

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

Université M'hamed Bougara Boumerdes



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de fin d'études
En vue de l'obtention du diplôme :
MASTER
Présenté par : Boulkra Hadjer

Thème

**ANALYSE DE CONTROLE DE VENUES A L'AIDE DE
SIMULATEUR DRILLSIM 5000, Etude de cas.**

Devant le jury :

Mellak Abderrahmane
Boumaza Nadia
Chieb Bachir

UMBB
UMBB
UMBB

Président
Examinatrice

Année scolaire : 2016 /2017

Remerciement

**Je remercie ALLAH pour la patience et le courage qu'il m'a
donné pour réaliser ce travail**

**Je remercie mes parents pour leur support, prières et amour
inconditionnel durant tout mon parcours**

**Je remercie Mr. R-Boudour pour le temps et l'énergie qu'il a
dépendé en m'encadrant durant toute la période de la réalisation
de ce travail**

Je remercie mon encadreur Mr. A-Bentriou pour ses conseils

Et enfin je remercie mes ami (e) s pour leur encouragement.

Résumé

Le forage pétrolier est un métier très intéressant mais en même temps très dangereux, autant que futurs foreurs, on doit être bien informé et mieux familiarisé avec les procédures et les méthodes de la mise du puits sous contrôle durant toute l'opération de forage.

Cette étude est menée dans le but de mettre en évidence l'importance de la formation du personnel pour faire face aux éruptions et l'utilisation de la simulation comme un outil efficace pour la formation.

L'étude comporte deux parties, une générale et l'autre spéciale. La partie générale parle du contrôle du puits en général, cite les causes de venue et ces signes positifs/précurseurs, explique les différentes procédures de fermeture du puits et les méthodes de contrôle et enfin, parle des équipements utilisés durant le contrôle.

La partie spéciale de son tour se subdivise en deux chapitres, le premier est une analyse détaillée d'un rapport d'incident en well control qui montre que l'incompétence du personnel peut engendrer une venue, et même aggraver la situation, dans le cas étudié, le personnel n'a pas bien suivi la feuille de manœuvre durant la remontée et n'a pas vérifié que le puits est bien rempli de boue ce qui a causé une chute de pression de fond, cette dernière est devenue inférieure à celle des fluides de la formation et le gaz a migré dans le puits puis, le personnel a commis une deuxième erreur pendant le contrôle ce qui a engendré un gain additionnel. De ce fait, j'ai recommandé l'utilisation de la simulation pour la formation du personnel.

Le deuxième chapitre s'étend des recommandations du premier chapitre. Il parle en général de la certification well control qui est une nécessité pour un foreur et puis il décrit en détail le simulateur DrillSim 5000 utilisé pour la configuration d'un exercice en well control.

L'exercice configuré illustre un cas de venue durant le forage avec :

- Signe précurseur : augmentation du ROP
- Signe positif : présence de gaz dans la boue
- Méthode de fermeture : HARD
- Méthode de contrôle : Driller's method
- Complications durant le contrôle : défaillance des équipements

Mots clés: forage, well control, certification, venue, simulateur, HARD, Driller's method

Abstract

Drilling oil wells is a very interesting occupation yet very dangerous at the same time, as future drillers, we must be well informed and familiarized with the procedures and the methods of putting the well under control throughout the drilling/tripping operation.

This study is carried out with the aim of highlighting the importance of staff training to deal with kicks and the use of simulation as an effective tool for the training.

The study is composed of two parts, a general one and a special one. The general part talks about the control of the well in general, recites the causes of a kick and its positive/precursors signs, it also explains the different well shut in procedures and methods of control. Finally, it speaks about the equipments used during the control.

The special part is subdivided into two chapters. The first chapter is a detailed analysis of an incident report of a well control situation, the report shows that the incompetence of the staff can lead to a kick, and even aggravate the situation. In the case study, the staff did not follow carefully the trip sheet during the trip out and did not verify that the well was well filled with mud, causing a drop in bottom pressure, this latter became lower than the fluid pressure of the formation and the gas migrated into the well, then the staff committed a second error during the control which generated an additional gain. Therefore, I recommended the use of simulation to train the staff.

The second chapter is an extension of the first chapter's recommendations. It speaks about the well control certification in general which is a necessity for any driller. Then it describes in details the simulator Drillsim 5000 used for the configuration of an exercise in well control. The exercise illustrates a kick during drilling with:

- Precursor sign: increase in ROP
- Positive sign: presence of gas in the mud
- Shut in Method: HARD
- Method of control: Driller's method
- Complications during control: equipments failure

Keywords: drilling, well control, certification, kick, simulator, HARD, Driller's method

Sommaire

❖ Introduction générale	01
❖ Partie générale :	
- Chapitre 01 : Généralités sur le contrôle du puits	
1. Catégories de contrôle	04
2. Causes de venue	05
3. Signes de venue	06
4. Situations pouvant masquer une venue	07
- Chapitre 02 : procédures de fermeture et méthodes de contrôle	
1. Procédures de fermeture	
1.1- Alignement du circuit (FAST / SOFT /HARD)	09
1.2- Procédure de la mise en œuvre	10
1.3- Avantages et inconvénients	11
2. Méthodes de contrôle	
2.1. Driller's method	11
2.2. Wait and weight method	14
2.3. comparaison entre Driller's et W&W method	16
2.4. Volumetric method	16
2.5. Concurrent method	16
2.6. Lubricating method	16
- Chapitre 03: les équipements de contrôle	
1. les obturateurs	18
1.1- les obturateurs annulaires	18
1.2- les obturateurs à mâchoires	19
1.3- les obturateurs internes	21
2. Circuit manifold	22
2.1- Manifold des duses	22
2.2- Choke line	24
2.3- Kill line	24
3. Commande hydraulique des obturateurs	25
4. Panel de commande	25
5. Les équipements de traitement de gaz	26

❖ **Partie spéciale :**

- **Chapitre 01 : Analyse détaillée d'un rapport d'incident well control**

• Introduction	29
1. Cas de venue de gaz dans le puits TMK2	30
2. La stratigraphie des couches et le control	32
3. Description des problèmes survenue dans le puits	35
4. L'ordre chronologique des opérations de contrôle	36
5. Analyse, commentaires et recommandations	39
5.1. Cause de venue	39
5.2. Détection de la venue	41
5.3. Fermeture de puits	42
5.4. Contrôle du puits	43
6. Recommandation	45

- **Chapitre 02 : Simulation d'un exercice de well control**

• Introduction	47
1. Certification well control	48
2. Simulateur DrillSim 5000	49
3. Composition et fonctions du simulateur	50
4. Configuration de l'exercice	51
4.1. Rig selection	51
4.2. Wellbore geometry	52
4.3. Tubulars	53
4.4. Formation data	56
4.5. Mud system	59
4.6. Rig equipments	60
5. Déroulement de l'exercice	65
1. Avant le forage	65
2. Durant le forage	68
3. Avant le contrôle	71
4. Le contrôle	71
5. Incidents pendant le contrôle	74

- **Conclusion**

- **Bibliographie**

Liste des tableaux

- Tableau 01 : signes positifs et précurseurs de venue
- Tableau 02 : alignement du circuit (FAST/SOFT/HARD)
- Tableau 03 : avantages et inconvénients des procédures de fermetures
- Tableau 04 : localisation du puits TMK2
- Tableau 05 : les phases de forage
- Tableau 06 : chute de pression par formation
- Tableau 07 : les niveaux de la certification WC
- Tableau 08 : la mesure des pertes de charges
- Tableau 09 : la mesure de la pression en tête des tiges / annulaire

Liste des figures

- Fig. 1- schéma du puits : les deux circulations de driller's method
- Fig. 2- schéma du puits : les deux circulations de wait and weight method
- Fig. 3- Principe de fonctionnement des obturateurs annulaires
- Fig. 4- l'obturateur CAMERON type U
- Fig. 5- Upper Kelly cock
- Fig. 6- Lower Kelly cock
- Fig. 7- gray valve
- Fig. 8- float valve
- Fig. 9- manifold des duses
- Fig. 10- choke panel
- Fig. 11- l'unité Koomey
- Fig. 12- panel de commande
- Fig. 13- programme de forage
- Fig. 14- Colonne d'hydrocarbure
- Fig. 15- Pressions anormales résultant des forces tectoniques
- Fig. 16- Un piège d'hydrocarbure résultant d'une faille
- Fig. 17- dôme de sel
- Fig. 18- la pression différentielle en fonction du ROP
- Fig. 19- schéma descriptif de l'état du puits
- Fig. 20- la pression hydrostatique avant/ après le drop off
- Fig. 21- état du puits au moment de l'incident
- Fig. 22- comportement du gaz dans la boue
- Fig. 23- l'évolution de la pression en tête des tiges
- Fig. 24- le simulateur DrillSim 5000
- Fig. 25- option: sélection de l'appareil
- Fig. 26- option: sélection de tubage
- Fig. 27- option: sélection du profil du puits
- Fig. 28- option : sélection de la garniture
- Fig. 29- option: sélection des drill pipes
- Fig. 30- option: sélection des drill collars
- Fig. 31- option: sélection de l'outil
- Fig. 32- option: sélection de des paramètres du leak off test
- Fig. 33- option: sélection de propriétés de la migration
- Fig. 34- option: sélection de paramètres géologiques
- Fig. 35- option: sélection des propriétés de la formation

- Fig. 36- option: sélection du système de la boue
- Fig. 37- option: sélection des propriétés du système actif de boue
- Fig. 38- option: sélection des équipements de l'appareil
- Fig. 39- option: sélection du BOP stack
- Fig. 40- option: sélection des propriétés de l'accumulateur
- Fig. 41- option: sélection des propriétés des pompes
- Fig. 42- l'alignement du choke manifold et du stand pipe manifold
- Fig.43- kill sheet (partie 01)
- Fig. 44- Kill sheet (partie 02)
- Fig. 45- l'évolution des pressions Durant la 1 ière circulation de driller's
- Fig. 46- l'évolution des pressions Durant la 2 ième circulation de driller's
- Fig. 47- résultats de simulation des complications pendant le contrôle du puits

Introduction générale

Les hydrocarbures fournissent environ 75% de l'énergie consommée dans le monde, elles jouent un rôle fondamental dans l'économie. Afin d'exploiter cette richesse, il faut d'abord estimer sa valeur économique, le forage pétrolier est le moyen le plus fiable pour cette estimation.

Le forage est l'opération la plus délicate et la plus coûteuse dans le processus de l'exploitation des gisements de pétrole et/ou de gaz vu qu'il présente des risques énormes. Lors du forage, on peut rencontrer plusieurs problèmes mécaniques et hydrauliques tels que les coincements, les pertes et les éruptions. Ces problèmes peuvent causer des catastrophes en matière de détérioration du matériel coûteux, perte de vie humaine et pollution de l'environnement.

Afin de pouvoir réaliser l'opération de forage en toute sécurité, le contrôle du puits est devenu l'un des domaines les plus actifs et les plus développés.

L'efficacité du contrôle d'un puits éruptif est liée directement aux compétences des intervenants sur le puits, ce qui ne peut pas être abouti que par la bonne formation du personnel à l'aide des nouvelles technologies et techniques de simulation. L'utilisation d'un simulateur de forage et de contrôle du puits est la méthode la plus représentative et la plus proche à la réalité.

L'Algérie, représentée par la SONATRACH comme tout autre pays pétrolier ; a lancé un projet qu'a pour but, l'amélioration des compétences et des réactions du personnels employés et responsables de l'activité de forage, et ceci par l'acquisition des simulateurs du type DrillSim 5000. Ces simulateurs offrent aux utilisateurs la possibilité de configurer plusieurs exercices en well control afin de maîtriser l'application des procédures de fermeture et des méthodes de contrôle.

Partie Générale

Chapitre 01 :

Généralités sur le contrôle du puits

1- Catégorie de contrôle :

1.1- le contrôle primaire :

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

1.2- le contrôle secondaire :

Quand la pression de fond devient inférieure à la pression de pores, il y a une intrusion du fluide de formation dans le puits. Cette intrusion ne peut être arrêtée qu'après la fermeture du puits en utilisant les équipements de sécurité et l'évacuation de la venue se fait par les méthodes conventionnelles à savoir la Driller's method et la wait and weight method.

1.3- le contrôle tertiaire :

Il représente la troisième ligne de défense pour le contrôle des venues qui consiste à utiliser les méthodes et procédures pour traiter les situations particulières de venue.

Les situations particulières en contrôle de venues sont :

- a) l'outil n'est pas au fond.
- b) le bouchage de la garniture.
- c) la garniture hors du trou.
- d) siffleur de la garniture.
- e) pertes de circulation.
- f) la pression annulaire supérieure à la pression maximale admissible.
- g) coincement de la garniture.
- h) migration du gaz sans expansion.
- i) opérations spéciales (stripping, snubbing,...). [1]

Une venue (kick) est définie comme étant l'intrusion d'un certain volume de fluide indésirable contenu dans les formations perméables traversées au cours du forage d'un puits, dès que la pression de fond devient inférieure à la pression de pores.

Il est extrêmement important de maintenir cet équilibre à tout moment durant la réalisation du puits, une perte temporaire de cet équilibre permettra, au fluide de la formation d'entrer dans le puits et de causer des problèmes.

2- Causes des venues :

Les venues peuvent être causées par :

- **Un défaut de remplissage du puits pendant les manœuvres de la garniture :** si le volume de boue pompé dans le puits pour le maintenir plein pendant l'opération de manœuvre de remonté ou le volume de boue retiré du puits pendant l'opération de manœuvre de descente est inférieur/supérieur au volume d'acier extrait/introduit, un déséquilibre ou une réduction de pression au fond aurait lieu et les fluides de la formation pénétreraient le puits.
- **Le phénomène de pistonage :**
 - Vers le haut Swabbing : ce phénomène se manifeste lors de la remonté de la garniture entraînant une dépression au fond du puits. cette dépression est d'autant plus importante que la vitesse de remonté est trop rapide, la densité et la rhéologie de la boue est élevée, le jeu entre le trou et la BHA est faible et enfin que l'outil est bourré.
 - Vers le bas Surging : il se manifeste lors de la descente de la garniture de forage entraînant une surpression au fond du puits. si cette surpression est importante, la pression de fond devient supérieure à celle de la formation et par conséquent elle peut provoquer une perte totale de boue qui pourra entraîner de son tour, une baisse suffisante du niveau de boue dans le puits et favorise la pénétration des fluides de formation.
- **Perte de circulation :** une perte peut provenir soit :
 - D'une filtration excessive de la boue dans une formation très perméable et/ou soumise à une forte différence de pression ;
 - Soit de la fracturation d'un niveau fragile provoquée par une densité excessive ou une surpression dynamique (vitesse de circulation élevée, descente du train de tige trop rapide)
Lors d'une perte totale, la pression hydrostatique diminue et si elle devient inférieure à celle de la formation, on aura une venue.
- **Densité de boue insuffisante :** la densité est le facteur le plus important pour le contrôle primaire du puits, si elle diminue en dessous de la densité d'équilibre, il y aura une venue. L'insuffisance de la densité peut être causée par :
 - Une sous estimation de la pression de pore

- Une diminution accidentelle de la densité de boue en surface
 - Une contamination de la boue par les fluides de formation
- **Les formations à pression anormalement élevées :** des formations à pression élevées peuvent être rencontrées en cours de forage. L'absence d'une barrière de perméabilité, l'augmentation du poids géostatique due aux sédiments représente la force essentielle de l'expulsion des fluides de ces formations. On dit qu'une formation est à pression anormalement élevée lorsque son gradient de pression est supérieur au gradient normal.

Gradient anormal > 0.105 bar/m

Ces formations sont souvent prévues et détectées par l'analyse détaillée des études sismiques avant de commencer le forage. Un autre moyen plus direct pour détecter ces formations à pression anormalement élevée consiste à observer la tendance des paramètres suivants :

- Vitesse de pénétration (ROP).
 - « d » exposant.
 - Température à la sortie de goulotte.
 - Torque et frottement.
 - Densité des argiles.
- **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. 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). [1]

3- Signes des venues :

- Signes précurseurs: La sécurité du puits dépend essentiellement de la détection rapide des signes précurseurs d'une venue, toutefois la détection d'un seul indice de venue n'est pas un indicateur définitif d'une venue, c'est la raison pour laquelle il est très important d'observer la tendance des autres signes.
- Signes positifs : d'une venue signifie une intrusion sûre d'un certain volume d'effluent dans le trou ce qui nécessite la fermeture rapide et immédiate du puits. Les signes positifs peuvent se manifester en cours de forage ou pendant les manœuvres :

Signes précurseurs	
Augmentation de la vitesse d'avancement	
Augmentation du torque et des frottements	
Diminution de la densité des argiles	
Taille, forme et volumes des cuttings	
Changement des propriétés de la boue	
Changement de la température de la boue à la sortie	
Diminution de D exposant	
Indices de gaz dans la boue	
Signes positifs	
Pendant le Forage	L'augmentation du niveau des bacs
	Le débit à la goulotte, pompes à l'arrêt
	L'augmentation du débit à la goulotte
Pendant les Manœuvres	La différence entre le volume de boue rempli et le volume d'acier extrait à la remonté $V_{\text{rempli}} < V_{\text{ext rait}}$
	La différence entre le volume de boue récupérer et le volume d'acier introduit à la descente $V_{\text{récupéré}} > V_{\text{introduit}}$

Tableau 01 : Signes positifs et précurseurs de venue

4- Situations pouvant masquer une venue :

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

- L'ajustement de la densité de la boue en cours de forage.
- Transfert de la boue en surface durant le forage.
- Perte partielle.
- Fuites dans les équipements de surface.
- L'utilisation d'équipements d'épuration mécaniques.
- Démarrage et l'arrêt des pompes de forage.
- Mal taré des alarmes. [1]

Chapitre 02 :

Procédures de fermeture et méthodes de contrôle

1- PROCEDURE DE FERMETURE :

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

- Les procédures de fermeture de puits ont été établies dans le but de :
 - Sécuriser le puits
 - Minimiser le volume de la venue.
- L'importance de la venue dépendent de :
 - La pression différentielle au fond du puits
 - La perméabilité de la formation
 - La nature de l'effluent
 - Temps écoulé avant la fermeture du puits.
- Les procédures de fermeture de puits sont :
 - SOFT
 - FAST
 - HARD

1.1- L'alignement du circuit :

Procédure de fermeture	L'alignement
SOFT	<ul style="list-style-type: none">• La vanne manuelle de la choke line ouverte• La vanne hydraulique de la choke ligne fermée• La duse hydraulique ouverte• Toutes les vannes de la ligne (en aval de la HCR) passant par la duse hydraulique, allant au séparateur doivent être ouvertes• Les autres vannes du manifold de duses fermées
HARD	<ul style="list-style-type: none">• La vanne manuelle de la choke line ouverte• La vanne hydraulique de la choke ligne 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 du manifold de duses fermées
FAST	L'alignement du circuit de contrôle est le même que celui dans la procédure HARD

Tableau 02 : Alignement de circuit (SOFT/FAST/HARD)

1.2- Procédure de fermeture en forage/manœuvre :

- SOFT :

• Venue en cours de forage :

- arrêter la rotation et donner l'alerte
- dégager la tige d'entraînement avec les pompes en marche et positionner le premier tool- joint au dessus de la table de rotation ;
- arrêter les pompes de forage et observer le retour de la boue, si positif :
- ouvrir la vanne hydraulique de la choke line
- fermer un obturateur (l'annulaire de préférence)
- fermer la duse hydraulique et avertir le superviseur
- noter le gain, relever les pressions en tête des tiges et d'annulaire et ploter leurs valeurs en fonction du temps.

• Venue en cours de manœuvre :

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

- HARD :

• Venue en cours de forage :

- arrêter la rotation et donner l'alerte
- dégager la tige d'entraînement avec les pompes en marche et
- Positionner le premier tool joint au dessus de la table de rotation
- arrêter les pompes de forage et observer le puits, si positif :
- ouvrir la vanne hydraulique de la choke line et avertir le superviseur
- fermer un obturateur (de préférence le pipe RAMS)
- noter le gain, relever les pressions en tête des tiges et d'annulaire et
- Ploter leurs valeurs en fonction du temps

• Venue en cours de manœuvre :

- Poser la garniture sur cales
- Installer la vanne de sécurité (safety valve) en position ouverte
- Fermer la vanne de sécurité
- Ouvrir la vanne hydraulique de la choke line
- Noter le gain et relever la pression en tête d'annulaire
- Fermer un obturateur (de préférence l'annulaire. [3])

1.3- Avantages et inconvénients :

Procédure	Avantage	Inconvénient
Soft	-Permet le contrôle et la surveillance de l'évolution des pressions en tête de l'annulaire et en tête des tiges durant la fermeture. - Eviter coups de bélier à la formation.	- Temps de fermeture assez long engendrant un gain important. -Risque de confusion durant son application
Hard et Fast	-Temps de fermeture court entraînant en gain faible. -Procédure de fermeture moins compliquée.	- Ne permet pas le contrôle de l'évolution des pressions à la fermeture. -Risque de coups de bélier Au niveau de la découverte.

Tableau 03 : avantages et inconvénients des méthodes de fermeture

2- METHODES DE CONTROLE :

La mise du puits sous contrôle nécessite la mise en œuvre d'une série d'opérations 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.

Afin d'y faire, plusieurs méthodes sont envisagées, les plus couramment utilisées sont la méthode de Driller's et celle du wait and weight qui seront bien expliquées dans ce qui suit, on cite aussi la Concurrent méthode, la Volumétrique Méthode et la Lubricating Techniques.

2.1- Driller's method :

C'est une méthode classique, la plus simple et la plus couramment employée, elle permet le démarrage rapide de la circulation et consiste donc à éliminer l'effluent de l'espace annulaire en circulant avec la boue de densité initiale **d1**, puis de la remplacer par la boue de densité requise **dr**. Cette méthode décomposée par deux phases :

- À circuler et évacuer la venue avec la densité initiale de forage, dite 1^{ère} circulation.
- À remplacer la boue initiale par une boue de densité suffisante pour équilibrer la pression de pores, dite 2^{ème} circulation. [10]

❖ Procédure de la mise en œuvre de la Driller's method :

1. Fermé le puits dès la détection d'un signe positif de venue.
2. Noter le gain, la profondeur actuelle et relever les pressions stabilisées en tête des tiges P_{t1} et en tête d'annulaire P_{a1}
3. Remplir la kill sheet.
4. **Première circulation :**
 - Ouvrir légèrement la duse et démarrer progressivement les pompes de forage par pallier jusqu'à atteindre le débit de contrôle réduit, en ajustant la duse pour maintenir la pression en tête d'annulaire constant et égale à la pression stabilisée en tête d'annulaire P_{a1} . Une fois que le débit est atteint, la pression en tête des tiges doit être égale en principe égale à la pression de refoulement initiale 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 constant et égale à la pression de refoulement initiale P_{R1} .
 - Arrêtés les pompes et fermer le puits. A la fin du cycle, puis reprendre la circulation si c'est nécessaire.

Après la fermeture du puits, doit être lire les mêmes pressions en tête de tiges et en tête d'annulaire. $P_t = P_a = P_{t1}$

5. **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 (Q_r), en ajustant la duse pour maintenir la pression annulaire constants ($P_a = C^{st}$) est égale à la valeur de la pression annulaire lors la fermeture en fin de la première circulation ($P_a = P_{t1}$).
- Continuer à circuler à débit constant et ajuster la duse pour avoir une pression de refoulement décroissante de la valeur P_{R1} jusqu'à la valeur P_{Rr} selon le graphe préétabli.
- Une fois la boue lourde atteint l'outil, continuer à circuler à pression de refoulement constante est égale à la pression de circulation final (P_{Rr}) jusqu'à l'arrivée de la boue de densité requise en surface.
On doit noter en principe une pression annulaire nulle $P_a=0$
- Arrêter la circulation, fermer la duse et observer les pressions en tête des tiges et en tête d'annulaire qui doit être nulles.
- Ouvrir le puits et continuer les opérations habituelles de forage après la conditionnement de la boue. [1]

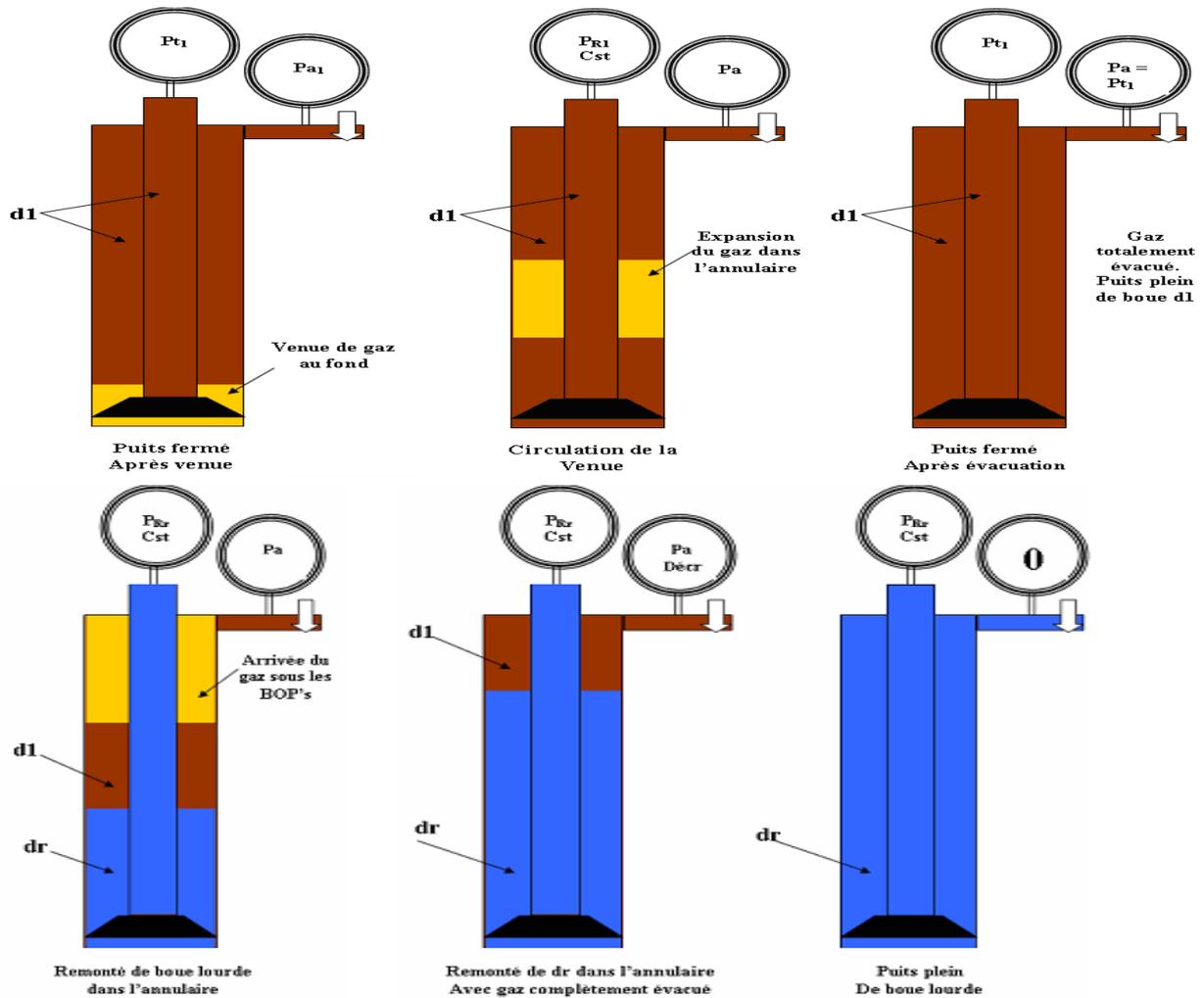


Fig.1- Schéma du puits : les deux circulation de la Driller 's method

❖ **Avantage et inconvénient de la méthode :**

➤ **Avantage :**

- Démarrage de contrôle juste après la constatation de signe positif de venue et la stabilisation des pressions.
- Simple application de la procédure.

➤ **Inconvénient :**

- Entraîne des pressions élevées dans l'annulaire qui peuvent provoquer la fracturation au point fragile.
- Génère de fortes pressions en surface et par conséquent l'exposition des équipements à ces pressions durant une longue période.
- Temps de contrôle élevé.
- Risque d'usure (washout) de la duse à cause de la longue durée de circulation.[1]

2.2- Wait and Weight method :

La Wait and Weight Méthode est une autre technique de contrôle de venues ayant le même principe de base que la Driller's méthode. La procédure de cette méthode consiste à évacuer la venue avec la boue de densité requise en une seule circulation.

❖ Procédure de la mise en œuvre de la wait and weight méthode :

1. Fermé le puits dès la constatation d'un signe positif de venue.
2. Noter le gain et relever les pressions stabilisées en tête des tiges P_{t1} et en tête d'annulaire P_{a1}
3. Remplir la fiche de contrôle (voir annexe).
4. Une fois la boue de densité requise étant prête. Ouvrir légèrement la duse et démarrer la pompe progressivement jusqu'à l'atteindre le débit de contrôle Q_r en ajustant la duse pour maintenir la pression annulaire constant ($P_a = Cst$) est égale à la valeur de la pression annulaire lors la fermeture en fin de la première circulation ($P_a = P_{a1}$).
Lorsque le débit de contrôle est atteint avec une pression annulaire maintenue constante, le manomètre de tiges doit être indiquer une pression de refoulement égale à la valeur de la pression initiale de circulation calculée (P_{R1})
- 5) Pendant le pompage de la boue de densité requise à l'intérieur de la garniture à débit constant, la pression de refoulement doit décroître selon le graphe préétabli de la valeur de la pression initiale de circulation P_{R1} à la valeur de la pression finale de circulation P_{Rr} lorsque la boue lourde atteint l'outil.
 - Continuer à circuler à débit constant et ajuster la duse pour avoir une pression de refoulement décroissante de la valeur de la pression de refoulement initiale P_{R1} à la valeur de la pression de refoulement finale P_{Rr} selon le graphe préétabli.
 - Durant la remontée de la boue lourde dans l'espace annulaire, continuer à circuler à pression de refoulement constante est égale à la pression de circulation (P_{Rr}) en ajustant la duse jusqu'à l'évacuation complète de la venue et le retour de la boue de la densité requise en surface.
 - arrêter la circulation, fermer la duse et observer les pressions en tête des tiges et en tête d'annulaire qui doit être nulles.
 - Ouvrir le puits et continuer les opérations habituelles de forage après le conditionnement de la boue. [1]

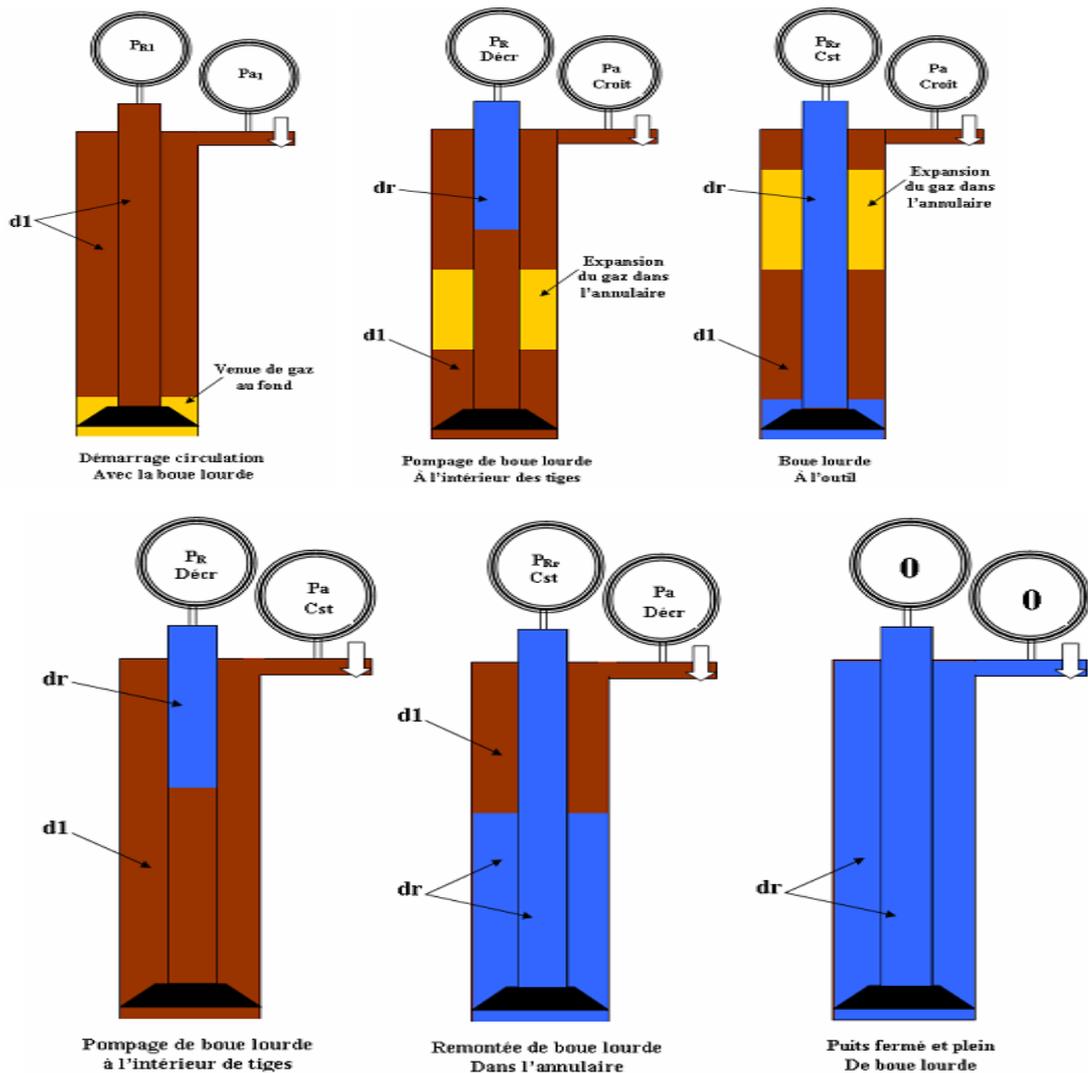


Fig.2- Schéma du puits : les deux circulations de la wait and weight method

❖ **Avantages et inconvénients de la méthode :**

➤ **Avantage :**

- Moins de risque de fracturation surtout pour des découverts très longs.
- moins de pression en tête d'annulaire durant le contrôle
- Moins de risque d'usure de la duse (washout) du fait que le temps de circulation est réduit.

➤ **Inconvénient :**

- Temps d'attente important pour préparer la boue de densité requise, d'où le risque de coincement et le bouchage de la garniture due soit par l'effet de décantation des cutting ou par des éboulements à cause de l'insuffisance de densité initiale pour maintenir la bonne stabilité des parois de trou et le collage due à la pression différentiel.
- Difficultés d'homogénéisation de la boue pour des volumes importants.

- Migration du gaz durant l'attente.
- Difficulté de prévoir le comportement du gaz dans l'espace annulaire.
- Présence de plusieurs fluides dans l'espace annulaire, qui empêché le suivie de l'évolution des pressions. [1]

2.3- Comparaison entre Driller's method et wait and weight method :

La Driller's méthode a l'avantage d'être extrêmement simple du fait que pour chaque phase du contrôle, il suffit de suivre La pression de référence et de la tenir constante. La Wait and Weight Méthode a l'avantage de contrôler la venue en un cycle, d'où l'évacuation du gain se fait à temps réduit. De plus, dans certaines conditions, elle diminue les surpressions exercées sur le sabot.

2.4- Volumetric method :

La volumetric method 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
- siffleur ou rupture de la garniture de forage [3]

2.5- Concurrent method :

Cette méthode est connue sous le nom slow weight-up méthode ou engineering méthode, elle est généralement utilisée dans des cas où les moyens de barattage sont limités (manque de stock, manque des bacs, etc.) Cette méthode consiste à démarrer le contrôle de la venue après la stabilisation de la pression. l'alourdissement de la boue se fait par palier durant la circulation, elle est plus compliqué que les autres méthodes de contrôle du fait de la présence de plusieurs densité a la fois a l'intérieur de la garniture; ce qui nécessite plus d'attention pour suivre l'évolution de la pression de refoulement durant le contrôle de la venue [3]

2.6- Lubricating technique :

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

Le principe de la technique consiste à maintenir la pression au fond constante en pompant un certain volume de boue par l'espace annulaire (kill line) et de purger un volume de gaz pour réduire la pression annulaire d'une valeur égale à la pression hydrostatique du volume pompé. [3]

Chapitre 03 :

Les équipements de contrôle

Les équipements de contrôle :

Le choix adéquat, l'utilisation correcte, la vérification et la maintenance périodiques des équipements de contrôle de venue sont d'une importance vitale pour la réussite de l'opération de la mise du puits sous contrôle dans un temps optimal et avec la moindre des dégâts. La description des équipements ainsi que leurs fonctions fera l'objet de ce chapitre.

1. Les obturateurs :

La fonction principale d'un obturateur est de permettre la fermeture rapide et immédiate du puits lors la constatation d'un signe positif de venue et au même temps la circulation sous Duse durant le contrôle pour évacuer la venue hors du puits. Un obturateur est défini par :

- Sa marque : Cameron, Shaffer, hydril.
- Type : U, SL, GK,...
- Dimension nominale qui correspond au diamètre minimale d'alésage, par exemple : 11", 13"^{5/8},...
- Série qui correspond à sa pression maximale de service : 3000, 5000psi,...

Il existe plusieurs types d'obturateurs, on cite :

1.1- Les obturateurs annulaires (BOP annulaire) :

il est situé au top de l'empilage des obturateurs. Ces obturateurs emploient une membrane en caoutchouc synthétique, qui permette :

- La fermeture sur n'importe quel diamètre de tige et même dans l'extrême sur un trou vide.
- Le stripping de la garniture de forage lors un venue en cours de manœuvre.

❖ Le principe de fonctionnement :

Le principe de fonctionnement décrit ci dessous est identique à tous les obturateurs annulaires. La fermeture est assurée par l'envoi d'huile sous pression dans la chambre de fermeture, entraînant le piston vers le haut, comprimant la garniture. Cette dernière étant plaquée vers le haut et vers le bas ne peut que se refermer vers l'intérieur. L'ouverture est effectuée par l'envoi d'huile sous pression dans la chambre d'ouverture, entraînant le piston vers le bas, la garniture élastique se décomprime et reprend sa forme initiale. Le retour d'huile vers le réservoir s'effectue par le côté opposé de la chambre. [4]

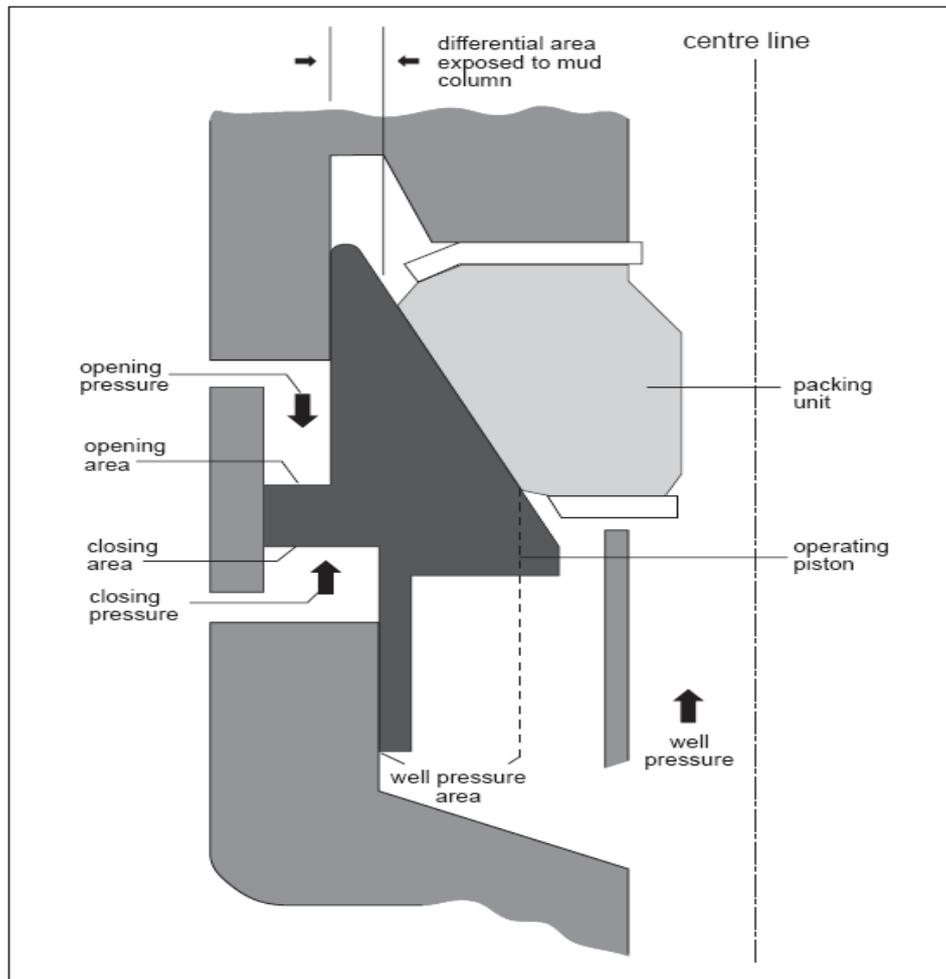


Fig.3- Principe de fonctionnement des obturateurs annulaires

1.2- Les obturateurs à mâchoires :

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

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

Les modèles les plus couramment utilisés sont :

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

❖ Le principe de fonctionnement :

Le principe de fonctionnement des obturateurs à mâchoires est identique pour tous les types, on prend dans ce cas le CAMERON type U pour illustrer ce principe.

- L'obturateur CAMERON type U :

Il est constitué d'un corps forgé comprenant :

- un alésage central vertical pour le passage des outils
- Un alésage horizontal dans lequel se déplace un jeu de deux mâchoires.
Chaque mâchoire est agrafée sur une tige de piston comportant au centre le piston de manœuvre (5)
- de chaque côté du corps :
 - ❖ Une bride intermédiaire (2).
 - ❖ un bonnet (3)
- deux pistons (9) et (10) solidaire du corps, centré par vissage de deux tiges, servant à manœuvre des bonnets, présentent les caractéristiques suivantes :
 - ❖ L'un (10) côté fermeture a un alésage central communicant par l'intermédiaire de sa tige au circuit fermeture.
 - ❖ L'autre (9) côté ouverture est pleine, le circuit débouche derrière le piston par deux ouvertures.
- Deux vis de verrouillage (8) permettent le blocage des mâchoires en position fermée (locking screw)

Ce système maintient les mâchoires fermées, même si la pression sur le dispositif de blocage est relâchée. La bride intermédiaire entre corps et bonnet dans laquelle coulisse la tige de piston est munie d'un joint à lèvres du côté puits et d'un joint "O" ring côté chambre de manœuvre du piston.

Entre ces deux joints se trouve une mise à l'atmosphère (ce qui permet la détection d'une fuite éventuelle) ainsi qu'un système supplémentaire d'étanchéité par injection de graisse plastique, à n'employer qu'en cas d'urgence.

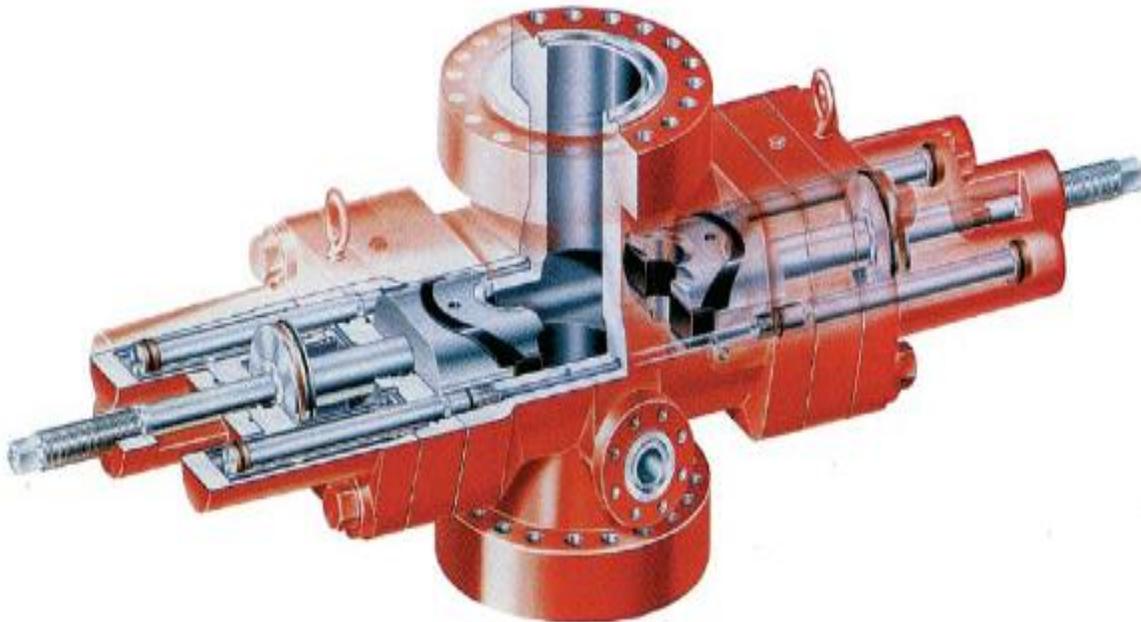


Fig. 4- Un obturateur CAMERON type U

La fermeture est effectuée par l'envoi d'huile sous pression à travers l'orifice de fermeture, l'huile passe à l'intérieur de la tige et du piston, arrive dans le cylindre central, pousse le piston vers l'avant, entraînant la mâchoire et assure l'étanchéité en fin de cours. Le retour d'huile, chassée par le mouvement de piston, s'effectue par le coté ouverture.

Pour ouvrir, l'huile sous pression est envoyée par l'orifice d'ouverture, passe par la tige du piston plein et arrive dans le cylindre de manœuvre, pousse le piston vers l'arrière entraînent la mâchoire. Le retour d'huile s'effectue par la coté de fermeture.

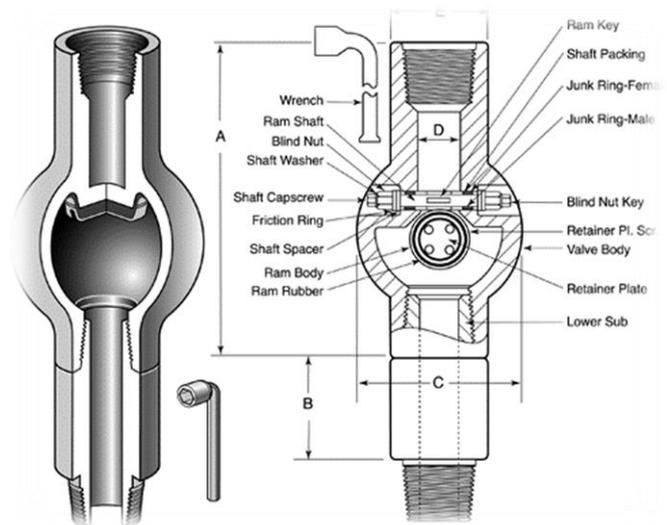
Le système hydraulique de l'obturateur Cameron type UII est conçu pour travailler sous une pression de 1500psi. Des pressions de 300 à500 psi sont normalement suffisantes pour le fonctionnement. En cas de nécessité, on pourra admettre dans le circuit de pression allant jusqu'à 5000 psi (Max W.P). [4]

1.3- Les obturateurs internes :

Ce sont des équipements qui permettent d'obturer rapidement la garniture de forage en cas de venue, par mis ces équipements fréquemment utilisés sont :

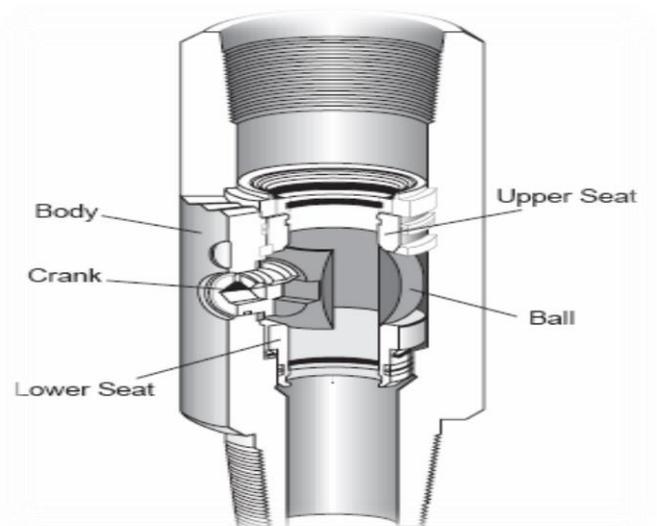
- ❖ Upper Kelly cock : C'est une vanne à fermeture rapide placée au sommet de tige d'entraînement.

Fig. 5- Upper Kelly cock



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

Fig. 6- Lower kelly cock



- ❖ Gray valve: C'est une vanne à clapet anti-retour, qui est maintenu ouvert grâce à un dispositif spécial. Elle est vissée sur la garniture lorsqu'une venue se manifeste. Il permet la circulation durant le redescend de la garniture, mais les inconvénients est la difficulté d'installer à cause de contre pression due à la retour du fluide a travers les tiges, ne permet pas le remplissage automatique de la garniture et empêcher le passage des outil et de câble de wire-line, etc...
Il faut prévoir les réductions nécessaires pour son vissage.

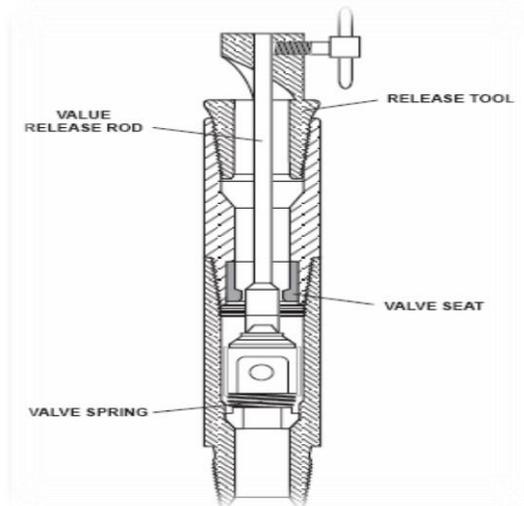


Fig. 7- Gray valve

- ❖ Float valve : Ce sont les soupapes classiques à clapet anti-retour placé au-dessus de l'outil qui empêchent tout retour de boue par l'intérieur des tiges.
 - Les inconvénients de ces équipements sont :
 - ✓ Surpression durant la descente.
 - ✓ Difficulté de lecture de pression en tête des tiges.
 - ✓ Risque de bouchage par colmatant.
 - ✓ Nécessite de remplissage de la garniture durant la descente. [4]



Fig.8- Float valve

2. Le circuit manifold :

2.1- Manifold des duses :

Le manifold de duses permet durant le contrôle d'appliquer une contre pression dans le puits à l'aide d'une duse réglable et de diriger le retour vers les bacs, le séparateur, la torche ou le bourbier

Etant donné les risques de bouchage et d'usure durant le contrôle, le manifold de duses doit être équipé au moins de deux duses réglables afin de permettre d'isoler une ligne défaillante et de basculer sur une autre pour continuer le contrôle. Sa pression de travail en amont des duses doit être égale ou supérieure à celle des obturateurs, par contre, la pression de la partie en aval est généralement d'une série inférieure

On trouve plusieurs types de duses :

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

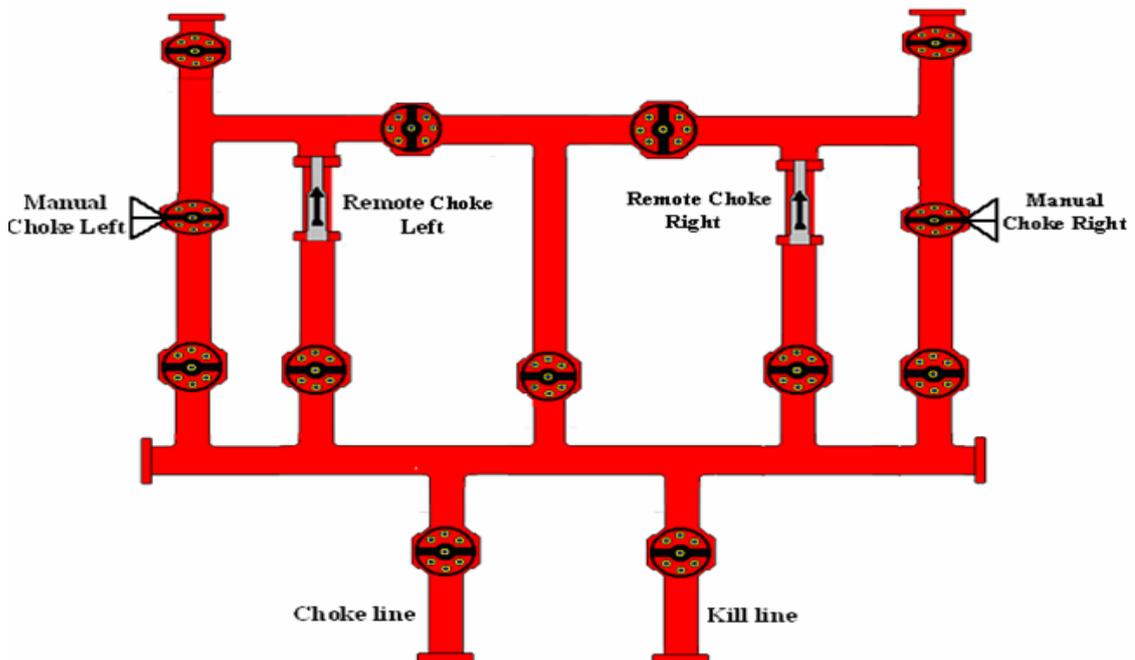


Fig. 9- Manifold des duses

- Choke panel :

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

- une pompe hydraulique principale
- une pompe à main de secours
- un réservoir d'huile

Sur le tableau de commande on trouve :

- un levier "air supply"
- un levier principal de commande marqué "open", "hold", "close" contrôle le mouvement du disque mobile.
- une vanne "hydraulic regulator" règle la vitesse de déplacement du disque mobile
- un "position indication" indique la fermeture approximative de la duse en pourcentage
- deux manomètres de pression (stand pipe et casing)

- un compte-coups de pompe
- un totalisateur de coups de pompe [1]



Fig. 10- Choke pane

2.2- Choke line :

C'est la ligne qui relie les obturateurs au manifold de duses. Sa pression de travail doit être la même que celle des obturateurs. Idéalement elle est la plus droite possible de manière à limiter au maximum les pertes de charges et les phénomènes d'érosion. Elle est équipée de 2 vanne situées le plus près possible de l'obturateur .Une de ces vanne peut être commandée hydrauliquement et à distance (HCR).

2.3- Kill-line :

C'est une ligne haute pression qui permet de pomper dans l'annulaire dans le cas ou on ne peut pas circuler normalement par les tiges de forage. Cette ligne doit se trouver branchée en dessous de l'obturateur à mâchoire utilisé pour contrôler une venue.

Toutes les vanne et les lignes de la kill-line doivent avoir une pression de travail égale ou supérieure à celle des obturateurs.

La kill-line ne doit en aucun cas être utilisée comme ligne de remplissage du puits. En effet une utilisation continuelle risque de provoquer une usure par érosion préjudiciable à son utilisation en cas de problème grave. [1]

3. Commande Hydraulique Des Obturateurs :

Les obturateurs sont à commandes hydrauliques. Une unité d'accumulateurs permet de stocker du fluide hydraulique sous pression de manière à assurer une fermeture rapide des obturateurs.

La mise en pression s'effectue à la fois par des électriques d'autres pneumatiques. Cette unité d'accumulateurs ainsi que le tableau de commandes des obturateurs doivent se trouver à une distance sûre du puits de manière à pouvoir être opérés rapidement et de manière adéquate en cas d'urgence. Un tableau de commande secondaire est généralement situé sur le plancher de forage à porté de min du chef de poste.

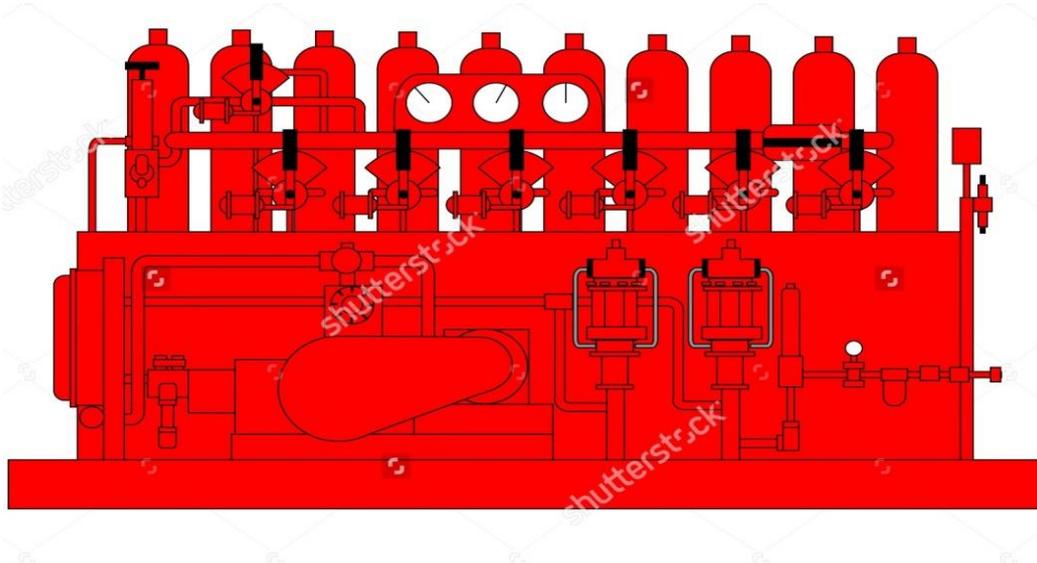


Fig. 11- l'unité Koomey

4. Panel de commande :

Plusieurs modèles existants dans l'industrie selon le type de commande. Les opérations peuvent être contrôlé à partir d'un panneau de commande à distance situé sur plancher de forage ou dans le dog-house. Un panneau auxiliaire de secours peut être placé en dehors du périmètre de sécurité.

Pour manœuvrer une fonction, la vanne maîtresse d'air doit être actionnée en même temps que la commande de la fonction correspondant pour manœuvrer la vanne à 4 voies en 3 positions sur l'unité principale. La position des vannes à 4 voies de l'unité est indiquée par des voyants lumineux vert ou rouge. [1]

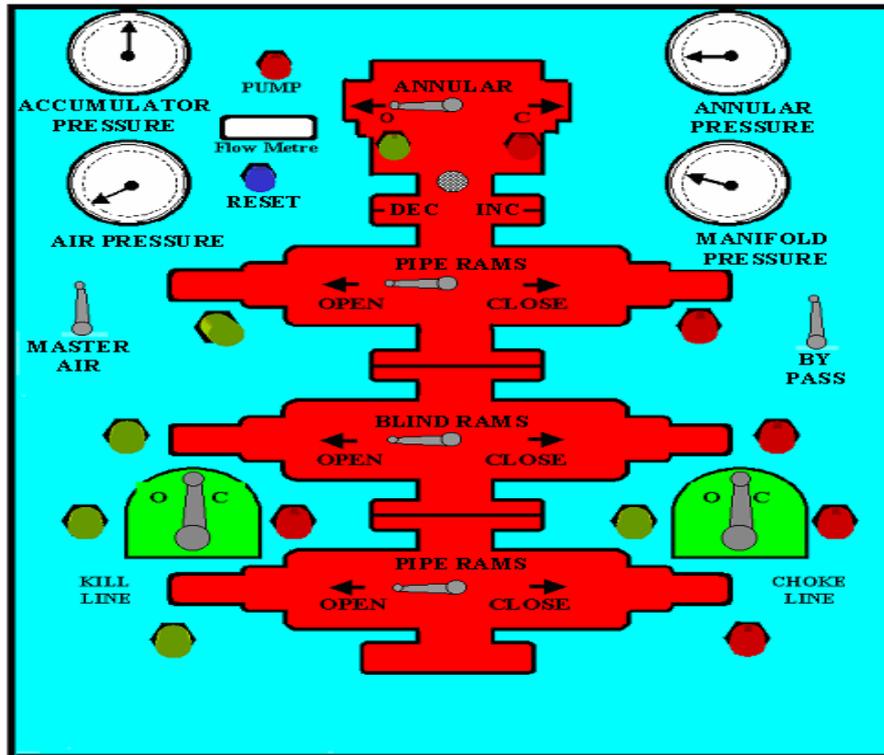


Fig. 12- panel de commande

5. Equipements de traitement de gaz :

- **Le Séparateur :** La boue gazée passe dans le séparateur où elle est dégazée par ruissellement sur les chicanes. La boue dégazée est récupérée en bac du séparateur alors que le gaz s'échappe à la partie haute par le vent line. Si la capacité du séparateur est dépassée, il faut diriger le gaz vers la ligne de torche pour éviter le retour de la boue gazée dans le circuit et ensuite fermer le puits en vue de réduire le débit de contrôle.
La pression régnant à l'intérieur du séparateur est égale aux pertes de charge produites dans la ligne d'évacuation (vent line).
- **Dégazeur :** Dans le cas où la teneur en gaz n'est pas trop élevée, soit parce que la venue de la formation est faible, soit parce qu'il s'agit de gaz résiduel après séparateur ou de gaz recyclé, etc.... la boue gazée est passée dans un dégazeur installé en parallèle sur le circuit.

La boue est injectée dans une enceinte où elle est en général soumise à un vide partiel. La boue se dégaze par ruissellement sur des chicanes et retourne dans le circuit. Une pompe à vide est utilisée pour créer la dépression dans l'enceinte et aspire la boue gazée. Une autre pompe centrifuge annexe assure la circulation de la boue dégazée vers les bacs. En général, ce type d'équipement est utilisé avec la boue à viscosité élevée dont l'extraction du gaz dans le séparateur vertical seule ne suffit pas. [1]

Partie spéciale

Chapitre 01 :

Analyse détaillée d'un rapport d'incident well control

Introduction :

Le risque d'avoir une venue en cours de forage ou de manœuvre représente depuis toujours une composante inévitable dans la réalisation d'un sondage pétrolier, même si que l'industrie pétrolière et précisément les spécialistes du well control développent toujours de nouvelles techniques pour le maîtriser. Un risque d'éruption est un événement accidentel se produisant sur un site industriel et entraînant des conséquences immédiates grave pour le personnel et les biens (perte des puits et d'équipements) ou l'environnement. Mais certains étaient plus marquants par leur ampleur, leur violence et leur conséquence.

Après la maitrise de chaque incident, un rapport détaillé doit être présenté par les intervenants sur le puits aux responsables, très souvent la compagnie qui possède le puits. Le rapport contient une explication de toute action prise, ce rapport sert comme référence ou « lesson learned » pour la réalisation des prochaines phases ou des puits offset, il permet aussi la détection des lacunes techniques et fonctionnelles du personnel et du matériel. Une analyse bien détaillée du rapport d'incident du puits TMK2 fait l'objet de ce chapitre. Cette analyse permet d'identifier les causes de la venue, les actions prises pour remettre le puits sous contrôle et l'approprie des méthodes utilisées.

1- Cas : Venue de gaz dans le puits TMK2/Illizi

Le puits TMK2 est prévu comme producteur de gaz dans le réservoir cambro-ordovicien. Il fait parti d'un programme de forage de développement complémentaire de gaz du réservoir cambro-ordovicien dans le bassin d'Illizi. Il atteindra la profondeur de 2450m,

❖ Localisation du puits :

Coordonnées	Géographique	UTM	Zs	Zt
X	09° 44' 43.84726" E	471 252,619 m	545,767	553,4
Y	28° 56' 00.93404"N	3 045 805,617 m		

Tableau 04 : Localisation du puits

❖ Data du puits :

- Profil : vertical
- Prospect : développement
- Réservoir visé : Cambro- Ordovicien
- Profondeur totale : 2450m

❖ L'objectif du sondage :

L'objectif du sondage et le développement du réservoir cambro ordovicien producteur du gaz dans le bassin d'Illizi. [6]

❖ Les phases de forage :

Phase	Forage (m)	Tubage	Sabot (m)	Densité de la boue sg	Cimentation
26''	0 à 50	18 ^{5/8}	50	1.05 -1.08	Jusqu'on surface
17 ^{1/2}	50 à 360	13 ^{3/8}	360	1.05 -1.08	Un seul étage
12 ^{1/4}	360 à 1045	9 ^{5/8}	1045	1.05 -1.08	Un seul étage
8 ^{1/2}	1045 à 2161	7''	2161		Un seul étage
6''	2061 à 2450	4 ^{1/2}		1.05 -1.08	Jusqu'on surface

Tableau 05 : les phases de forage

Depth	Stratigraphy	Lithology	Rock Description	CW	DST	Casing Profile	Drilling Fluids
9	CARBONIFERE	Westphalian				50m	WRM 1,05 - 1,08 sg
305		Namuran	Grès peu cimentés grossiers avec intercalations d'argiles			360m	WBM 1,05 - 1,08sg
430		Viseen C	Argile gris noires silteuses et micacées avec traces de sidérite et de pyrite			1045m	OBM 1,05 - 1,08 sg
719		Viseen B					
909		Tournaisien A	Constitué de calcaire et de marnes et d'argiles noires charbonneuses, niveaux de calcaires mameaux à ptéropodes riche en matières organiques				
1055	DEVONIEN	F2	Grès gris blanc à beige, fin à grossier de ciment, siliceux, argile gris foncé, silteuses, indurée présence de pyrite et de fossiles			2161 m	OBM 1,08-1,10sg
1336		F4					
1409		F5					
1441		F6 - C3					
1485		F6 - C2					
1519	F6 - C1						
1543	SILURIEN	F6 - B1	Argile gris foncée à noire, indurée pyriteuse, parfois carbonatée, présence de pyrite			TOL @2011m 2161 m	OBM 1,07-1,10 sg
1569		F6 - A					
1602		F6 - M2					
1632		F6 - M1					
1685		Silurian argileux					
2171	Cambro-Ordoviciens	MS2 (IV-3)	Grès gris très fin à moyen dur à compact siliceux à quartzique, argile noire, siliceuse indurée micacée			TD: 2450m	OBM 1,07-1,10 sg
2201		N-2					
2327		III-3					
2334		MS1 (III-2)					
2385		Unité II					
2450							

Fig. 13- Programme de forage

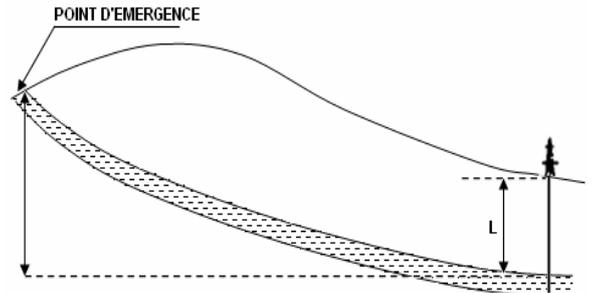
2- La stratigraphie des couches et le control :

En cours du forage d'une série stratigraphique, on peut rencontrer des formations qui présentent des anomalies. Ces formations sont soumises à une force géostatique causée par la compaction des couches superposées. L'intrusion des fluides initialement contenus dans la formation n'est possible qu'après la chute de pression de fond en dessous de celle de la formation (contrôle secondaire) pendant la traversée de ces formations par le forage.

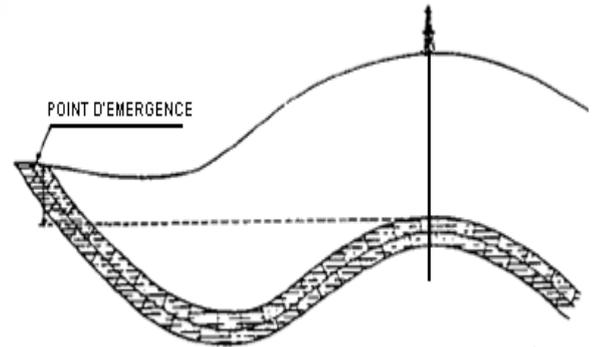
- Exemple des pressions anormales :

- **Puits artésiens**

a) L'anomalie de pression de formation provient du fait que le réservoir affleure à une altitude supérieure à la côte d'implantation du sondage.



b) L'anomalie de pression provient du fait que le réservoir affleure à une altitude inférieure à la côte d'implantation du sondage, c'est aussi le cas des réservoirs déplétés



- **Colonne d'hydrocarbure :**

La présence d'une formation gazéifiée provoque une anomalie de pression caractérisée par une surpression au toit du réservoir par le fait que la pression hydrostatique de l'eau est transmise à l'interface

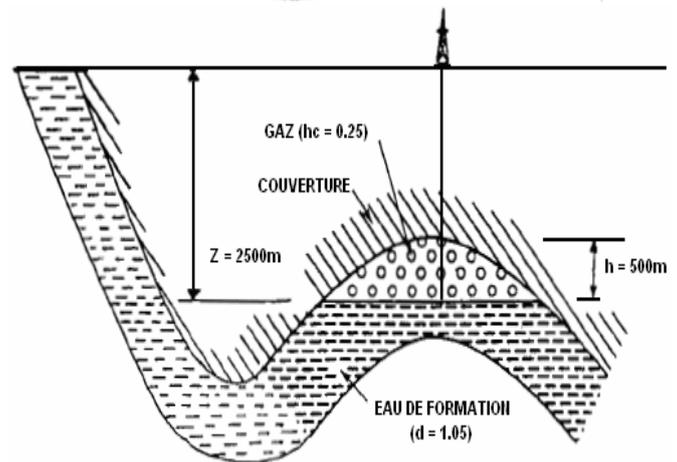


Fig. 14 - Colonne d'hydrocarbure

- **Forces tectoniques latérales :**

Les forces latérales peuvent engendrer des contraintes horizontales additionnelles qui augmentent la vitesse de compaction des argiles ce qui provoque une réduction du taux d'expulsion de l'eau et création d'une pression anormale

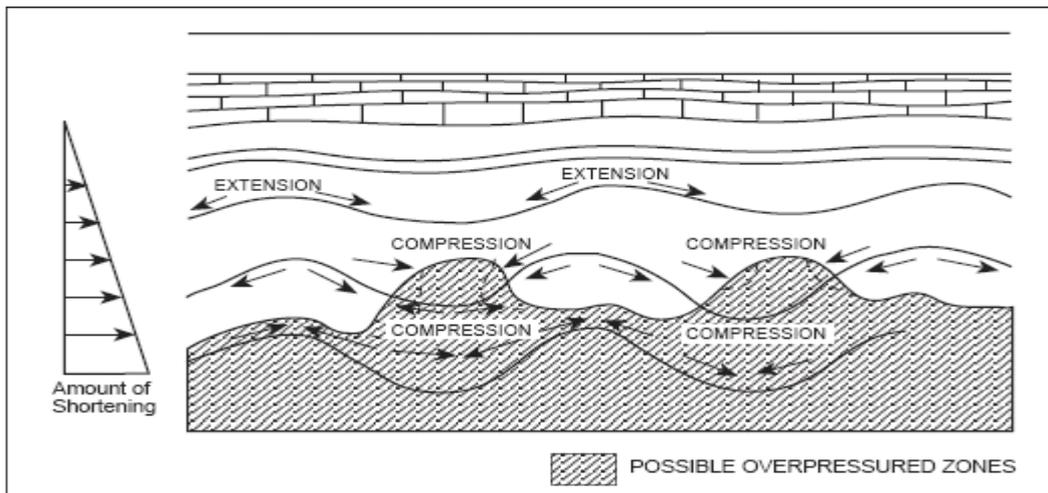


Fig.15 - Pressions anormales résultant des forces tectoniques

- **Relief et structuration :**

Sous l'effet des contraintes tectoniques, le soulèvement des formations contenant des fluides en présence d'une roche couverture imperméable, suivi de l'érosion des formations sus-jacentes pourrait conduire à des pressions anormalement élevées à faible profondeur.

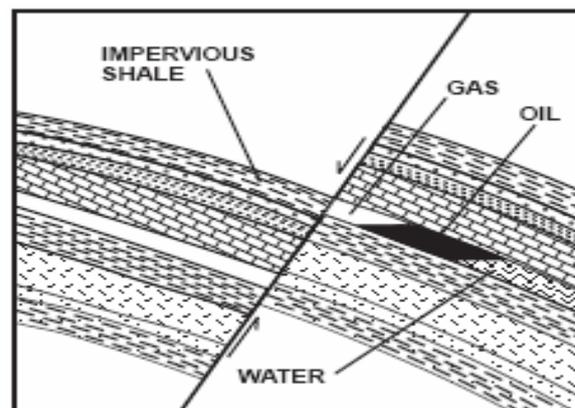
- **Bancs de sel et d'argile**

Durant le processus de sédimentation, les dépôts de sel et d'argile jouent le rôle d'une roche couverture empêchant ainsi le mouvement des fluides des formations sous-jacentes. L'augmentation du poids géostatique en présence de ce type de formations caractérisées par une perméabilité très réduite ou presque nulle peut générer des pressions anormalement élevées.

- **Les failles :**

Les failles résultant d'un état de contraintes combinées (contraintes verticales et latérales) ont généralement un effet de drainage facilitant ainsi la communication entre une formation profonde et une formation peu profonde. Cependant, la présence d'une barrière de perméabilité empêche la circulation des fluides et par conséquent la création des pressions anormalement élevées. [1]

Fig. 16 - Un piège d'hydrocarbure résultant d'une faille dans le bloc de droite est surélevé par rapport à celui du gauche

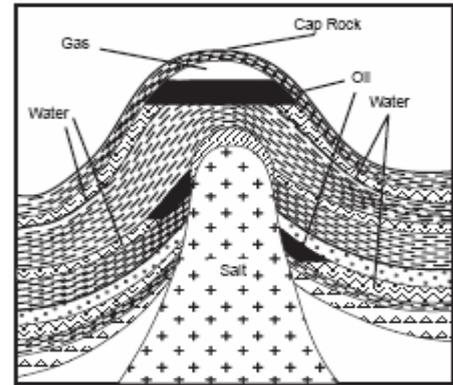


- **Diapir de sel ou d'argile**

Le diapir de sel ou d'argile est le résultat d'un fluage des formations sous-jacentes sous l'effet des mouvements tectoniques.

Le soulèvement des formations à une faible profondeur est toujours accompagné par une conservation de la pression de pores en présence d'une barrière de perméabilité. Souvent les dômes de sel entraînent la déformation des couches sus-jacentes

Fig. 17– Dôme de sel



- **La détection des formations à pression anormale :**

En général, ce type de formations est caractérisé par une vitesse d'avancement (ROP) relativement élevée. Le ROP est fonction des paramètres suivants :

- Le poids sur l'outil
- La vitesse de rotation
- La nature de la formation
- L'hydraulique
- Le type de l'outil
- La pression différentielle
- La porosité de la formation

L'augmentation de la vitesse d'avancement au cours du forage d'une formation à pression anormalement élevée est due principalement à la réduction de la pression différentielle (c à d la pression de la formation augmente alors que la pression exercée par la boue est maintenue dans l'intervalle K_a - K_p) et à l'augmentation relative de la porosité si tous les autres paramètres précédemment mentionnés sont maintenus constants.

Dans ces conditions, la réduction de la pression différentielle favorisera l'arrachement des cuttings et le nettoyage du front de taille, ce qui met en évidence l'effet sur la vitesse d'avancement. [3]

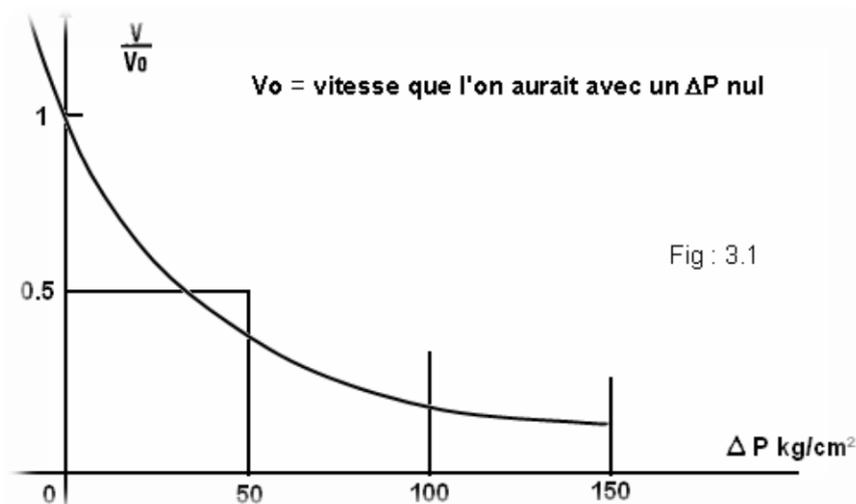


Fig. 18 – la pression différentielle en fonction du R

3- Description du problème survenue dans le puits TMK 2 :

❖ Venue de gaz :

TMK 2 est un puits de développement vertical, foré dans le champ de Bourarhat bassin d'Illizi. La profondeur du puits (TD) = 2450m dans le réservoir Cambro-ordovicien.

Au moment de l'incident, un tubage 9^{5/8} était cimenté à la profondeur 1025m. Le sabot de tubage 9^{5/8} n'a pas subi un test SBT (Shoe Bound Test) . Le découvert 8^{1/2} a été foré jusqu'à la profondeur 1749m avec une boue à base d'huile de densité 1,08 sg.

- Lors du forage de la phase 8^{1/2} de la cote 1026m à 1749m le ROP a été diminué, un volume de HI-Vis (un polymère) était pompé et circulé pour nettoyer le découvert (Trip Out).
- Une Slick BHA (sans stabilisateurs) était descendu dans le puits, tout en attendant l'arrivée du stabilisateur du contractant. .
- A 498m un gain de 4 m³ était noté durant les manœuvres de descente, BOP est fermé à SICP=A_{annulaire}= 850 psi
- La première circulation était faite à travers le choke manuel (manifold), et le gain passait rapidement de 4 m³ à 21 m³ donc le puits a été fermé à 3:30h (procédure hard)
- A 17:00h, la pression de fermeture en tête des tiges Pt1= 450 psi et la pression de fermeture en tête de tubage Pa= 1250 psi.

Avant d'entamer le contrôle, un pre job Safety meeting a été organisé en présence de tout le personnel du chantier afin de leur informer du plan d'action du contrôle du puits. Après avoir délégué à chaque personne la tâche à effectuer, la Driller 's méthode était choisie.

- Le premier cycle : une circulation à travers le manifold avec une densité de 1,09 sg pour évacuer l'effluent. Le premier cycle a continué jusqu'à 22:00 h et l'observation a confirmé la présence du gaz à 100% sur la ligne de la torche. Un retour de boue après 31 m³.
- Fermeture du puits et relèvement des pressions Pt1 = Pa1 = 0psi
- Réaliser un flow check= le puits est stable mais il était décidé de continuer la circulation puits fermé et d'augmenter la densité de 1,08 sg à 1,12 sg.
- A 18:00 h, la pression annulaire (casing) atteint 1250 psi et demeure constante. Le retour était 100% gaz
- A 20:00 h, la densité de boue se stabilise à Din (dans le bac actif) = Dout (dans le bac de décantation) = 1,08sg.
- BOP fermé, chokes fermés Pt=Pa=0 psi
- NPT= 39h 15min [6]

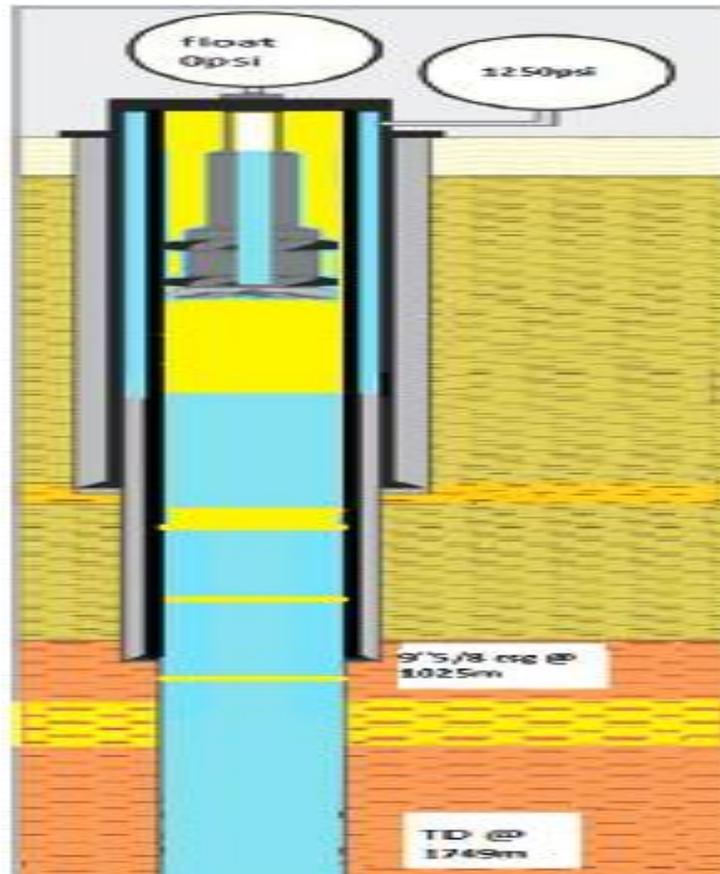


Fig. 19- Schéma descriptif de l'état du puits

4- L'ordre chronologique de l'opération Well Control :

Afin de remettre le puits sous contrôle, les opérations suivantes ont été effectuées par l'équipe du chantier.

- **1^{er} Jour :**

3 :15 h

- Forage normal dans le découvert 8^{1/2} à partir de la cote 1025m du sabot de tubage 9^{5/8}.
 - Après avoir diminué le ROP ; il était décidé de remonter la garniture et changer l'outil et le stabilisateur à cause de la corrosion excessive.
 - Durant la remontée de la garniture plusieurs flow check sont réalisés avec aucun signe de pistonnage ou de venues.
 - Durant la descente de la garniture, à 498m l'équipe a noté un gain de 4m³. Fermeture du puits avec la méthode Hard.
- ❖ Procédure de fermeture Hard en manœuvre :
- Le chef de poste donne l'alerte, un coup long de 30 secondes.
 - Le chef de poste pose la garniture sur les cales

- Les opérateurs de plancher placent la vanne de sécurité en position ouverte (safety valve)
- Le chef de poste ferme la vanne de sécurité et les pipes rams (fermeture sur les tiges)
- Il ouvre la vanne hydraulique du choke line et avertit le superviseur.
- Le second de poste rejoint le manifold de duse et attend les instructions
- Le chef mécanicien arrive devant le koomey pour une intervention éventuelle
- Les agents non concernés se regroupent dans le point de rassemblement.

- Les pressions de fermetures Pt1 = 0 psi et Pa1= 850 psi

3 :30h

- L'équipe a essayé de circuler de gaz à travers le mud gaz separator mais le gain a augmenté de 4 à 21 m³

4 :30h

- fermé le manifold : Pt1= 750 psi et Pa1= 1200 psi

6 :00h

- des ingénieurs well control venaient d'un autre chantier pour assister l'opération.

9 :00h

- des spécialistes en well control arrivaient :
 - ✓ vérifier tous les équipements WC
 - ✓ demander de verrouiller les pipes rams fermé, pour sécuriser le puits en cas ou le contrôle avec BOP ne fonctionne pas.
 - ✓ Ils ont trouvé que le choke hydraulique était bloqué
 - ✓ Ils ont demandé d'installer un manomètre sur le choke manifold pour lire les pressions du stand pipe en cas de l'utilisation du choke manuelle
 - ✓ Nettoyer le plancher et son entourage en attendant l'arrivée de l'assistance de HMD.

16 :00h

- L'équipe d'assistance arrive sur chantier.

17 :00h

- Un safety meeting se déroulait avec l'équipe technique pour :
 - ✓ discuter avec l'équipe HSE
 - ✓ décider d'utiliser Driller's Method pour le contrôle
 - ✓ deviser les tâches sur le groupe d'intervention.

17 :30h

- un safety meeting avec tout le personnel sur chantier.
- Enflammer la ligne de torche.

18 :30h tout le personnel a pris place pour commencer l'opération du contrôle.

- commencer par purger la pression en tête de tige de 750 psi à 0 psi
- circuler le volume annulaire pour l'évacuation du bouchon avec la boue initiale d_1 à débit réduit $Q_r = 247$ l/min, avec une pression de refoulement $P_r = P_{R1} = 42$ bars par l'ajustement de la duse pour maintenir la pression de refoulement constante.
- Utiliser le choke hydraulique pour confirmer le problème du plugging, le choke hydraulique n'est pas bloqué
- Recommencer le pompage de boue dans le puits avec Driller's method
- Avoir un retour de boue sur la ligne de torche après le pompage de 31m^3 de boue
- Circuler à travers le mud gas separator et continuer pour évaluer les pertes (pas de perte/ pas de gain), circuler jusqu'à avoir $D_{in} = D_{out} = 1,08$ sg
- Arrêter les pompes et fermer la duse.
- Observer les pressions en tête, après la stabilisation : $P_{a1} = P_{t1} = 0$ psi

20 :00h

- Extension du flow check, puits stable

20 :30h

- Continuer la circulation avec la boue initiale en même temps, préparer 20 m^3 de boue de densité 1,12 sg (l'utilisation de cette boue est pour assurer une marge de sécurité durant la descente de garniture au sabot)

21 :30h

- remplacer la boue initiale par l'injection de la boue de densité requise
- Flow check : puits stable
- ouvrir BOP, Flow check : niveau stable

23 :15h

- commencer l'opération de descente jusqu'au sabot 1025m.

• **IIème jour :**

01 :15h

- Au sabot $9^{5/8}$, fermé BOP et circuler pour déplacer la boue de 1,08sg par 1,12sg
- Avoir un autre gain de 11m^3

07 :00h

- ❖ Circuler et homogénéiser la boue à 1,12sg
- ❖ Descendre la garniture dans le open hole, tag à 1652m
- ❖ Fermé le BOP et circuler jusqu'à avoir $D_{in} = D_{out} = 1,12$ sg.

Rapport de l'incident :

L'incident a eu lieu à 03:15 h, le puits était fermé immédiatement et l'incident était reporté à HMD DOF à temps. Boots and Coots était informé à 05:30 h. La fermeture du puits était faite par la procédure Hard qui est la procédure standard utilisée par Sonatrach et la remise du puits sous contrôle était fait par La driller's method. Le temps total du contrôle : 39 heures et 15 minutes. [6]

5- Analyse, recommandation et commentaires sur l'opération du contrôle :

4.1- Causes de venue :

La cause principale de l'incident est identifiée comme : **Venue induite/ provoquée**, l'opération de remplissage était médiocre (un mauvais remplissage du puits durant les manœuvres de remontée).

La pompe du trip tank s'arrêtait plusieurs fois sans être réparée donc le volume de boue ajouté n'était pas adéquat au volume d'acier extrait. Durant la remontée, la trip sheet était respectée jusqu'à l'arrivée au top du BHA quand la pompe du trip tank s'arrêtait.

$$V \text{ d'acier extrait} = V \text{ boue pompé} = \text{Steal Volume (L/m)} \times H(m)$$

- ❖ Remontée de 328m à 216m HWDP 5'' avec aucun remplissage, le volume d'acier = volume de boue qu'il fallait pomper = **1049 litres**

$$V_1 = 9.36 \times (328 - 216) = 1049l$$

- ❖ Remontée de 216m à 150m : pompage de **620l** du trip tank, alors qu'il fallait pomper un V de boue = **1145l**

$$V_2 = 17.45 \times (216 - 150) = 1145l$$

- ❖ Remontée de 150m à 67m : sans pompage, le V d'acier qu'il fallait pomper = **1444l**

$$V_3 = 17.45 \times 83 = 1444l$$

- ❖ Remontée de 67m jusqu'au surface : pompage de **510l** du trip tank alors qu'il fallait pomper = **1165l**

$$V_4 = 17.45 \times 67 = 1165l$$

Donc le volume total manqué est :

$$V \text{ manqué} = 1049 + (1145 - 620) + 1444 + (1165 - 510)$$

$$V \text{ manqué} = 3674 \text{ litres} \quad [11]$$

$$\text{❖ Mud level drop} = \frac{\text{Volume de boue manqué en L}}{\text{capacité dde tubage en L/m}} = \frac{3647}{38,18} = 96\text{m}$$

❖ Diminution de la pression au fond:

$$\Delta P = H \times d \times 1,42 = 96 \times 1,08 \times 1,42 = 147 \text{ psi}$$

Le tableau suivant montre les moments critiques ou on peut avoir une venue :

Formation	Stage	Top du réservoir M	Pression hydrostatique avant la chute Bar P1	Chute de pression au top du réservoir Bar P2	Densité équivalente au top du réservoir
DEVONIEN	F ₂	1055	111,67	101,54	0,981
	F ₄	1336	141,42	131,29	1,002
	F ₅	1409	149,15	139,02	1,006
	F ₆ -C ₃	1441	152,53	142,41	1,008
	F ₆ -C ₂	1485	157,20	147,07	1,010
	F ₆ -C ₁	1519	160,80	150,67	1,011

Tableau 06 : chute de pression par formation

Le puits n'était pas totalement rempli, ce défaut de remplissage a causé une chute de pression hydrostatique égale à 147 psi = 10,13bar. Cette chute a engendré un déséquilibre entre la pression de fond et la pression de pore, cette dernière est devenue supérieure ce qui a permis l'intrusion du fluide contenu dans la formation (venue). L'effluent venait du dévonien, ce dernier n'était pas cimenté parce qu'il n'était pas totalement foré.

Le graphe ci-dessous montre le profil de la pression dans le puits :

P1 : La pression hydrostatique si le puits était conformément rempli de boue durant les manœuvres (pas de risque de venue)

P2 : La chute de pression hydrostatique dans le puits à cause du défaut de remplissage (favorise la venue)

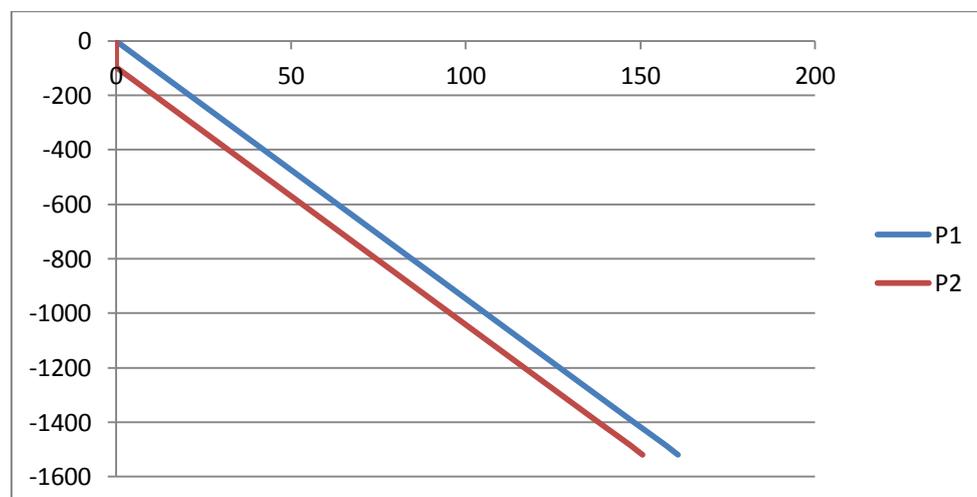


Fig. 20- la pression hydrostatique avant et après le drop off

En plus du mauvais remplissage qui a initié l'intrusion du gaz dans le puits, le forage à travers des formations contenant du gaz présente toujours un risque de venue pour le foreur. Le puits est d'abord un puits producteur de gaz dans le Cambro-ordovicien qui se trouve juste au-dessus du Dévonien et du Silurien.

Le découvert 8^{1/2} qui s'étendait le long de ces deux formations (Dévonien/Silurien) subissait un déséquilibre entre la pression hydrostatique exercée par la boue et la pression de la formation à cause de la baisse du niveau de la boue dans le puits. Par conséquent, le réservoir F₂ du Dévonien qui est gréseux et tendre commençait à débiter. Ce réservoir présentait des risques probables dès la réalisation du programme de forage, et il était nécessaire de rassurer qu'il soit foré avec une densité suffisante pour maintenir les fluides qu'il contient en place. Du fait, la baisse du niveau de boue à favoriser son débit.

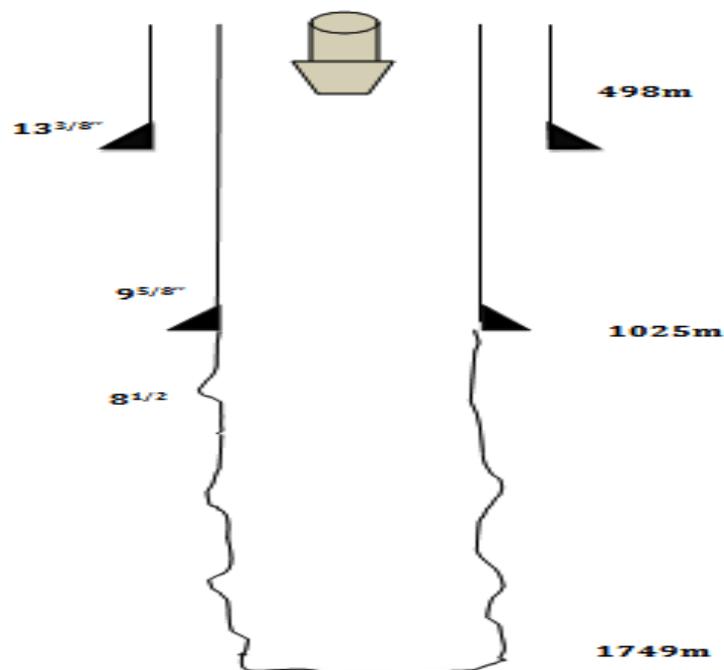


Fig. 21- l'état du puits au moment de l'incident.

4.2- Détection de la venue :

La chute du niveau de boue dans le puits dû au mauvais remplissage durant la remontée était compensée par le volume extérieur de la safety string introduite lors de la descente donc le volume du gain était masqué. Le puits était partiellement rempli de boue à base d'huile de densité = 0.08 sg et l'effluent de la venue est le gaz, ce dernière dessous dans la phase huileuse créant un nouveau mélange liquide et il est très difficile de détecter la présence du gaz dans la boue dans ce cas.

à cause de la migration du gaz vers la surface, un 4 m³ de gain étaient notés lorsqu'il s'étendait en atteignant son point de bulle. [2]

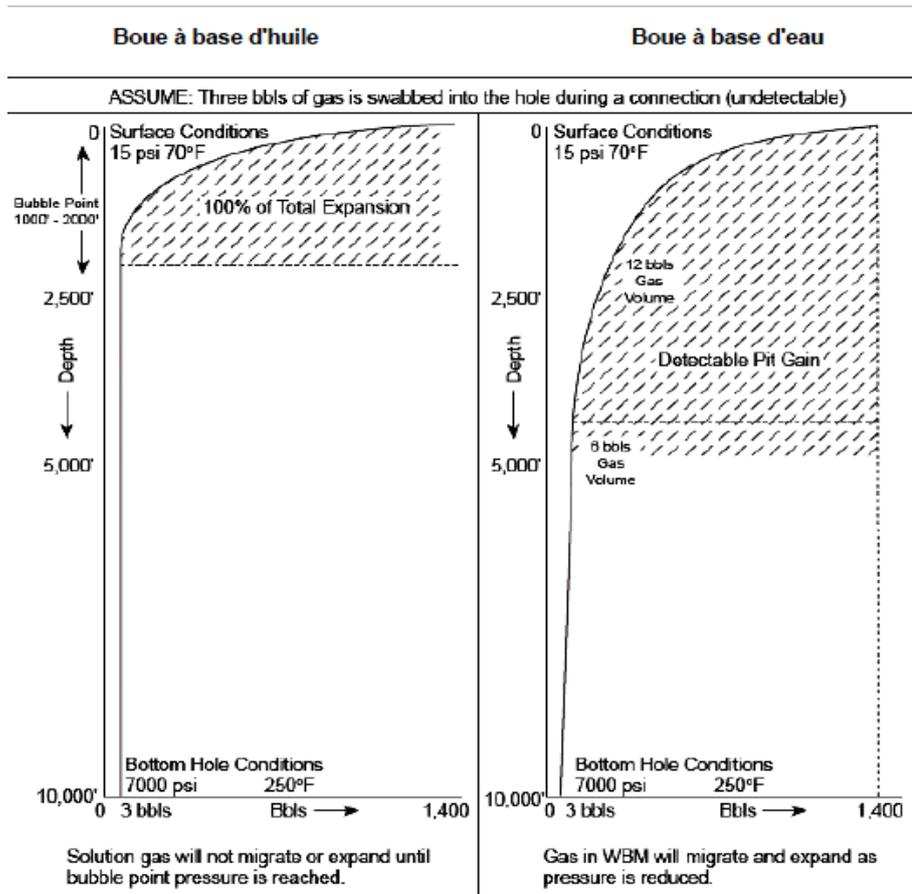


Fig. 22- comportement du gaz dans la boue

Les deux graphes montrent que lorsqu'on travaille avec une boue à base d'eau l'expansion du gaz se fait graduellement ce qui donne au foreur du temps pour fermer le puits et maîtriser la venue, alors que lorsqu'on travaille avec une boue à base d'huile, le gaz se dissout dans la phase d'huile et ne peut pas être détecté surtout s'il est en petite quantité, et une fois qu'il atteint son point de bulle à l'approche de la surface, il s'étend brusquement donnant au foreur un temps très court pour fermer le puits ce qui augmente les dégâts que peut causer la venue. [1]

4.3- Fermeture du puits :

Dès la constatation du signe positif de la venue (augmentation du niveau des bacs) l'équipe a fermé le BOP et a essayé de circuler la venue à travers le manifold ce qui n'était pas efficace. Ils n'ont pas pu garder une pression de fond constante durant l'opération du contrôle ce qui a engendré un gain additionnel de 21 m³. Ce gain est obtenu à cause de la mauvaise surveillance de la situation, l'ouverture du choke doit être toujours suivie par l'application d'une Back up pression pour minimiser l'effluent.

Pour éviter toute venue additionnelle au cours du contrôle, la méthode implique le maintien durant toute l'opération, au niveau de la couche d'une pression (Pfond) constante et légèrement supérieure à la pression de gisement, telle que :

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

$$\text{Soit : } P_{\text{fond}} = \frac{Z \cdot d1}{10,2} \times Pt1 + S$$

La valeur de S dépend des conditions du puits, on admet dans les cas usuels une valeur d'environ 5 Kg/cm³ par 1000m de profondeur. [1]

La figure suivante montre l'évolution de la pression en tête des tiges pendant la période de fermeture du puits (cas d'un effluent gazeux)

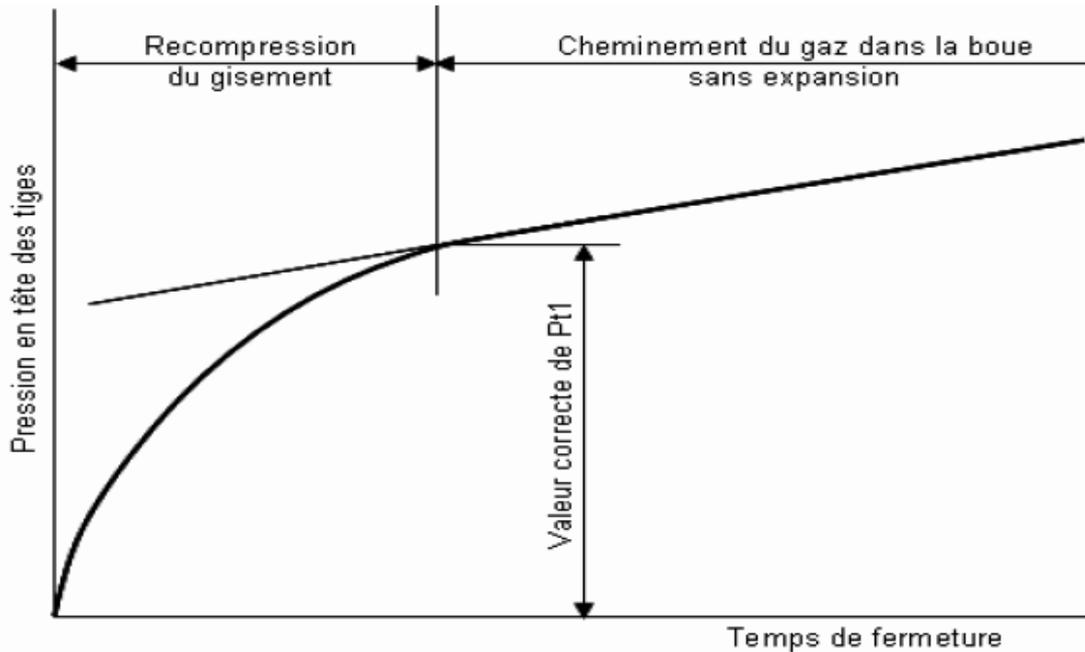


Fig. 23- L'évolution de la pression en tête des tiges.

4.4- Contrôle du puits :

La détection du volume de gaz s'est fait en cours des manœuvres de descente, il est impératif de tout mettre en œuvre pour redescendre l'outil le plus près possible au fond. En effet, un essai de mise sous contrôle par circulation, outil éloigné de fond et c'est ce que l'équipe du chantier a fait (circulation de la venue, outil 1251m loin du fond) ; présente des risques d'échec considérables : si l'on ferme le puits, l'effluent provenant du gisement se trouvant entre l'outil et le fond :

- Les pressions lues en tête des tiges et l'espace annulaire sont égales
- La composition du mélange situé sous le trépan est inconnue

Dans ces conditions, il est impossible de déterminer la pression du gisement et la densité requise de la boue, l'équipe du chantier a ignoré ces risques et a décidé de circuler la venue quand même, ce qui a engendré un autre gain.

- **Le Stripping** : est une technique qui permet en cas de venue avec garniture loin du fond, de redescendre la garniture au fond (puits fermé) en gardant la pression de fond constante.

Pour maintenir la pression de fond constante, l'opération du stripping consiste à purger à pression annulaire constante un volume de boue égale au volume correspond à l'augmentation de pression annulaire due à la migration de gaz. [10]

La réalisation pratique de cette opération dans notre cas, s'avère délicate pour les raisons suivantes :

- Il était impossible de déterminer la position exacte du bouchon de gaz
- Le personnel manque de formation
- Le manque des équipements nécessaires pour la réalisation de l'opération.
- Le BOP annulaire est défailli donc la réalisation du stripping à l'aide de ce BOP n'est pas possible ce qui nécessite l'utilisation des pipes rams
- L'absence d'un lower pipe rams dans l'installation des BOP. La réalisation de l'opération du stripping à l'aide des pipes rams nécessite l'ouverture et la fermeture simultanée des deux pipes rams (upper/lower) pour assurer que le puits reste fermé pendant le passage des tool joints.
- Et même si l'appareil disposait de ces équipements, le stripping n'est pas vraiment conseillé vu que la garniture est à 498 et il faut la descendre à 1749 m et l'opération va prendre longtemps ce qui peut engendrer un nouveau gain

6- Recommandations :

- Il est obligatoire de suivre la feuille des manœuvres rigoureusement spécialement, quand la BHA arrive à la surface (plus de volume d'acier à remplir).
- L'inspection visuelle périodique des équipements est obligatoire. Il est bien recommandé d'effectuer une circulation à travers les équipements de contrôle avant de forer en dessous de chaque sabot afin d'identifier la présence d'un problème dans les équipements.
 - BOP : la float valve purgeait de la pression
 - Duse hydraulique : était bloquée
 - Pas de safety valve supplémentaire en cas d'endommagement
 - La pompe du trip tank s'arrêtait plusieurs fois sans qu'aucune personne n'intervienne.
- La Driller's method est la plus simple à réaliser mais il faut toujours analyser la situation et confirmer que c'est la méthode appropriée pour cette situation.
- Il faut tester les connaissances du personnel responsable du contrôle périodiquement, le fait qu'ils soient certifiés n'implique pas leurs compétences.
- Le personnel du chantier doit être certifié en well control, chacun avec le niveau qui convient avec ces responsabilités. La certification est un outil qui permet de réduire le risque lié à l'incompétence du personnel. Elle repose sur plusieurs méthodes d'apprentissage, la plus efficace parmi ces méthodes est celle qui utilise la simulation des incidents à l'aide des simulateurs, ordinateurs et équipements spéciaux pour le training.

Chapitre 02 :

Simulation d'un exercice en well control

Introduction :

Le well control est l'un des plus importants piliers du domaine technique de forage. Il doit être traité d'une manière particulière afin de répondre aux soucis de sécurité, de prévention des vies humaines, des équipements et de l'environnement.

L'incompétence, l'ignorance et la panique des intervenants sur le puits au moment de l'incident, sont très souvent l'origine des catastrophes. Un personnel mal entraîné et peu familiarisé sur les procédures et les méthodes de contrôle peut aggraver la situation, d'où la détection rapide d'une éruption ainsi que la prise des actions correctes doivent être bien maîtrisées par le personnel concerné.

Malgré qu'on ne puisse pas toujours ramener le contrôle jusqu'à son conclusion sans assistance, plusieurs situations ont prouvé qu'on pourrait éviter certaines éruptions si le personnel concerné a pris des mesures immédiates et adéquates au préalable.

Pour assurer que notre personnel soit capable de maîtriser toute situation en well control, les connaissances du nouveau personnel doivent être instruites aux problèmes et celles du personnel qui a plus d'expériences doivent être rafraîchies périodiquement. C'est le but de la certification well control.

A cet effet, un centre de simulation au siège de IAP/Boumerdes a été mis en activité dans le cadre de former tout le personnel SONATRACH et ses associés ainsi, ceux des compagnies de services. La formation est assurée sur un équipement moderne qu'est le simulateur de forage DS 5000 full size.

Le rôle de ce simulateur dans cette formation est essentiel du fait qu'il permet de simuler des exercices pratiques rapprochés au maximum de la réalité permettant ainsi à chaque intervenant de détecter les signes précurseurs et positifs en cas de venue, de réagir d'une manière efficace et de maîtriser ce genre de situation.

Ce chapitre explique le but de la certification well control et ces niveaux, il présente aussi bien le simulateur DrillSim5000 utilisé pour la formation du personnel, et présente les résultats obtenus lors de la configuration d'un exercice de well control sur ce simulateur.

1. La certification well control

C'est un entraînement assuré par l'IWFC (International Well Control Forum), qui a pour but l'amélioration des compétences du personnel dans le domaine de la maîtrise des risques dans l'industrie pétrolière (On shore/ Off Shore). La certification permet au personnel du chantier d'apprendre les techniques nécessaires du management de l'incident tout en évitant la mise en danger la vie humaine, de l'environnement et du matériel.

Après la complétion du training, le personnel doit être capable d'exécuter ses responsabilités et de minimiser le risque d'un incident grave et des conséquences qui l'associe.

L'une des plus efficaces méthodes utilisées dans le training est le " Scenario based training event " qui signifie l'utilisation de la simulation réelle des événements pour l'apprentissage, la simulation se fait généralement avec des simulateurs de différentes dimensions.

La certification comporte 5 niveaux, les niveaux dépendent de la responsabilité des internes:
[9]

Niveau	Personnel concerné
1	Toutes les personnes qui font partie du projet de puits
2	L'équipe des opérations
3	Les opérateurs d'équipements
4	Les superviseurs
5	Les ingénieurs et les autoritaires

Tableau 07 : les niveaux de la certification WC

2. Le simulateur DrllSim 5000 :

Le simulateur DS 5000 développé par Drilling System company, cette dernière a développé plus de 90 simulateurs pour les différentes activités de l'industrie pétrolière pour répondre aux besoins des opérateurs, des contractants, des sociétés de services, des centres de formation et des universités. Le simulateur Drillsim 5000 est un moyen qui permet d'assurer les fonctions réelles d'un appareil de forage. Il donne une simulation à dimension réelle et à temps réel avec des effets sonores digitalisés et bien synchronisés avec les activités opérationnelles pour le forage et le contrôle du puits, valable pour le personnel (nouvel/expérimenté) en on shore/Off shore. [8]



Fig. 24- Drillsim 5000

3. Composition et fonction du simulateur

- ❖ Le DrillSim 5000 est constitué de :
 - Console du chef de poste ou console de commande.
 - Console de contrôle des paramètres de forage.
 - Panel de commande des obturateurs à distance.
 - Choke panel.
 - Manifold de duses.
 - Manifold stand pipe.
 - Tête de cimentation
 - Subsea BOP
 - Subsea diverter

- ❖ Le simulateur DS 5000 possède également des options permettant :
 - Le choix de type d'appareil (On shore ou Offshore).
 - Le choix des paramètres de forage (tubulaire, boue,).
 - La possibilité d'utilisation d'un top drive.
 - Le choix de type du profil du puits (vertical ou dévié).
 - La configuration des équipements de l'appareil (pompe, treuil, BOP's, générateur, accumulateur,....).
 - La configuration de différentes couches traverser (avec ou sans fluides de formation)
 - Le forage à temps réel.
 - La simulation de la vitesse de déroulement de l'exercice.
 - L'affichage de la situation des équipements de surface sur un grand écran (BOP's, manifold de duses, manifold stand pipe, plancher de forage).
 - L'affichage des paramètres durant l'exercice :
 - Forage vertical ou dévié
 - Pompe.
 - Boue.
 - Well control.
 - L'affichage de la situation du puits.
 - L'alignement du circuit de la boue vers le puits, trip tank ou strip tank.
 - Le choix des différents incidents qu'on peut rencontre durant l'activité de forage (équipements, open hole).

Le simulateur DrillSim 5000 utilisé dans cette étude est acquis par l'institut algérien de pétrole (IAP) de la compagnie SONATRACH en 2005. On note que l'IAP est un centre accrédité par l'organisation IWCF pour la certification well control. Les simulations relatives au well control pouvant être configurées par ce simulateur sont :

- Venue pendant le forage ou les manœuvres
- Les opérations du stripping
- Venue quand l'outil de forage n'est pas au fond
- Venue durant la descente du liner
- Méthodes de circulation : Driller's, wait and weight, volumetric, low chock et concurrent.
- Opération de bull heading.

Le simulateur présente certaines limitations liées à la boue de forage car les simulations ne peuvent pas être réalisées avec une boue à l'huile, mais seulement avec une boue à eau (modèle de Bingham).

4. Configuration de l'exercice :

La configuration d'un nouvel exercice par le simulateur DrillSim 5000 se fait à l'aide d'un menu de configuration sur un ordinateur lié au simulateur. Ce menu permet de sélectionner et d'introduire les paramètres désirés pour l'exercice.

L'option permet de sélectionner :

1. **Rig selection (Type de l'appareil)**
2. **Well bore geometry (profil du puits)**
3. **Tubular.**
4. **Formation data.**
5. **Mud systems.**
6. **Rig équipement**

4.1- RIG SELECTION : quatre types d'appareilles disponibles :

➤ Plat-forme fixe

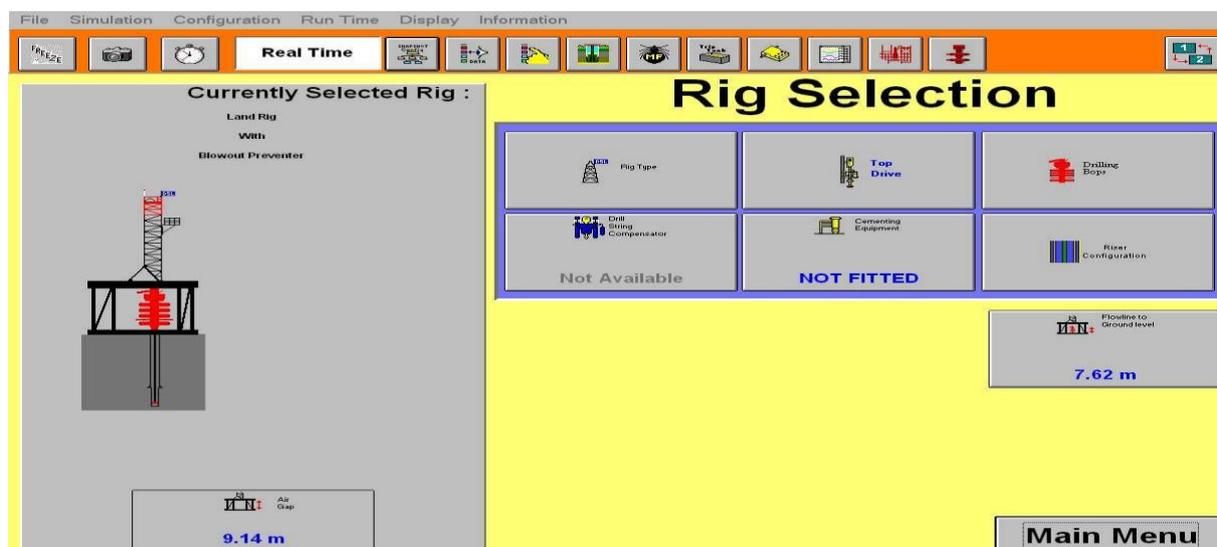


Fig.25- l'option : sélection de l'appareil

4.2- WELLBORE GEOMETRY :

Cette option permet la configuration de différents paramètres et caractéristiques du casing, Liner, et profil du puits.

- Casing:

- Casing outside diameter OD: 9.625 in
- Casing inside diameter ID: 8.681 in
- Casing weight (#) : 47 lb/ft
- Pression d'écrasement (Collapse Pressure) : 327.93 bar
- Limites de traction (Tensile Strength) : 489.88 tonnes
- Côte du tubage: 1253m

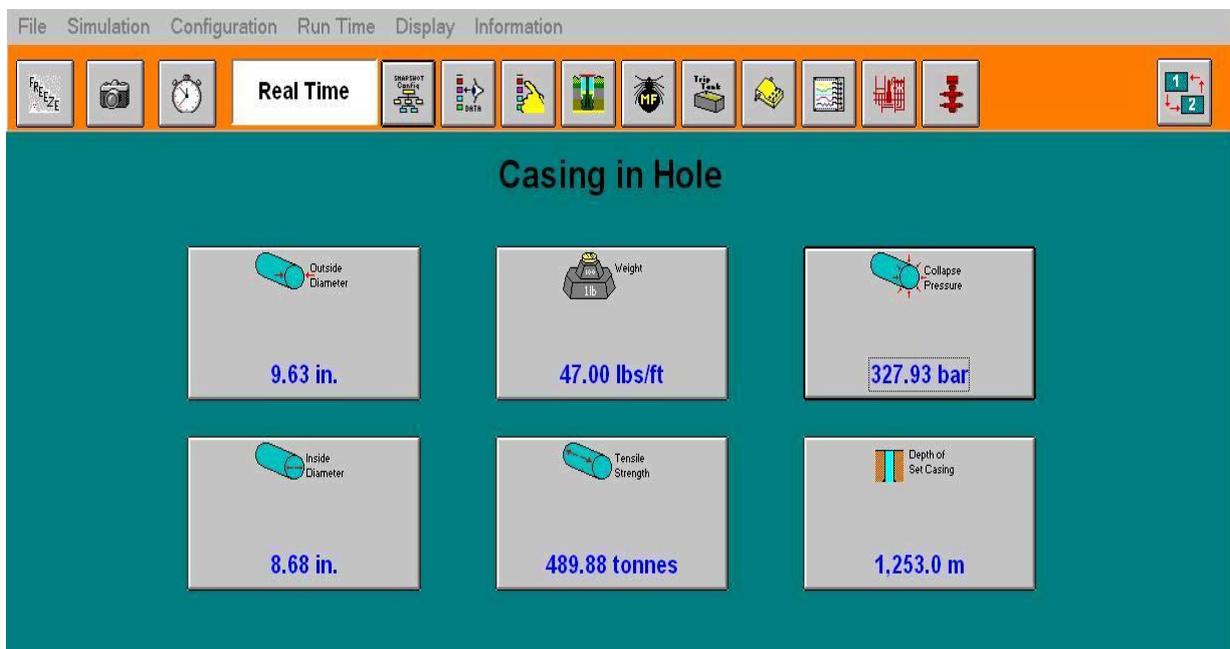


Fig. 26- l'option : sélection de tubage

- Profil du Puits (Open Hole Data)

- Côte mesurée de sabot : 1253 m
- Côte mesurée de sabot de liner : 0m
- Diamètre de trou : 8.50 in
- Profondeur totale mesurée : 1750 m
- Profondeur totale verticale : 1750 m

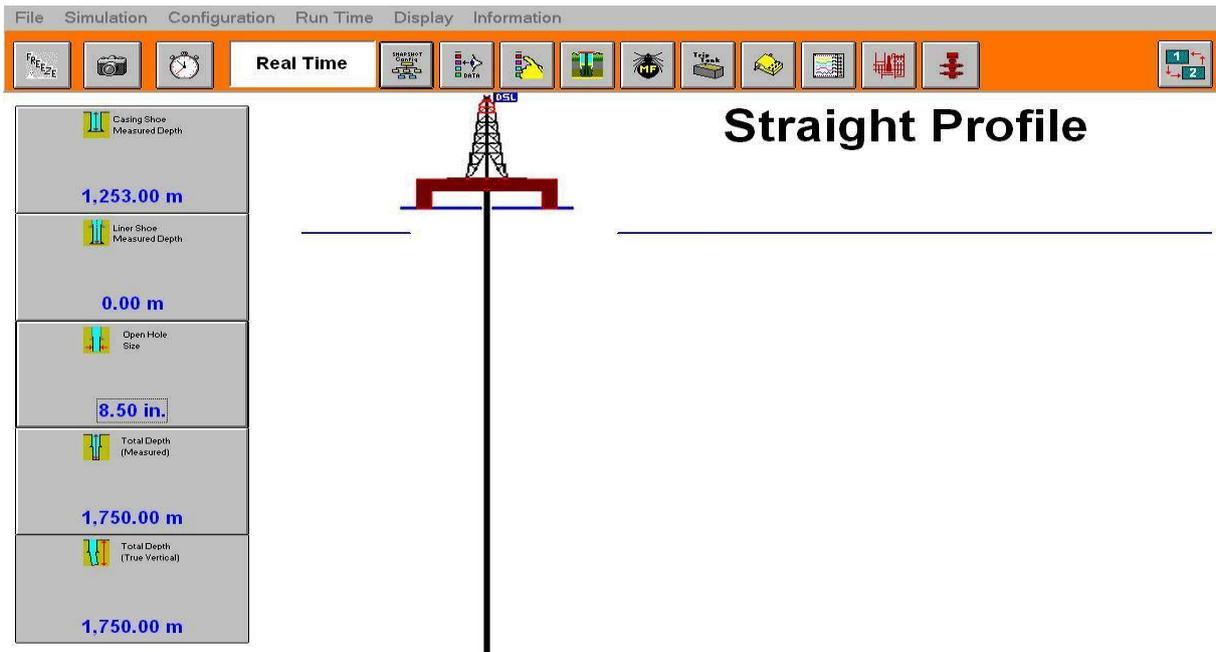


Fig. 27- L'option : sélection du profil de puits

4.3- TUBULARS :

- Installation de la garniture de forage (drill string):

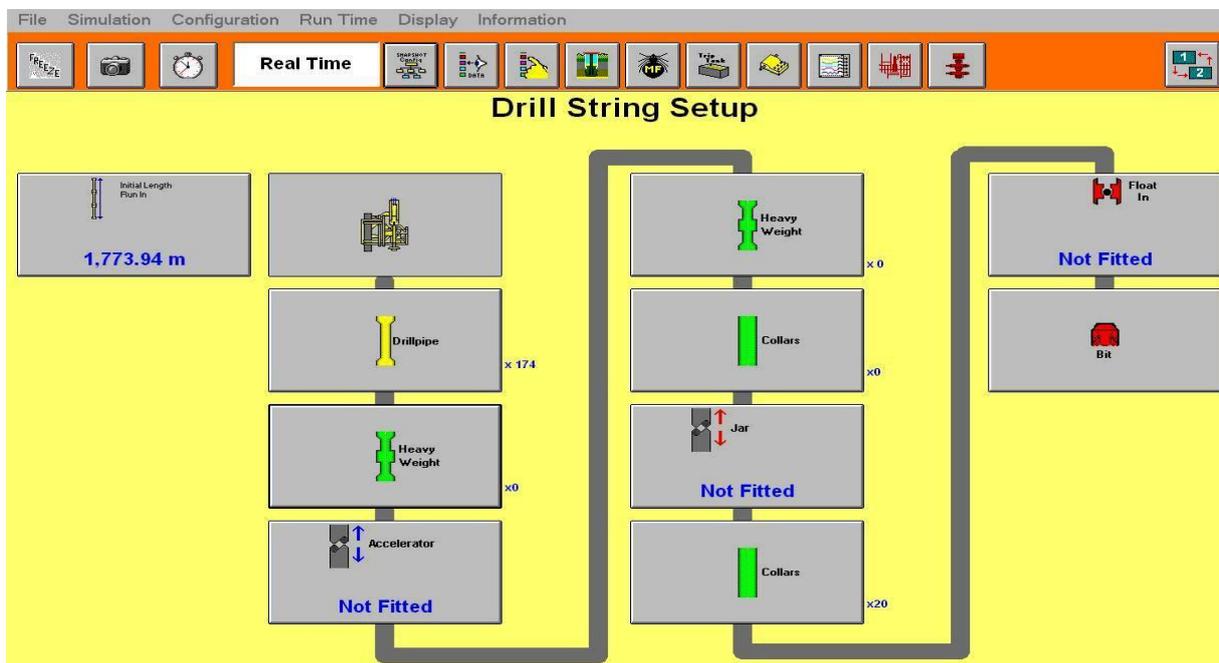


Fig.28- L'option : sélection de la garniture

- **Upper Drill Pipe :**

- Diamètre extérieur des tiges : 5 in
- Diamètre intérieur des tiges 10.86 cm
- La masse nominale : 19.5 lb/ft
- Limite de traction: 561000 lb.
- Limite de torque: 50405 ft*lbs.
- Nombre de joints installés : 1000
- Le nombre des longueurs stockées dans les rack : 4 longueurs.

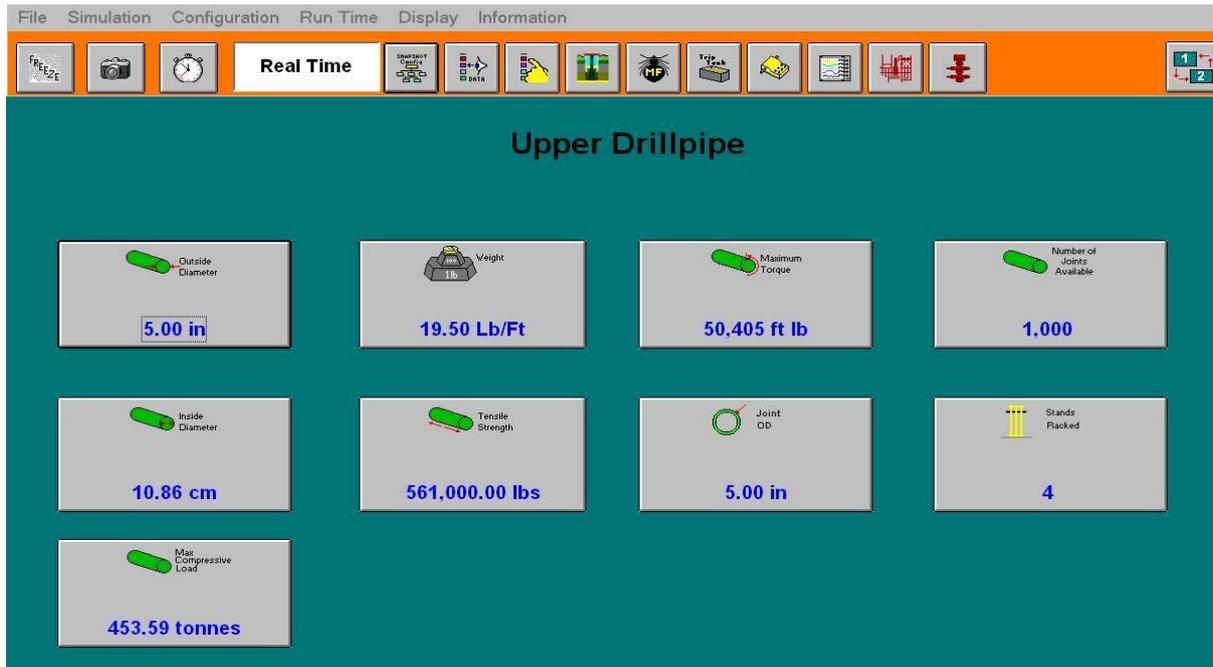


Fig. 29- L'option : sélection des drill pipes

- **Dril Collars :**

- Diamètre extérieur des DC : 6.25 in
- Diamètre intérieur des DC : 2.75 in
- La masse nominale : 83 lb/ft.
- Nombre de joints installés : 20.

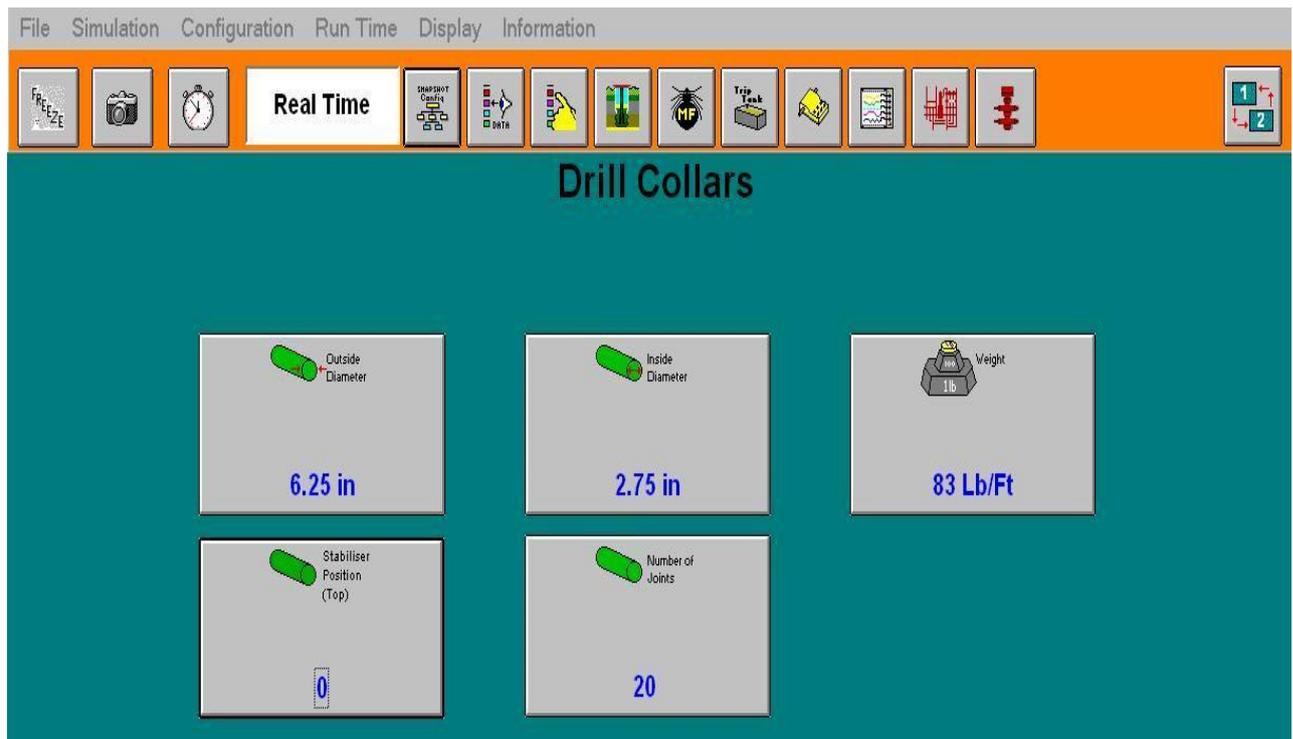


Fig. 30- L'option : sélection des drill collar

- **Clapet Anti-Retour (Float in) :** Non.
- **Bit Data:** permet de sélectionner les différentes caractéristiques et paramètres de l'outil de forage utilisé pour ce puits qui sont les suivants :
 - IADC bit code : il y a sept codes disponibles dans ce simulateur de choisi le code qui correspondant un type d'outil = 134
 - Bit size : permet de sélectionner le diamètre d'outil utilisé dans cet exercice 8''
 - Nozzles sizes : Permet de sélection le nombre et le diamètre des duses d'outil. A ce simulateur, il est recommandé que 4 duse à l'outil de forage. Par exemple, on choisit le diamètre des duses suivants :
 - ❖ Duse 1: 12 1/32.
 - ❖ Duse 2: 12 1/32.
 - ❖ Duse 3: 12 1/32.
 - ❖ Duse 4: 0 1/32.
 - Bit age : Permet de choisir la durée de vie de l'outil. Le maximum durée de vie mettre en ce modèle de simulation est de 50 heures. Si on utilise l'outil plus de 50 heures, la vitesse d'avancement sera réduite à zéro.

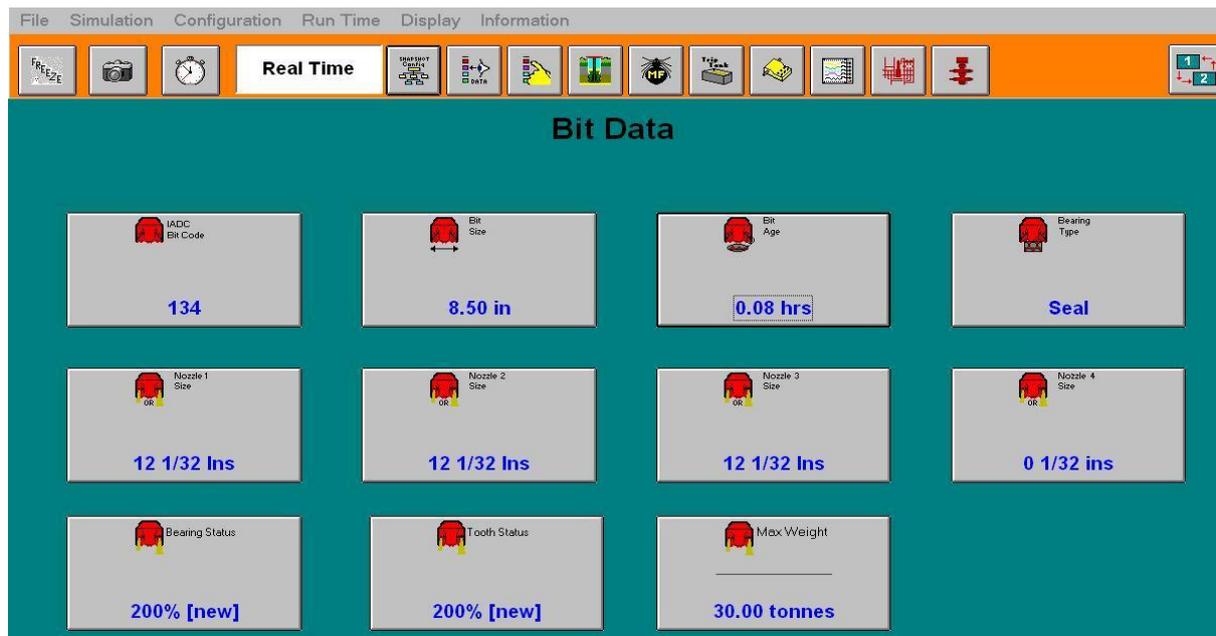


Fig. 31- L'option : sélection de l'outil

- **Installation de Colonne du Tubage :**

- ❖ Nombre de joint du tubage : 277.
- ❖ L'état de Présence de l'anneau de retenu (float collar) : existe
- ❖ L'état de Présence de sabot : toujours existe.

4.4- FORMATION DATA :

Cette option disponible à l'instructeur d'introduit les paramètres de plus de 10 formations traversées durant le forage, les paramètres de chaque formation sont :

- ❖ Profondeur au top de la formation (depht)
- ❖ Gradient de pression de formation (F.G.P)
- ❖ Perméabilité (k)
- ❖ Type fluide contenant dans la formation (gas, oil, water)
- ❖ Facteur d'abrasion compris entre 0 -10
- ❖ Facteur de rigidité de la roche compris entre 0 -10

Par exemple pour la formation 1 :

- ❖ F.G.P = 0.62 psi/ft
- ❖ k = 100 md
- ❖ Type fluide = water
- ❖ Facteur d'abrasion = 1.00

- **Casing Shoe Leak-Off:**

Une option disponible à l'instructeur d'introduit les paramètres de leak off test, qui sont :

- ❖ Leak-off gradient: 0.75 psi/ft.
- ❖ Rupture gradient : 0.767 psi/ft.

❖ Propagation gradient : 1.05 psi/ft.

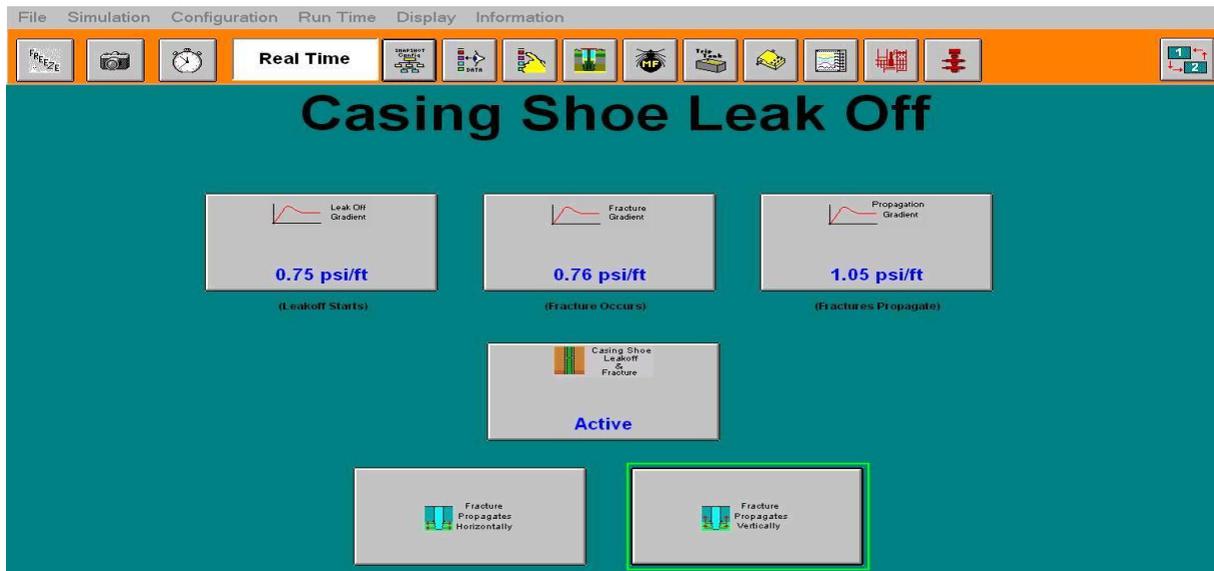


Fig. 32- L'option : sélection des paramètres du leak off test

- **Loss Zones :**

Permet de sélectionner la formation considérée comme zone de perte et ses paramètres. Généralement à ce modèle de simulateur en sélectionner la formation 2 comme zone de perte.

- **Réservoir :**

Permet de sélectionner la formation considérée comme réservoir et ses paramètres. Généralement à ce modèle de simulateur en sélectionner la formation 5 comme réservoir.

Paramètres du réservoir comme le gradient géothermique, gradient de pression de réservoir, gradient de fluide (masse volumique), annular migration rate ...

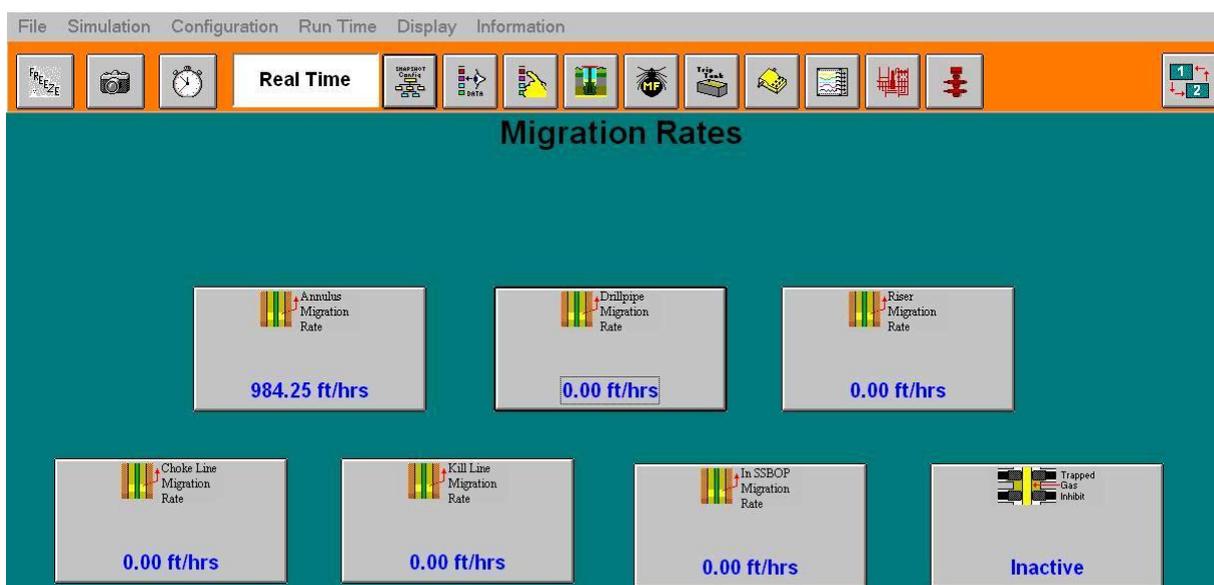


Fig.33- L'option : sélection des propriétés de la migratio

- **Réservoir Fluide Densités :**

Choisie la densité des différents fluides contenant dans le réservoir :

- ❖ Gas density : 14.39 lb/ft³
- ❖ Oil density : 52.41 lb/ft³
- ❖ Water density : 64.08 lb/ft³

Et le type d'influent :

- ✓ Gas dissolved
- ❖ Oil
- ❖ Water
- ❖ Gas free

- **Sommaire de Géologie**

C'est un tableau qui permet d'introduire les paramètres sélectionnés de chaque formation rapidement :

The screenshot shows the 'Geology Summary' window of a software application. The window has a menu bar (File, Simulation, Configuration, Run Time, Display, Information) and a toolbar with various icons. The main content is a table with 10 rows and 10 columns. The columns are: No, L/R, Form Depth, Strength, Ab Fact, Fluids, Perm, Gradient, and Pressure At. The table contains data for 10 different geological formations. A legend at the bottom indicates that 'L' stands for Loss Zone and 'R' stands for Reservoir. There are 'Previous' and 'Main Menu' buttons at the bottom of the window.

No	L/R	Form Depth	Strength	Ab Fact	Fluids	Perm	Gradient	Pressure At
1		9.14 m	2.00	1.00	Water	1 md	0.620 psi/ft	0.00 bar
2	L	1,253.00 m	2.20	1.00	Water	1 md	0.63 psi/ft	174.45 bar
3		1,750.00 m	4.00	1.00	Water	1 md	0.63 psi/ft	245.28 bar
4		1,751.00 m	2.30	1.00	Water	1 md	0.63 psi/ft	245.43 bar
5		1,751.30 m	2.20	1.00	Water	1 md	0.63 psi/ft	245.47 bar
6	R	1,752.00 m	1.00	1.00	Gas	280 md	0.63 psi/ft	245.57 bar
7		1,945.00 m	1.00	1.00	Water	1 md	0.56 psi/ft	273.08 bar
8		1,980.00 m	2.50	1.00	Water	1 md	0.56 psi/ft	277.51 bar
9		2,000.00 m	1.00	1.00	Water	1 md	0.57 psi/ft	280.04 bar
10		2,100.00 m	1.00	1.00	Water	1 md	0.57 psi/ft	292.94 bar

Fig. 34- L'option : sélection des propriétés géologiques

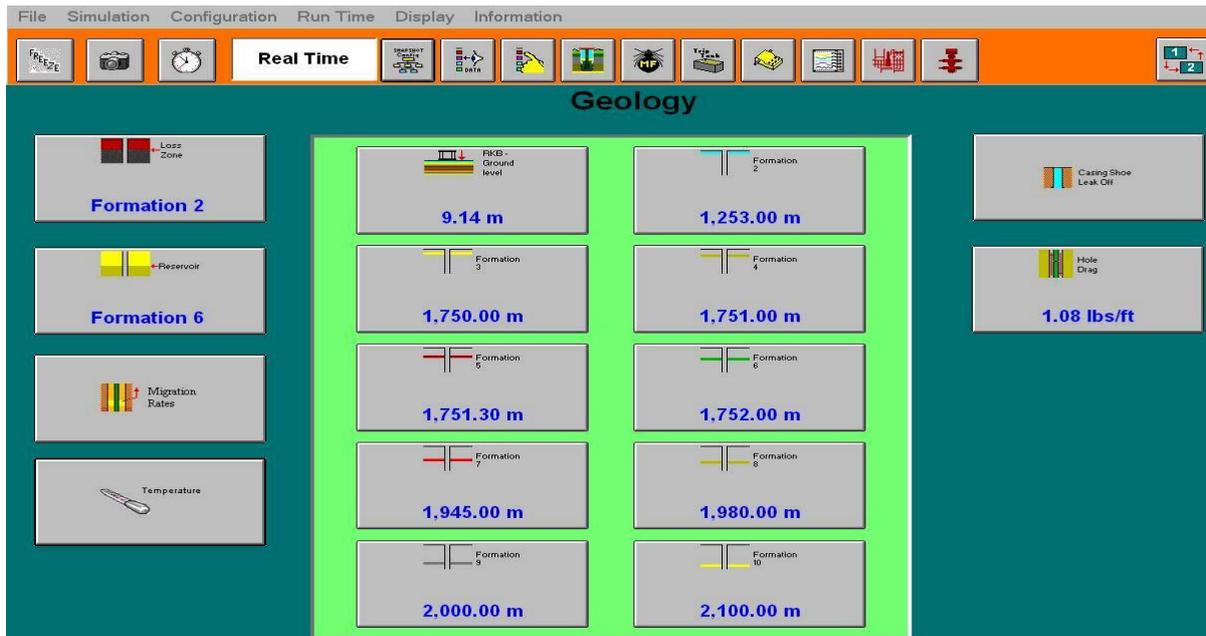


Fig. 35- L'option : sélection des propriétés des formation

4.5- Mud System:

Permet de configurer et de sélectionner les différents paramètres des systèmes de boue suivants :

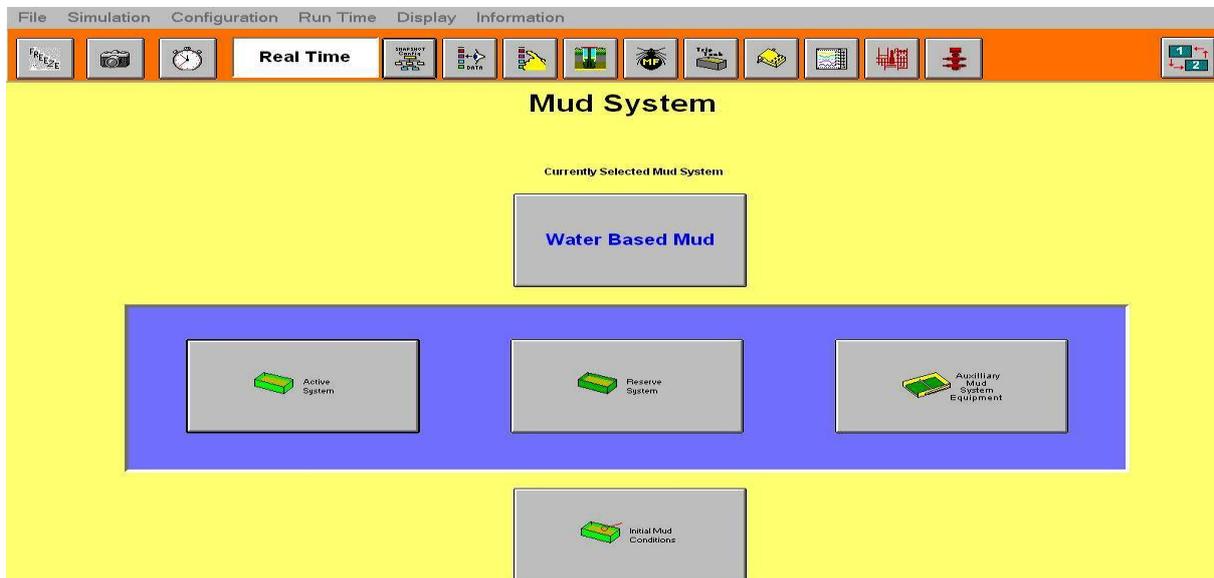


Fig. 36- L'option : sélection du système de boue

- Système Active :

Configurer le mud système à partir les bacs actifs

- ❖ Viscosité plastique : 17.99 cp
- ❖ Yield point : 11.45 lb/100ft²
- ❖ Mud weight : 1.20 kg/l

- ❖ Masse fractions base oil : 73 %.
- ❖ Pit capacité : 1200 bbl.
- ❖ Pit contents : 800 bbl.
- ❖ Water flow rate: 10.00 ft³/sec.
- ❖ Settled solids : 0.01 m³

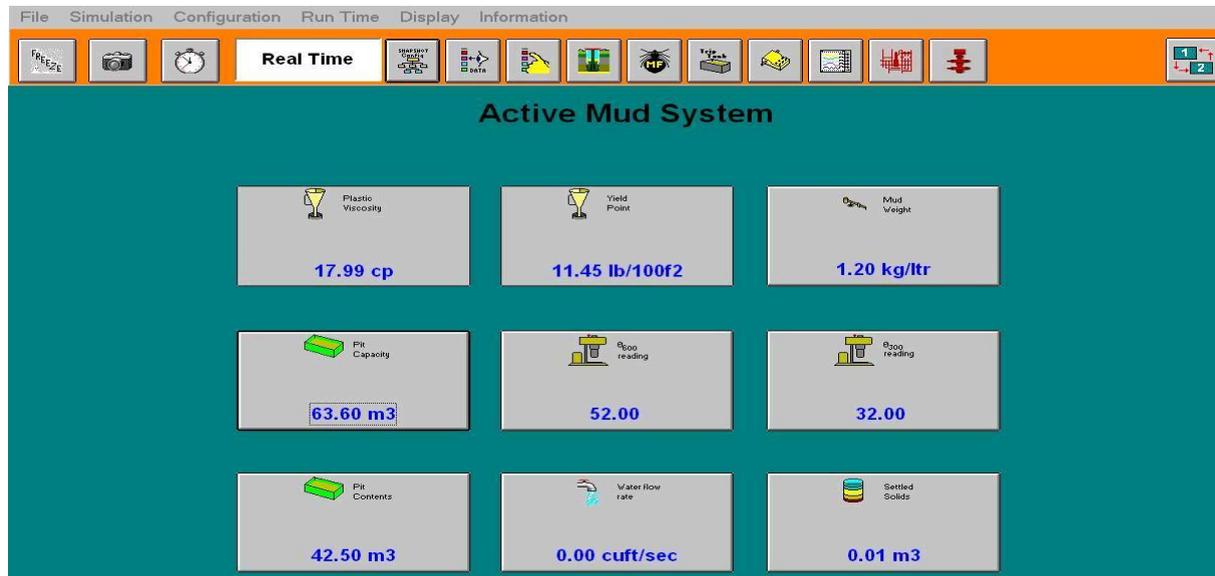


Fig. 37- L'option : sélection des propriétés du système actif de boue

- Solids Control :

Cette option non disponible. Sera opérationnelle dans le future

- ❖ Tamis vibrants (shale shaker)
- ❖ Dessabler
- ❖ Désiler
- ❖ Centrifuge
- ❖ Débit de retour à la goulotte maximale : 750 gal/min.
- ❖ Solides control efficacité : 90 %
- ❖ pourcentage de solide : 50%.

4.6- Rig Equipements :

Cette option permet de sélectionner les caractéristiques de différents équipements utilisés dans cet appareil sélectionné auparavant, ces équipements sont :

- ❖ BOP's.
- ❖ Accumulateur.
- ❖ Pompes.
- ❖ Power system.
- ❖ Hoisting system (système de levage).

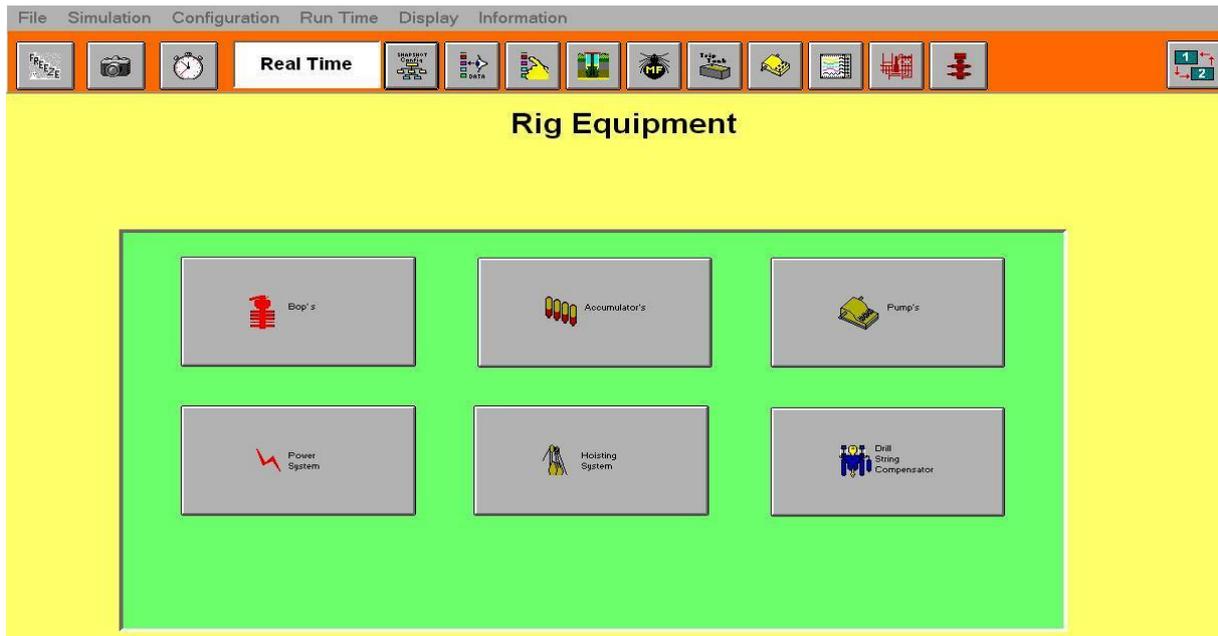


Fig. 38- L'option : sélection des équipements de l'appareil

- **BOP's :**

Il y a deux modèles d'empilage de BOP, on peut choisir de surface (on -shore) ou SubSea (offshore), qui permet de sélectionner les volumes d'ouverture et de fermeture de différents fonctions d'obturateur, pour notre exercice on croise toujours le modèle de surface:

❖ Annulaire :

- Volume d'ouverture : 23.58 gal
- Volume de fermeture : 23.58 gal
- Annular preventer string drag: 15.00 lb/psi.

❖ Pipe rams :

- Volume d'ouverture : 12.35 gal
- Volume de fermeture : 15.35 gal.
- Rams string drag: 10000 lb.

❖ Blind rams :

- Volume d'ouverture : 11.56 gal.
- Volume de fermeture : 11.56 gal.

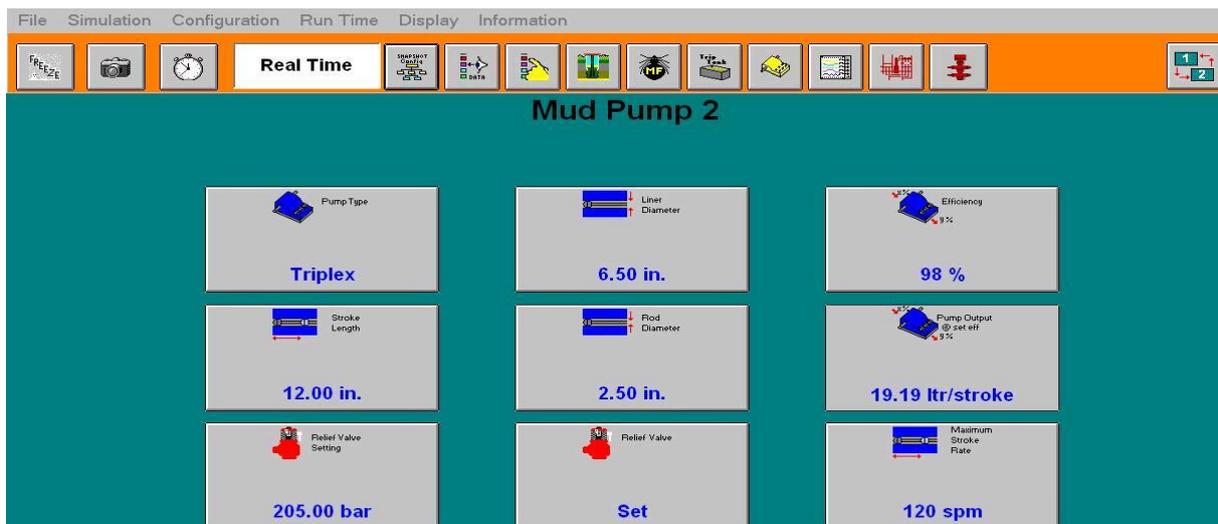
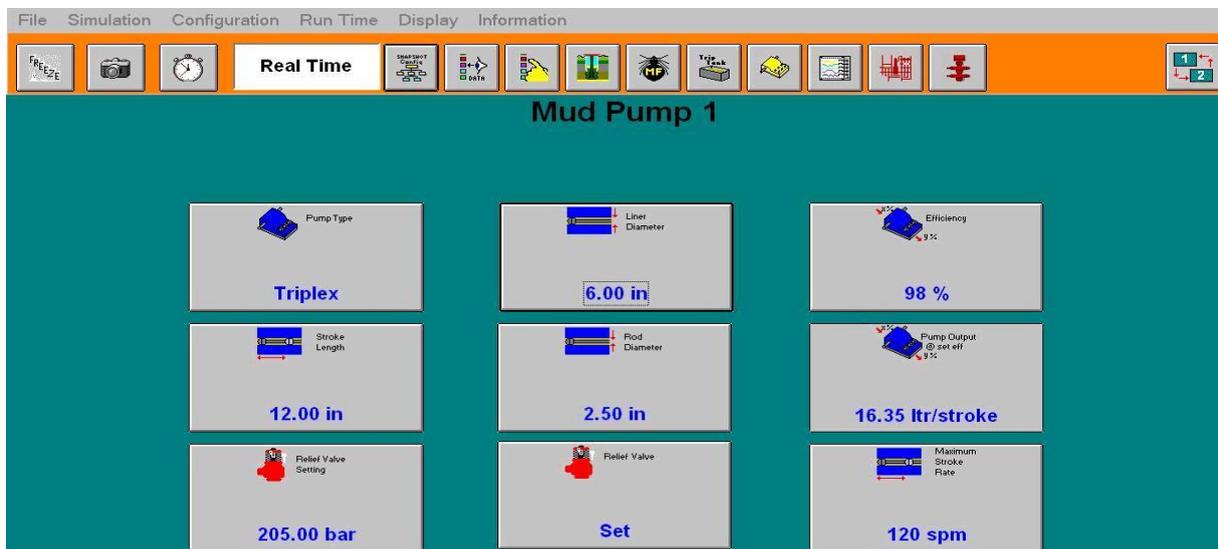
❖ Choke line valve :

- Volume d'ouverture : 2.00 gal.
- Volume de fermeture : 2.00 gal.

- **POMPE :**

Permet de sélectionner les caractéristiques et paramètres hydrauliques des pompes de boue et la pompe de cimentation :

- ❖ Type de pompe : Triplex
- ❖ Liner diamètre : 6.00 in
- ❖ Diamètre de tiges (Rod) : 2.5 in.
- ❖ Stocks length : 12 in.
- ❖ Vanne de sécurité : 205 bars
- ❖ Vanne de sécurité : placé (oui).
- ❖ Rendement hydraulique : 98 %.
- ❖ Débit unitaire : 16.35 gal/stk.
- ❖ Vitesse maximale de pompe : 200 spm



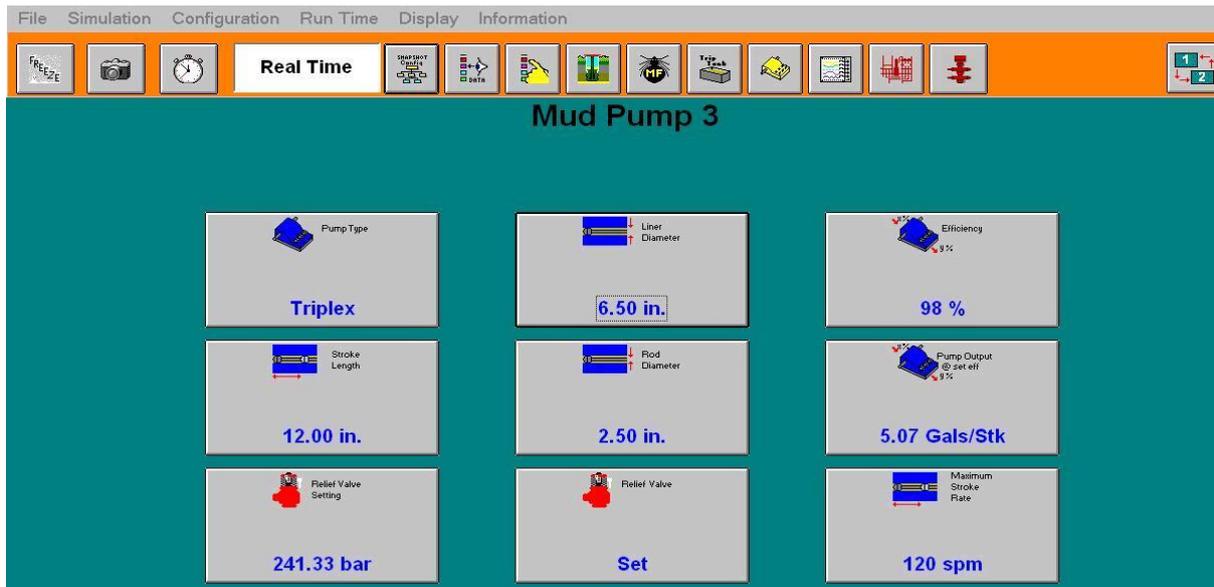


Fig. 41- L'option : sélection des propriétés des pompes

- **Systèmes d'énergie électrique :**

Permet de commander au courant fourni par les quatre générateurs électriques

- ❖ Générateur 1 : 3000 amps.
- ❖ Générateur 2 : 3000 amps.
- ❖ Générateur 3 : 3000 amps.
- ❖ Générateur 4 : 3000 amps.
- ❖ Treuil input : 3000 amps.
- ❖ Total rig current : 6000 amps.
- ❖ Pression d'air : 1740 psis

- **Système de levage :**

- ❖ Poids de crochet : 26455 lbs
- ❖ Poids de tiges d'entraînement : 1500 lbs
- ❖ Poids de top drive : 50000 lbs
- ❖ Nombre de bras active de levage : 10
- ❖ traction de bras mort : 167000 lbs
- ❖ Diamètre de tombeur du treuil: 36 in

5. Déroulement de l'exercice :

1. Avant le forage :

Avant de commencer l'opération de forage, le chef de poste doit recevoir et suivre les consignes données par le superviseur. Les consignes sont élaborées à la base du programme prévisionnel de forage établi par le service de l'engineering et selon la politique du maître d'œuvre de la compagnie, ces consignes sont:

- L'alignement (lining up) : aligner le circuit du choke manifold en appliquant la procédure de fermeture HARD et en utilisant la duse hydraulique N2 (droite). le superviseur doit toujours justifier le choix de la méthode de fermeture, dans la majorité des cas, la procédure HARD est une exigence de la compagnie.
 - Duse hydraulique droite fermée
 - La vanne manuelle de la choke line ouverte
 - La vanne hydraulique de la choke line fermée
 - Toutes les vannes de la ligne (en avale de HCR- hydraulic control remote) passant par la duse hydraulique, allant au séparateur doivent être ouvertes.
 - Les autres vannes de manifold de duse fermées. [10]

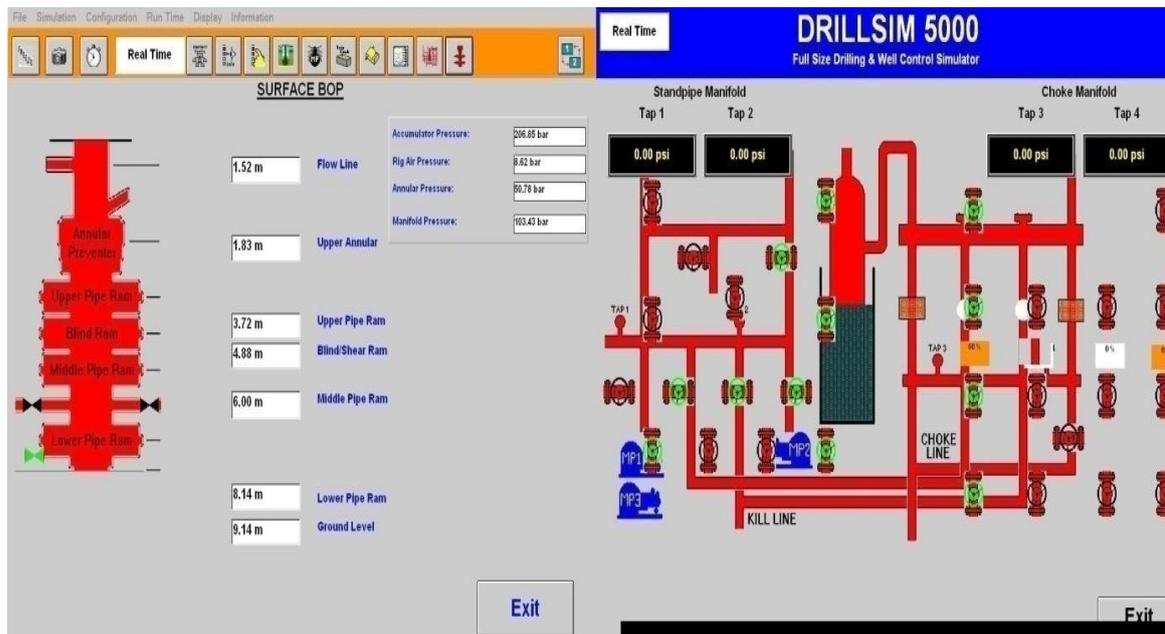


Fig. 42- L'alignement du choke manifold et du standpipe manifold

- Vérifier sur la commande à distance de choke manifold que les duses hydrauliques sont fermées.
- Aligner les deux pompes 1 et 3 vers colonne montante N°2
- Prendre les mesureurs des pertes de charges Pci :

	Vitesse spm	Pmpe N°1	Pompe N°3
Q/2	30	19 bars	28 bars
Q/4	40	32 bars	46 bars

Tableau 08: la mesure des pertes de charges

- Vérifier sur la commande à distance des obturateurs les paramètres suivants :
- L'indication des quatre manomètres de pressions :
 - Pression Accumulateur : 3000 psi.
 - Pression Manifold : 1500 psi.
 - Pression Annulaire : 1200 psi.
 - Pression d'air : 120 psi.
- Tous les obturateurs ouverts et les vannes hydrauliques fermées.
- Ajuster et activer les deux alarmes :
 - Pit deviation : ± 2 m³.
 - Débit de retour : ± 10 %.
- Remplir la fiche de contrôle (Kill sheet) :

International Well Control Forum
Surface BOP Vertical Well Kill Sheet (API Field Units)

DATE : _____

NAME : _____

FORMATION STRENGTH DATA:

SURFACE LEAK-OFF PRESSURE FROM FORMATION STRENGTH TEST bar

MUD WEIGHT AT TEST kg/l

MAXIMUM ALLOWABLE MUD WEIGHT =
 $(B) + \frac{(A) \times 10.2}{\text{SHOE T.V. DEPTH}} = (C) 1.72$ kg/l

INITIAL MAASP =
 $((C) - \text{CURRENT MUD WEIGHT}) \times \text{SHOE T.V. DEPTH} / 10.2$
 = bar

CURRENT WELL DATA:

CURRENT DRILLING MUD:

WEIGHT kg/l

CASING SHOE DATA:

SIZE inch

M. DEPTH m

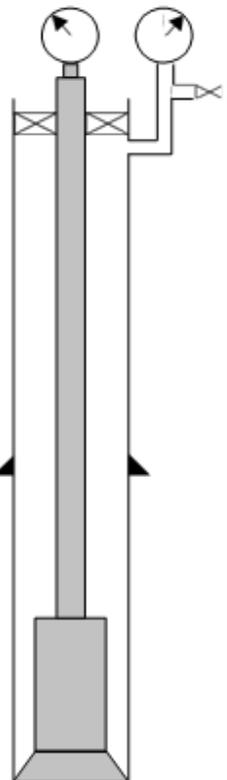
T.V. DEPTH m

HOLE DATA:

SIZE inch

M. DEPTH m

T.V. DEPTH m



PUMP NO. 1 DISPL.	PUMP NO. 2 DISPL.
16.35 l / stroke	19.19 l / stroke

SLOW PUMP RATE DATA:	(PL) DYNAMIC PRESSURE LOSS bar	
	PUMP NO. 1	PUMP NO. 2
30 SPM	19	28
40 SPM	32	46

PRE-RECORDED VOLUME DATA:	m	l/m	VOLUME litres	PUMP STROKES strokes	TIME minutes
DRILL PIPE	1568 x 9.28 = 14551.04			VOLUME PUMP DISPLACEMENT	PUMP STROKES SLOW PUMP RATE
HEAVY WALL DRILL PIPE	= +				
DRILL COLLARS	184 x 3.83 = 705 +			(E) 933 strokes	31.1 Min
DRILL STRING VOLUME	(D) 15256.04 l				
DC x OPEN HOLE	184	x 16.8	= 3091.2	637 strokes	21.27 Min
DP / HWDP x OPEN HOLE	315	x 3.83	= 7339.5 +		
OPEN HOLE VOLUME	(F) 10430.7 l			2578 strokes	85.94 Min
DP x CASING	1253	x 25.32	= 31726 (G) +		
TOTAL ANNULUS VOLUME	(F+G) = (H) 42156.7 l			3511 strokes	117.05 Min
TOTAL WELL SYSTEM VOLUME	(D+H) = (I) 57412.74 l				
ACTIVE SURFACE VOLUME	(J)			strokes	
TOTAL ACTIVE FLUID SYSTEM	(I+J)			strokes	

Dr No SV 04/01
 (Field Units)
 27-01-2000

Fig. 43- la kill sheet (I ière partie)

Le superviseur précise aussi les mesures à prendre en cas d'un drilling break (signe précurseur) :

- Réaliser un Flow check :
 - Arrêter la rotation
 - Remonter la kelly
 - Arrêter les pompes
 - Observer le retour :
 - Si négative, continuer le forage ;
 - Si non, fermer le puits immédiatement, fermer le BOP annulaire, ouvrir la vanne HCR, noter les pressions, et avertir le superviseur.

2. Au cours du forage:

- Paramètres de forage choisis:
 - Poids sur l'outil (WOB) : 18 tonnes.
 - Vitesse de rotation (RPM) : 70tr/min.
 - Débit de circulation : 40+40 SPM
- ❖ On commence maintenant le forage jusqu'à la profondeur 1751m avec les paramètres choisis et on suit de très près tous les paramètres :
 - Vitesse d'avancement ROP (drilling break).
 - Propriété de la boue (densité, viscosité).
 - Torque.
 - La taille et la forme des déblais.
 - Pression de refoulement et la pression annulaire.

Après le forage de 1m, et à la cote 1751m on observe un drilling break, la vitesse d'avancement augmente de la valeur 5m/h à 12m/h, ce qui signifie qu'on est entrain de traverser une zone à pression anormalement élevée, on applique les actions suivantes :

- Arrêter la rotation.
- Dégagement de la tige d'entraînement tool joint 1 m au dessus de la table.
- Arrêter les pompes.
- avertir le superviseur.
- Fait un flow check : négative, pas de retour de boue

Donc, on reprend le forage. Juste après le forage d'un autre mètre et à la cote 1752m, l'alarme du pit déviation déclenche, on remarque un gain de gaz. Le chef de poste ferme le puits immédiatement selon la procédure HARD désignée par le superviseur comme suit :

- Fermeture d'un obturateur (BOP annulaire).
- Ouverture de la vanne hydraulique de choke line (HCR).
- Noter les données de venue après la stabilisation qui sont /

Prendre les valeurs de Pt1 et Pa1 pendant 15min jusqu'à la stabilisation

Temps mn	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	15
Pt1	1	4	5	8	10	13	16	20	24	27	31	34	37	39
Pa1	1	5	7	12	15	19	24	29	32	37	41	44	45	46

Tableau 09: la mesure de la pression en tête de tige/ annulaire

Gain = 1000 L.

TVD = 1752m.

Pt1 = 39 bars.

Pa1 = 46 bars.

- Le chef de poste doit contrôler la pression en tête d'annulaire qui ne peut pas dépasser, en aucun cas $P_{adm} = 65\text{bars}$.
- Maintenant, on doit compléter le remplissage de la Kill sheet et revenir pour commencer le contrôle.

3. Avant le contrôle :

La driller's method est la méthode choisie pour le contrôle, et Les consignes nécessaires transmises au chef de poste avant d'entamer le contrôle sont :

- Préparation de la boue de densité requise ($d_r = 1.43$)
- Désignation de la pompe utiliser N°1.
- Procédure de démarrage par pallier de 5 spm jusqu'à atteindre le débit de contrôle $Q_r = 30$ cps/min.
- On doit maintenir le débit de contrôle Q_r constant.
- Reset le compteur des coups une fois pompée les coups de conduits de surface 97 stroke
- Suivre l'évolution de gain chaque 100 coup pompé.
- Noter les pressions en tête des tiges et d'annulaire.

4. Le contrôle :

Avant de faire n'importe quelle opération, il faut toujours attendre les instructions du superviseur. Le contrôle commence par la 1^{ière} circulation de la Driller's method en utilisant la boue de densité initiale, afin de faire remonter le bouchon de gaz et l'évacuer hors du puits. Le foreur doit suivre à tout moment l'évolution du gaz dans le puits.

- **1^{ière} circulation :**
 - Démarrer la pompe progressivement par pallier de 5 spm jusqu'à l'arrivé au débit Q_r de contrôle $Q_r = 30$ spm, tout en ajustant la duse hydraulique pour maintenir la pression en tête d'annulaire $P_a = 46$ bars) constante.
 - Lorsque le débit Q_r est atteint, on doit lire au manomètre une pression de refoulement égale à la pression de refoulement initial calculer $P_{R1} = 58$ bars. En atteignant Q_r , on doit garder la pression en tête des tiges P_{t1} constante est dans l'intervalle 58- 63 bar, en ce qui concerne la pression annulaire P_{a1} , on doit faire en sorte qu'elle ne dépasse pas la pression maximale admissible déjà calculée $P_{adm} = 65$ bar.
 - Une fois le bouchon de gaz atteint la surface, P_a augmente et atteint son maximum, puis elle diminue lorsque le gaz commence à sortir du puits. l'évacuation complète du gaz correspond au pompage des 2578 coups.
 - Arrêter les pompes progressivement par pallier de 5 spm, tout en ajustant la duse pour maintenir la pression annulaire constante.
 - A la fin, on doit lire en tête des tiges et en tête d'annulaire des valeurs identiques $P_a = P_t = P_{t1} = 61$ bars

Le graphe si dessous montre l'évolution de la pression en tête des tiges et la pression annulaire pendant la 1^{ière} circulation de la Driller's method.

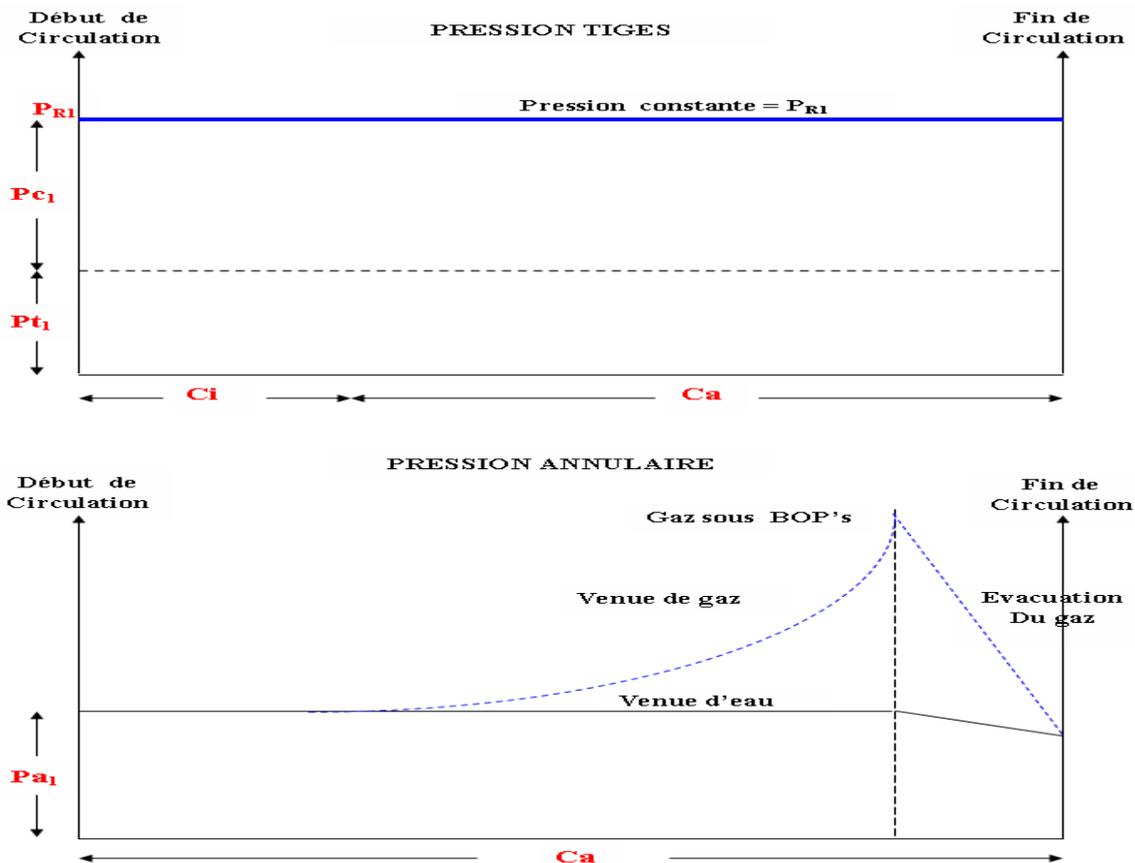


Fig. 45- La 1^{ère} circulation de la Driller's method

Commentaires :

- P_t augmente de P_{t1} à P_{r1} , en même temps $P_a = P_{a1} = \text{constante}$
- Pendant l'évacuation du bouchon $P_{t1} = P_{r1} = \text{Cte}$ et P_{a1} augmente (remonté de gaz)
- P_a atteint sa valeur maximale lorsque le gaz arrive en surface (sous bop) parce que le gaz s'étend et atteint son V_{max}
- P_a diminue lorsque le gaz commence à sortir du puits et $P_a = P_t = P_{t1}$ après l'évacuation complète du gaz.

• **2^{ème} circulation :**

- Une fois le chef de poste signale que la boue lourde est prête, on passe à la 2^{ème} circulation de la driller's method.
- Démarrer la pompe progressivement par pallier de 5 spm jusqu'au débit Q_r , tout en ajustant la duse hydraulique pour maintenir la pression en tête d'annulaire constante
- Le débit Q_r est atteint, normalement on doit lire au manomètre des tiges, une pression de refoulement égale à la pression de refoulement initiale calculée $P_{r1} = 58$ bars.
- Il faut maintenir le débit Q_r constant pendant la circulation.
- La boue de densité requise arrive au plancher après le pompage de 97 coups, on remet le compteur de coups total à la valeur 0. La boue lourde arrive à l'outil après le pompage de 933 coups.
- Continuer la circulation tout en ajustant la duse pour avoir une pression de refoulement décroissante de P_{r1} à la pression de refoulement finale $P_{Rr} = 23$ bars selon l'allure du graphe préétablie.

- Une fois la boue lourde dépasse l'outil, on doit garder une pression en tête égale à la pression de refoulement finale (23 bar +5).
- Continuer la circulation jusqu'à l'arrivée de boue lourde en surface.
- P_a diminue jusqu'à la valeur 0 bars.
- Arrête les pompes.
- A la fin, on doit lire une pression en tête des tiges et annulaire nulle ($P_a = P_t = 0$).
- On observe le puits et on conditionne la boue pour continuer les opérations de forage habituelles.

Le graphe si dessous montre l'évolution de la pression en tête des tiges et la pression annulaire pendant la 2^e circulation de la Driller's method.

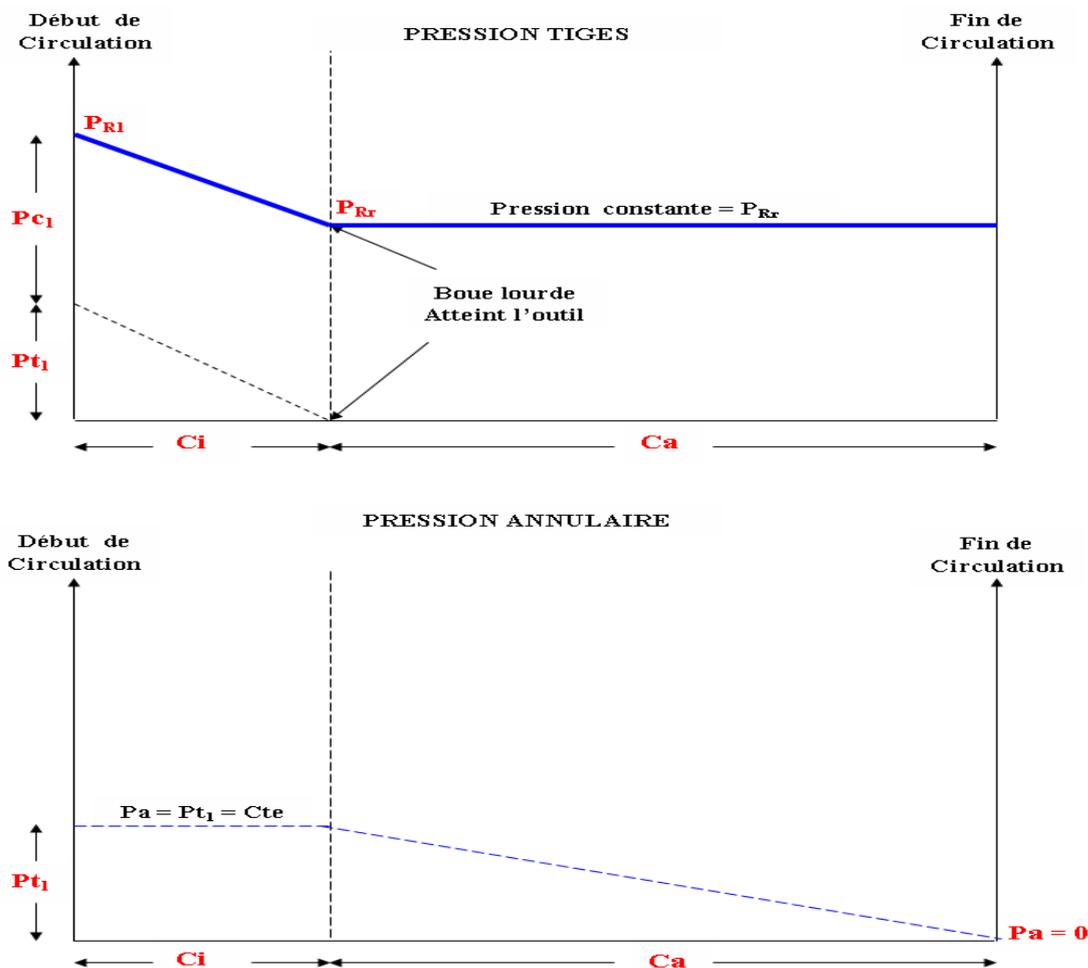


Fig. 46- La 2^e circulation de la Driller's method

Commentaires :

- $P_t = P_{r1}$ diminue vers P_{Rr} lors de la descente de la boue lourde dans la garniture, en même temps $P_a = Cte$
- Lorsque la boue arrive à l'outil et remonte dans l'espace annulaire P_a diminue (boue lourde remplace la boue initiale) et P_t reste constante.
- P_a s'annule lorsque la boue lourde arrive en surface, et $P_t = 0$ quand on arrête les pompes.

5. Incidents pendant contrôle :

Durant l'opération de contrôle, plusieurs problèmes peuvent se manifester probablement à et empêchent le déroulement du contrôle. Les plus courants sont les suivants :

- **Défaillance des pompes** : une pompe défaillie peut être noté dans 2 cas
 - Un débit trop fort : qui est dû à une mauvaise manipulation de la pompe et qui peut causer une augmentation brutale de la pression annulaire et celle en tête des tiges.
 - Un débit trop faible : qui peut causer une chute de la pression de refoulement avec perte de débit, cette défaillance à une cause électrique probablement

Afin de remédier ces problèmes, il faut arrêter les pompes tout en ajustant manuellement la duse du manifold en urgence. Après l'isolation de la pompe défaillie et sa réparation, le contrôle peut être repris.

- **Bouchage de la duse du manifold** : Durant le contrôle on observe une augmentation de pression en tête des tiges et de la pression annulaire. trois situations peuvent être la raison :
 - Duse trop fermée : due à la mauvaise manipulation de choke manifold, il faut donc l'ouvrir pour atteindre la valeur correcte.
 - Le circuit du manifold est bouchée quelque part a cause de l'hydratation ou par les déblais, il faut arrêter la circulation selon procédure dans ce cas, isoler la manifold et fermer une vanne amont pour analyser la situation. L'injection d'un acide peut être efficace.
 - Choke manifold bouchée : lorsque la manipulation de choke manifold pour maintenir l'une des pressions constante, si le pourcentage d'ouverture dépasse le pourcentage optimale cela signifie qu'il y a un bouchage partiel ou totale de la duse. La meilleur solution est de fermer une vanne amont (avant) la duse utilisée, si le gain augment, il faut travailler avec l'autre duse hydraulique.
- **Whashout de la duse hydraulique** : une baisse rapide de la pression annulaire signifie une fuite au niveau de la duse du manifold, cette situation peut provoquer une autre venue. Pour y remédier plusieurs actions peuvent être prises afin de maintenir la pression de fond, à savoir :
 - Arrêter les pompes
 - Fermer la duse du manifold
 - Fermer la duse hydraulique (choke line) pour ne pas avoir des fuites au niveau de la duse du manifold.
 - Mettre le circuit de contrôle sur la deuxième duse du manifold.
- **Bouchage de la duse de l'outil** : une augmentation rapide de la pression et refoulement et celle en tête de tiges sans aucun changement de la pression annulaire signifie qu'il y a un bouchage au niveau de l'outil, pour remédier ce problème il faut d'abord arrêter les pompes pour envisager les meilleurs actions à prendre. Garder la pression de fond constante en ajustant la pression de refoulement doit être une priorité quelque soit l'action prise.

▪ **Défaillance des BOP :**

- **Défaillance de l'obturateur annulaire :** L'ouverture de l'obturateur annulaire durant le contrôle est probablement due à une fuite considérable au niveau de conduites hydrauliques reliant l'annulaire par unité de commande. La meilleure solution est de fermer un obturateur à mâchoire de préférence Pipe Rams, analysée la situation et réparer l'organe correspondant au ce problème.
- **Défaillance d'un Obturateur à mâchoire :** Due à l'ouverture accidentelle de l'une des obturateurs à mâchoires située au-dessus de la mud cross durant son utilisation. on ferme l'autre obturateur, si ça fonctionne pas, on ferme le pipe rams inférieur de sécurité, on arrête la circulation et on répare ce obturateur à mâchoire défailli.
- **Défaillance de Choke line :** elle peut s'usée a cause de la longue durée de contrôle, un bouchage ou un washout de sa vanne hydraulique peut survenir. On doit dans ce cas fermer la vanne manuelle de la choke line, arrêter le contrôle et réparer la choke line.

Le graphe si dessous montre le résultat de la simulation des différentes complications pendant le contrôle : [7]

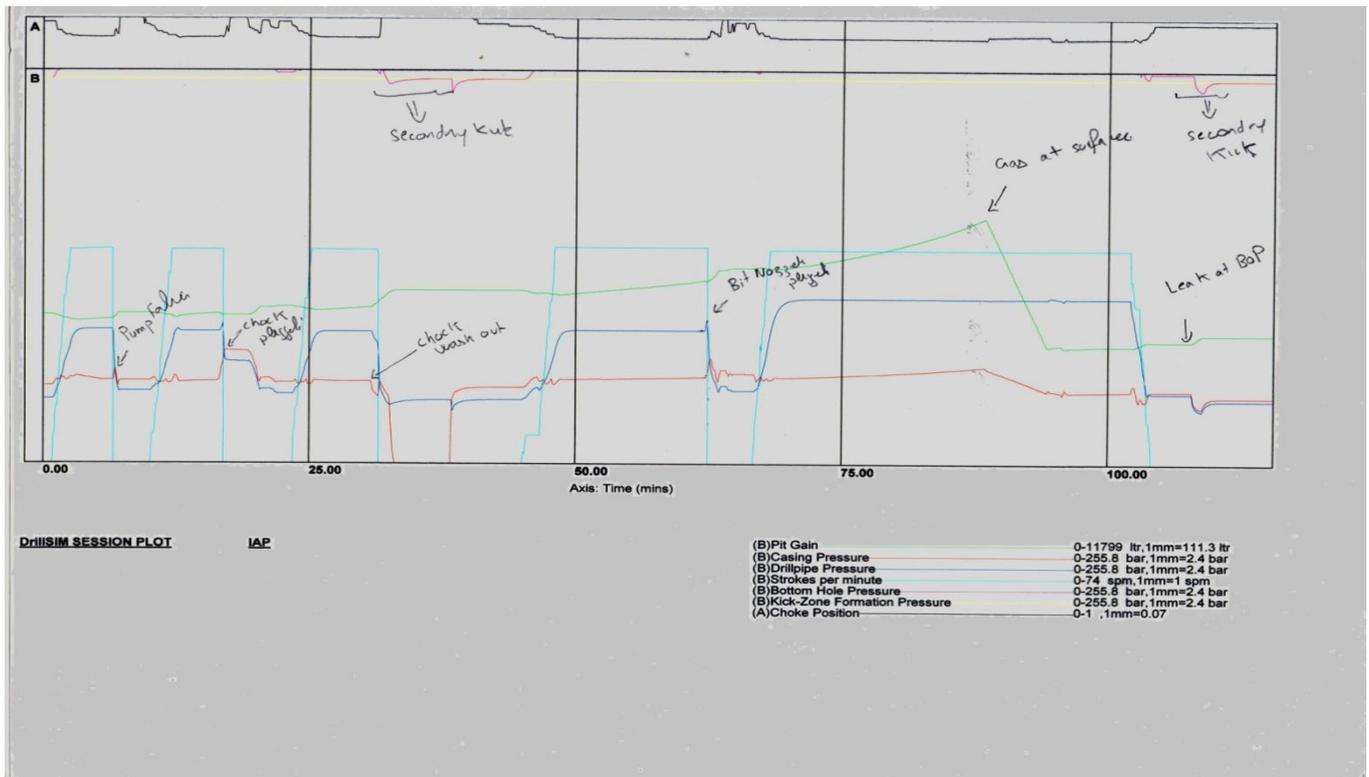


Fig. 47- Résultats de simulation des complications pendant de contrôle de puits

Conclusion :

Le forage pétrolier reste toujours l'une des opérations les plus délicates et dangereuses dans l'industrie pétrolière, malgré toutes les précautions prises et les mesures de sécurité appliquées. Cependant, la maîtrise des risques rencontrés peut être améliorée afin de minimiser les dégâts et les conséquences associés.

La maîtrise des risques a une liaison directe avec les capacités des intervenants sur le puits au moment de l'incident, un personnel bien formé et mieux familiarisé avec les différentes situations rencontrées, joue un rôle très important dans le contrôle et peut assurer une bonne maîtrise en un temps optimal.

L'utilisation des techniques et des équipements de simulation adaptés aux normes internationales pour la formation du personnel est l'une des méthodes les plus efficaces, ces simulations rapprochent de jour en jour à la réalité ce qui permet au personnel concerné d'avoir une formation pratique et continue dans le domaine du well control. La formation bonifie les premières réactions du personnel de chantier, et leur permet de bien identifier les signes spécifiques de chaque type de venue et de chaque problème qui peut survenir au cours du contrôle. Ces réactions sont d'une importance vitale et critique pour la suite des événements.

En Algérie, la formation du personnel en well control est assurée par deux centres de formation l'un est au niveau de l'Institut Algérien de Pétrole à Boumerdes et l'autre est au niveau de Hassi Messaoud. Les deux centres utilisent le même type de simulateur qui est le DrillSim 5000 full size, cet outil permet de simuler plusieurs scénarios en forage et en well control et offre à l'utilisateur la possibilité de maîtriser l'application des différentes méthodes de well control à savoir les plus utilisées, la Driller 's method et la wait and weight method. Cependant, il présente des anomalies pour les profondeurs supérieures à 2000m et pour les types de boue utilisées.