire (L)

ΔP : palier de pression de travail choisi (bar)

d_1 : densité de la boue (kg/L)

V_{ea} : volume de l'espace annulaire tubage-tiges (L/m)

- 4) Pomper par l'espace annulaire (kill line) le volume de boue V calculé
- 5) Laisser la boue se décanter à travers le gaz
- 6) Purger du gaz à l'aide de la duse 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
- 7) Répéter les séquences 4, 5 et 6 jusqu'à l'évacuation complète de la venue

NOTE

Dans le cas d'une venue en cours de manœuvre, la pression annulaire doit être nulle en fin de l'opération de lubrifiant et l'augmentation de la densité n'est pas nécessaire pour remettre le puits sous contrôle.

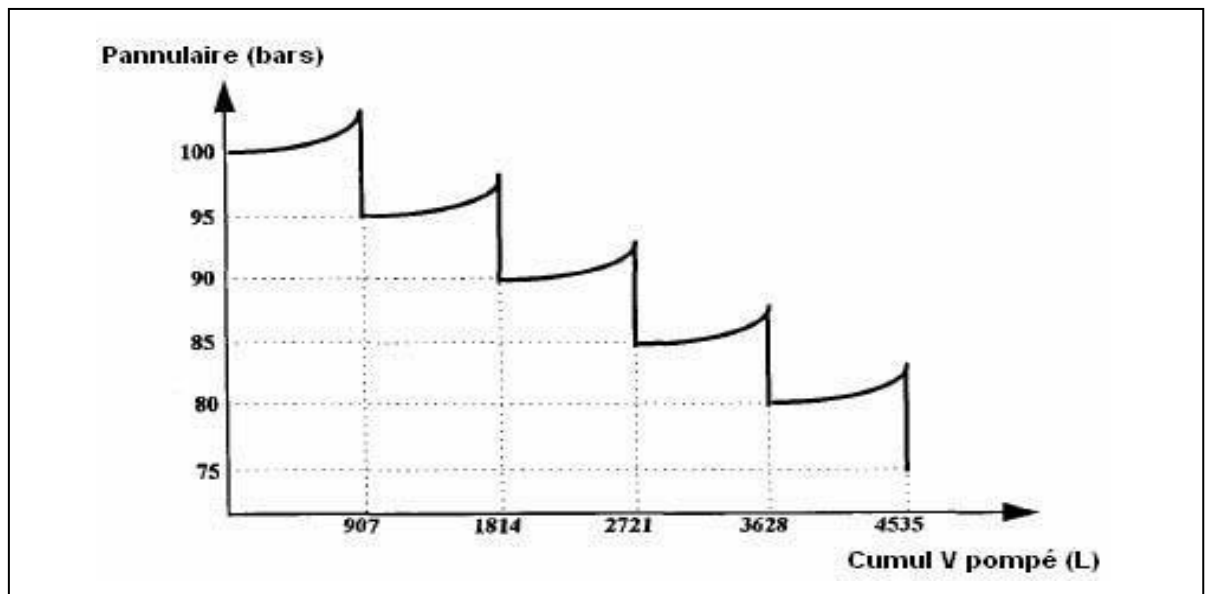


Figure III.11 : Variation de la pression annulaire en fonction du volume pompe cumulé.[26]

III.8.5 La méthode bullheading

Si les méthodes conventionnelles de contrôle sont impossibles, la méthode de bullheading offre la solution de squeezer l'effluent dans la formation. Cette méthode est critique et n'est appliquée que dans les cas suivants :

- 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.

✓ **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 équipement de surface.
- La perméabilité de la formation.
- 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
- Pompe par le kill line.

✓ **Procédures de l'opération**

- Commencer le pompage vers l'annulaire avec le débit réduit et une vitesse de pompage supérieur à celle de migration de l'effluent.
- La pression de pompage ne doit pas dépasser la pression admissible. Si elle baisse cela indique la réussite de l'opération.
- Si la pression diminue après la fermeture, continuer le pompage avec un débit maximum
- Continuer le pompage jusqu'à avoir le top de l'effluent dans la formation.
- Arrêter le pompage et vérifier si les pressions en tête d'annulaire et des tiges sont les mêmes.
- Augmenter la densité de la boue si nécessaire, et circuler avec les méthodes conventionnelles jusqu'au nettoyage total du puit. [26]

Chapitre IV

Statistiques et

Analyses des

Venues à

Sonatrach

IV.1 Introduction

L'étude statistique des venues qui ont eu lieu chez SONATRACH entre 2018 et 2023 notes que la plupart de venue causée par l'incertitude dans la détermination de la densité de la boue approprié pour les opérations le forage et le marge de sécurité pendant les manœuvres.

Cette incertitude est due à la peur d'atteindre à la pression de fracturation et pour éviter les pertes surtout dans les formations fragiles. Les critères de cette étude sont les causes, les types de venues, les champs, et les opérations en cours.

L'objectif de cette étude est l'analyse des principales causes des venues pour améliorer les procédures préventives et également les méthodes et moyens de contrôle afin de réduire le nombre de venues. La connaissance de la pression de fracturation est une importance vitale pour l'élaboration du programme de forage et de tubage pour travailler avec une densité de boue adaptée.

IV.2 Statistiques et Analyses des Venues [2018 – 2023].

Tableau IV.1: Nombre de venues [Année 2018]. [32]

N°	Puits	Région	Pr (m)	Type de venue	Opération	Cause
1	AHT-1 H-2	Exp Pole S.	1720	Venue induite	Forage	Gaz de formation
2	RHAE-1	Exp Pole S.	3220	Venue induite	Forage	Breathing Formation
3	RCD-16	Dev Pole N.	3563	Venue induite	Manœuvre	Breathing Formation
4	RDLE-1	Dev Pole S.	2940	Underbalance	Forage	Densité insuffisante
5	IFN-13	Dev Pole S.	2016	Venue induite	Manœuvre	Mauvais remplissage
6	OTS5	Dev Pole S.	1572	Venue induite	Forage	Densité élevée.
7	HBH9	Dev Pole S.	712	Venue induite	Forage	Mauvais remplissage
8	OTS5	Dev Pole S.	1851	Underbalance	Manœuvre	Densité insuffisante
9	TMLS-7	Dev Pole S.	3374	Ballooning	Cimentation	Pression élevée
10	OMJ-323	Dev Pole N.	3472	Venue induite	Forage	Mauvais remplissage
11	TOU-16	Dev Pole C.	2907	Venue induite	Diagraphie	Densité insuffisante

Tableau IV.2: Nombre de venues [Année 2019]. [32]

N°	Puits	Région	Prof (m)	Cause	Type de venue	Opération
1	RKFP1 ST1	Exp Pole C.	5330	Breathing Formation	Induite	Cimentation
2	TG 50	Dev Pole S	694	Densité insuffisante	Induite	Forage
3	TFT-465	Dev Pole S	2040	Densité insuffisante	Underbalance	Forage
4	GDN1 Bis	Exp Pole N	3623	Ballooning	Ballooning	Forage
5	AMA-66	De Pole S	1866	Densité insuffisante	Underbalance	Forage
6	SF-10	Dev Pole C	2985	Densité insuffisante	Venue induite	Forage
7	OMK623 IG	Dev Pole N	3328	Densité insuffisante	Underbalance	Forage
8	NHBHJ-1	Exp Pole N	3886	Densité insuffisante.	Underbalance	Carottage
9	MDZ-677	Dev Pole C	3413	Mauvaise	Venue induite	Manœuvre
10	RB-71	Dev Pole C	2561	Ballooning	Venue induite	Forage
11	RAZ-108	Dev Pole C	3297	Densité insuffisante	Underbalance	Manœuvre
12	BH-13	Dev Pole S	1586	Parte partiel	Venue induite	Forage
13	KENE-1	Exp Pole C	2920	Perte totale	Ballooning	Manœuvre

Tableau IV.3: Nombre de venues [Année 2020]. [32]

N°	Puits	Région	Prof (m)	Cause	Type de venue	Opération
1	TMK-2	S. Pole Dev	1749	Mauvais remplissage	Venue induite	Manœuvre
2	HAZ-103	C. Pole Dev	3755	Pistonnage	Venue induite	Manœuvre
3	BH-27	S. Pole Dev	1349	Pertes de circulation	Venue induite	Forage
4	RMH-1	N. Pole Exp	2851	Mauvais remplissage	Venue induite	Manœuvre
5	AMA-69	S. Pole Dev	1990	Mauvais	Venue induite	Manœuvre
6	HTFN-9	N. Pole Dev	3430	Mauvais remplissage	Venue induite	Manœuvre
7	TAON-1	C. Pole Exp	5671	Densité insuffisante	Under Balance	Forage
8	NEM-1	N. Pole Exp	4336	Densité insuffisante	Under Balance	Forage
9	HAZ-107	C. Pole Dev	3418	Pertes de circulation	Under Balance	Forage
10	ONIZ520	N. Pole Dev	3486	Défaillance eqts	Under Balance	Manœuvre
11	HBW-1	C. Pole EXP	3524	Densité insuffisante	Under Balance	Forage
12	AMT-10	S. Pole Exp	780	Marge de manœuvre	Venue induite	Manœuvre
13	HAZ-106	C. Pole Dev	3623	Densité insuffisante	Under Balance	Manœuvre
14	DHKTS-1	S. Pole Exp	4117	Densité insuffisante	Under Balance	Forage
15	RHAEP1St	C. Pole Exp	4526	Zone chargée	Ballooning	Manœuvre
16	HDK-3	S. Pole Dev	1595	Densité insuffisante	Under Balance	Forage
17	NRAA-2	N. Pole Exp	4185	Densité insuffisante	Under Balance	Manœuvre
18	OMK-841	N. Pole Dev	3373	Densité insuffisante	Under balance	Forage
19	HAZ-108	C. Pole Dev	3291	Densité insuffisante	Venue induite	Manœuvre
20	HAZ-108	C. Pole Dev	3523	Marge de manœuvre	Venue induite	Manœuvre
21	DLA-1	N. Pole Exp	2724	Densité insuffisante	Under Balance	Forage

Tableau IV.4: Nombre de venues [Année 2021]. [32]

N°	Puits	Région	Pr (m)	Type de venue	Opération	Cause
1	HRC 72	Dev Pole C.	2274	Venue induite	Forage	Gaz de formation
2	HAZ110	DEV Pole N.	3230	Underbalance	Forage	Densité insuffisante
3	NHN5	Dev Pole N.	3377	Venue induite	Manœuvre	Densité insuffisante
4	RHAQW2	EXP Pole C.	4315	Venue induite	Forage	Densité insuffisante
5	TB1.Bis	EXP Pole S.	2700	Autre	Forage	Autre
6	GF13	Dev Pole S.	1865	Autre	Forage	Autre
7	OMH121	Dev Pole N.	3404	Venue induite	Forage	Densité insuffisante
8	GF14	Dev Pole S.	1677	Autre	Forage	Autre
9	THW 3	Dev Pole S.	1118	Underbalance	Manœuvre	Densité insuffisante
10	TG-133	Dev Pole S.	998	Underbalance	Forage	Densité insuffisante
11	TXOS-16	EXP Pole C.	1950	Venue induite	Diagraphie	Densité insuffisante

Tableau IV.5: Nombre de venues [Année 2022]. [32]

N°	Puits	Région	Pr (m)	Type de venue	Opération	Cause
1	BH11	DEV Pole S.	1551	Venue induite	Forage	Zone a perte
2	TIT 05	Exp Pole S.	2879	Underbalance	Forage	Densité insuffisante
3	DMS09	Dev Pole S.	2134	Venue induite	Manœuvre	Mauvais remplissage
4	GT14	De Pole S.	1720	Underbalance	Forage	Densité insuffisante
5	OMG303	Dev Pole N.	2500	Venue induite	Manœuvre	Mauvais remplissage
6	AMD01	EXP Pole C.	2572	Venue induite	Manœuvre	Mauvais remplissage
7	MD738	Dev Pole N.	3338	Venue induite	Circulation	Zone a perte
8	MDZ735	Dev Pole N.	3200	Underbalance	Forage	Densité insuffisante
9	GF25	Dev Pole S.	1284	Venue induite	Manœuvre	Mauvais remplissage
10	BH12	Dev Pole S.	1310	Venue induite	Forage	Zone a perte
11	ELHQZH3	Dev Pole C.	5065	Underbalance	Forage	Densité insuffisante

Tableau IV.6: Nombre de venues [Année 2023]. [32]

N°	Puits	Région	Pr (m)	Type de venue	Opération	Cause
1	GF26	Dev Pole S.	1795	Venue induite	Circulation	Gaz de formation
2	LEN1	Exp Pole C.	4650	Under balance	Forage	Densité insuffisante
3	BH27	Dev Pole S.	1650	Venue induite	Forage	Zone a perte
4	HTF39	Dev Pole N.	3469	Underbalance	Diagraphie	Densité insuffisante
5	BH-13	Dev Pole S.	1589	Venue induite	Forage	Zone a perte
6	BH14	Dev Pole S.	1625	Venue induite	Forage	Zone a perte
7	OMK872	Dev Pole N.	2315	Underbalance	Forage	Densité insuffisante
8	HGANE7	Dev Pole C.	3464	Underbalance	Forage	Densité insuffisante
9	TRN6	Dev Pole S.	2030	Forage	Forage	Densité insuffisante

IV.3 Venues en fonction des Opérations

Pour ces cinq années d'études présentées dans les Tableaux IV.1.... IV.5, les venues rencontrées en cours des opérations de forage sont les plus répondues, et représentent 57.89 % des cas. Suivi des venues en cours des opérations de manœuvre par un taux de 31.57 % des cas.

Le nombre de venues pendant les opérations spéciales (diagraphie, ballooning, DST et complétion) est relativement faible.

Pendant les opérations de forage et de manœuvre, on a un taux global des venues de 89.46 %, ceci indique que l'opérateur et le contractant de forage ont échoué au maintien de la première barrière de sécurité qui la pression hydrostatique de la boue. [34]

Les causes de cet échec sont :

- ✓ La densité de la boue est insuffisante.
- ✓ Le pistonnage vers le haut entrainant la perte de la marge de sécurité.

Tableau IV.7 : Nombre de venues en fonction des opérations. [34]

Opérations en cours	Venue	Fréquence
Forage	44	57.89%
Manœuvre	24	31.57%
Carottage	1	1.31%
Diagraphie	2	2.63%
Production	1	1.31%
DST	1	1.31%
Cimentation	2	2.63
Tubage	1	1.31%
Total	76	100%

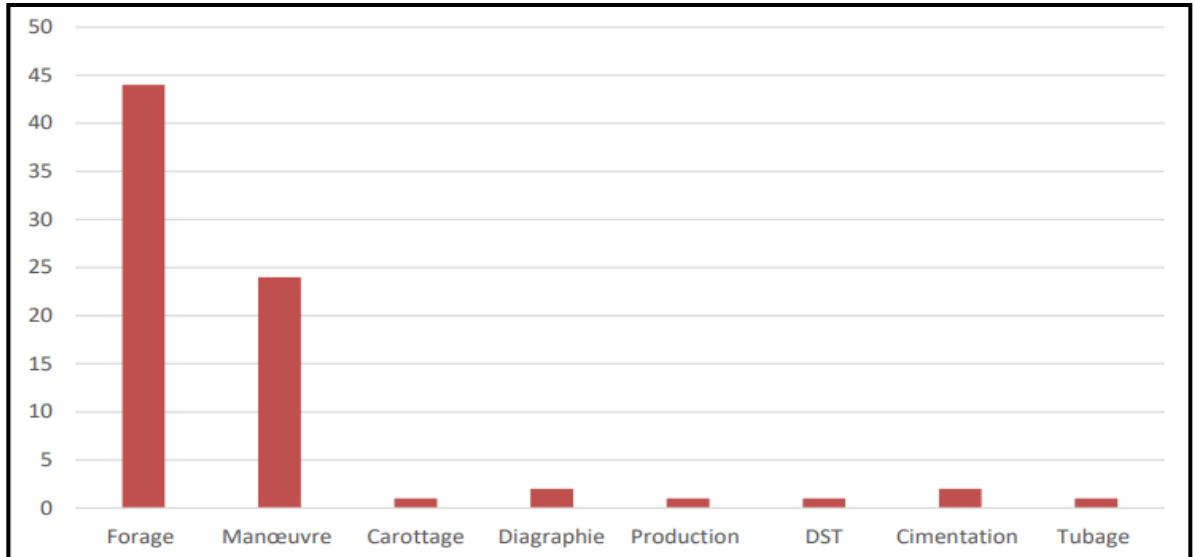


Figure IV.1 : Nombre des venues en fonction des opérations [30]

IV.4 Venues en fonction de Type

La classification des venues par type est réalisée sur la base de l'écart entre la pression hydrostatique de la boue et celle du réservoir. Elles sont subdivisées en 3 types. [33]

IV.4.1 Venues Induite

Ce type caractérise les venues provoquées par la perte de la première barrière de sécurité, qui est la pression hydrostatique de la boue, les principales causes de ce type de venues sont :

- Défaut de remplissage en cours des manœuvres.
- Pistonnage vers le haut.
- Chute de la densité de la boue suite à une contamination par le gaz ou l'eau.
- Perte totale ou pareille.

IV.4.2 Venues en Under balance

Ce type caractérise les venues qui ont eu lieu en cours des opérations de forage et de carottage dans des zones perméables avec une densité de la boue insuffisante pour vaincre la pression du réservoir. Ici le taux des venues représente 36.48 % des cas.

On rencontre généralement ce problème dans les régions où la pression de réservoir n'est pas bien connue ou mal estimée.

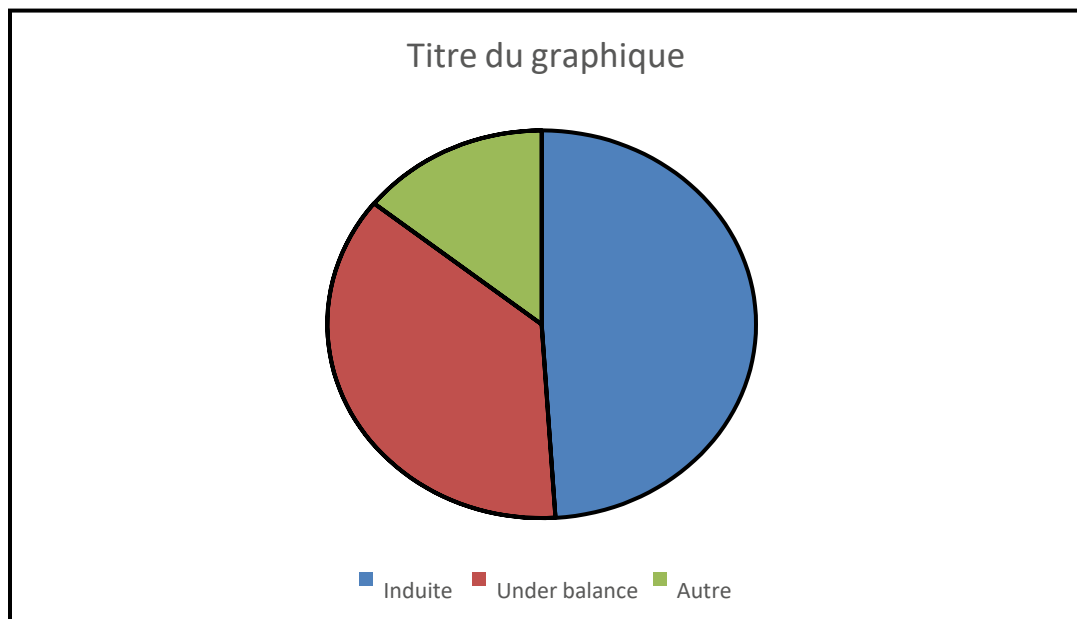
IV.4.3 Autre Types

Ce type caractérise les venues rencontrées en cours des opérations spéciales telle le DST, effet de ballooning, fermeture du puits non appropriée ou non identifier.

Le taux des venues représente 10.54% des cas.

Tableau IV.8. Venues en fonction de Type. [33]

Type de venue	Nombre de Venues	Fréquence %
Induite	37	48.68%
Under balance	28	36.48%
Autre	11	14.84%

**Figure IV.2 Venues en fonction de Type [30]****IV.5 Conclusion :**

Au cours des différentes phases d'un forage, il est essentiel de maintenir en permanence le puits rempli d'un fluide de forage de densité appropriée.

Ce fluide est la première et la plus importante barrière de sécurité entre le fond du puits et la surface. Sa densité doit être :

- Assez élevée afin d'exercer une pression suffisante pour équilibrer la pression des fluides contenus dans les pores des formations à traverser et pour maintenir les parois du trou.
- Mais pas trop élevée pour ne pas endommager, causer de pertes, fracturer les terrains et diminuer la vitesse d'avancement.

Avant de commencer un forage, il est important de connaître la pression de porc (pression des fluides contenus dans les pores) et de fracturation des formations à forer afin d'établir le programme de tubage et de boue.

Chapitre V

Contrôle d'une

Venue

Cas puits

BH-26 IN-SALAH

V.I Contrôle de venue au niveau du puits BH#26

Le champ de Bahar El Hamar (BH) dans la région d'Anet est l'un des blocs les plus difficiles des opérations de forage de Sonatrach. Alors que certains puits dans cet Région rencontrent des problèmes de contrôle de puits minimaux, il existe d'autres puits qui font face à des problèmes majeurs. Le problème de forage le plus souvent signalé dans cette région est la présence simultanée de pertes de boue et de poussées de gaz qui le rendent très difficile à gérer. Ces problèmes posent des risques de contrôle de puits pour les opérations SH et créent une quantité considérable de temps non productif (TNP).

Dans ce chapitre nous expliquons les multiples paramètres et on va basées sur des Observations faites lors de la surveillance et de contrôle du puit BH 26. [35]

V.2 Risque potentiel de gaz

- ✓ Réservoir de gaz à haut pression

Le réservoir de l'Ordovicien présente une pression de réservoir qui peut être estimée dans une plage de 2030 - 2102 psi ou $\pm 140 - 145$ bar.

- ✓ H₂S et CO₂

Il existe un risque d'enregistrement de H₂S ou de CO₂ en surface.

- ✓ Pertes de fluide

Ce problème est très courant dans les puits BH lors du forage du quartzite de Hamra, il y a un risque important de déclenchements des venues.

V.3 Détection de la venue

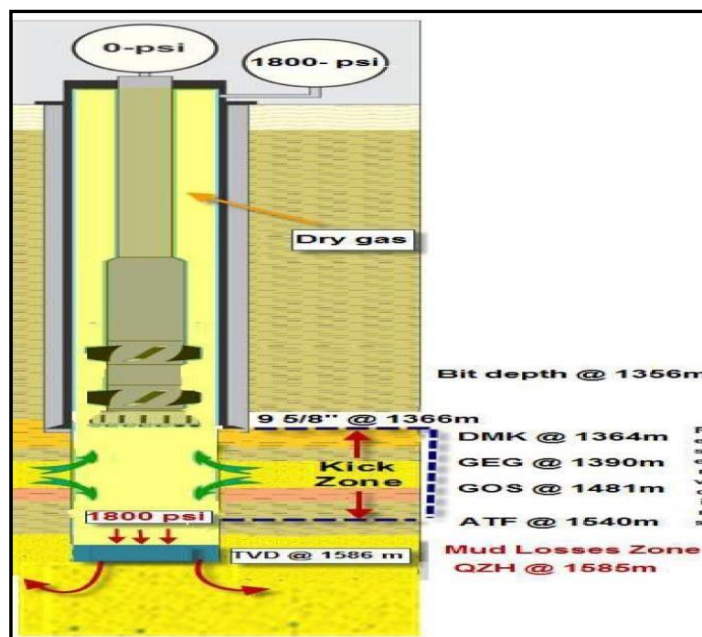


Figure V.1 Schéma puits BH26. [38]

Lors du forage de la phase 81/2" et à la cote 1586 m, une perte totale se produit le train de tiges a été remonté au sabot de 95/8", après avoir Pompé deux bouchons colmatant (8 m³& 7 m³) et circulée, aucun retour de boue et aucun niveau observé, après consommation de tout le volume de boue disponible (146 m³), la circulation a été arrêtée, la garniture remontée au sabot de tubage de 95/8" le puits a commencé à couler, le puits a été fermé avec

$P_t=0\text{-Psi}$ & $P_a=1860\text{-Psi}$ (clapet anti retour à l'intérieur de tige).

Après avoir examiné toutes les options, il était clair que la procédure standard de contrôle des éruptions ne peut pas être utilisée si le puits ne peut pas être mis en circulation.

Avec une circulation perdue, le gaz peut remonter à la surface, mais il y a aussi le danger d'une éruption souterraine.

La seule façon de résoudre le problème est d'abord d'arrêter la perte de fluide de forage dans la formation afin que le puits puisse être tué en toute sécurité. [35]

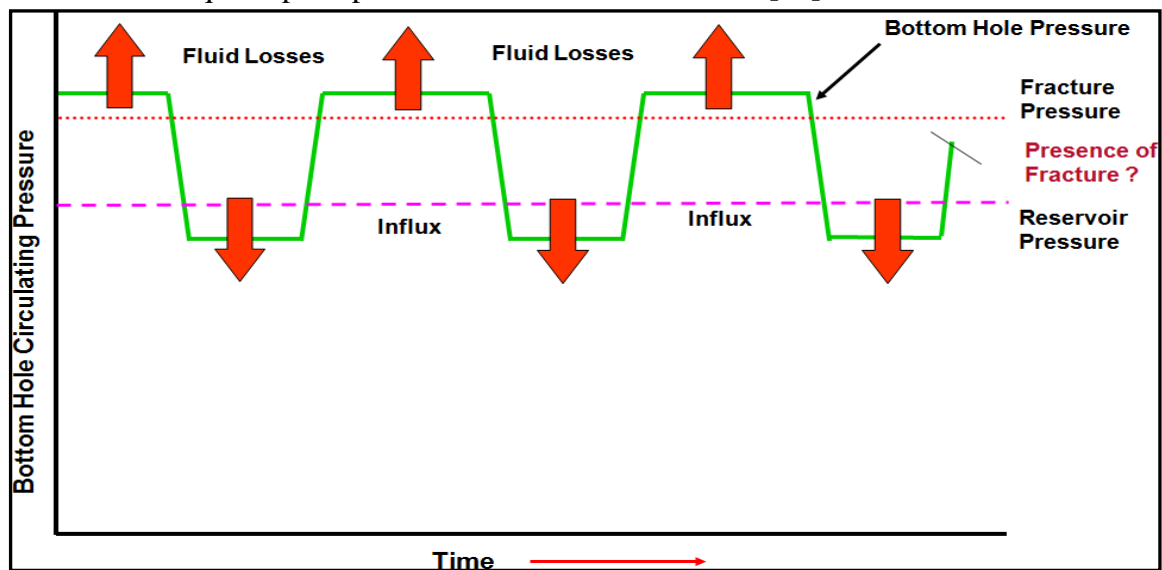


Figure V.2 Apparition des venues due à une fenêtre de forage étroite [39]

V.4 Colmatage des pertes

Pompage la boue OBM de 1,09 Sg à l'intérieur des tiges de forage avec un débit 550 Lpm, après 76 m³ de boue pompée, pression en tête annulaire P_a diminué de 1800-Psi à 0-psi. Après pompage de 20 Bouchons colmatent LCM (L'ost control matériel) avec densité variée entre 1.20sgs et 1.40sgs le retour a été établi et la pression en tête annulaire et en tête tigesont : $P_t=200\text{ psi}$ et $P_a=200\text{psi}$.

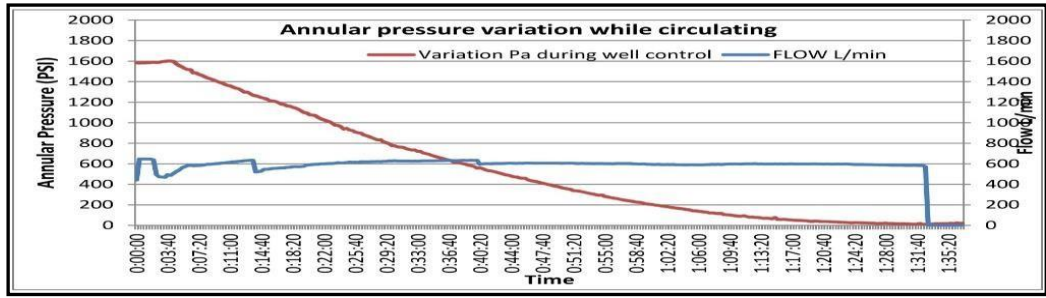


Figure V.3 Variation pression annulaire au cours de circulation Pa. [38]

V.5 Les opérations du contrôle

Pompage de la boue de forage initiale 1,09sg afin d'évaluer les pressions. Le volume pompé dans le puits été 1,6 m³ et après en choisi d'appliquer la drilles méthode.

V.5.1 Contrôle par les drills Method

a. Première circulation

Au début de 1ere circulation et au démarrage des pompe jusqu' a atteint le débit de control 20 cps/min, la pression dans l'annulaire diminue, le pompage est arrêté et on a constaté que le volume pompé est squeeze dans la formation (perte de la boue dans la formation) et les pressions après le pompage de 1,6m³ de la boue 1,09sg sont :

Tableau V.1 : Pression annulaire et en tête de tige pendant le contrôle par le drillés méthode. [35]

Date & heure	Pt	Pa	Remarques
Le 06/08/2020 à 17 :40	330	370	Observation
Le 06/08/2020 à 18 :10	330	300	Observation
Le 06/08/2020 à 18 :30	330	320	Observation
Le 06/08/2020 à 18 :45	350	285	Observation
Le 06/08/2020 à 19 :00	360	300	Observation
Le 06/08/2020 à 20 :00	370	400	Pompage de 2m ³
Le 06/08/2020 à 20 :15	455	400	Observation
Le 06/08/2020 à 20 :30	460	405	Observation
Le 06/08/2020 à 21 :30	460	420	Observation
Le 06/08/2020 à 22 :15	465	415	Purge 50psi
Le 06/08/2020 à 22 :45	475	430	Observation
Décidé de pomper à travers la garniture pour évacuer le gaz dans l'annulaire			
Le 06/08/2020 à 23 :10	415	445	Pompage de 2m ³
Le 06/08/2020 à 23 :20	445	440	Observation
Le 06/08/2020 à 23 :10	445	410	Observation

✓ **Evaluation de l'opération :**

Après les résultats négatifs du pompage et purge a plusieurs reprises, ont décidée d'utiliser la méthode Bullheading pour contrôler le puits

V.5.2 Contrôle par la méthode de Bullheading avec la densité 1,15sg

La méthode consiste à pomper sans arrêt le volume puits ($V_{\text{puits}} = 13\text{m}^3$) qui est précédé d'un bouchon visqueux ($1,5\text{m}^3$) qui sert a poussé le gaz vers la formation et d'empêcher la migration rapide du ce dernier. La variation des pressions en tête de puits durant le pompage en Bullheading sont données dans le tableau suivant :

Tableau V.2 : Pression annulaire et en tête de tige pendant le contrôle par le Bullheading N1. [35]

Date & heure	V pompé	Pt	Pa	Remarques
Le07/08/2020 à 01 :05	2m ³	450	400	Début de pompage
Le07/08/2020 à 01 :10	4m ³	410	450	Fin de pompage
Le07/08/2020 à 01 :15	6m ³	410	400	
Le07/08/2020 à 01 :20	8m ³	400	440	
Le07/08/2020 à 01 :30	10m ³	380	430	<i>Début d'injection dans la formation</i>
Le07/08/2020 à 01 :40	12m ³	365	410	<i>Arrêt de pompage</i>
Le07/08/2020 à 01 :50	12m ³	350	350	Valeurs après l'arrêt de la pompe
	Décider de continuer 2m ³			
Le07/08/2020 à 02 :00	14m ³	305	345	Observation
Le07/08/2020 à 02 :10	16m ³	285	300	Observation
Le07/08/2020 à 02 :20	18m ³	285	275	Observation
Le07/08/2020 à 02 :30	20m ³	285	250	Observation
Le07/08/2020 à 02 :40	22m ³	285	235	Observation
Le07/08/2020 à 03 :10	24m ³	275	225	Observation

✓ **Analyse et évaluation de l'opération**

Arrêter les opérations en suivant l'évolution des pressions. Les pressions commencent à augmenter graduellement jusqu'à atteindre les valeurs $P_t = 500\text{psi}$ et $P_a = 445\text{psi}$.

Après la purge de 50 psi les pressions augmentèrent rapidement aux valeurs initiales et arrivent à $P_t=530\text{psi}$ et $P_a =480\text{psi}$

En vue de ces valeurs on a décidé de pomper 03 m³ de la boue 1,20sg dans le puits en observant les pressions à nouveau, $P_t=340\text{psi}$ et $P_a=415\text{psi}$. Les pressions sont stabilisées après 5 heures et sont égale : $P_t = 460$ et $P_a = 400\text{psi}$

En vue de cette situation de la migration rapide de gaz en décide un control qui consiste à pomper directement une boue de 1,26sg dans le puits afin d'avoir 0 psi en surface et avant que le gaz commence à se maigrir.

Les causes de ce choix sont :

Une information manquante qui est le comportement de la formation absorbante car on a déjà pompé plus de 25m³ donc on peut avoir une perte totale précéder par une éruption interne et dans ce cas le contrôle va devenir difficile

L'idée de calculer de la densité 1,26sg est donnée suivant les tableaux précédents ou on a constaté que la formation absorbe de la boue 1,15sg avec une pression en tête de 225psi, avec une donnée supposée durant le forage on avait une perte totale à 1390m donc le point d'injection est supposé à 332m. La densité équivalente est :

$$Deq = 1,15 + [(225/14,5) * 10,2/332] = 1,26sg$$

V.5.3 La deuxième opération de Bullheading avec la densité 1,20sg

Les pressions stabilisées avant le Bullheading sont : Pt=475psi et Pa=430psi

Tableau V.3 : Pression annulaire et en tête de tige pendant le contrôle par le Bullheading N2. [35]

Date & heure	V pompé	Pt	Pa	Remarques
Le 07/08/2020 à 20 :05	2m ³	450	450	Début de pompage 2m ³ HI-VIS
Le 07/08/2020 à 20 :10	4m ³	455	475	Pompage de la boue 1,20sg
Le 07/08/2020 à 20 :15	6m ³	450	496	
Le 07/08/2020 à 20 :22	8m ³	440	500	
Le 07/08/2020 à 20 :27	10m ³	420	480	
Le 07/08/2020 à 20 :33	12m ³	395	455	
Le 07/08/2020 à 20 :39	14m ³	350	350	
<i>Décider de continuer 2m³ volume des équipements de surface</i>				
Le 07/08/2020 à 20 :44	16m ³	320	390	Arrêt de pompe
Le 07/08/2020 à 20 :50		300	295	Observation
Le 07/08/2020 à 21 :00		305	250	Observation
Le 07/08/2020 à 21 :10		290	220	Observation
Le 07/08/2020 à 21 :20		240	180	Observation
Le 07/08/2020 à 21 :30		225	170	Observation

✓ Analyse et évaluation des pressions :

Les pressions commencent à s'augmenter progressivement, purger tous à 0 psi et voir l'évolution des pressions, ces dernières augmentaient rapidement,

V.5.4 La troisième opération de Bullheading avec la densité 1,26sg

Préparation un autre bouchon visqueux et l'opération a commencée dont les pressions sont

**Tableau V.4 : Pression annulaire et en tête de tige pendant le contrôle par
Le bulheading N3. [35]**

Date & heur	V pompé	Pt	Pa	Remarques
Le 08/08/2020 à 00 :20	1,6m ³	275	310	Début de pompage 1, 60 m ³ hi-vis
Le 08/08/2020 à 00 :26	3 ,6 m ³	350	355	Pompage de la boue 1,26sg
Ouverture de la Duse en vue de purger le gaz				
Le 08/08/2020 à 00 :26	7,6m ³	160	230	Gaz en surface
Le 08/08/2020 à 00 :40	7,6m ³	100	175	Duse ouverte souffle faible
Le 08/08/2020 à 00 :47	9,6m ³	120	195	Duse ouverte souffle faible
Le 08/08/2020 à 00 :55	11,6m ³	140	205	Duse ouverte souffle faible
Le 08/08/2020 à 01 :05	13,6m ³	120	200	Duse ouverte souffle faible
Le 08/08/2020 à 01 :13	15,6m ³	170	155	Duse ouverte souffle faible
Le 08/08/2020 à 01 :20	17,6m ³	175	130	Arrêt de pompe
Le 08/08/2020 à 01 :21		0	0	Puits mort
Le 08/08/2020 à 01 :25		0	0	Observation
Le 08/08/2020 à 01 :30		0	0	Observation

V.5.5 Fin de l'opération et évacuation de la venue

En s'assurant les pressions après l'arrêt de pompe en faisant une purge de stand pipe et la duse complètement ouverte on a constaté qu'il n'y a pas de souffle, l'équipe entama rapidement le changement de la safety valve par une autre 4''IF pin l'opération a réussi et le puits déclarait morts. Après l'ouverture de BOP annulaire et l'observation puits on a constaté que le niveau statique est en bas donc l'équipe de chantier procéda à la remontée de la garniture et fermeture de BOP totale afin de descendre une garniture Slick pour un control trou.

Une fois la garniture de control trou arriva a 1586m une circulation avec densité 1,09sg est faite afin d'avoir le retour en surface, le retour est observé en surface et la descente est continuée jusqu'au fond en circulant la boue de densité 1,26sg par la boue originale 1,09sg, le puits est déclaré stable avec cette densité et les opérations sont continuées suivant le programme initial.

V.6 Différents problèmes rencontrés lors du forage de puits BH26

PRINCIPAUX PROBLÈMES				
Phase	Problème	Cause /Description	NPT (h)	Solution
8,5"	Kick	Kick détecté à 1369m 8.5"trou Dans l'Ordovicien supérieur (DalleMekrata, 100% grès), paramètres de forage (WOB=6-7t, ROT=40-50 rpm, Q=1600 lpm, Pr=1000 psi, ECD = 1.07sg), ce kick causé par un phénomène de swabbing	22,5	Évacuation par méthode du driller, Changement de densité de 1,25 à 1,9
6 "	Total des pertes	Les pertes totales de boue suivies d'un kick se sont produites à 1586 m pour 6" Argile de Tiferouine Ordovicien 90% de schiste et 10% de grès (WOB=10-13 t, ROT=50-60 rpm; Q=1300 lpm, Pr=800-850 psi, MW=1.09 sg)	136	Les pertes ont été corrigées par Le Pompage de bouchons LCM, il n'y a pas de retour observé, le niveau de boue dans le puits diminue provoque un kick, dans ce cas, le puits sur l'opération de contrôle du puits pour pompe LCM pour éliminer les pertes
6 "	Venue	Venue (flux de gaz) de 8 m ³ détecté à 1641m 6 trou dans le quartzite Hamra 100% grès, Ordovicien, Avec paramètre de forage (WOB=5-7 t, ROT=40-60 tr/min, Q=700 lpm, Pr=450psi, MW=0.95sg),	40 (avec NPT perdu)	Augmentation du poids de la boue à partir de 1,06 sg à 1,09 SG (opération de contrôle de puits
6 "	Well Control	Déplacement de la densité de boue 1.06sg par 1.09sg Pour éliminer un autre indice de kick	29,5	Opération de contrôle de puits Puits fermé : (Pa = 147psi, Pt = 150 psi). Purge a 100psi, (pa = 15psi, pt=65psi). Purge a 65psi (pa = 00psi, pt = 00 psi). Circulation
6 "		Des pertes partielles de boue de 6m ³ /h se sont produites à 1588 m pour 6 " Argile de Tiferouine Ordovicien 50% grès et 50% schiste,	16	Les pertes ont été corrigées avec la mise en place Prise LCM, 14m ³ pertes totales de boue

		(WOB=4- 8 t, ROT=40-60 rpm, Q=600 lpm, Pr=450 psi, MW=1,11 sg)		
6 "	Well Control	Gain de fluide 08m3	550	Méthode de Driller (définir le bouchon LCM à l'équilibre et le déplacer)
6 "	Pertes partielles	Des pertes partielles de boue de 5m3/h se sont produites à 1603 m pour 6 " Hamra Quartzit Ordovicien 90% Grès et 10% de schiste, (WOB=2-4 t, ROT=80-100 tr/min, Q=500 lpm, Pr=500psi, MW=0,97 sg),	242	Fermé le puits comme procédure, Pompe à travers annulaire et tube de forage HI-VIS, LCM et SPACER

Tableau V.5: étude statistique des problèmes pour 8 1/2 » et 6 » du puits BH26. [40]

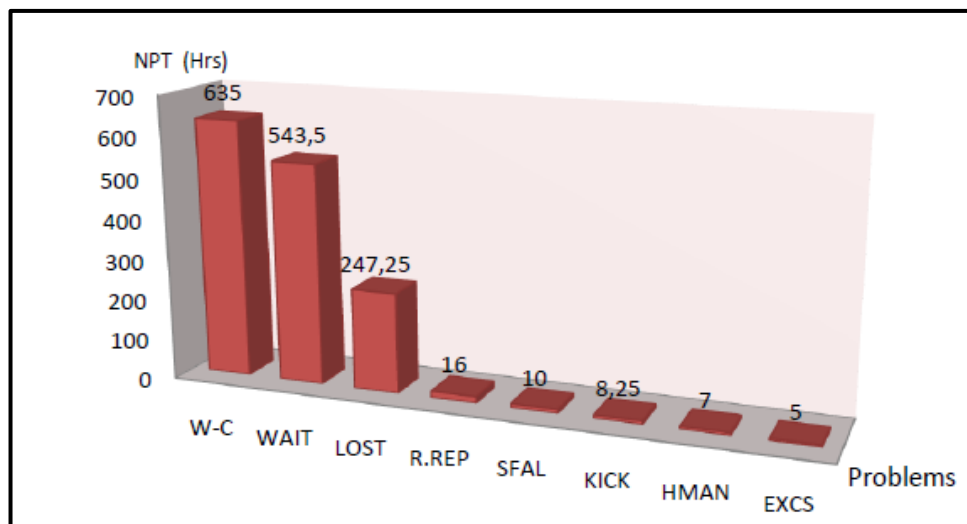


Figure V.4: Etude statistique des problèmes cause de NPT dans le puits BH26.[39]

La figure V.4 montre la distribution des problèmes de TNP du puits BH 26 pour les phases 8,5 » et 6 » dans le champ de Bahar el Hammar. On remarque que, ce puits a la même cause de TNP que le puits perméable estimé par le par 635 heures (26,4 jours), ce qui représente 43,13% du TNP total.

En outre, Wait a une valeur considérable de 543,5 heures (22,63 jours), soit 36,92% du NPT total du temps d'opération de forage. La perte de circulation obtient une partie de 247,25 heures (10,34 jours), soit 16% du total du TNP du puits. La réparation de la plate-forme, les défaillances de surface, les coups de pied et le facteur humain ont pris une petite valeur de NPT entre 16 et 5 heures.

V.7 Conclusion

La venue survenue sur ce puits est une venue provoquée (induced kick) dont les causes sont :

1. Le principal problème que nous avons rencontré dans ce puits conventionnel est causé par la fenêtre de forage étroite (les pressions de porc et de fracture sont proches)
2. La présence simultanée de pertes de boue et de venue de gaz qui le rendent le contrôle très difficile et pose un risque important pour l'environnement, le personnel et les matériaux et créent une quantité considérable de temps non productif
3. La perte d'une colonne hydrostatique après une perte totale crée déséquilibres de pression entre la formation et la colonne hydrostatique de boue dans le puits

L'utilisation de la méthode simple et conventionnelles (driller's method) premièrement pour équilibrer les pressions avec l'ajustations de la densité du fluide de forage, n'a pas fonctionné, car le puit de notre étude (BH 26), est située dans l'un des régions plus difficiles des opérations de forage de Sonatrach, et qu'ils ont des caractéristiques difficiles.

Le grand volume de l'effluent qui peut engendrer de hautes pressions en tête d'annulaire et la perméabilité de la formation avec la nature de la régions difficiles. Sont les raisons principales d'utiliser la méthode bullhading après l'échec de la première méthode (driller's), par ce qu'il implique l'injection de fluide à haute pression dans le puit pour maintenir une pression contrôlée réussie au puit finalement avec la deuxième méthode (bullheading).

Le Puits BH26 temporairement abandonné en raison de nombreux problèmes qui ont conduit à une perte de temps considérable (temps non productif élevé), en matière de perte de circulation et les venues de gaz qui rendent impossible la réalisation des opérations de forage (objectif non atteint), 16 jours non productif time plus de 548 m³ de fluide de forage et 800m³ d'eau et plus de 150 m³ de matériau de colmatage LCM.

**CONCLUSION
GENERALE
ET
RECOMMANDATIONS**

En conclusion, la maîtrise de la venue de gaz dans les puits pétroliers est essentielle pour garantir la sécurité des travailleurs et la rentabilité de l'exploitation pétrolière. Nous avons vu que la venue de gaz peut être contrôlée grâce à différentes techniques telles que l'utilisation de fluides de forage appropriés, le contrôle de pression dans le puits et l'installation de dispositifs de sécurité. Il est également important de surveiller en permanence les paramètres du puits pour détecter rapidement tout problème potentiel.

Cette étude a été menée dans le but d'étudier les causes des venues des fluides, souvent rencontrés au cours de l'opération d'un forage pétrolier et d'assurer la sécurité et aussi de s'informer des moyens de sécurité disponibles sur les installations de forage sans oublier le côté environnement et sa préservation au niveau de la plate-forme de forage. Après notre analyse des venues produites dans les puits étudiés, nous avons constaté que les venues sont causées par des erreurs techniques et humaines liées soit à des études géologiques non actualisées, soit à des fautes de manœuvres ou d'absence des équipements de sécurité et de contrôle.

Afin de remédier à ces problèmes de venue, les recommandations suivantes sont utiles et nécessaires pour aboutir à un bon contrôle de puits :

- S'assurer que les études géologiques établies pour les puits avoisinants sont bien adéquates au puits concerné.
- Mener une étude géologique approfondie au cas où il y'a des failles locales pouvant présenter des anomalies de pressions.
- Il est important de noter que le choix entre les deux méthodes dépendra des caractéristiques spécifiques du puits, de la situation rencontrée et des objectifs de contrôle de venue.
- La méthode de "driller" vise à maintenir une colonne de fluide de forage, pendant que la méthode de "bullheading" vise à arrêter la venue de fluides indésirables.
- La méthode de "driller" est utilisé pour un contrôle permanent, tandis que le "bullheading" est utilisé dans des situations spécifiques et temporaires.
- La méthode de "driller" contrôle la venue en maintenant une pression supérieure dans le puits, alors que le "bullheading" repousse les fluides indésirables en injectant du fluide de forage
- Toujours s'assurer que les pompes de boue sont arrêtées lors de la fermeture de l'obturateur, ce qui évitera la création de pression piégées dans l'espace annulaire.

- La disponibilité des obturateurs internes sur le plancher, et la rapidité de leurs mises en place.
- Eviter les fautes de manœuvres lors des remontées ou descentes des tiges de forages pour éviter des venues ou des pertes de boue créés par l'effet de pistonage.
- Appliquer correctement les procédures de manœuvre et utiliser tous les moyens pour éviter la perte de boue.
- S'assurer durant la réception de l'appareil de la disponibilité de tous les moyens de sécurité et de forage Selon une check liste.
- Avant le début du forage, s'assurer que le bournier est couvert avec du plastique et qu'il n'y a pas de communication avec les eaux de surface et que les déchets sont traités selon les normes HSE.
- Il est fortement recommandé d'utiliser la technique MPD/PCMD (Managed Pressure Drilling /Pressurized Mud Cap Drilling) où une fenêtre de boue étroite rend le contrôle et le forage très difficile.
- Effectuer des contrôles de débit statiques et dynamiques étendus (30 minutes) avant d'ouvrir le puits et de reprendre les opérations.
- Étalonnage des manomètres de pression tous les 14 jours, et les manomètres s tous les 6 mois.
- Faire des formations sur le contrôle des puits spécifiques au personnels (les ingénieurs et les superviseurs).
- Rappel et explication de la procédure Sonatrach sur la fermeture de puits en cas de venue.
- Rappel sur l'importance de la bonne préparation de matériels well control.

BibLiOGRAPHiE

- [1] Mofredj, I. 2012. Étude sédimentologique du Dévonien inférieur de la partie occidentale du bassin de l’Ahnet. Mémoire de Magister, FSTGAT, USTHB, Alger, 174p.
- [2] Maache, N. 1987. Étude sédimentologique (litho stratigraphie -diagenèse- paléogéographie) des séries du Dévonien de la Saoura. Monts de l’Ougarta, Sahara Nord-occidentale, Algérie. Thèse de Doctorat 3ème cycle, Université Paris Sud, Centre d’Orsay, 175p.
- [3] Hamdidouche, R. 2009. Le bassin intracratonique de l’Ougarta (SO-Algérie). Evolution géodynamique au Paléozoïque. Thèse de Doctorat, USTHB, Alger, 223p.
- [4] BEICIP. SONATRACH ,1978-étude géologique du champ de l’Ahnet.1ère partie : étude sismique et structurale.2eme partie : étude géologique des réservoirs.
- [5] Askri H,Belmechri A, Benrabah B, Boudjema A, Daoudi M, Drid M, Ghalem T, Docca A, Ghandriche H, Guellati N, Lounici R, Terkmani M, 1995.Geology of algeria.in; schlumberger (Ed), well evaluation conferenceAlgeria,pp.1-93.
- [6] BEICIP (SONATRACH). 1980. Anticlinorium de Tin Fouyé. Étude géologique et structurale des réservoir camro-ordoviciens. Rapport inédit.).
- [7] Mémoire du Service Géologique de l’Algérie. N° 20, pp. 71 - 91, 2018.
- [8] Biju-Duval B,1999. Géologie sédimentaire. Bassins, environnement de dépôt, formations du pétrole. Ed. Technip, Paris,735P.
- [9] Akkouche, M. 2007. Application de la datation par traces de fission à l’analyse de la thermicité de bassins à potentialités pétrolières. Exemple de la cuvette de Sbaâ et du bassin de l’Ahnet-Nord (plate-forme saharienne occidentale, Algérie). Thèse de Doctorat, Université Bordeaux 1, 282p.
- [10] Données sur le Puits forés - Sonatrach Divisions Forage Hassi Messaoud [2020].
- [11] Programme de forage puits BH26-sonatrach Divisions Forage Hassi Messaoud [2020].
- [12] Forage Rotary, « La boue de Forage », Edition Technip 1972.
- [13] ENSPM Formation Industries — IFP Training, 2006.
- [14] RYEN CAENN, GEORGE V. CHILLINGAR, « Drilling fluids: state of the art », journal of petroleum science and engineering 14, 1996, 221-230.
- [15] Cours de Forage de Perfectionnement pour les JDF (Jeunes Division Forage) [2016].
- [16] ENSPM « Ecole nationale supérieure du pétrole et des moteur / France » [2020].
- [17] Cours MI Alegria Company [2020].
- [18] ADAM T., BOURGOYNE Jr, et al.," Applied drilling engineering", SPE Textbook series. Vol 2, 1991, pp. 41.
- [19] LANDRIOT G., « Fluide de forage », édition Technip 1968.

- [20] DE LAMBALLERIE G., « Boue à base d'huile », Collection Colloques et Séminaires I.F.P, Edition Technip, 1969.
- [21] CD de Schlumberger « introduction au forage pétrolier ».
- [22] SONATRACH direction des opérations forage service SIMAP HASSI MESSAOUD
Manuel COURS IWCF ROTARY DRILLING
- [23] NGUYEN J., P., technique d'exploitation pétrolière, Le forage éditions Technip, [1993].
- [24] RedMed Training Centre « MANUEL WELL CONTROL NIVEAU 2 »
- [25] A. Slimani. [2017]. « Division Forage/Sonatrach, Département formation ».
- [26] Tagnit.Hamou, Med.Said« Forage des formations profondes et compact, Journées d'étude Sonatrach/Division Forage » [2015].
- [27] Document Sonatrach. [2016]. « Forage Dirigé, Algerian Petroleum Institute ».
- [28] Procedure well control Sonatrach/Division Forage [2017].
- [29] API Recommended practice 59 second edition, MAY 2006 (version Francis).
- [30] Données sur Puits forés - Sonatrach Divisions Forage Hassi Messaoud [2023].
- [31] Sonatrach Well Control et service puits Division Forage Hassi Messaoud.
- [32] Rapports Boots & coots well control company [2023].
- [33] Rapports CUDD well control company [2023].
- [34] Division PED – Direction Gisement Hassi Messaoud.
- [35] Données sur le Puits forés - Sonatrach Divisions Forage Hassi Messaoud [2020].
- [36] Programme de forage puits BH26-sonatrach Divisions Forage Hassi Messaoud [2020].
- [37] Donnée Well Control Service Division Forage Hassi Messaoud.
- [38] Rapports Boots & coots well control company [2020].
- [39] Mémoire de fin d'étude université Ouargla « evaluation of MPD application in Bahar el hammar Field » [2019].
- [40] SONATRACH, Daily Drilling Report BH13, BH26, BHE2, BH27, drilling Division, Drilling Operations, Hassi Messaoud.

ANNEXES

SH - FOR

**PROCEDURES GENERALES
CONSIGNES ET
EXERCICES DE SECURITE**
**Section: 5
Page: 15 de 44**
4 - FICHES DE CONTROLE DE VENUE

Remarque: le formulaire ci-dessous est à échelle réduite (format A4 en vraie grandeur).

CHAMP:			PUITS:		APPAREIL:		DATE:																																																											
FICHE DE CONTROLE DE VENUE																																																																		
FORAGE A TERRE / SUPPORT FIXE																																																																		
Page 1/2																																																																		
DONNEES DE LA FORMATION:			DONNEES DU PUIT:																																																															
Pression L.O.T / S.R.T (A) <input type="text"/> bars			DONNEES BOUE:																																																															
Densité de boue L.O.T / S.R.T (B) <input type="text"/>			Densité d ₁ <input type="text"/>																																																															
Densité fractionation = B + $\frac{10.2 \times (A)}{Z_0}$ = (C) <input type="text"/>			Gradient <input type="text"/> bars/m																																																															
F _{scale} = $\frac{(dr - d_1) \times Z_0}{10.2}$ = (D) <input type="text"/> bars			DONNEES TURAGE:																																																															
DONNEES DES POMPES																																																																		
			<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Pompe N° 1</th> <th>Pompe N° 2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Débit usinaire</td> <td>L/Coop</td> <td>L/Coop</td> </tr> </tbody> </table>				Pompe N° 1	Pompe N° 2	Débit usinaire	L/Coop	L/Coop																																																							
	Pompe N° 1	Pompe N° 2																																																																
Débit usinaire	L/Coop	L/Coop																																																																
			<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="3">Pertes de charge à débit réduit P₀₁</th> </tr> <tr> <th>Vitesse pompe</th> <th>Pompe N° 1</th> <th>Pompe N° 2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Cps/min</td> <td>bars</td> <td>bars</td> </tr> <tr> <td>Cps/min</td> <td>bars</td> <td>bars</td> </tr> </tbody> </table>			Pertes de charge à débit réduit P ₀₁			Vitesse pompe	Pompe N° 1	Pompe N° 2	Cps/min	bars	bars	Cps/min	bars	bars																																																	
Pertes de charge à débit réduit P ₀₁																																																																		
Vitesse pompe	Pompe N° 1	Pompe N° 2																																																																
Cps/min	bars	bars																																																																
Cps/min	bars	bars																																																																
			<table border="1"> <thead> <tr> <th>Longueur (m)</th> <th>Capacité (L/m)</th> <th>Volume (L)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>INT DP</td> <td>X</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>INT HW</td> <td>X</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>INT DC</td> <td>X</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>VOLUME INTERIEUR GARNITURE</td> <td>V_I</td> <td>- L</td> </tr> <tr> <td>OB / DC</td> <td>X</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>OB / HW/DP</td> <td>X</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>VOLUME ANNULAIRE DECOUVERT</td> <td>V_d</td> <td>- L</td> </tr> <tr> <td>GSG / DP</td> <td>X</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>VOLUME ANNULAIRE CASING</td> <td>V_{cg}</td> <td>- L</td> </tr> <tr> <td>VOLUME ANNULAIRE TOTAL V_a = V_{cg} + V_d</td> <td>+</td> <td>- L</td> </tr> <tr> <td>VOLUME TOTAL DU PUIT V_{puits} V_{puits} = V_a + V_I</td> <td>+</td> <td>- L</td> </tr> <tr> <td>VOLUME DE BOUE EN SURFACE V_s</td> <td>-</td> <td>- L</td> </tr> <tr> <td>VOLUME TOTAL DE BOUE A ALOURDIR V V = V_{puits} + V_s</td> <td>+</td> <td>- L</td> </tr> </tbody> </table>			Longueur (m)	Capacité (L/m)	Volume (L)	INT DP	X	-	INT HW	X	-	INT DC	X	-	VOLUME INTERIEUR GARNITURE	V _I	- L	OB / DC	X	-	OB / HW/DP	X	-	VOLUME ANNULAIRE DECOUVERT	V _d	- L	GSG / DP	X	-	VOLUME ANNULAIRE CASING	V _{cg}	- L	VOLUME ANNULAIRE TOTAL V _a = V _{cg} + V _d	+	- L	VOLUME TOTAL DU PUIT V_{puits} V _{puits} = V _a + V _I	+	- L	VOLUME DE BOUE EN SURFACE V_s	-	- L	VOLUME TOTAL DE BOUE A ALOURDIR V V = V _{puits} + V _s	+	- L	<table border="1"> <thead> <tr> <th>NOMBRE DE COUPS</th> <th>TEMPS</th> </tr> <tr> <td>= $\frac{\text{Volume}}{\text{Débit usinaire}}$</td> <td>= $\frac{\text{Nbre de coups}}{\text{Vitesse pompe}}$</td> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Cl = Cps</td> <td>Tl = Min</td> </tr> <tr> <td>Cd = Cps</td> <td>Td = Min</td> </tr> <tr> <td>Ccg = Cps</td> <td>Tcg = Min</td> </tr> <tr> <td>= Cps</td> <td>= Min</td> </tr> <tr> <td>= Cps</td> <td>= Min</td> </tr> <tr> <td>= Cps</td> <td>= Min</td> </tr> </tbody> </table>			NOMBRE DE COUPS	TEMPS	= $\frac{\text{Volume}}{\text{Débit usinaire}}$	= $\frac{\text{Nbre de coups}}{\text{Vitesse pompe}}$	Cl = Cps	Tl = Min	Cd = Cps	Td = Min	Ccg = Cps	Tcg = Min	= Cps	= Min	= Cps	= Min	= Cps	= Min
Longueur (m)	Capacité (L/m)	Volume (L)																																																																
INT DP	X	-																																																																
INT HW	X	-																																																																
INT DC	X	-																																																																
VOLUME INTERIEUR GARNITURE	V _I	- L																																																																
OB / DC	X	-																																																																
OB / HW/DP	X	-																																																																
VOLUME ANNULAIRE DECOUVERT	V _d	- L																																																																
GSG / DP	X	-																																																																
VOLUME ANNULAIRE CASING	V _{cg}	- L																																																																
VOLUME ANNULAIRE TOTAL V _a = V _{cg} + V _d	+	- L																																																																
VOLUME TOTAL DU PUIT V_{puits} V _{puits} = V _a + V _I	+	- L																																																																
VOLUME DE BOUE EN SURFACE V_s	-	- L																																																																
VOLUME TOTAL DE BOUE A ALOURDIR V V = V _{puits} + V _s	+	- L																																																																
NOMBRE DE COUPS	TEMPS																																																																	
= $\frac{\text{Volume}}{\text{Débit usinaire}}$	= $\frac{\text{Nbre de coups}}{\text{Vitesse pompe}}$																																																																	
Cl = Cps	Tl = Min																																																																	
Cd = Cps	Td = Min																																																																	
Ccg = Cps	Tcg = Min																																																																	
= Cps	= Min																																																																	
= Cps	= Min																																																																	
= Cps	= Min																																																																	
Poids de baryte à ajouter $B = 4.2 \times V \text{ (m}^3\text{)} \times \frac{dr - d_1}{4.2 - dr} = 4.2 \times \text{---} = \text{--- tonnes}$																																																																		
Nota: 1000 litres = 1 m ³																																																																		

KILL-FLUID BULLHEADING

“Bullheading” is the pumping of the kill fluid into the well against any pressure and regardless of any resistance the well may offer. Kill-fluid bullheading is one of the most common misapplications of fluid dynamics. Because bullheading challenges the integrity of the wellhead and tubulars, the result can cause further deterioration of the condition of the blowout. Many times wells have been lost, control delayed or options eliminated by the inappropriate bullheading of kill fluids.

Consider the following for an example of a proper application of the bullheading technique. During the development of the Ahwaz Field in Iran in the early 1970s, classic pressure control procedures were not possible. The producing horizon in the Ahwaz Field is so prolific that the difference between circulating and losing circulation is a few psi. The typical wellbore schematic is presented as Figure 5.1. Drilling in the pay zone was possible by delicately balancing the hydrostatic with the formation pore pressure. The slightest underbalance resulted in a significant kick. Any classic attempt to control the well was unsuccessful because even the slightest back pressure at the surface caused lost circulation at the 9 5/8-inch casing shoe. Routinely, control was regained by increasing the weight of two hole volumes of mud at the surface by .1 to .2 ppg and pumping down the annulus to displace the influx and several hundred barrels of mud into the productive formation. Once the influx was displaced, routine drilling operations were resumed.

After the blowout at the Shell Cox in the Piney Woods of Mississippi, a similar procedure was adopted in the deep Smackover tests. In these operations, bringing the formation fluids to the surface was hazardous due to the high pressures and high concentrations of hydrogen sulfide. In response to the challenge, casing was set in the top of the Smackover. When a kick was taken, the influx was overdisplaced back into the Smackover by bullheading kill-weight mud down the annulus.

The common ingredients of success in these two examples are pressure, casing seat, and kick size. The surface pressures required to pump into the formation were low because the kick sizes were always small. In addition, it was of no consequence that the formation was fractured in the process and damaged by the mud pumped. The most important aspect was the casing seat. The casing that sat at the top of the