

Université KASDI MERBAH OUARGLA

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

Département : Forage et Mécanique des chantiers pétroliers



Mémoire

MASTER PROFESSIONNEL

Domaine : Sciences et techniques

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : forage

Présenté par :

Guedrez anis

Aissi mouncef

Derradj ammar

Thème

**Analyse de Contrôle de venue cas de puit
AT-26 dans la phase 7”**

Soutenu publiquement le : 25/06/2024

Devant le jury:

M Mamanou	MCA	Abdelatif	Président	UKMO
M Abbas	MCB	Hadj abbas	Examineur	UKMO
M Khalifa	Dr.	Cherif	Encadreur	UKMO
M Mohammed elhadi	Pr.	Mohammed elhadi	Ce-encadreur	UKMO

Année Universitaire: 2023/2024

Remerciements

La réalisation de ce mémoire a été possible grâce à ALLAH le tout puissant qui m'a offert le courage et la santé de continuer mes études malgré les différentes épreuves rencontrées durant mon cursus.

Je tiens à exprimer mes plus profondes gratitudee à tous ce qui m'ont soutenu et contribué au succès de mon travail de près ou de loin.

Je tiens à remercier mon enseignant et encadreur Mr. ABDELHADI ATLILI ET KHELIFA CHERIF pour ses conseils, ses orientations, et ses remarques pour améliorer mon travail.

Je tiens aussi à remercier tous les enseignants du département hydrocarbure et mécanique des chantiers pétroliers et de la faculté des hydrocarbures des Energies Renouvelables et des Sciences de la Terre et de l'Univers et pour le savoir qui m'ont transmis au long de mon parcours.

En fin mes remerciements s'adressent aux nombres de jury qui nous feront l'honneur de juger ce travail.

Dédicace

Je tiens c'est avec grande plaisir que je dédie ce modeste travail :

A l'être le plus cher de ma vie, ma mère.

A celui qui m'a fait de moi un homme, mon père.

A mes chers frères et sœurs.

A tous les membres de ma famille.

*Je dédie ce travail à tous mes amis qui m'ont toujours encouragé, et à
qui je souhaite plus de succès.*

A tous mes amis de promotion de 2^{ème} année Master.

Toute personne qui occupe une place dans mon cœur.

Table des matières

INTRODUCTION Général.....	2
chapiterI.....	4
Généralités sur le contrôle des venues	4
I.1 Introduction	5
I.2 CATEGORIE DE CONTROLE :	5
I.2.1 Contrôle primaire :	5
I.2.2 Contrôle secondaire :	5
I.2.3 Contrôle tertiaire :	5
I.3 LES PRESSIONS :	6
I.3.1 Les pressions dans un puits :	6
I.3.2 Les pertes de charge :	7
I.3.3 Pression des pores :	8
I.3.4 Pression normale des pores :	8
I.3.5 Pression de fracturation.....	9
I.4 NATURE ET COMPORTEMENT DE L'EFFLUENT	11
I.4.1 Définition de la venue :	11
I.4.2 Venue d'un liquide :	11
I.4.3 Venue d'un gaz :	11
I.4.4 La migration.....	12
I.4.5 Comportement du gaz dans la boue	13
I.5 Signe de la venue	14
I.5.1 Les signes précurseurs indiquant un risque de venue :	14
I.5.2 Signe positif d'une venue :	15
I.6 Causes des venues	16
I.6.1 Défaut de remplissage pendant la manœuvre.....	16
I.6.2 Pistonnage vers le haut et vers le bas (Swabbing and surging).....	17
I.6.3 Densité de boue insuffisante	18
I.6.4 Perte de circulation.....	18
I.6.5 Formation à pression anormalement élevée	18
I.7 Causes d'un contrôle de venue inopérant.....	18
I.7.1 Détection tardive d'une venue :	18
I.7.2 Défaut d'actionnement ou d'efficacité du BOP :	19
I.8 Conclusion	19
chapiterII	20
Equipements de contrôle des venues	20
II.1 Introduction :	21
II.2 Les obturateurs :	21
II.2.1 Obturateurs à mâchoires :	22
II.2.2 Obturateur annulaire :	27
II.2.3 L'obturateur rotatif :	29
II.3 LES BRIDES :	30

II.4	Le diverterter :	32
II.5	LES BOP INTERIEURS (INSIDE BOP)	33
II.5.1	Clapet anti retour (float valve)	34
II.5.2	Vannes de sécurité de la tige d'entraînement	34
II.5.3	Safety valve :	34
II.5.4	Gray valve :	35
II.5.5	Float valve :	35
II.6	MANIFOLD DE DUSES :	36
II.6.1	Les duses	36
II.6.2	Choke line :	37
II.6.3	Kill line	37
II.6.4	Manifold de duses	37
II.7	Unité hydraulique (KOOMEY) :	38
II.7.1	Panel de commande à distance :	39
II.8	Séparateur :	39
II.9	Le dégazeur sous vide (Vacuum degasser) :	40
II.10	TEST DES EQUIPEMENTS	41
II.10.1	Règles générales :	41
II.10.2	Test de fonctionnement	42
II.10.3	Test en pression	42
chapiter III.....		44
LES METHODES DE CONTROLE DE LA VENUE ET LES PROCEDURE DE FERMETURE.....		44
III.1	INTRODUCTION	45
III.2	PROCEDURES DE FERMETURE DU PUITIS	45
III.2.1	Procédure de fermeture SOFT.....	45
III.2.2	Procédure de fermeture HARD	47
III.2.3	Avantages et inconvénients des procédures de fermeture :	48
III.2.4	Fermeture durant la descente du tubage	49
III.2.5	Fermeture durant la cimentation du tubage :	49
III.2.6	Procédure de fermeture lors des opérations de wire-line :	49
III.3	Calculs préalables :	50
III.3.1	Choix du débit de contrôle Qr :	50
III.3.2	Calcul de la pression maximale admissible (P _{adm}) :	50
III.3.3	Gain maximal admissible (G _{max}) :	51
III.3.4	Observation et relevé des pressions en tête :	51
III.3.5	Détermination de la nature de l'influx (dinf)	52
III.3.6	Pression de pore :	53
III.3.7	Densité requise	53
III.3.8	Calcul de la pression initiale de circulation (PR ₁)	54
III.3.9	Calcul de la pression finale de circulation (PR _r)	54
III.3.10	Calcul des volumes et temps de circulation Intérieur garniture	54
III.4	METHODES DE CONTROLE DE LA VENUE	55
III.4.1	Driller's Method (D.M).....	57
III.4.2	Wait & Weight Method.....	59

III.4.3	Volumetric Method.....	61
III.4.4	Lubricating Method.....	63
III.4.5	Concurrent Method	65
III.5	Conclusion	65
chapiterIV.....	66
Etude de cas puit AT-26	66
IV.1	Introduction	67
IV.2	Situation géographique que de champ Ain Tsila	67
	Figure IV.1: Situation du bassin de Ain Tsila.....	67
IV.3	présentation de puits AT-26.....	67
IV.4	Objectifs du puits	68
IV.5	Carte structurale géologique de l'unité ordovicienne IV :	68
IV.6	ANALYSE ET COMMENTAIRES DE L'ÉVÉNEMENT DE CONTRÔLE DE PUIT	76
IV.6.1	Situation avant l'événement.....	76
IV.6.2	Chronologie des opérations de contrôle du puits Avant l'événement de maîtrise du puits 76	
IV.6.3	Rapport d'incident	80
IV.6.4	Discussion sur la méthode de contrôle du puits	80
IV.7	TEMPS PERDU TOTAL DÛ À L'INCIDENT DE CONTRÔLE DE PUIT	83
IV.8	FINDINGS AND CONCLUSIONS	83
IV.8.1	Leçons retenues.....	83
IV.9	Recommandations.....	84
IV.10	Autres considérations	88
CONCLUSION GENERAL.....	90

LISTS DES FIGURES

FigureI.1	: Principe du tube en U.....	7
FigureI.2	Leak-off test (LOT).....	10
FigureI.3	Comportement de gaz dans la boue.....	13
FigureII.1	Le B.O.P.....	22
FigureII.3	Principaux éléments du Cameron type U.....	23
FigureII.4	Cameron type U équipé de pipe rams en position ouverte.....	24
FigureII.5	Cameron type U équipé de pipe rams en position fermée.....	24
FigureII.6	Etanchéité entre puits et hydraulique	25
FigureII.7	Système manuel, position verrouillée	25
FigureII.8	Verrouillage de type wedge lock.....	26
FigureII.9	Pipe rams.....	26
FigureII.11	Schéma explicatif sur rapport de fermeture	27
FigureII.12	Obturateur à mâchoires Hydril.....	27
FigureII.13	BOP annulaireHydril type GK avec chapeau vissé.....	28
FigureII.14	Garniture pour annulaire Hydril.....	29

FigureII.15 Open	29
FigureII.18 obturateur rotatif	30
FigureII.19 BRIDE 6B	31
FigureII.20 Bride type 6BX	31
FigureII.21 Utilisation d'un BOP annulaire en Diverter	33
FigureII.22 Check valve et son sub.....	33
FigureII.24 Kelly cock Hydril.....	34
FigureII.25 Full Bore Opening Safety Valve	34
FigureII.26 Gray valve.....	35
FigureII.27 Circuit manifold	36
FigureII.28 Duse manuelle.....	37
FigureII.30 Une unité d'accumulation (KOOMEY).....	38
FigureII.31 Panel de commande à distance.....	39
FigureII.32 Séparateur	40
FigureII.33 Vacuum degasser	41
FigureII.34 Tester cup.....	43
FigureIII.1 fermeture SOFT	46
Figure III.2: fermeture hard.....	48
Figure III.3: Pt en fonction de temps	52
Figure III.4: Présentation première circulation de Driller's method.....	57
Figure III.5: Evolution des pressions en tête des tiges et annulaire	58
Figure III.6: présentation deuxième circulation de Driller's method.....	59
Figure III.7: Evolution des pressions en tête des tiges et annulaire	59
Figure III.8: présentation Wait & Weight Method.....	60
Figure III.9: Evolution des pressions en tête des tiges et annulaire W&WM.....	61
Figure III.10: Volumétrie Method.....	63
Figure III.11: Lubricating Method	65
Figure IV.1: Situation du bassin de Ain Tsila.....	67
Figure IV.2: présentation de puits AT-26	68
Figure IV.3: AT-26 Offset wells.....	69
Figure IV.4: ENF-52 10K BOP STACK	71
Figure IV.5: situation avant l'incident	74
Figure IV.6: situation a l'incident	74
Figure IV.7: Schéma du puits à l'incident	75

LISTS DES TABLEAUX

Tableau I.1 Incidents possibles sur l'unité de commande des bop.....	39
Tableau IV.1 : Offset wells.....	69
Tableau IV.2 : Architecture de puits.....	70

LISTE DES ABREVIATIONS

BOP : blow out preventers (fr) : empilage des obturateurs.

PSI : pound-force per square inch (fr) livre-force par pouce carré.

Pcs : pertes de charge dans l'installation de surface.

Pcdp : pertes de charge dans les drills pipes.

.Pcdc : pertes de charge dans les drills collars.

Pco : pertes de charge aux duses de l'outil.

Pca : pertes de charge dans l'espace annulaire.

Pr : Pression de refoulement (bar).

LOT : Leak-off test.

PhA : pression hydrostatique exercée en A.

PhB : pression hydrostatique exercée en B.

ρ : masse volumique du fluide considérée.

g : accélération de la pesanteur.

Zs : cote verticale du sabot.

Pcs : pertes de charge dans l'installation de surface.

Pcdp : pertes de charge dans les drills pipes.

Pcdc : pertes de charge dans les drills collars.

Pca : pertes de charge dans l'espace annulaire.

Ppores : pression des pores.

Padm : pression maximale admissibles.

Pfrac : pression de fracturation.

d: densité initiale de la boue.

d eqv : la densité équivalente.

Pt1 : La pression stabilisée en tête des tiges.

Pa1 : pression stabilisée en tête d'annulaire.

Phi : pression hydrostatique de la boue à l'intérieur de la garniture.

Pha : pression hydrostatique de la boue dans l'espace annulaire.

Resume

Dans cette étude, nous avons analysé les raisons des venues afin de prévenir leur occurrence en repérant les origines et les sources des venues. Notre objectif était de supprimer les éléments qui entraînent l'intrusion d'effluents dans le puits et de repérer les signes précurseurs afin de prendre des mesures préventives dans les délais les plus opportuns. Ainsi, nous avons constamment surveillé divers paramètres à l'aide de différents équipements pour détecter les venues dès qu'elles se manifestent. Après avoir repéré une venue, il est essentiel de fermer le puits rapidement et en toute sécurité. Dans cette optique, des procédures de fermeture de puits ont été mis en place afin de garantir la sécurité du puits et de réduire au minimum le volume de la venue. Une fois le puits fermé, nous avons effectué le contrôle de celui-ci selon la méthode adéquate, en prenant en considération la situation particulière du puits, à savoir la position de l'outil, la nature de l'effluent utilisé. Finalement, en mettant en pratique les concepts abordés dans les chapitres précédents dans notre cas d'étude, nous avons effectué une analyse approfondie du problème survenu dans notre cas. Nous nous sommes principalement concentrés sur la recherche de solution approprié pour assurer la sécurité et l'efficacité du forage.

Abstract

In this study, we analyzed the reasons for the kick in order to prevent their occurrence by identifying the origins and sources of kick. Our objective was to remove the elements that cause effluents to enter the well and to identify the precursor signs in order to take preventive measures as soon as possible. Thus, we have constantly monitored various parameters using different equipment to detect the kick as soon as they occur. After detecting a kick, it is essential to close the well quickly and safely. In this regard, well closure procedures have been implemented to ensure the safety of the well and to minimize the volume of the kick. Once the well has been closed, we have checked it according to the appropriate method, taking into account the particular situation of the well, namely the position of the bite, the nature of the effluent used. Finally, by putting into practice the concepts discussed in the previous chapters in our case study, we conducted an in-depth analysis of the problem that arose in this case. We mainly focused on finding the appropriate solution to ensure the safety and efficiency of drilling.

ملخص

في هذه الدراسة، قمنا بتحليل أسباب حدوث انبعاثات السوائل والغازات في الخزانات من أجل منع حدوثها عن طريق تحديد أصول التسربات ومصادره. وكان هدفنا إزالة العناصر التي تتسبب في دخول الانبعاثات السائلة والغازات إلى البئر وتحديد العلامات الأولية من أجل اتخاذ تدابير وقائية في أقرب وقت ممكن. وهكذا، فإننا نرصد باستمرار مختلف المؤشرات باستخدام معدات مختلفة للكشف عن هذه الانبعاثات فور حدوثها. وبعد الكشف عنها، من الضروري إغلاق البئر بسرعة وبأمان. وفي هذا الصدد، نُفذت إجراءات إغلاق جيدة لضمان سلامة البئر والتقليل إلى أدنى حد من حجم التسربات.

وبمجرد إغلاق البئر، قمنا بفحصه وفقاً للطريقة المناسبة، مع مراعاة الحالة الخاصة للبئر، أي موضع الاداة، وطبيعة التسربات السائلة والغازات.

وأخيراً، وبتطبيق المفاهيم التي نوقشت في الفصول السابقة في دراستنا الخاصة، أجرينا تحليلاً متعمقاً للمشكلة التي نشأت في هذه الحالة. وركزنا أساساً على إيجاد الحل المناسب لضمان سلامة وكفاءة الحفر.

INTRODUCTION GÉNÉRAL

Aujourd'hui, le pétrole joue un rôle crucial, même s'il fait partie des énergies non renouvelables. Pour assurer cette ressource essentielle dans notre monde, il est essentiel de chercher et de prospector les sites qui le rencontrent afin de préserver sa pérennité. Ainsi, pour extraire ce dernier, des forages doivent être effectués dans les différentes formations géologiques jusqu'à atteindre les réservoirs de pétrole nécessaires.

Le forage est une étape très complexe et coûteuse lors de l'exploitation des gisements, car il comporte des risques considérables. Au cours du forage, on peut rencontrer plusieurs problèmes tels que les coincements, les pertes et les éruptions. Les différentes opérations liées au forage (tubage, cimentation, carottage, etc.) sont toutes complémentaires et étroitement étudiées et liées dans la pratique. Il s'agit de missions extrêmement complexes et coûteuses qui nécessitent une préparation sérieuse, car tout incident peut entraîner des conséquences extrêmement graves pour la continuité du programme de forage.

Chaque année, les conséquences des éruptions incontrôlées ont un impact considérable sur l'industrie pétrolière et peuvent mettre en péril des vies humaines lors d'opérations parfois dangereuses, notamment en mer. Finalement, la pollution de l'environnement peut avoir des conséquences inestimables, en particulier sur la santé des individus. C'est la raison pour laquelle, depuis quelques années, les ingénieurs du secteur pétrolier se sont mobilisés pour approfondir leur compréhension des causes et du processus des éruptions, dans le but de les prévenir ou de maîtriser les éruptions qui les précèdent.

L'éruption peut être considérée comme le problème le plus délicat et le plus risqué dans le forage. Afin d'y parvenir, nous avons opté pour notre étude sur la prévention et la maîtrise des risques liés aux éruptions. Les principaux éléments abordés dans notre étude sont :

Le premier chapitre, qui aborde les principes généraux du contrôle des venues, a porté sur les concepts fondamentaux et les principes essentiels du contrôle des puits. Nous avons examiné les origines des venues, les différents signes indiquant une venue, la détection de la nature de l'effluent.

Le chapitre suivant traite des équipements de contrôle des venues, où nous avons exposé les principaux équipements employés pour gérer les venues. Dans le troisième chapitre, nous avons examiné en détail les procédures de contrôle de la venue et de neutralisation du puits, les calculs préalables nécessaires ainsi que les différentes méthodes de contrôle requises pour cette étude. Enfin, dans le quatrième chapitre est dédié à l'étude de cas du puits AT-26/ENF-52 Situé dans la région de Ain T'sila (division d'association / Projet Isarene) nous avons appliqué une méthodologie d'étude analytique des données du puits, ensuite nous avons étudié les différents problèmes rencontrés lors du contrôle de venue et leurs solutions adaptées à chaque situation., nous avons discuté des résultats obtenus et formulé deux propositions pour la poursuite du forage.

Notre recherche vise à prévenir ou à réduire toute menace pouvant mettre en péril la vie humaine, l'équipement et l'environnement. Afin d'y parvenir, il est nécessaire de débiter par l'analyse et la compréhension des raisons de l'apparition de ces incidents pour les prévenir. La prévention d'une venue implique de fixer les conditions et les règles lors du forage afin d'éviter tout incident.

En cas de venue, il est essentiel de détecter rapidement et de fermer immédiatement le puits afin de garantir le succès des opérations de remise sous contrôle du puits, et de contrôler correctement cette venue avant qu'elle ne se transforme en éruption. Il s'agit de la réalisation d'une série d'opérations visant à éliminer les effluents et à créer une boue dont la densité correspond à la densité d'équilibre de la formation. Les procédures de contrôle ne sont pas spécifiques, les méthodes et les moyens utilisés sont très variés et devront être soigneusement adaptés à chaque situation spécifique. Il est essentiel de préserver cet équilibre à tous les moments de la construction du puits.

chapiterI

Généralités sur le contrôle des venues

I.1 Introduction

Il est fréquent que le forage pétrolier rencontre des difficultés techniques en traversant des formations profondes contenant des fluides sous pression qui pourraient représenter un danger pour la vie humaine, l'équipement et l'environnement.

Le contrôle des puits est classé en trois grandes catégories : le contrôle primaire, le contrôle secondaire et le contrôle tertiaire.

I.2 CATEGORIE DE CONTROLE :

Le contrôle d'un puits est divisé en trois catégories principales.

I.2.1 Contrôle primaire :

Les puits sont contrôlés de manière primaire en veillant à ce que la densité de la boue de forage soit adéquate pour empêcher toute entrée de fluide de formation. Il n'est peut-être pas nécessaire d'augmenter la densité de la boue de forage si un afflux a été provoqué ou tamponné.

Il est nécessaire de refermer le puits et de stabiliser les pressions.

À la disparition de ce contrôle, même pour une courte période, le fluide de formation se déplace du réservoir vers le puits.

Contrôle primaire = prévention

I.2.2 Contrôle secondaire :

Il y a différentes façons de détruire un puits après une venue. La plupart des méthodes couramment employées maintiennent la pression de fond du trou constante à une valeur équivalente (ou légèrement supérieure) à la pression de formation. Les méthodes de driller et de wait-and-weight sont des exemples qui exploitent la pression du tube de forage afin de surveiller la pression au fond du trou.

Pour toutes les techniques de destruction de puits, il sera nécessaire de le refermer et de le laisser se stabiliser.

Afin de prendre connaissance des pressions et du volume de la venue. Il est nécessaire d'enregistrer et de tracer l'accumulation de pression afin de mesurer la pression d'afflux et détecter toute migration de cette venue.

I.2.3 Contrôle tertiaire :

Le troisième niveau pour contrôler les venues est le contrôle tertiaire, qui consiste à utiliser des méthodes et des procédures inhabituelles pour gérer les situations spécifiques de venue, telles que :

- L'outil n'est pas au fond
- Le bouchage de la garniture
- Siffleur de la garniture
- Perte de circulation

- La pression annulaire supérieure à la pression maximale admissible
- Coincement de la garniture
- Migration du gaz sans expansion
- Opération spéciale (snubbing)

I.3 LES PRESSIONS :

I.3.1 Les pressions dans un puits :

➤ L'hydrostatique :

Le principe essentiel de l'hydrostatique est appliqué aux fluides au repos qui ne sont soumis qu'aux forces de pesanteur. Seule la hauteur de la colonne de fluide et sa masse volumique influencent la pression hydrostatique. La pression n'est pas influencée par la section et la géométrie de la colonne. La formule suivante exprime le principe essentiel de l'hydrostatique entre deux points⁽¹⁾

$$PhB - PhA = \rho \times g \times Z \quad (I-1)$$

PhA : pression hydrostatique exercée en A exprimée en pascal (Pa),

Phb: pression hydrostatique exercée en B exprimée en pascal (Pa),

ρ : masse volumique du fluide considérée constante entre A et B en kg/m³,

g : accélération de la pesanteur (9,81 m/s²)

Z : hauteur en m de la colonne de fluide AB.

.La pression hydrostatique augmente avec la profondeur .

Si la pression est exprimée en bar et la profondeur est mesurée en mètre, il est commode de convertir la densité du fluide kg/l en un gradient de pression bar/m, le facteur de conversion

étant $\frac{1}{10,2}$

$$\text{gradient de pression :} \quad \left(\frac{\text{bar}}{\text{m}}\right) = \frac{d}{10,2} \left(\frac{\text{kg}}{\text{L}}\right) \quad (I-2)$$

Avec les unités habituellement utilisées en forage, cette formule s'écrit :

$$PhB - PhA = \frac{Z \times d}{10,2} \quad (I-3)$$

étant exprimées en bar et Z en m, et d étant la densité équivalente liquide du fluide compris entre A et B. Ce principe implique également que la pression exercée par un fluide au repos est la même sur une même horizontale et que la pression en un point est égale dans toutes les directions.

➤ Principe du tube en U :

C'est une conséquence du principe fondamental de l'hydrostatique.

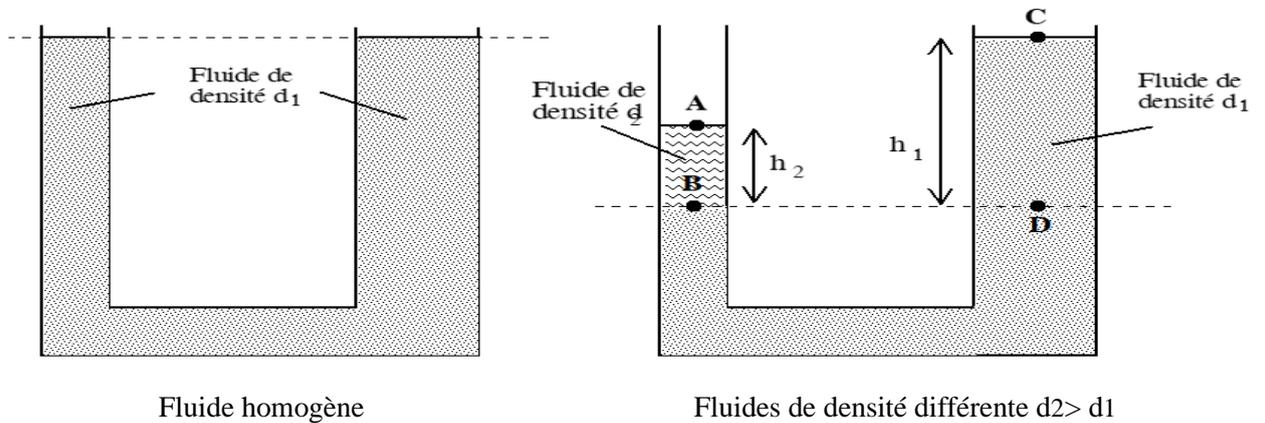


Figure 1.1 : Principe du tube en U

Si un tube en forme de U contient un fluide immobile homogène, les surfaces libres de ce fluide sont identiques dans les deux branches. La pression est la même sur une même horizontale, quelle que soit l'horizontale considérée. Lorsque des fluides non miscibles et de densité différente sont présents dans les branches du tube en U, après l'équilibre, les deux surfaces libres en contact avec l'air ne sont plus sur le même plan horizontal (voir figure). Afin d'arriver à cet état d'équilibre, la branche contenant le fluide le plus dense a été déplacée vers l'autre branche. Dans cette situation, la pression reste constante sur une même horizontale dans le plan défini par les points B et D (points situés dans le même fluide) et sur toute horizontale située en dessous de ce plan, mais cela ne s'applique plus au-dessus. De manière générale, la pression hydrostatique est constante au bas des deux branches du tube en forme de U.

1.3.2 Les pertes de charge :

La résistance du fluide à l'écoulement est représentée par les pertes de charge dans une conduite. Les frottements entre le fluide en mouvement et les parois de la conduite, ainsi que les différentes veines de fluide qui se déplacent à des vitesses différentes, sont responsables de la baisse de pression. L'énergie de mouvement est convertie en chaleur par le frottement des molécules du fluide. Les pertes de charge doivent être perçues comme une consommation progressive de l'énergie initiale fournie par les pompes de forage tout au long du circuit. Les pertes de charge dans un circuit de forage sont réparties de la manière suivante :

P_{cs} : pertes de charge dans l'installation de surface.

P_{cdp} : pertes de charge dans les drills pipes

P_{cdc} : pertes de charge dans les drills collars.

P_{co} : pertes de charge aux duses de l'outil.

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

$$P_{ci} = P_{cdp} + P_{cdc} + P_{co} \quad (I-4)$$

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

La pression de refoulement des pompes P_r est la somme de toutes les pertes de charges dans le circuit de circulation :

$$Pr = Pcs + Pcdc + Pcdp + Pco + Pca \quad (I-5)$$

La pression exercée au fond du puits est la somme des pressions dans l'annulaire
 P_{ha} : pression hydrostatique dans l'annulaire.

$$P_f = P_{ha} + P_{ca} \quad (I-6)$$

I.3.3 Pression des pores :

La force exercée par les fluides présents dans les roches à l'intérieur des pores et des fissures est appelée pression de pore. On retrouve également les expressions de pression de formation, de pression de fluide interstitiel, de pression interstitielle et de pression de gisement. On peut déterminer la pression de pore en utilisant P_{t1} ou P_{a1} .

$$P_{pore} = P_{a1} + P_{h\text{ ann}} \quad \text{Ou} \quad P_{pore} = P_{t1} + P_{h\text{ int}}$$

I.3.4 Pression normale des pores :

La pression pore est considérée comme normale lorsqu'elle est causée exclusivement par la pression hydrostatique des eaux qui pénètrent dans le sous-sol et qui communiquent avec l'atmosphère de pore en pore, indépendamment de la morphologie des pores et du flux du fluide. Un régime normal de pression nécessite la présence d'un système hydrauliquement ouvert à l'atmosphère. ⁽²⁾

➤ Pressions anormales :

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

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

Exemple de pressions anormales :

- Puits artésiens
- Colonne d'hydrocarbure
- Force tectonique latéral
- Bancs de sel et d'argile
- Diapir de sel ou d'argile
- Les failles

Pression dynamique de fond :

➤ Circulation puits ouvert

La pression exercée sur le fond de puits peut être calculé par l'intérieur de la garniture ou par l'espace annulaire.

$$P_{fod} = P_r + P_{h\ int} - P_c \quad (I-7)$$

P_r : Pression de refoulement (bar).

$P_{h\ int}$: Pression hydrostatique à l'intérieur de la garniture (bar).

$P_{c\ int}$: Perte de charge à l'intérieur de la garniture (bar).

Ou bien :
$$P_{Fod} = P_{h\ ea} + P_{c\ ea} \quad (I-8)$$

$P_{h\ ea}$: Pression hydrostatique dans l'espace annulaire (bar).

$P_{c\ ea}$: Perte de charge dans l'espace annulaire (bar).

➤ Circulation sous duse

$$P_{fond} = P_{ha} + P_{c\ ea} + P_a$$

Remarque : La pression de fond permet le calcul de la densité équivalente au fond en circulation "ECD".

$$d_{eqv} = \frac{10,2 \cdot (P_{Hea} + P_{cea})}{z_f} \quad (I-9)$$

I.3.5 Pression de fracturation

La pression de fracturation correspond à la pression à laquelle la matrice de la roche se briserait, ce qui entraînerait une perte de boue. Si un forage est effectué, la formation sous le sabot est généralement le point le plus fragile du découvert. De plus, pour traverser les couches profondes, il est nécessaire d'avoir des densités de boue plus élevées afin de maintenir les parois du trou et d'éviter l'intrusion des fluides de formation, tout en évitant de fracturer les formations les plus fragiles.

Pour établir le programme de forage, de tubage et de boue, il est donc essentiel de connaître les pressions des pores et de fracturation des formations.

Afin de déterminer la pression de fracturation, un test d'injectivité (Leak Off Test) est effectué lors du forage d'un puits.

➤ Leak-off test (LOT)

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

Les étapes à suivre pendant la procédure du leak-off test sont :

- Utiliser des manomètres précis.
- Utiliser une pompe faible débit (comme celle de l'unité de cimentation).
- S'assurer de l'étanchéité de la colonne de tubage en réalisant un casing test.
- S'assurer de l'étanchéité du ciment sous le sabot en réalisant un shoe bond test.
- Forer 1 à 3 mètres sous le sabot.
- Circuler la boue.
- Remonter l'outil au sabot.
- Fermer l'obturateur.

- Commencer le pompage par l'intérieur des tiges ou par l'espace annulaire avec un débit de 40 à 80 l/min (0.25 à 0,50 bbl/min) et ploter sur un graphe préalablement préparé les pressions qui correspondent à chaque incrément du volume pompé.

Actuellement nous avons la possibilité de suivre directement l'évolution graphique de la pression sur un écran.

- Arrêter la pompe une fois la déflexion est confirmée. La pression au point de déflexion représente la pression du leak-off test (LOT).
- Purger la pression et mesurer le volume retour.

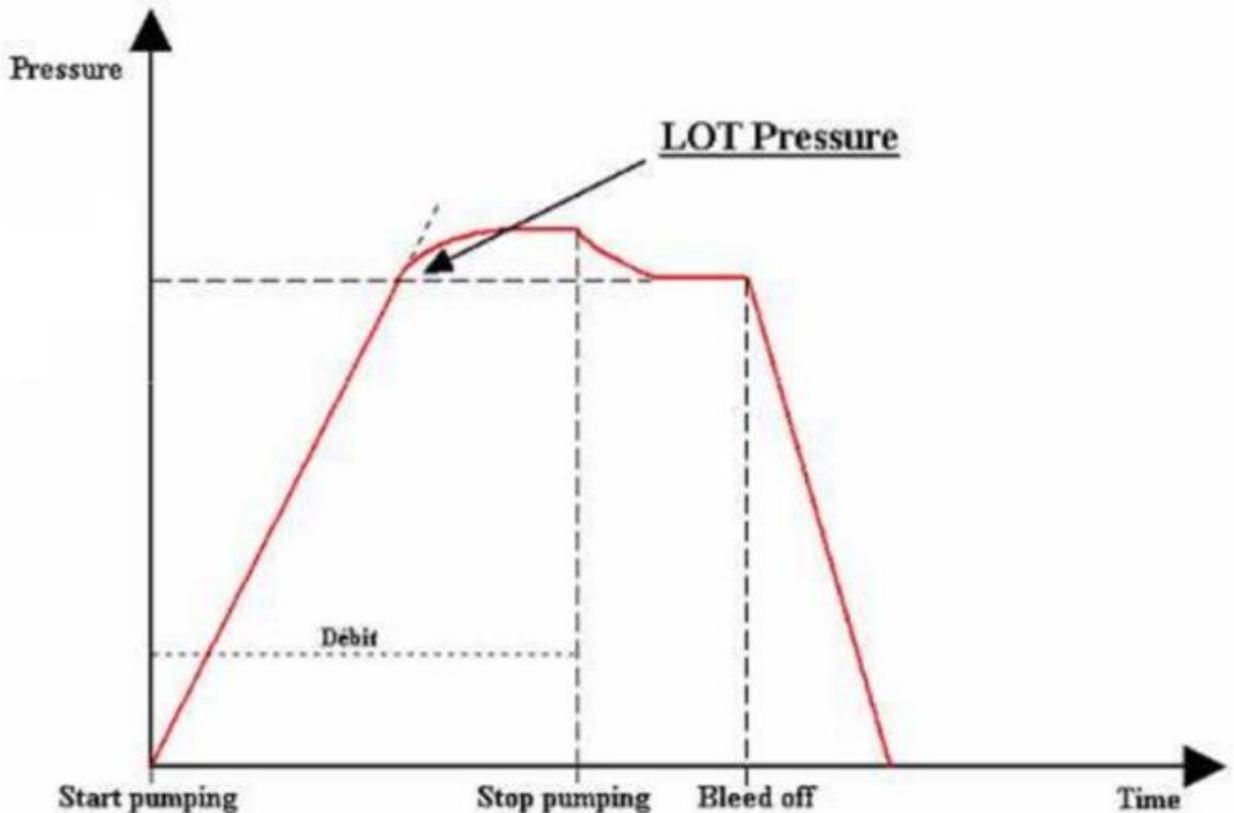


Figure I.2 Leak-off test (LOT)

leak-off test dans une formation consolidée donne des résultats différents de celui d'une formation non consolidée, car il est probable que la boue se perde à faible pression et que la pression diminue une fois que la pompe est arrêtée.

La pression de fracturation est donnée par la formule suivante :

$$P_{frac} = P_{LOT} + Z_s \times d / 10.2 \quad (I-10)$$

La densité équivalente de fracturation est la densité maximale de la boue qui causerait la fracturation de la formation :

$$d_{frac} = 10.2 \times P_{frac} / Z = d + P_{LOT} \times 10.2 / Z_s \quad (I-11)$$

➤ **Pression maximale admissible (Padm) :**

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

$$P_{adm} = P_{frac} - Z \times d / 10.2 = (d_{frac} - d) \times Z / 10.2 = (G_{frac} - G) \times Z \quad (I-12)$$

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

La P_{adm} change quand la densité de la boue change.

➤ Gain maximal

Il s'agit de la capacité maximale de la venue, une fois le puits fermé, qui peut être transportée sans risque de fracture au niveau du point fragile.

La venue peut atteindre une hauteur maximale pendant le forage :

$$H_{\text{max}} = (P_{\text{adm}} - P_{\text{t1}}) / (G_{\text{b}} - G_{\text{v}}) \quad (\text{I-13})$$

Le volume de la venue au fond est donc :

$$V_1 = H_{\text{max}} \times V_{\text{e}} \quad (\text{I-14})$$

Durant la circulation de la venue, son volume augmente et lorsque son top arrive au point fragile (juste sous le sabot), la pression maximale est P_{frac} . Le volume de la venue au fond qui entraîne la fracturation de la zone fragile sous le sabot est donc :

$$V = P_{\text{frac}} \times V_{\text{ea}} \times (P_{\text{adm}} - P_{\text{t1}}) / [P_{\text{pores}} \times (G_{\text{b}} - G_{\text{v}})] \quad (\text{I-15})$$

Le gain maximal admissible (G_{max}) est égal au plus petit des deux volumes V_1 et V_2 .

I.4 NATURE ET COMPORTEMENT DE L'EFFLUENT

L'effluent peut être un liquide (eau ou pétrole) ou gaz (hydrocarbure, CO_2 , H_2S ,...). Le comportement pour ces fluides dépend de leur nature et leurs caractéristiques. Le plus difficile à contrôler est le gaz, du fait qu'il est instable et fortement inflammable.

I.4.1 Définition de la venue :

La venue c'est la pénétration de certain volume de fluide (eau, gaz, brut) de la formation dans le puits lorsque la pression exercée face à une formation poreuse perméable est inférieure à la pression de pore de cette formation. ⁽¹⁾

I.4.2 Venue d'un liquide :

La densité élevée du liquide peut parfois équilibrer la pression de pore avant même que le fluide ne parvienne à la surface (réservoirs déplétés). Ceci entraîne l'enregistrement de faibles pressions en tête.

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

De plus, les liquides, comme le pétrole ou l'eau, conservent le même volume du fond à la surface, ce qui facilite le contrôle et évite les risques de migration.

I.4.3 Venue d'un gaz :

Le gaz répond à la loi:

$$PV = \text{constante}$$

Lorsque cette loi est mise en œuvre, pendant la circulation d'un gaz, sa pression diminue et son volume augmente, ce qui entraîne une augmentation de sa hauteur et une diminution de sa densité. Ces deux modifications diminueront la force exercée sur le fond et, par conséquent, augmenteront la force dans l'espace annulaire d'une valeur parfois suffisante pour briser la zone la plus fragile du découvert.

I.4.4 La migration

La différence de densités est à l'origine de la migration d'un fluide par rapport à un autre : le fluide le plus lourd, sous l'effet de la pesanteur, se déplace vers le bas, et la plus légère remonte vers le haut.

La vitesse de migration est influencée par la disparité des densités. Si la migration est une venue, elle débute immédiatement après l'intrusion du fluide de densité inférieure à la boue dans le puits, qu'il soit ouvert ou fermé, en circulation ou à l'arrêt. Cependant, lors de la circulation à un débit supérieur à celui de la migration, l'effet de celle-ci n'est pas perceptible.

➤ Migration d'un liquide

Le liquide, lorsqu'il se déplace, ne modifie pas son comportement, car son volume n'augmente pas. Cette migration n'est pas danger, le puits étant fermé ou ouvert. Une fois que le puits est fermé à la suite d'une venue de liquide (eau ou pétrole), les pressions en tête, une fois stabilisées, sont stables et les risques de fracturation sont exclus.

➤ Migration d'un gaz

En vertu de la loi des gaz, la migration d'un gaz dans un puits ouvert entraîne une augmentation de son volume et une diminution de sa pression. Si la marge de sécurité (trip margin) est faible, l'augmentation du volume de la venue entraîne une augmentation de sa hauteur et une diminution de sa densité, ce qui entraîne une réduction de la colonne hydrostatique.

Cependant, en cas de fermeture du puits, le gaz se déplacera en maintenant son volume, car le volume du puits (fermé) reste constant. En utilisant la loi des gaz, il maintient également sa pression constante. La pression initiale située en bas de la bulle, qui n'est rien d'autre que la pression des pores, est donc déplacée tout le long du puits, ce qui entraîne une augmentation dangereuse des pressions dans le puits, ce qui entraîne inévitablement la fracture de la zone fragile du découvert.

Il est à noter que le forage d'un drain horizontal, le forage avec une boue à base d'huile ou le forage avec une boue trop visqueuse défavorisent la migration du gaz.

La vitesse de migration (en m/h) est donnée par la formule suivante : $V_m = 10.2 \times \Delta P / d_1$

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

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

$$P_{\text{Fond}} = P_{\text{gaz}} + P_{\text{Ha}}, \text{ or } P_{\text{gaz}} = P_{\text{pore}}, \text{ donc : } P_{\text{Fond}} = P_{\text{pore}} + P_{\text{Ha}} \quad (\text{I-16})$$

Avec : P_{Ha} = pression hydrostatique de la colonne de boue sous le bouchon La pression en tête des tiges étant : $P_t = P_{\text{Fond}} - P_{\text{Hint}}$, augmente aussi.

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

I.4.5 Comportement du gaz dans la boue

La solubilité du gaz dans une boue à base d'eau est très faible, ce qui entraîne son expansion immédiate et la détection précoce de l'intrusion d'un faible volume permet de fermer rapidement le puits afin de limiter le gain.

Cependant, à certaines températures et pressions, les gaz légers peuvent se dissoudre dans la boue à base d'huile, ce qui rend difficile la détection d'un volume faible (inférieur à environ 800 litres) avant d'atteindre leur point de bulle très proche de la surface. La colonne hydrostatique est alors allégée, ce qui déséquilibre le puits et rend la fermeture et le contrôle de la venue plus difficiles.

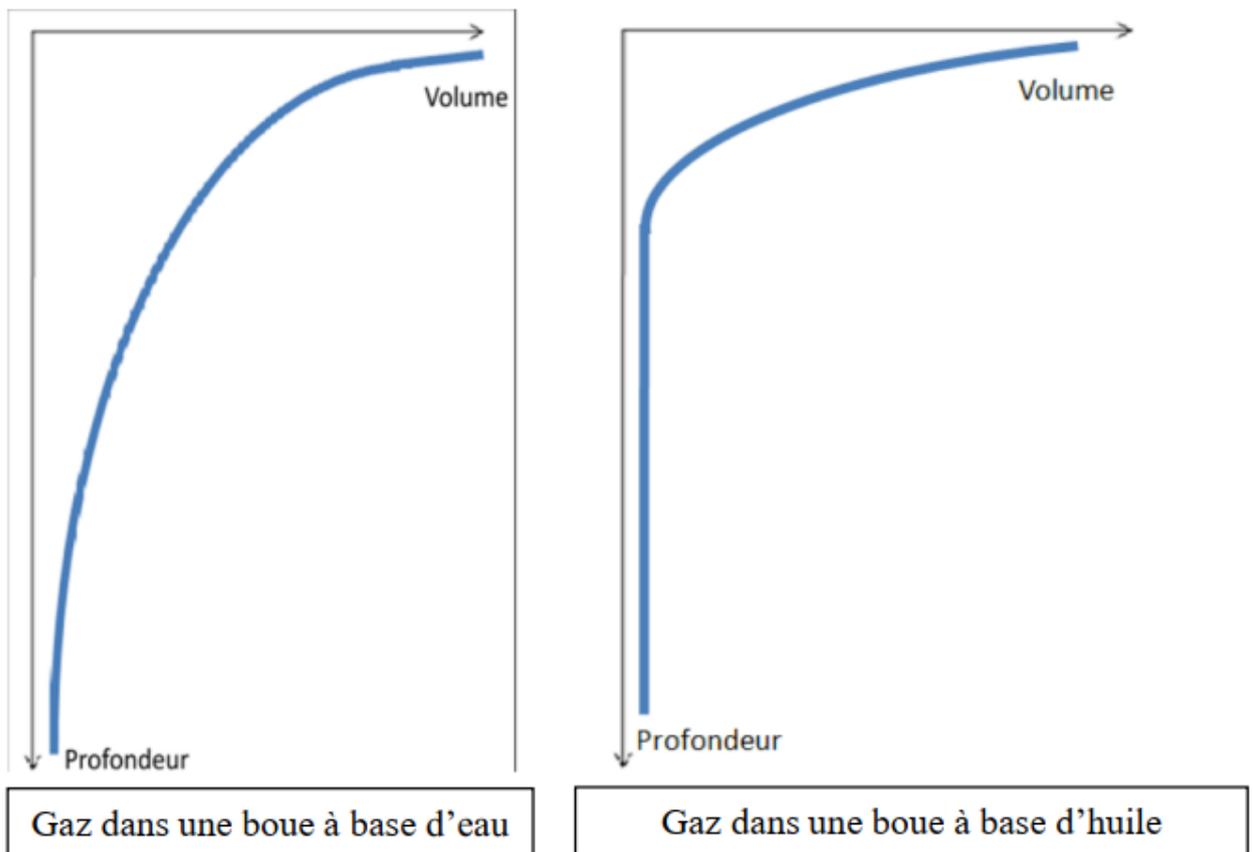


Figure I.3 Comportement de gaz dans la boue

Les hydrocarbures peuvent contenir d'autres gaz tels que le sulfure d'hydrogène ou hydrogène sulfuré (H_2S), le gaz carbonique (CO_2) et l'azote (N_2). Ils faiblement solubles dans une boue à base d'eau et dans une boue à base d'huile.

La présence de H₂S présente un risque considérable tant pour le personnel que pour le matériel et les produits. Outre l'inflammabilité, il est très toxique et peut causer la mort d'une personne exposée à son action pendant une certaine période, selon sa concentration.

De plus, il présente une grande corrosivité pour les matériaux, même inoxydables, et est un agent contaminant puissant pour la boue.

I.5 Signe de la venue

Différents signes peuvent signaler un risque imminent ou déclencher une venue, ces signes précis sont très essentiels pour les foreurs car le début rapide des procédures de contrôle a un impact direct sur les méthodes et le niveau de risque encourus. On peut classer les signes indicateurs de venue en deux catégories :

- Les signes précurseurs qui suggèrent un risque de venue : ils suggèrent qu'une venue peut être sur le point de se produire. Certains vont aussi apparaître lors de la venue.
- Les signes effectifs (positifs) de venue : ils témoignent clairement de l'arrivée d'un fluide dans le puits.

I.5.1 Les signes précurseurs indiquant un risque de venue :

Il est primordial de détecter rapidement les signes précurseurs d'une venue pour assurer la sécurité du puits. Cependant, la détection d'un seul signe peut ne pas être un indicateur définitif, c'est pourquoi il est nécessaire d'observer tous les signes simultanément.

➤ Augmentation de la vitesse d'avancement :

En général, cela dépend de plusieurs paramètres tels que le poids de l'outil, la vitesse de rotation, la différence de pression et la porosité de la formation. Lors du forage d'une formation à pression anormalement élevée, la vitesse d'avancement augmenterait principalement en raison de la diminution de la pression différentielle et de l'augmentation de la porosité.

Dans cette situation, la diminution de la pression différentielle permettra d'arracher les déblais et de nettoyer le fond du trou, ce qui met en évidence l'effet sur la vitesse d'avancement.

➤ Augmentation du torque et des frottements :

Le fait que le torque et les frottements soient plus élevés que leurs tendances normales pendant le forage pourrait suggérer l'entrée d'une zone de pression anormalement élevée.

On peut interpréter cette augmentation comme un signe de l'instabilité des parois du trou en raison de la diminution de la pression différentielle, ce qui entraîne le fluage des argiles et l'accumulation des déblais autour de la garniture.

➤ La diminution de la densité des argiles :

La densité des argiles augmente normalement avec la profondeur en raison de la compaction. En effet, la pénétration d'une zone à pression considérablement élevée est généralement

accompagnée d'une augmentation de la porosité, ce qui entraîne une diminution de la densité des argiles.

➤ **Taille et forme des déblais :**

Dans les zones de transition et à pression anormalement élevée, il est possible de produire des déblais de grande taille en raison d'une pression différentielle négative. Grâce à leur analyse constante, il est possible de repérer l'entrée dans une zone de transition.

➤ **Changement de la propriété de la boue de forage :**

En introduisant un fluide plus léger dans le puits, la densité de la boue diminue, ce qui est généralement accompagné d'une variation de la viscosité en fonction du type de boue et de la nature de l'effluent.

Par exemple, si l'eau de formation pénètre dans une boue à base d'huile, cela entraînera une augmentation de la viscosité, tandis que l'effet est inverse pour une boue salée saturée à faible pH.

➤ **Indice de gaz dans la boue :**

La présence du gaz dans la boue peut provenir de l'une des causes suivantes :

Lors du forage d'une formation perméable contenant du gaz, avec une densité de boue suffisante, le gaz contenu dans la roche détruite se libère provoquant ainsi le gazage de la boue.

Le pourcentage de gaz dans la boue est en fonction de :

- Diamètre de l'outil.
- Débit de circulation.
- La vitesse d'avancement.
- La pression des pores.
- La porosité de la formation.

Si le pourcentage de boue dans l'annulaire est élevé, cela peut entraîner une diminution de la pression hydrostatique, ce qui peut entraîner une venue. - Si la pression différentielle devient négative lors de l'ajout des longueurs de tiges, le puits serait inondé de gaz. Après avoir repéré ce bouchon de gaz, il est essentiel d'augmenter la densité de la boue avant de procéder à la manœuvre de la garniture.

Il est important de se rappeler qu'une visite peut survenir sans l'apparition préalable de ces signes. Ces signes ne se manifestent dans certains cas qu'à l'entrée de l'effluent dans le puits. Ils apparaîtront simultanément aux signes concrets de leur arrivée.

I.5.2 Signe positif d'une venue :

La présence d'un signe positif indique une intrusion d'un certain volume d'effluent dans le puits, ce qui entraîne la fermeture immédiate du puits.

En cours de forage, l'entrée d'une venue se manifesterait en surface, peu importe la nature du fluide de forage. Cela entraîne soit une augmentation du débit dans la goulotte, soit une augmentation de la boue dans les bacs.

En revanche, lorsque le train de tige est en train de monter ou de descendre, le volume de boue rempli est inférieur (ou supérieur) au volume de l'acier, cela indique qu'un fluide est arrivé au fond du puits.

L'utilisation d'un trip tank est indispensable pour une détection rapide d'une intrusion d'effluent en cours de manœuvre.

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

- L'ajustement de la densité de la boue en cours de forage.
- Le transfert de la boue en surface durant le forage.
- Une perte partielle de circulation dans la formation.
- Des fuites dans les équipements de surface.
- L'utilisation des équipements d'épuration mécanique.
- Le démarrage et l'arrêt des pompes de forage.

I.6 Causes des venues

Les statistiques ont révélé que la majorité des venues surviennent en cours de manœuvres où la réduction de la pression au fond suite à :

- L'annulation des pertes de charge annulaire.
- La chute de niveau de boue dans l'annulaire durant la remontée.
- Le pistonnage vers le haut.

Afin d'éviter la réduction de la pression hydrostatique durant la manœuvre, il est nécessaire de :

- Utiliser une feuille de manœuvre (trip sheet) pour suivre les volumes à remplir en cours de remontée ou à récupérer en cours de descente.
- Utiliser le bac de manœuvre (trip tank) pour mesurer d'une manière précise le volume récupéré ou pompé.

L'utilisation de ce bac et cette feuille permettent de détecter les anomalies de remplissage • s'assurer de la disponibilité sur le plancher de la gray valve, de la safety valve et de leurs réductions appropriées.

I.6.1 Défaut de remplissage pendant la manœuvre

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

- tige vide

$$\Delta P = H \times \frac{G_b \times v_{aTige}}{v_{itubage} \times v_{itige}} \quad (I-17)$$

-tige pleines

$$\Delta P = H \times \frac{G_b \times (V_{atige} + V_{itige})}{V_{itubage} - (V_{atige} + V_{itige})} \quad (I-18)$$

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

H : longueur de tige remontée (m)

G_b : gradient de boue (bars/m)

V_a tige : volume acier des tiges (L / m)

V_i tige : volume intérieur des tiges (L / m)

V_i tubage : volume intérieur du tubage (L / m)

I.6.2 Pistonnage vers le haut et vers le bas (Swabbing and surging)

➤ Pistonnage vers le haut (Swabbing)

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

P fond = (Z x d / 10.2) - dépression

Cette dépression est d'autant plus importante que :

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

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

Pour minimiser l'effet du pistonnage il faut :

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

➤ Pistonnage vers le bas (surging)

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

P fond = (Z x d / 10.2) + surpression

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

I.6.3 Densité de boue insuffisante

Si la densité de boue devient inférieure à la densité d'équilibre d'une formation poreuse et perméable, cela constitue un facteur essentiel pour le contrôle initial du puits. La densité insuffisante peut être causée par :

- Une estimation erronée de la pression des pores.
- Une baisse imprévue de la densité de la boue en surface
- Une contamination de la boue par le fluide de formation

I.6.4 Perte de circulation

Lorsque la circulation est totalement perdue, la pression hydrostatique diminue et si elle est inférieure à la pression des pores, le fluide de la formation entrera dans le puits. La formule suivante donne la hauteur maximale de vide tolérée pour éviter une venue.

$$H = \frac{\Delta P \times 10.2}{d_i} \quad (I-19)$$

Où H : la hauteur maximale du vide (m)

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

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

I.6.5 Formation à pression anormalement élevée

Il est fréquent de rencontrer des formations à pressions anormalement élevées, déjà abordées dans la section précédente, dans de nombreuses régions et à des profondeurs très variées. Souvent, ces formations sont l'une des raisons de la venue.

I.7 Causes d'un contrôle de venue inopérant

Une fois les scénarios les plus fréquents pouvant entraîner une venue, nous allons maintenant analyser les circonstances qui peuvent entraîner une venue non contrôlée, c'est-à-dire une venue non contrôlée.

Dégénérant en éruption. L'accidentologie permet d'en discerner les causes suivantes :

I.7.1 Détection tardive d'une venue :

Afin d'optimiser les possibilités de contrôle, il est essentiel de détecter une venue dès que possible. L'efficacité et la redondance des principes de détection utilisés, la compétence du personnel et de nombreux facteurs humains et organisationnels (réactivité, communication, fatigue, sensibilisation au risque de venue, etc.) sont des facteurs qui influencent la précocité de la détection d'une venue.

Une panne dans l'un de ces domaines peut entraîner une détection tardive, ce qui peut rendre la détection très complexe, voire entraîner l'échec du contrôle de la venue

I.7.2 Défaut d'actionnement ou d'efficacité du BOP :

En cas de venue, une des premières mesures de mise en sécurité du puits consiste à fermer le BOP. Le succès de cette mesure dépend de plusieurs facteurs :

la possibilité d'actionner le BOP :

- L'actionnement du BOP est opéré par des lignes de commande, qui doivent être disponibles et fonctionnelles au moment de l'incident. Une rupture ou un dysfonctionnement de ces lignes de commande peut rendre compliquée ou impossible la fermeture du BOP ;
- L'aptitude des obturateurs à contenir la pression exercée en tête de puits : Le BOP est composé d'un ensemble de mâchoires (rams) dont la pression de service doit être adaptée à la pression maximale exercée en tête de puits en toute situation (y compris dégradée). Une erreur de conception (par exemple un choix inadapté par rapport à la pression exercée en tête de puits), de montage, de test ou de maintenance du BOP peut conduire à un défaut de fonctionnement de celui-ci, mettant en péril le contrôle de la venue.

I.8 Conclusion

Grâce à ce chapitre introductif sur les principes fondamentaux du contrôle des venues, nous avons pu établir une base solide pour saisir les aspects essentiels de cette discipline essentielle dans l'industrie pétrolière et gazière. Grâce à cette compréhension approfondie, nous sommes mieux préparés à prévenir les venues et à surveiller en temps réel les différents paramètres utilisés pour les détecter. L'acquisition de ces concepts fondamentaux du contrôle des puits nous permettra d'être mieux préparés pour les chapitres à venir, où nous examinerons en détail les stratégies et les techniques spécifiques pour contrôler les venues et garantir la sécurité des opérations de forage.

chapiterII

Equipements de contrôle des venues

II.1 Introduction :

La boue joue un rôle essentiel dans la sécurité d'un puits en assurant le contrôle initial. Il est essentiel de disposer d'une deuxième barrière de sécurité en cas de défaillance de la première barrière. Les BOP jouent un rôle essentiel en assurant le contrôle externe. Ce chapitre présente les dispositifs de contrôle de venues, le système de commande hydraulique, les empilages des obturateurs, les dispositifs de dégazage de la boue et les méthodes de test des dispositifs de contrôle. Le prochain chapitre traite des équipements indispensables employés dans le domaine du contrôle des puits. Ces dispositifs sont essentiels pour gérer et maintenir la pression de formation, ainsi que pour prévenir les pertes de contrôle des puits.

II.2 Les obturateurs :

Un BOP est employé à différentes phases de la vie d'un puits : lors du forage, de la complétion, des interventions sur puits ou encore lors des procédures d'abandon d'un puits. Il possède différentes fonctions, tant opérationnelles que de sécurité. Concernant la question de la sécurité. Quand un liquide (gaz, pétrole ou eau) sort de la roche dans laquelle il se trouve (réservoir) et entre dans le puits, on parle d'venue. Il est donc nécessaire de fermer le puits immédiatement (deuxième barrière de sécurité), sinon le fluide s'écoule au-dessus de lui et remonte dans le puits. Si une certaine hauteur est atteinte, il devient difficile à maîtriser, ce qui est connu sous le nom d'éruption. Pour éviter ce type de problème, des obturateurs sont installés au-dessus de la tête du puits [BOP].

Un obturateur est défini par :

- Sa marque : Cameron, Shaffer, Hydril, ...
- Son type : U, UII, T, TL, SL, LWS, GK, GX..
- Sa dimension nominale qui correspond au diamètre minimal d'alésage, par exemple 11", 13"5/8, ...
- Sa série qui correspond à sa pression de service, exemple : 2000 psi, 3000 psi, ...
- La fonction principale des obturateurs est de permettre la fermeture du puits en cas de venue et la circulation sous duse durant le contrôle, et pour fonctions secondaire est de l'injection dans le puits fermé, le stripping.

Pour chaque obturateur on précise en outre les caractéristiques suivantes :

- Les volumes de fluide nécessaire pour la fermeture et l'ouverture de l'obturateur
- L'encombrement (hauteur, longueur, largeur, poids), en particulier la longueur ou la largeur, suivant le type, lors de l'ouverture pour le changement des mâchoires.
- Le rapport de fermeture

Toutes ces données sont indiquées dans le formulaire du foreur – Section L

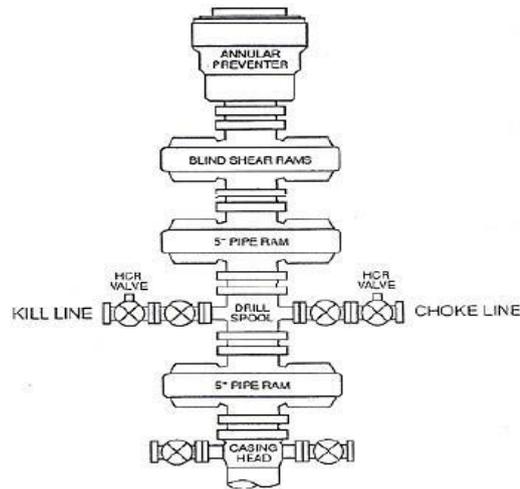


Figure II.1 Le B.O.P

Le puits est équipé de plusieurs types d'obturateurs :

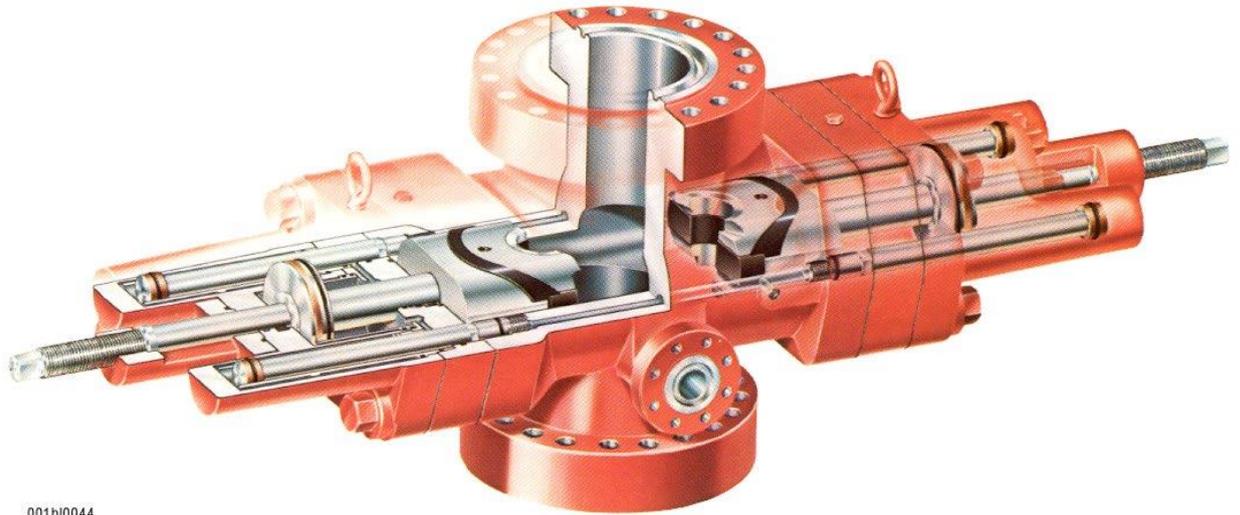
II.2.1 Obturateurs à mâchoires :

Des mâchoires en acier, fixes ou variables, sont utilisées pour assurer l'étanchéité entre l'intérieur du puits et les tiges qui en sortent. On appelle des mâchoires à fermeture sur tiges les mâchoires qui ferment le puits avec les tiges dedans. En cas de vide du puits, des mâchoires dites à fermeture totale sont utilisées.

II.2.1.1 Obturateur à mâchoires Cameron type U :

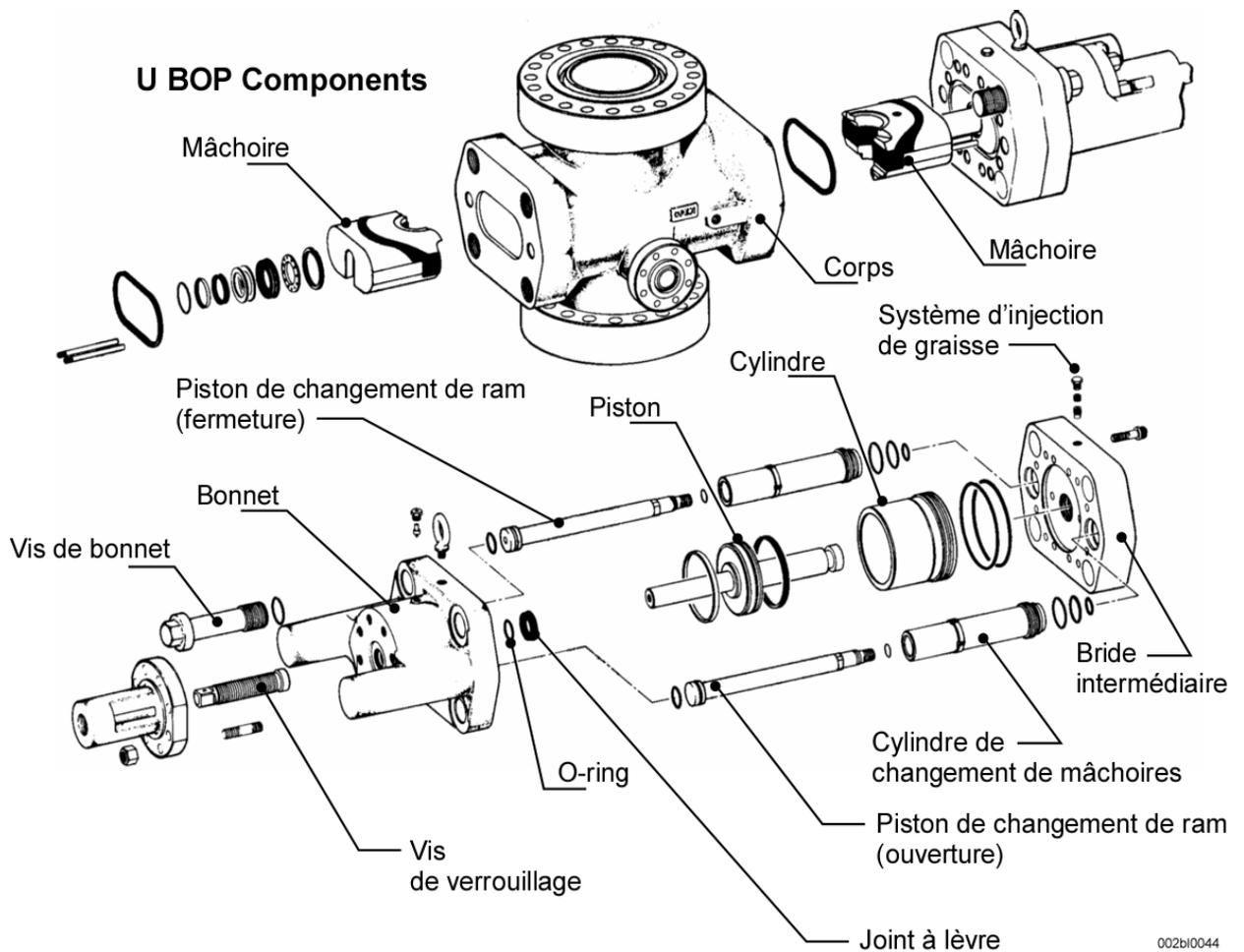
Il est constitué d'un corps comprenant :

- Un alésage vertical central qui facilite le déplacement des outils et des tubulaires.
- Un alésage horizontal où un jeu de deux mâchoires, fixées chacune sur une tige solidaire à un piston, est déplacé à l'aide d'huile hydraulique.
- Les deux extrémités de l'alésage horizontal sont terminées par une bride intermédiaire et un bonnet.
- Deux vis de verrouillage (lockingscrews) permettant le blocage des mâchoires lorsqu'elles sont en position fermée.



001bi0044

Figure II.2 Obturateur à mâchoires Cameron type U



002bi0044

Figure II.3 Principaux éléments du Cameron type U

➤ **Principe de fonctionnement :**

Une chambre d'ouverture et de fermeture est délimitée par un piston et une chemise, le mouvement du piston est suivi par la mâchoire montée à l'extrémité de la tige de piston, le piston est déplacé grâce à un fluide hydraulique incompressible sous pression (1 500 psi). le circuit hydraulique permet d'envoyer du fluide de chaque côté du piston. Quand une chambre est sous pression, l'autre est purgée.

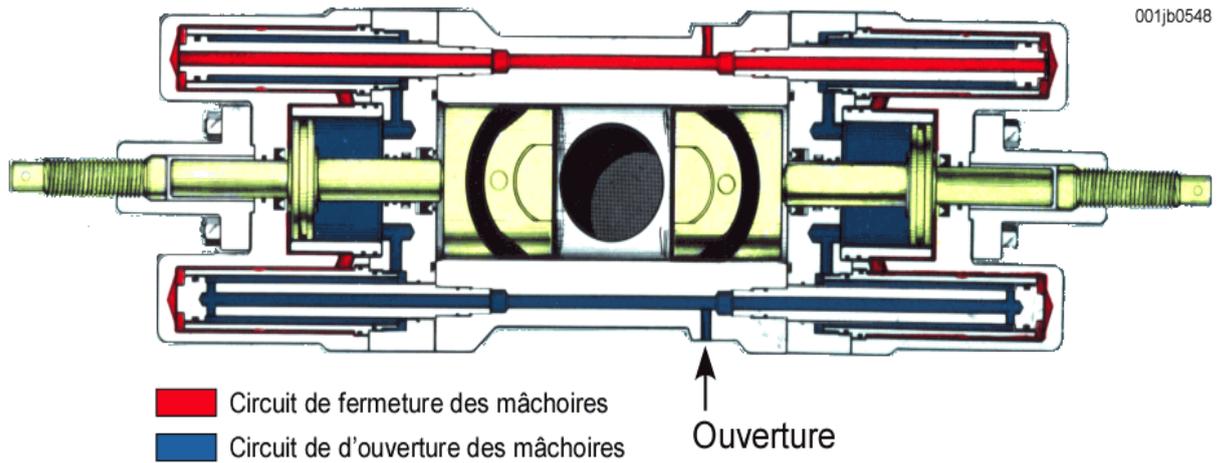


Figure II.4 Cameron type U équipé de pipe rams en position ouverte

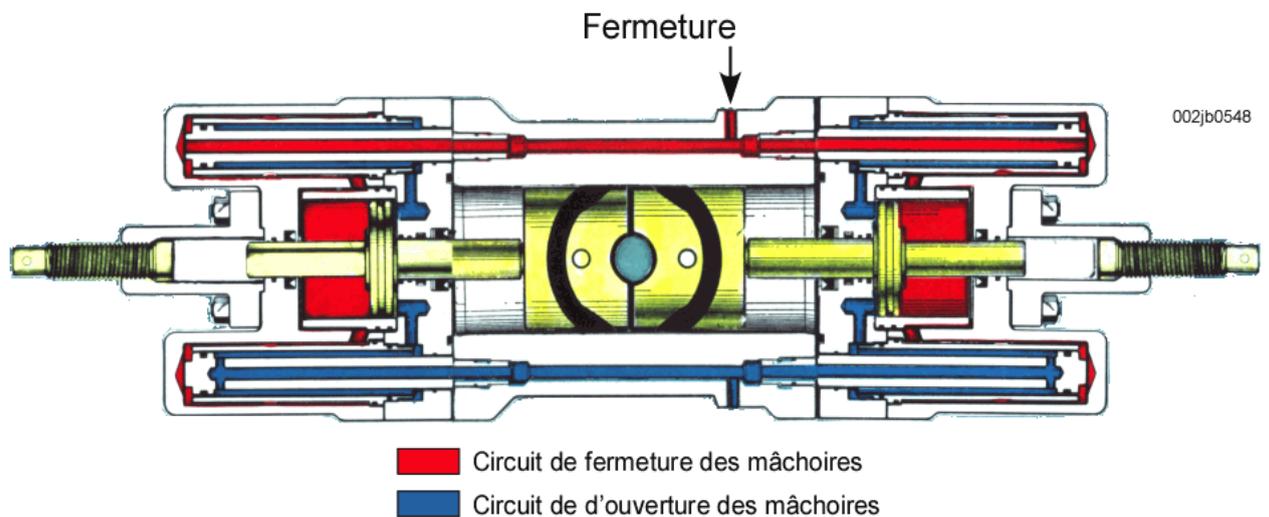


Figure II.5 Cameron type U équipé de pipe rams en position fermée

➤ **Étanchéité de secours :**

La mise à l'air (vent to atmosphere) sert à détecter les fuites au niveau des joints d'étanchéité. Le système d'injection de graisse est exclusivement destiné à être utilisé en cas de fuite lors d'un contrôle de venue.

C'est l'étanchéité secondaire

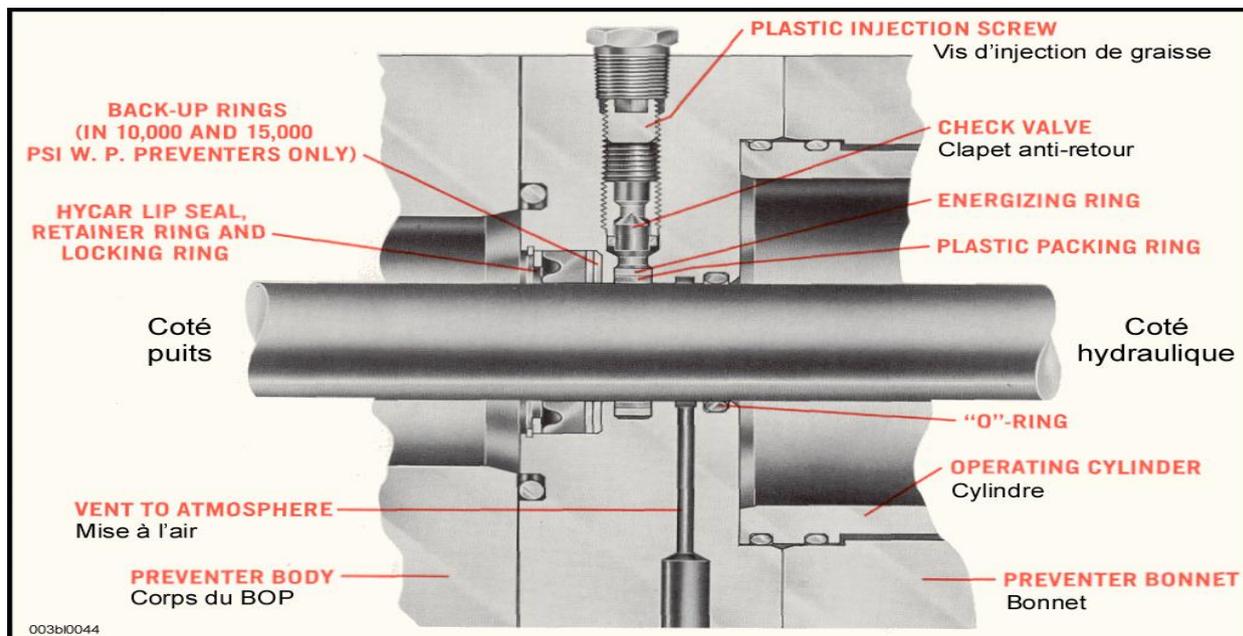
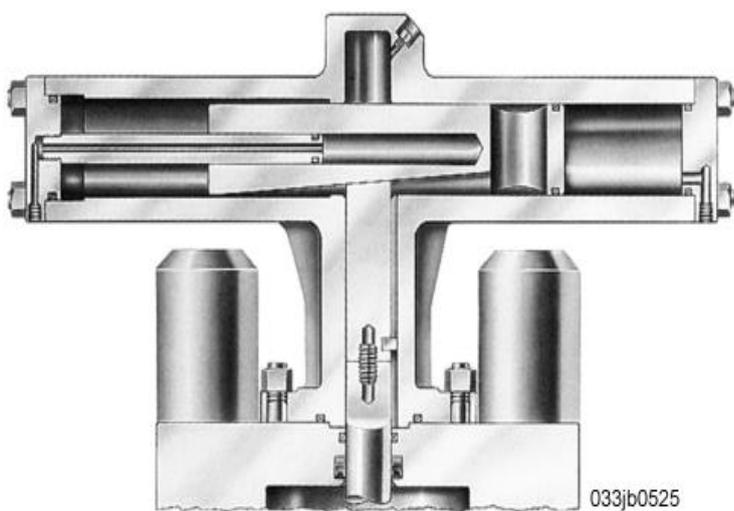


Figure II.6 Etanchéité entre puits et hydraulique

En cas de purge de la pression dans la chambre de fermeture, les systèmes de verrouillage permettent de maintenir les BOP en position fermée et étanches.



U Blowout Preventer Wedgelock Assembly

Figure II.7 Système manuel, position verrouillée

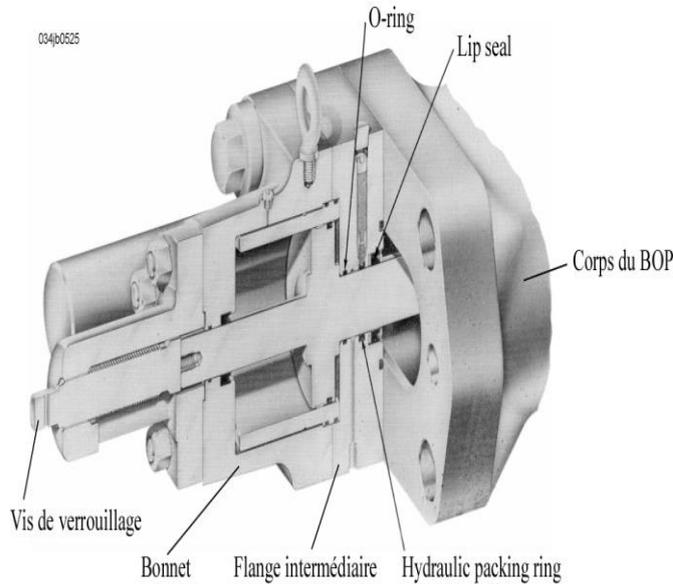


Figure II.8 Verrouillage de type wedge lock

➤ **Les mâchoires :**

Les garnitures d'étanchéité sont composées d'un bloc métallique, sur lequel sont fixées deux garnitures supérieures (top seal) et frontales (front packer). La garniture d'étanchéité frontale en caoutchouc est fixée entre deux plaques métalliques afin de le guider et d'éviter son extrusion.

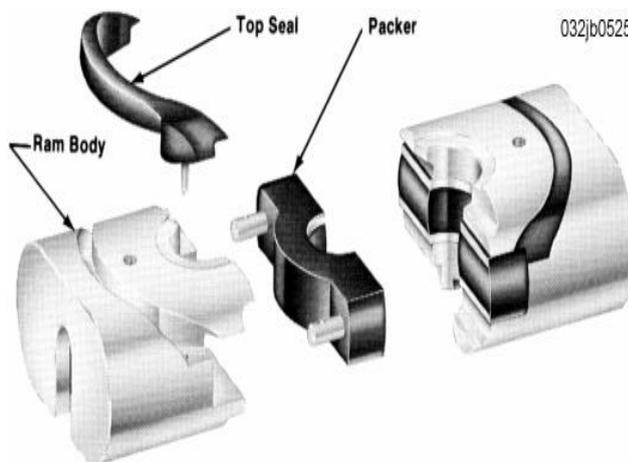


Figure II.9 Pipe rams

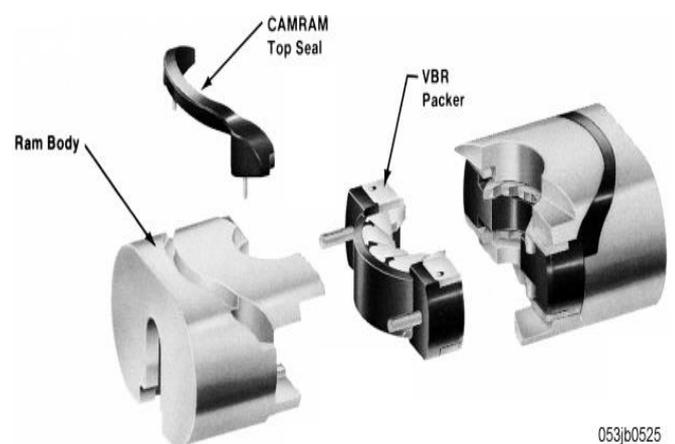


Figure II.10 variable rams

➤ **Différents types de mâchoires**

- Fermeture sur tiges (pipe rams) : ferment sur un seul diamètre de tiges.
- Fermeture variable (variable rams) : ferment sur une gamme de diamètres (en général de l'ordre de 3"). Le flexpacker permet la fermeture de la même mâchoire sur différents diamètres

➤ **Le rapport de fermeture**

En cas d'une venue, afin de fermer le puits en toute sécurité, il faut que la force exercée par l'huile sur la section S du piston, soit supérieure ou égale à la force exercée en tête de puits sur la section s de la mâchoire.

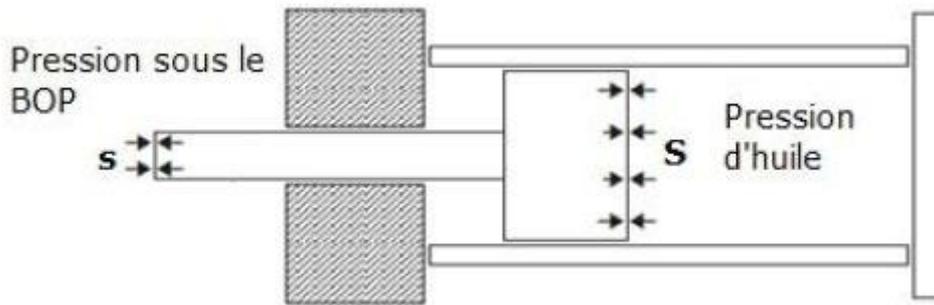


Figure II.11 Schéma explicatif sur rapport de fermeture

Nous avons à l'équilibre $P_{huile} S = P_{puits} s$

Par définition le rapport de fermeture R est égale au rapport des sections S/s

Il indique la pression hydraulique à appliquer pour fermer le BOP en fonction de la pression dans le puits.

$$D'où : P_{huile} = \frac{P_{puits}}{R}$$

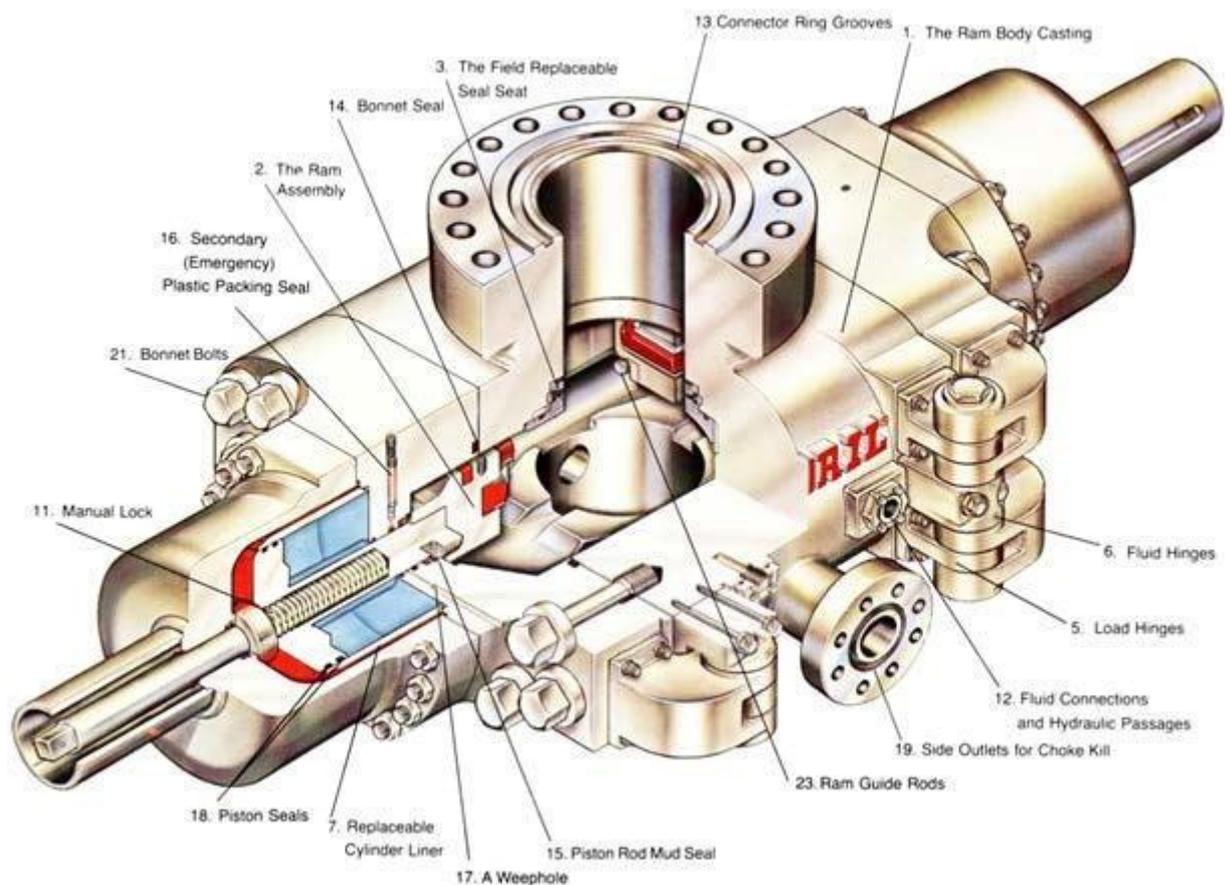


Figure II.12 Obturateur à mâchoires Hydril

II.2.2 Obturateur annulaire :

Un obturateur annulaire est placé au-dessus des obturateurs à mâchoires, avec une membrane en caoutchouc qui s'attache à n'importe quelle section. La fermeture de cette membrane se ferme même lorsque le puits est vide.

Sous ces obturateurs est placée une « croix » qui permet de circuler la boue et contrôler le puits lorsque les obturateurs sont fermés (intervention sur puits).

➤ Principe de fonctionnement

Le piston est poussé vers le haut par l'huile envoyée dans la chambre de fermeture, ce qui comprime la garniture élastique. Cette garniture, qui est retenue en haut par le couvercle et en bas par une chemise, s'écoule vers l'intérieur et se referme sur le matériel tubulaire.

II.2.2.1 Obturateur annulaire Hydril type GK :

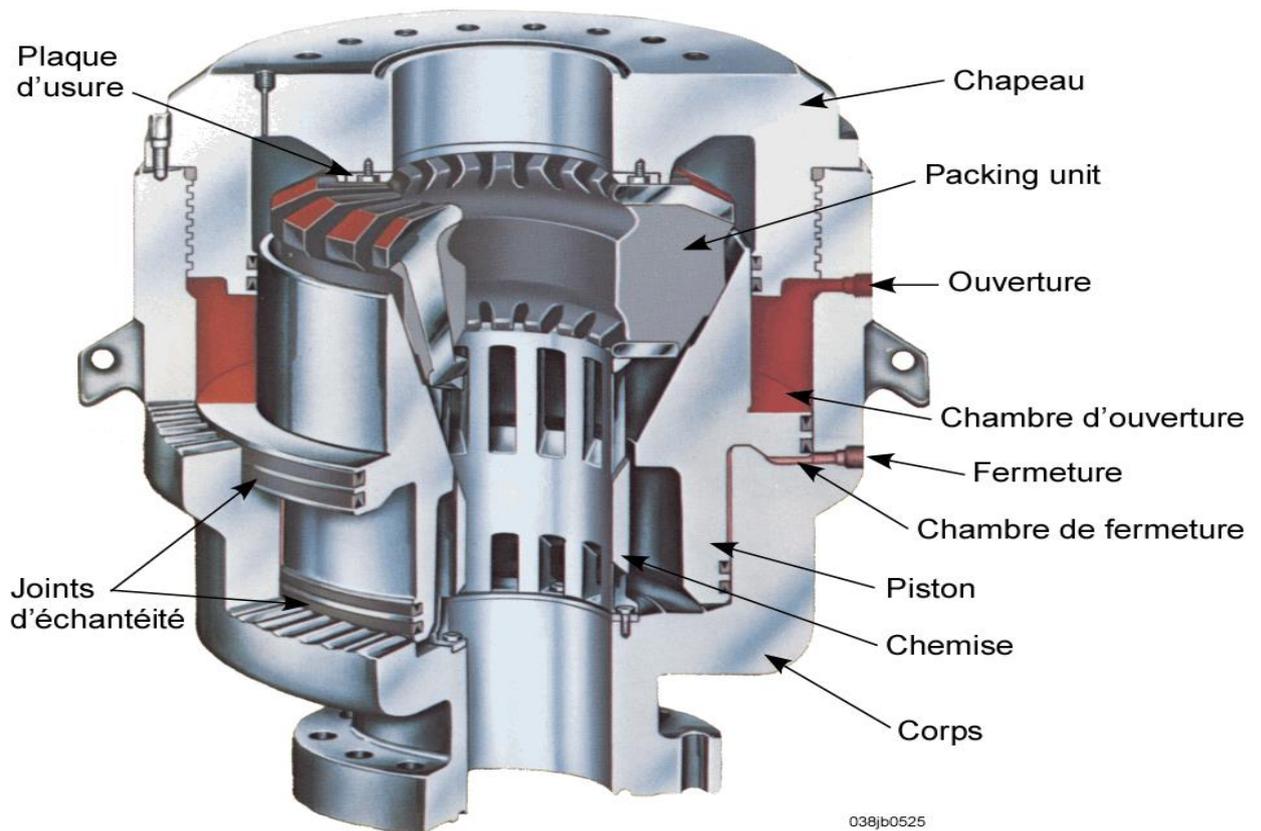


Figure II.13 BOP annulaire Hydril type GK avec chapeau vissé

Dans cet obturateur, on perfore la chemise afin de permettre le passage des fluides dans le puits sous le piston, puis on le pousse vers le haut pour faciliter la fermeture. Le chapeau, fixé au corps, est muni d'une vis d'arrêt indiquant son serrage maximal, et d'une tige permettant de mesurer la position du piston et d'évaluer l'usure de la membrane.

➤ Membrane de l'obturateur annulaire

Le choix du caoutchouc (élastomère) des membranes dépend du type de boue et de la température. La présence d'H₂S n'a pas d'effet sur le caoutchouc. Ces membranes doivent être stockées dans un endroit froid, sec et sombre.



Figure II.14 Garniture pour annulaire HydriL

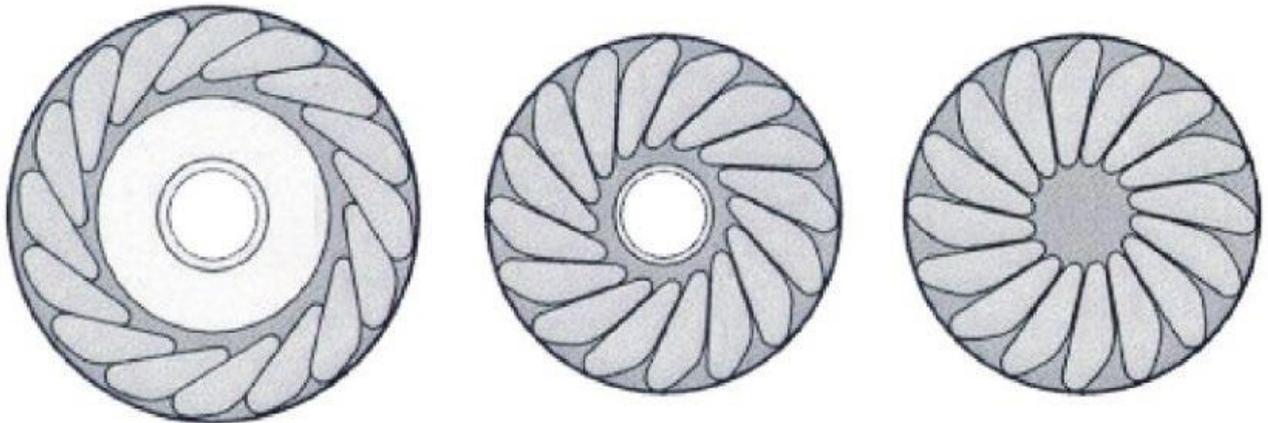


Figure II.15 Open Figure II.16 closed on pipe Figure II.17 closed on open hole

II.2.3 L'obturateur rotatif :

Placé au top de l'empilage des obturateurs, il a pour fonction de garantir l'étanchéité autour de la garniture ou de la tige d'entraînement pendant le forage lorsque le puits est sous pression. La partie supérieure tourne pour garantir l'étanchéité autour de la tige d'entraînement, tandis que la partie inférieure est fixé sur les autres éléments de l'empilage.

L'étanchéité est assurée par la pression régnant dans le puits. Sa pression de travail est comprise entre 500 à 700 psi.

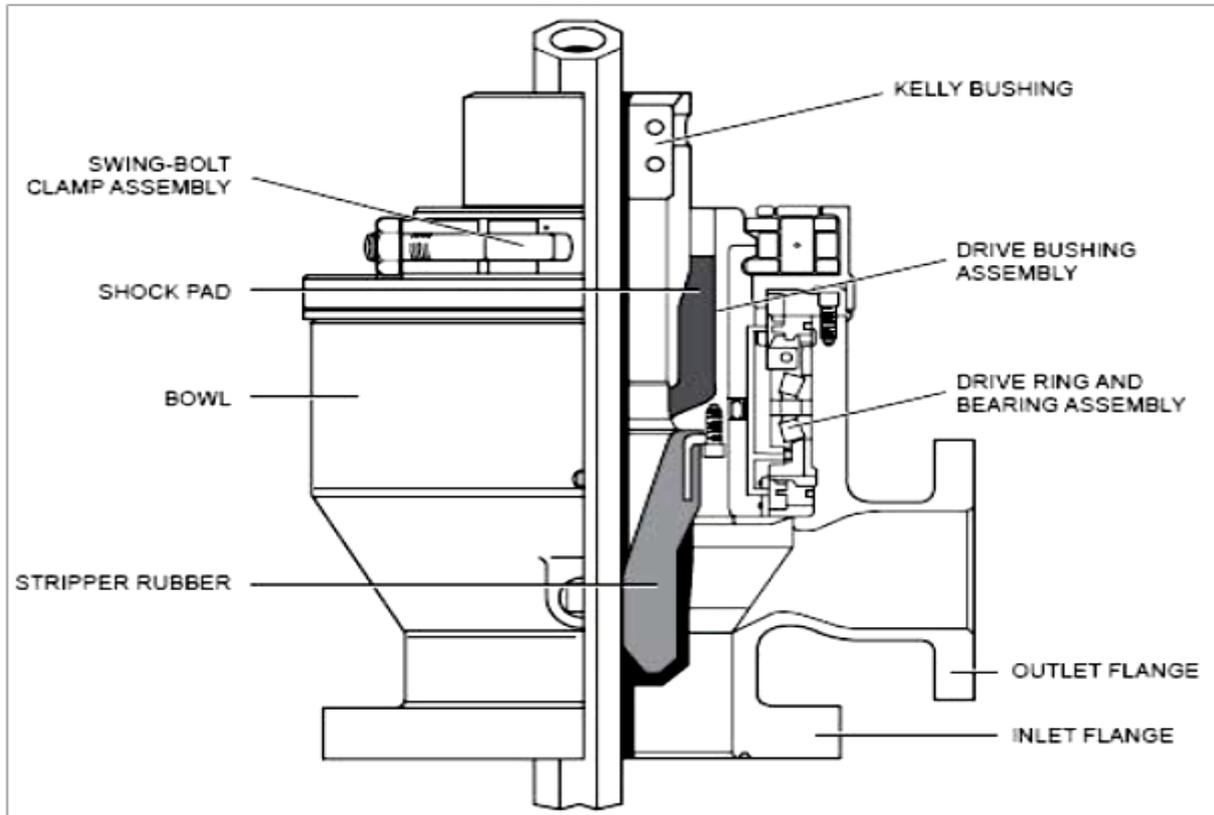


Figure II.18 obturateur rotatif

II.3 LES BRIDES :

Elles permettent de connecter 2 éléments , l'étanchéité est assurée par un joint en acier doux (ring gasket).

Les brides sont caractérisées par :

- Le type (6B ou 6BX);
 - 6B \Rightarrow 5000 psi et moins jusqu'à 13 $\frac{5}{8}$ ".
 - 6BX \Rightarrow plus de 5000 psi
- Le diamètre nominal (diamètre intérieur de passage),
- La Pression de service (Working Pressure).
- La connexion (boulonnée, goujonnée, ou à clamps).

Type 6B flange

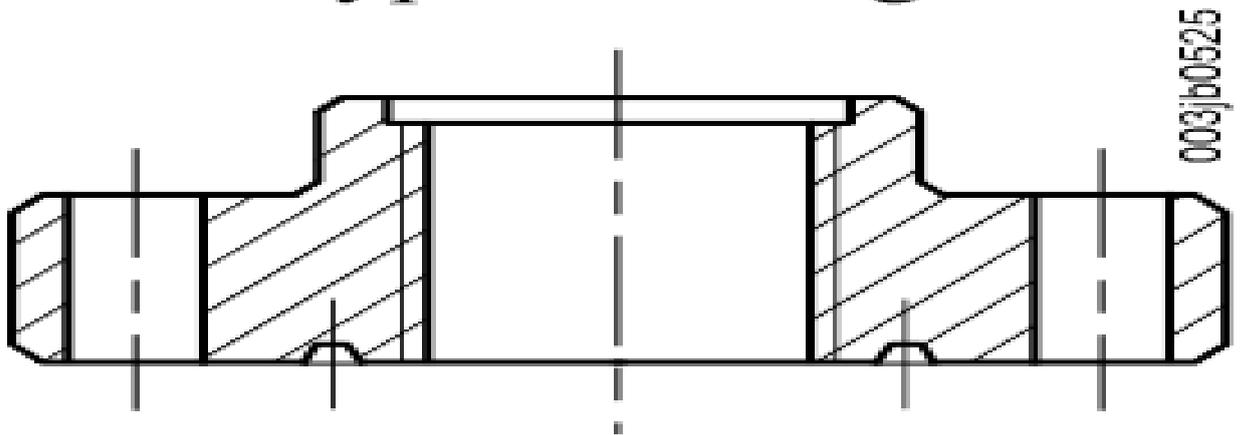


Figure II.19 BRIDE 6B

Les brides 6B peuvent être assemblées avec des joints tores (ring gaskets) de type R (profil octogonal ou oval) et RX.

Pas de stand off pour les brides 6BX. Elles sont assemblées avec des joints tores de type BX (le X indique qu'ils sont "pressure energized"), qui possèdent un trou d'égalisation des pressions (il permet la communication entre les 2 gorges).

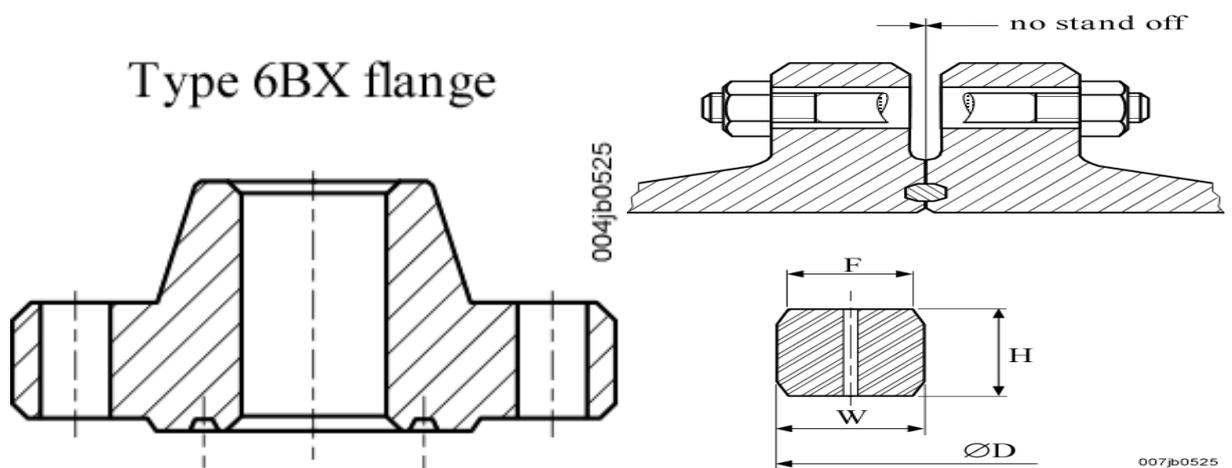


Figure II.20 Bride type 6BX

Assemblage des brides :

- Les joints tores ne sont utilisés qu'une seule fois .
- Montés à sec ou avec un peu d'huile (pas de graisse).
- Respecter les couples de serrage.
- Respecter la valeur du stand off sur les brides 6B.

➤ **Pression de travail (Working Pressure : WP)**

Pression maximale à laquelle l'équipement peut être soumis (en contrôle de venue, durant le test, etc.).

➤ **Pression d'épreuve (Test Pressure : TP)**

Pression maximale à laquelle l'équipement a été testé en usine.

Pression d'épreuve = 2 x WP pour $WP \leq 5\,000$ psi.

Pression d'épreuve = 1.5 x WP pour $WP > 5\,000$ psi.

II.4 Le diverter :

Les obturateurs ne sont pas encore installés pendant le forage de la première phase car ils doivent être connectés à la tête du puits de base, qui est solidement reliée à la première colonne de tubage, qui est cimentée dans le puits.

Il arrive parfois de tomber sur des poches de gaz emprisonnées dans des argiles à faible profondeur (shallow gas). Il est nécessaire d'évacuer ce gaz, mais en sortant du puits, il peut s'enflammer et déclencher un incendie, mettant ainsi en péril la sécurité du personnel et du matériel.

Un obturateur de grand diamètre et de faible pression, dit diverter, doit donc être installé sur le tube fontaine, avec une ligne d'évacuation à sa partie inférieure, afin de diriger le gaz shallow vers une torche située assez loin de l'appareil de forage et dirigée dans le sens du vent, afin d'éviter le retour de la flamme vers le chantier.

Pour éviter une surpression sur le fond et entraîner une perte, il est nécessaire de ne fermer complètement le diverter que si la vanne de la ligne d'évacuation est entièrement ouverte. Les obturateurs utilisés comme diverter sont :

- L'obturateur rotatif.
- L'obturateur annulaire Hydril MSP 30'' – 1000 psi.
- L'obturateur Hydril FSP.

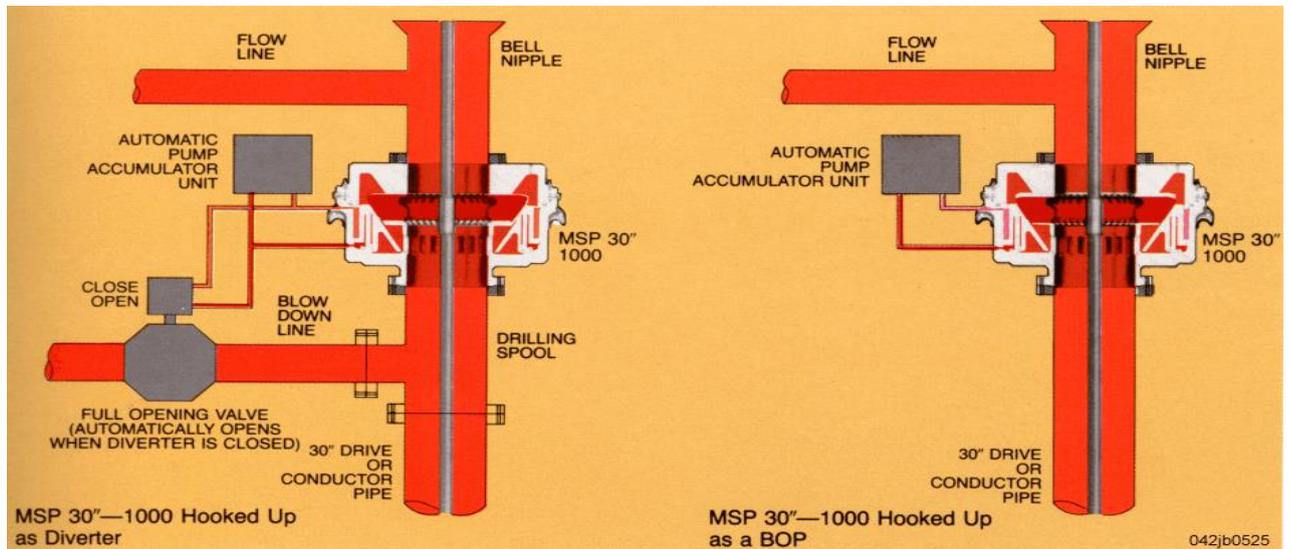


Figure II.21 Utilisation d'un BOP annulaire en Diverter

II.5 LES BOP INTERIEURS (INSIDE BOP)

Fermeture de l'intérieur de la garniture en manœuvre.

Différents équipements utilisés :

- Clapets anti-retour incorporés dans la garniture juste au-dessus de l'outil de forage (float valve, flapper valve).
- Disponibles sur le plancher et visés sur la garniture en cas de signe de venue (Gray valve, Kelly Cock).
- pompés dans la garniture et ancrés dans un sub placé en bas des tiges (Drop In Check Valve et son landing sub).
- Kelly cocks placés sur la Kelly ou la top drive (upper et lower Kelly cock) pour fermer si nécessaire en cas de retour par les tiges en cours de forage.

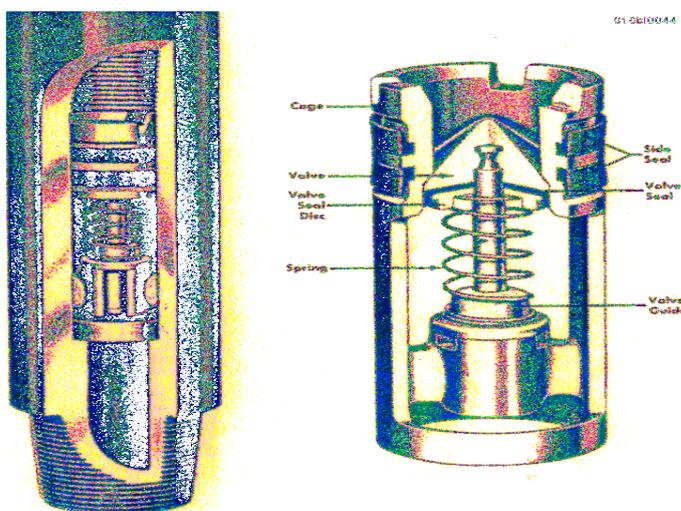


Figure II.22 Check valve et son sub

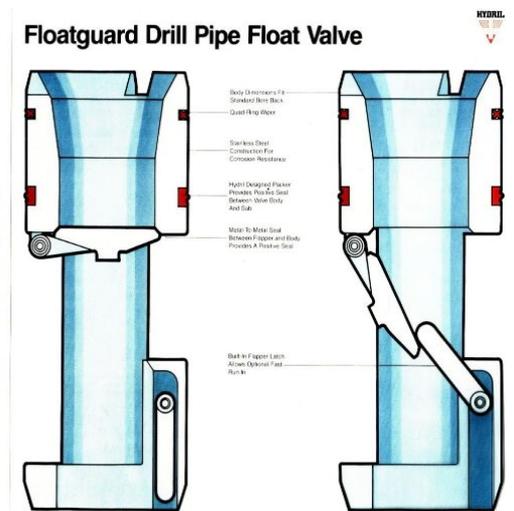


Figure II.23 Flapper valve

II.5.1 Clapet anti retour (float valve)

Situé en haut de l'outil, il empêche une venue par l'intérieur de la garniture ou le back flow à l'arrêt de la circulation afin d'éviter le bouchage des duses de l'outil. La surpression pendant la descente, la difficulté de lire la pression en tête des tiges en cas de venue et la nécessité de remplir la garniture pendant la descente sont les désavantages de cet équipement.

II.5.2 Vannes de sécurité de la tige d'entraînement

Une vanne (upper kelly cock) est installée à la partie supérieure de la tige d'entraînement, entre la tête d'injection et son filetage femelle supérieur. C'est un dispositif de sécurité qui permet de fermer rapidement (en un quart de tour) l'intérieur de la garniture en cas de venue, assurant ainsi la protection de l'ensemble du circuit de refoulement.

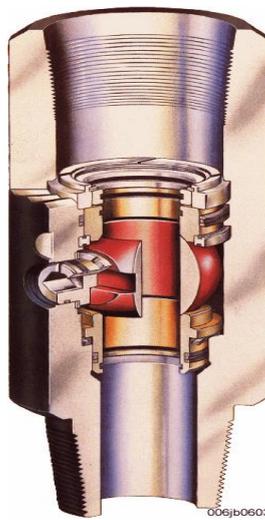


Figure II.24 Kelly cock Hydрил

II.5.3 Safety valve :

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

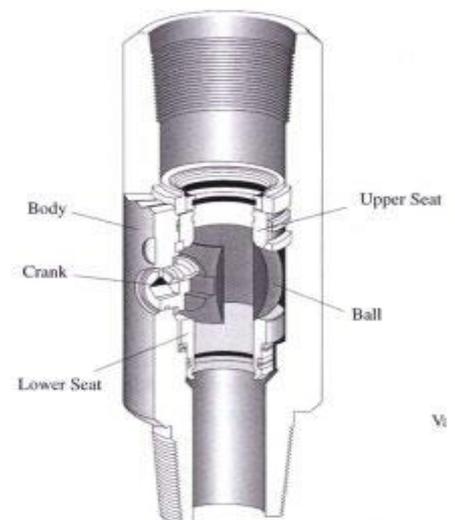


Figure II.25 Full Bore Opening Safety Valve

II.5.4 Gray valve :

Il s'agit d'une vanne à clapet anti-retour, ouverte par un dispositif spécial. Lorsqu'une venue apparaît, elle est fixée sur la garniture. Il faut prévoir les réductions nécessaires pour son vissage sur un tronçon donné. ⁽³⁾

1. Vis de verrouillage de la tige 3.
2. Mécanisme de manœuvre.
3. Tige pour maintenir le clapet ouvert.
4. Corps supérieur.
5. Siège.
6. Clapet.
7. Ressort.
8. Corps inférieur.

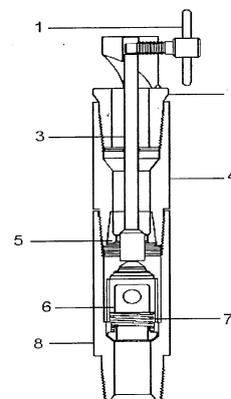


Figure II.26 Gray valve

➤ Gray valve : Principe de fonctionnement

Le clapet de la Gray valve est maintenu en position ouverte grâce à la tige et à la vis de verrouillage. La Gray valve est installée en position ouverte sur la garniture. Lorsqu'elle est vissée sur la garniture, il faut dévisser la vis n°1, le ressort repousse le clapet qui vient faire étanchéité sur le siège. Ensuite il faut dévisser le mécanisme de manœuvre pour reconnecter la garniture.

➤ Avantages de la Gray Valve :

- Circulation directe mais pas de circulation inverse.

➤ Inconvénients de la Gray valve :

- Difficile de mettre en place si le puits débite par les tiges,
- C'est un obstacle pour les outils de wire line

II.5.5 Float valve :

Ce sont les soupapes classiques à clapets anti-retour placées au-dessus de l'outil. Les avantages de l'utilisation de la float valve : ⁽³⁾

- Empêchent les back flow durant la manœuvre de la garniture.
- Évite une venue par l'intérieur de la garniture.
- Évite le bouchage des duses de l'outil.

Les inconvénients de ces équipements sont :

- Surpression durant la descente.
- Difficulté de lecture de pression en tête des tiges.
- Risque de bouchage par colmatant.
- Nécessité de remplissage de la garniture durant la descente.

II.6 MANIFOLD DE DUSES :

Elle se trouve sous les obturateurs et permet la circulation en cas de fermeture d'un de ces obturateurs à la suite d'une venue. Elle possède deux sorties latérales : la kill line et la choke line. Deux vannes sont installées sur les deux sorties latérales, l'une manuelle, à l'amont, et l'autre hydraulique. ⁽⁴⁾

La vanne hydraulique dans la choke line est obligatoire pour permettre son ouverture rapidement en cas de venue, surtout si la soft est utilisée. Tandis que la vanne hydraulique de la kill line est facultative.

Durant les opérations normales de forage, quelle que soit la procédure de fermeture, la vanne manuelle est ouverte et la vanne hydraulique est fermée.

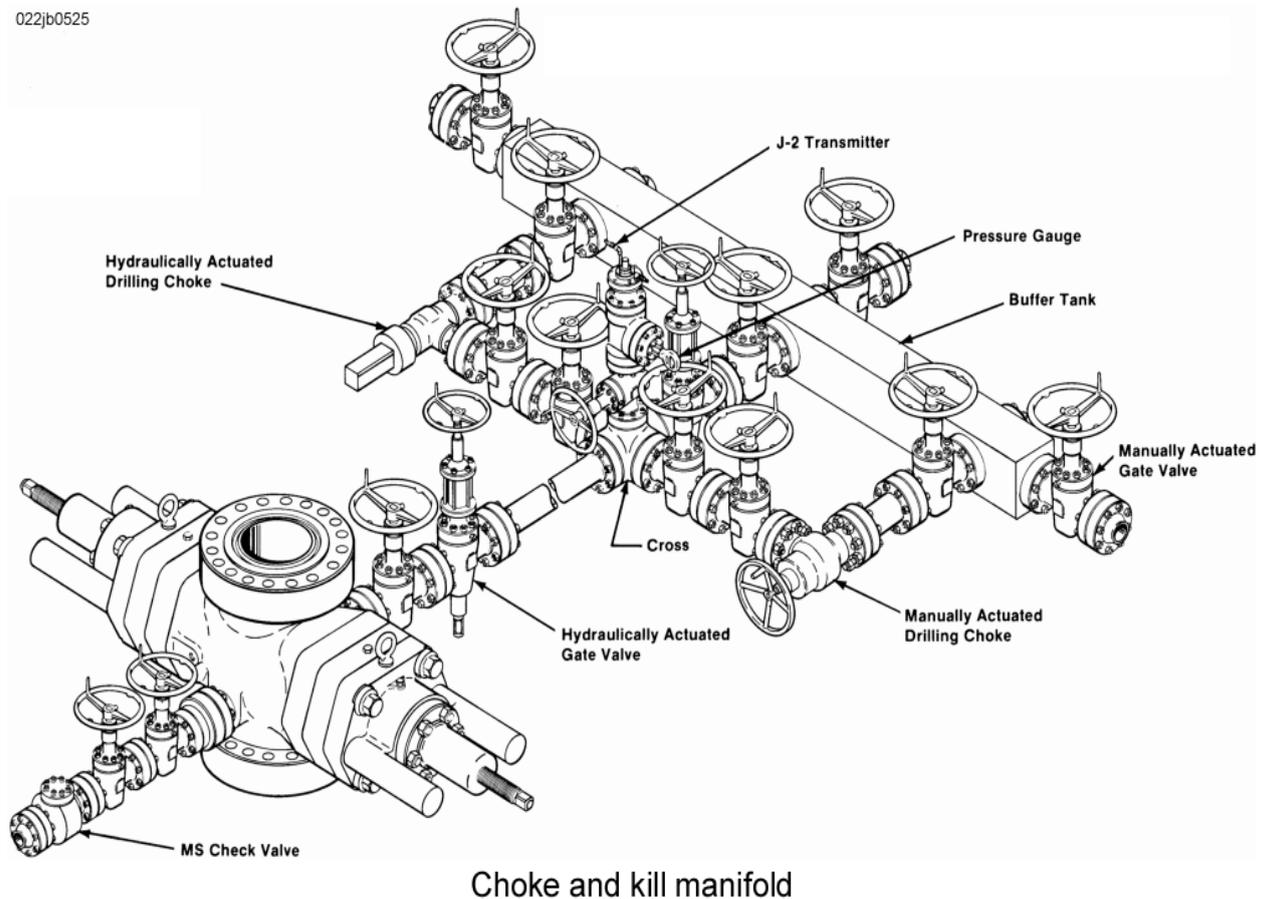


Figure II.27 Circuit manifold

Le circuit manifold comprend :

II.6.1 Les duses

Il est possible de régler la valeur de la chute de pression et d'ajuster la pression dans le puits en utilisant des duses réglables (manuelles et commandées à distance).

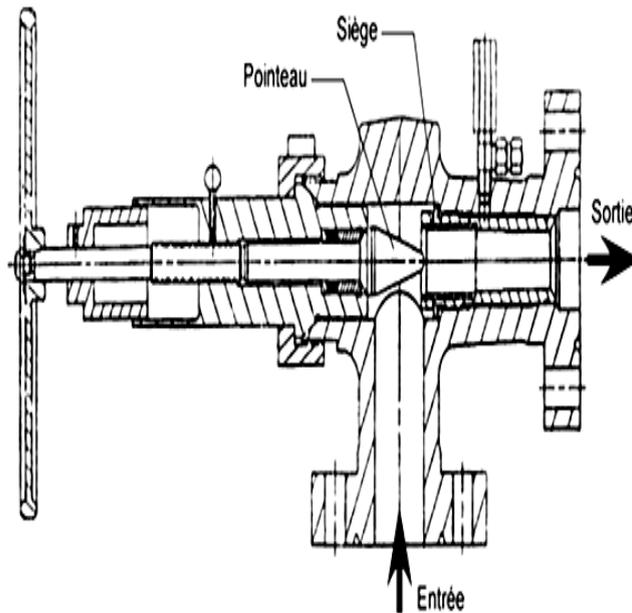


Figure II.28 Duse manuelle

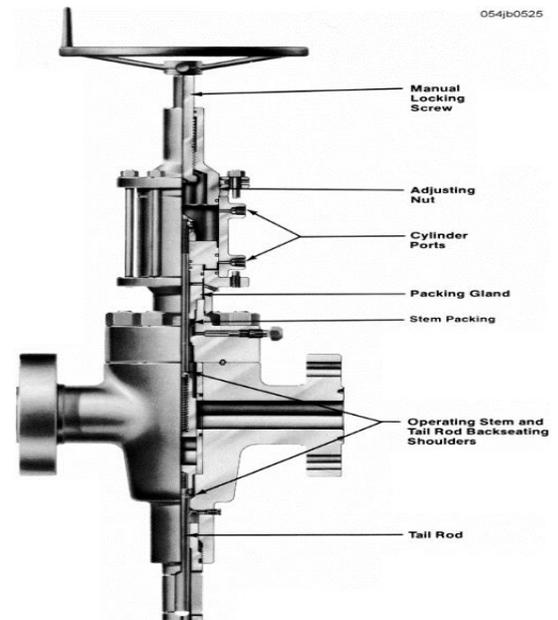


Figure II.29 Duse commandées à distance

II.6.2 Choke line :

Une conduite reliant les obturateurs au choke manifold, Les obturateurs ou la mud-cross sont reliés à la choke line par deux vannes, dont l'une est de préférence, à commande à distance afin de faciliter l'ouverture rapide du circuit de contrôle. En général, cette vanne est pilotée par un système hydraulique, commandée par le chef de poste à partir du plancher. On peut fermer et bloquer manuellement cette vanne en utilisant le volant de manœuvre. ⁽³⁾

II.6.3 Kill line

Avec un diamètre de 2'' et une pression de service au moins équivalente à celle de l'empilage des obturateurs, elle offre la possibilité de pompage dans le puits en cas de nécessité. Outre deux vannes, dont l'une peut être commandée hydrauliquement, cette ligne est équipée d'un clapet anti-retour qui assure la protection de l'installation de surface contre toute pression venant du puits.

II.6.4 Manifold de duses

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

Il est nécessaire que ce manifold dispose d'au moins deux duses réglables pour pouvoir basculer sur l'autre duses et poursuivre le contrôle de la venue si celle utilisée se bouche ou s'use. Il est très conseillé d'avoir, en plus des duses à commande à distance, une duse à commande manuelle, qui sera utilisée en cas de défaillance du circuit de commande à distance.

Le manifold avant les duses doit avoir une pression de service au moins équivalente à celle des obturateurs, tandis que la pression de service de la partie après les duses est généralement d'une série inférieure.

Pour éviter que les conduites ne soient bloquées par les hydrates lors du contrôle d'une venue de gaz, certains manifolds sont munis de piquages avant la sortie pour injecter du glycol ou du méthanol.

Il est nécessaire de doubler les vannes avant les duses afin d'isoler une duse défaillante et de passer sur l'autre pour poursuivre le contrôle, même si l'une des vannes est en fuite. Le diamètre minimum de la ligne de purge qui court-circuite les duses est égal à celui de la choke line. Elle offre la possibilité de circuler dans le puits en fermant les obturateurs tout en préservant une contre-pression minimale. De plus, elle facilite la purge d'un volume considérable de fluide provenant du puits afin de réduire la pression annulaire avec les obturateurs fermés.

II.7 Unité hydraulique (KOOMEY) :

La commande hydraulique des obturateurs est assurée par une unité d'accumulation qui stocke le fluide sous pression afin de garantir la fermeture et l'ouverture à distance de tous les obturateurs et des vannes hydrauliques, de manière rapide et facile, sans nécessiter d'énergie externe. Il est nécessaire de placer cette unité d'accumulation et le tableau de commandes des obturateurs à une distance suffisante du puits afin de pouvoir être opérationnels rapidement et de manière adéquate en cas d'urgence.

En général, on trouve un tableau de commande secondaire en face de la cabine du chef de chantier.

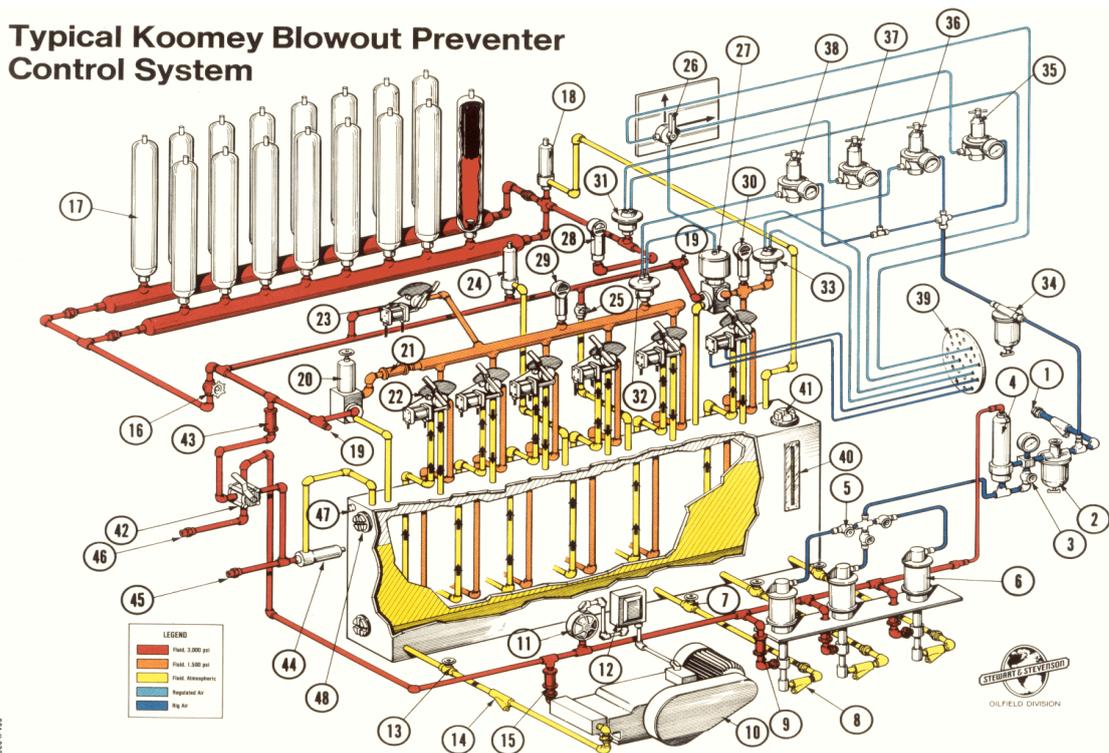


Figure II.30 Une unité d'accumulation (KOOMEY)

II.7.1 Panel de commande à distance :

Le circuit de commande est composé d'un réservoir d'huile hydraulique pour le fonctionnement de la duse, d'une pompe principale entraînée par un moteur à air et d'une autre pompe manuelle utilisée en cas de manque d'air. Il est installé sur le plancher de travail de l'appareil de forage.

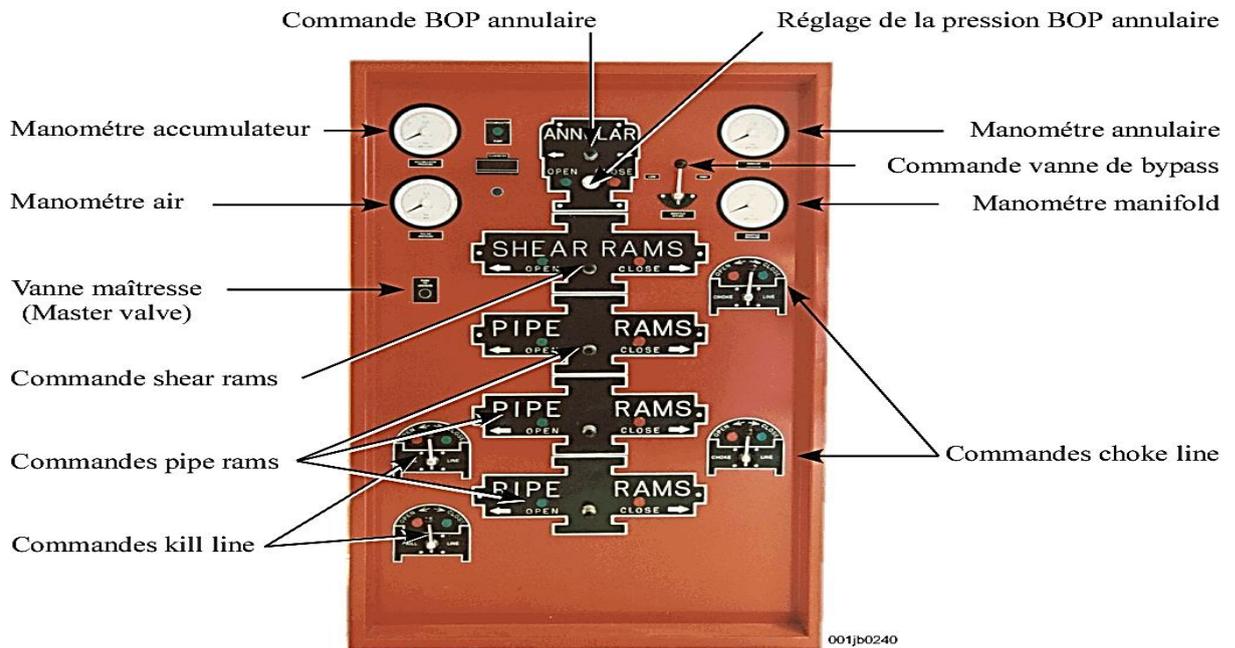


Figure II.31 Panel de commande à distance

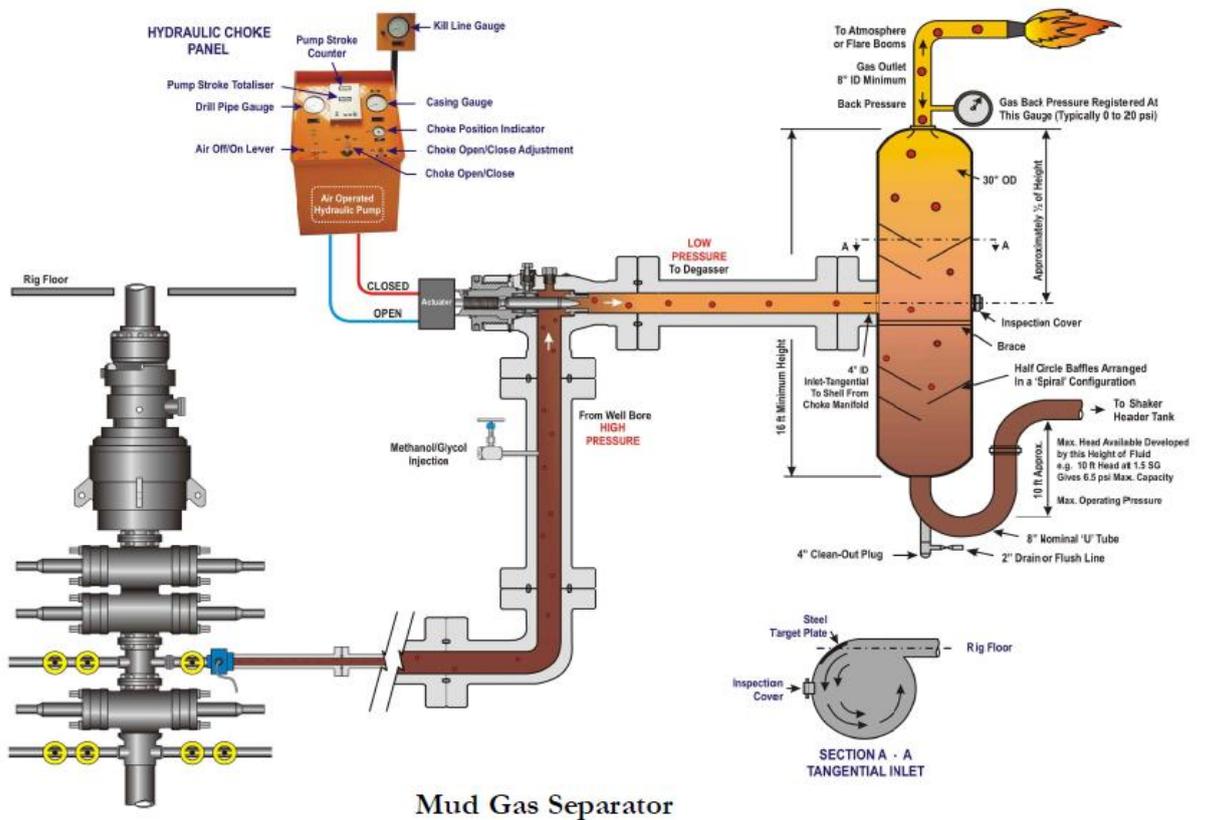
Opération en cours	Paccu	Pman	Pann	Lampe rouge	Lampe verte	causes
Forage	↓ ↑	1 500 psi	1 000 psi			Fuite hydraulique sur le circuit 3 000.
Forage	2 600	1 500 psi	850 psi			Pb : réglage de la Pdémarrage pompes <u>ou</u> pompes sur off.
Forage	2800	2 800 psi	900 psi			Vanne by pass ouverte <u>ou</u> mauvais fonction ^{ent} du détendeur manifold.
Forage	2 800	1 500 psi	900 psi			Tout est bon. Paccumulateur entre 2700 et 3000.

Tableau I.1 Incidents possibles sur l'unité de commande des bop

II.8 Séparateur :

Le séparateur contient de la boue gazée qui est dégazée par ruissellement sur les chicanes, le séparateur recueille la boue dégazée en bas, tandis que le gaz s'échappe vers la partie supérieure grâce à la ligne de vente.

En cas de dépassement de la capacité du séparateur, il est nécessaire de diriger les gaz dans le circuit et de fermer le puits afin de diminuer le débit de contrôle.



Mud Gas Separator

Figure II.32 Séparateur

II.9 Le dégazeur sous vide (Vacuum degasser) :

Cet équipement installé après les tamis vibrants, permet de dégazer la boue pendant le forage d'un réservoir afin d'éliminer le gaz cut, ou de supprimer le gaz résiduel (surtout dans une boue à viscosité élevée) provenant du séparateur boue-gaz. On aspire la boue et on l'injecte dans une enceinte où elle est partiellement vidée par une pompe à vide, ce qui provoque une dépression dans le dégazeur. Une pompe centrifuge supplémentaire permet de déplacer la boue dégazée vers les bacs.

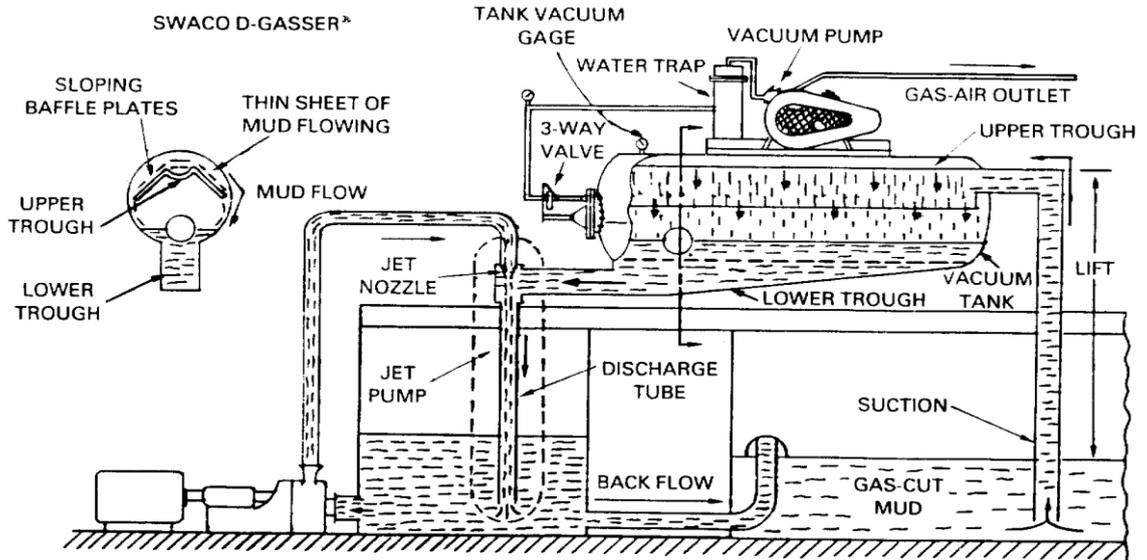


Figure II.33 Vacuum degasser

II.10 TEST DES EQUIPEMENTS

Il existe deux types de tests :

- Les tests de fonctionnement des organes de commande des équipements de sécurité, qui doivent, à tout moment, fonctionner normalement et rapidement.
- Les tests en pression des équipements de sécurité qui doivent résister, à tout moment, aux pressions maximales attendues.

II.10.1 Règles générales :

- La pression nominale de l'empilage sera utilisée pour tester tous les éléments, ce qui correspond à la pression de travail de l'élément le plus faible dans cet empilage.
- Il sera possible de diminuer la pression de test pour les puits de développement.
- On effectue des tests sur l'obturateur annulaire à une pression de service de 70% afin d'éviter une déformation excessive de sa membrane.
- Les pressions sont appliquées dans le sens dans lequel les éléments sont appelés à travailler.
- La pompe de test sera utilisée pour réaliser les tests en pression (à haute pression et à faible débit).
- Le maximum de baisse de pression admissible est de 5% pour une pression de test allant jusqu'à 5800 psi et de 300 Psi pour les pressions supérieures à 5800 psi.
- Les évaluations seront consignées et les mesures de pression seront enregistrées sur la fiche de test périodique des équipements de sécurité.
- Les tests sont réalisés en utilisant de l'eau pour les boues à base d'eau et du gas-oil pour les boues à base d'huile.

- Lorsque les tests sont réalisés en utilisant un tester cup, il est important que la pression de test ne dépasse pas 70% de la résistance à l'éclatement du tubage dans lequel il est projeté.
Dans le cas d'un tester cup, il est nécessaire d'ouvrir la sortie latérale qui communique avec l'espace annulaire des dernières colonnes de tubage afin d'éviter que le dernier tubage ne se brise en cas de fuite au niveau des casing hangers. Dans le cas d'un tester plug, il est nécessaire d'ouvrir la vanne au-dessous afin d'éviter de mettre le tubage en pression en cas de fuite dans sa garniture.
- Les BOP internes seront testés en même temps et de la même façon que les BOP à leur pression de service, en commençant par un palier de 200 à 300 psi pendant 5 minutes.

II.10.2 Test de fonctionnement

Il faut s'assurer que les éléments se ferment et s'ouvrent à la pression recommandée par le constructeur.

Les temps de fermeture et d'ouvertures doivent être en conformité avec les règles API.

II.10.3 Test en pression

Les tests en pression des équipements de sécurité qui doivent résister, à tout moment, aux pressions maximales attendues. Ces tests sont réalisés après montage ou intervention sur tout équipement de sécurité, avant d'entamer une opération susceptible de déclencher une venue, ou au moins une fois chaque trois semaines. Les tests doivent commencer par augmenter la pression jusqu'à atteindre 200 à 300 psi, à maintenir pendant 5 minutes, puis augmentée à la pression de test.

➤ Procédure de test en pression

- Circuler avec de l'eau pour nettoyer les lignes à tester.
- Remplir l'espace à tester jusqu'au retour par la goulotte et fermer l'obturateur à tester.
- Ouvrir la ligne derrière les éléments qui vont être mis sous pression.
- Effectuer un test à basse pression de 30 bars pendant 5 mn minimum, puis monter avec palier jusqu'à atteindre la pression de test à maintenir pendant 5 mn minimum.
- Purger par la pompe de test ou par le choke manifold.

➤ Utilisation du tester cup :

L'utilisation du tester cup nécessite de prendre les précautions suivantes :

- Adapter le tester cup à la dimension du tubage.
- Choisir le grade de la tige qui doit résister à la surtension générée par la pression de test.
- Ouvrir la vanne latérale de la tête de puits dans laquelle est suspendue la colonne de tubage.

- S'assurer que la longueur de tiges dans laquelle est vissé le tester cup n'est pas bouchée, afin de permettre la détection d'une fuite au niveau du tester cup.
- Se limiter à 70% de la pression d'éclatement du tubage.

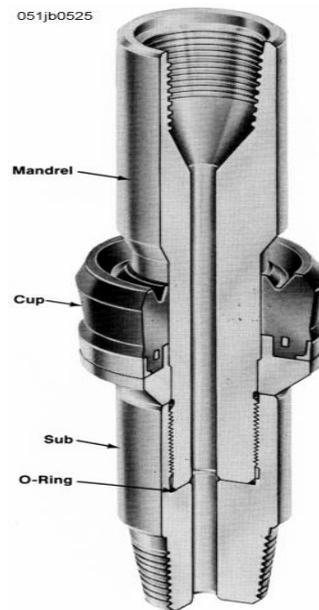


Figure II.34 Tester cup

➤ **Utilisation du tester plug :**

L'utilisation du tester plug nécessite l'ouverture d'une sortie latérale au-dessous afin d'éviter de soumettre la colonne de tubage et le découvert à la pression en cas de fuite au niveau du tester plug.

chapiterIII

**METHODES DE CONTROLE DE LA VENUE
ET PROCEDURES DE FARMETURE**

III.1 INTRODUCTION

Après avoir repéré la venue, il est essentiel de fermer rapidement le puits en toute sécurité. Effectivement, le volume de la venue a un impact considérable sur la progression des opérations. Si cela revêt une grande importance, les opérations de contrôle se compliquent. Les démarches pour la fermeture des puits ont été mises en place dans le but de : Préserver la sécurité du puits. Afin de réduire le volume de la venue. Une fois que les puits ont été fermés, il est nécessaire de procéder au contrôle des puits en utilisant la méthode appropriée. Dans ce chapitre, nous allons examiner en détail les différentes méthodes de contrôle de venue, en mettant l'accent sur les calculs préalables et les procédures de fermeture.

III.2 PROCEDURES DE FERMETURE DU PUIITS

III.2.1 Procédure de fermeture SOFT

➤ Alignement du circuit de contrôle

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

- La vanne manuelle de la chock line ouverte.
- La vanne hydraulique de la chock line fermée.
- La Duse hydraulique ouverte.

➤ Procédure de fermeture en cours de forage

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

- Arrêter la rotation de la garniture.
- Dégager la garniture du fond jusqu'à ce que le premier tool joint soit environ 1 m au-dessus du plancher.
- Arrêter les pompes de forage et observons le retour de la boue.

si positif :

- Ouvrir la vanne choke line.
- Fermer l'obturateur annulaire ou pipe rams.
- Fermer la Duse hydraulique.
- Notons le gain, relever les pressions en tête de tiges et d'annulaire et noter leurs valeurs en fonction du temps.

➤ Procédure de fermeture en cours de manœuvre

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

Le puits débite

- Poser la garniture sur cales.

- Installer la vanne de sécurité (safety valve) en position ouverte.
- Fermer la vanne de sécurité.
- Ouvrir la vanne choke line.
- Fermer l'obturateur.
- Fermer la Duse hydraulique.
- Noter le gain, relever les pressions en tête d'annulaire.

Le puits ne débite pas

- Poser la garniture sure cales.
- Installer un BOP interne (gray valve ou non-Return Valve).
- Redescendre au fond en contrôlant le retour, en cas de déséquilibre, procéder à la Fermeture du puits selon la soft et reprendre la descente en strippant une fois au fond circuler le volume annulaire et évaluer la situation.

Dans le cas d'une venue causée par le swabbing, le contrôle du puits peut être réalisé selon l'une des options suivantes :

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

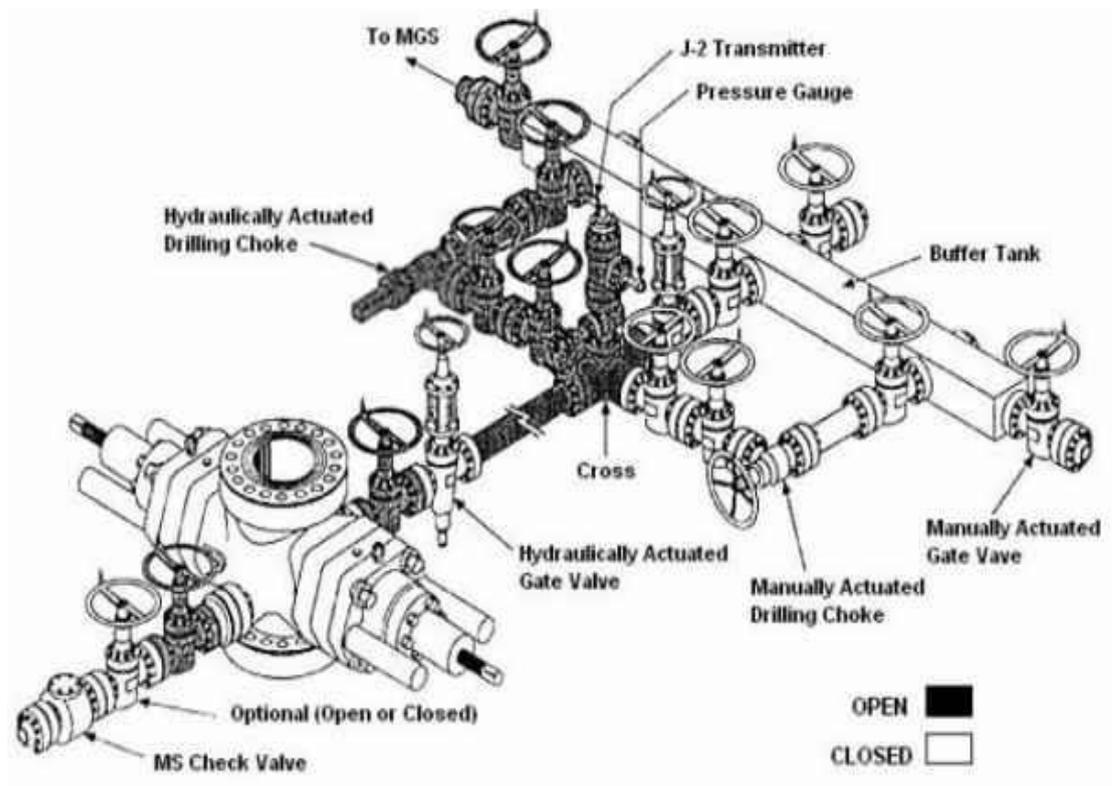


Figure III.1 fermeture SOFT

III.2.2 Procédure de fermeture HARD

➤ Alignement du circuit de contrôle

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

- La vanne manuelle de la choke line ouverte.
- La vanne hydraulique de la choke line fermée.
- La Duse hydraulique fermée.

➤ Procédure de fermeture en cours de forage

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

- Arrêter la rotation de la garniture.
- Dégager la garniture du fond jusqu'à ce que le premier tool joint soit environ 1 m au-dessus du plancher.
- Arrêter les pompes de forage et observer le retour de la boue.

si positif :

- Fermer l'obturateur annulaire ou pipe rams.
- Ouvrir la vanne choke line.
- Noter le gain, relever les pressions en tête de tiges et d'annulaire et noter leurs valeurs en fonction du temps.

➤ Procédure de fermeture en cours de manœuvre :

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

Le puits débite :

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

Le puits ne débite pas :

- Poser la garniture sure cales.
- Installer un BOP interne (Gray valve ou non-return valve).

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

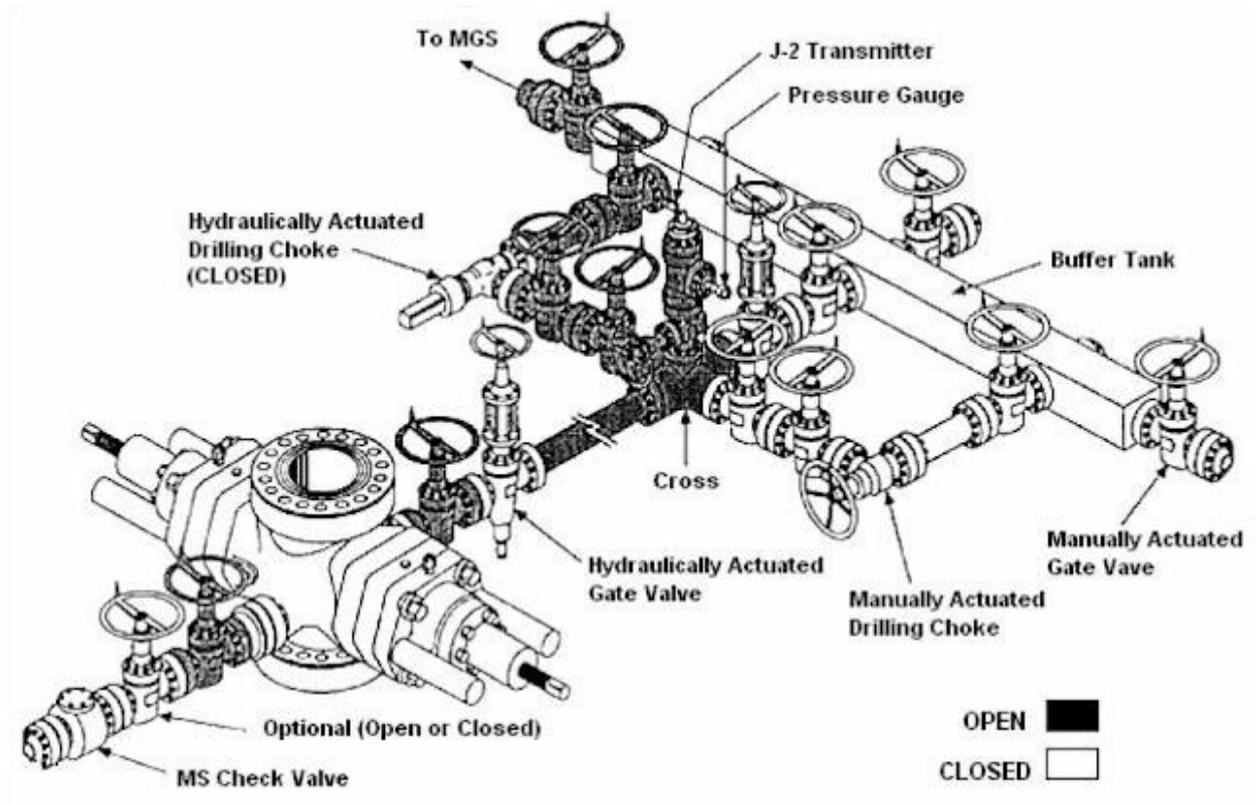


Figure III.2: fermeture hard

III.2.3 Avantages et inconvénients des procédures de fermeture :

➤ Procédure soft

Avantages :

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

Inconvénients :

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

➤ Procédure hard

Avantages :

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

Inconvénients :

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

III.2.4 Fermeture durant la descente du tubage

Il est recommandé de remonter le tubage et de fermer les blind rams si le sabot est très proche de la surface.

En cas de colonne de tubage à faible profondeur et équipée d'un clapet anti-retour, il est nécessaire de l'amarrer immédiatement à la table de rotation et de la remplir afin d'éviter son éjection.

Si le sabot n'est pas très loin du fond, poursuivre la descente de la colonne en stripping.

III.2.5 Fermeture durant la cimentation du tubage :

- Lorsque la mise en place du ciment se produit, il est nécessaire d'ouvrir la HCR du choke line et de la duse, de fermer les casing rams et de poursuivre la chasse à travers la duse.

En règle générale, la pression hydrostatique du laitier de ciment est suffisante pour contre balancer la pression de pores.

- En cas d'apparition de la venue pendant l'attente de la prise du ciment, il est recommandé de fermer les casing rams et la duse, et de surveiller la pression annulaire qui ne doit pas dépasser la Padm. Sinon, purger par la duse.

III.2.6 Procédure de fermeture lors des opérations de wire-line :

- Il est conseillé de circuler en permanence à travers le trip tank pendant les opérations de logging ou les travaux au câble (wire line) avec le réservoir ouvert afin de détecter toute venue.
- Il est possible de déclencher un pistonnage vers le haut si l'outil qui est descendu au bout du câble est rapidement remonté.
- Avant l'opération, il est essentiel que le BOP annulaire soit en bon état de fonctionnement et testé.
- La conception de l'obturateur shear ram ne vise pas à couper les éléments du train d'outil wire line.

Il est nécessaire d'avoir une cisaille prête sur le plancher pour couper le câble.

En cas de venue pendant les opérations de wire-line, il faut :

- Arrêter les opérations de wire-line et fermer l'obturateur annulaire.
- Ouvrir la vanne hydraulique du choke-line et informer le superviseur.

Il est conseillé de remonter le câble du wire line en le stripping. En cas de problème, il est nécessaire de le couper et de fermer le blind shear rams.

PROCÉDURE DE FERMETURE FAST

- Alignement du circuit de contrôle

L'alignement du circuit de contrôle est le même que celui utilisé dans la procédure de fermeture hard.

Les étapes à suivre lors de l'application de la procédure de fermeture fast, sont pratiquement les mêmes comme la procédure de fermeture hard, seulement en ferme l'obturateur annulaire. Cette procédure de fermeture n'est pas reconnue par l'API étant donné que l'API n'exige pas un obturateur spécifique à utiliser pour la soft et un autre type pour la hard.

III.3 Calculs préalables :

Durant le forage, un ensemble de calculs et de mesures sont réalisés et enregistrés sur la première page d'une fiche de contrôle (kill sheet). Les calculs et les mesures sont actualisés à chaque fois que des données subissent des modifications importantes.

La page suivante, qui contient les informations et les calculs concernant la venue, est complétée immédiatement après la stabilisation des pressions et sera utilisée pour vérifier cette venue.

III.3.1 Choix du débit de contrôle Qr :

Lorsqu'il s'agit de contrôler une venue, il est recommandé de faire circuler sous duse à un débit réduit (généralement entre $(Q/4)$ et $(Q/2)$ d'un débit de forage) afin de :

- Minimiser les surpressions exercées dans le puits en réduisant les pertes de charge annulaire.
- Offrir à l'opérateur de la duse le temps nécessaire pour l'ajuster et réagir efficacement en cas de perturbation.
- Offrir au dégazeur le temps requis pour évacuer la boue.
- Minimiser la possibilité d'usure de la duse.

Il est nécessaire de mesurer les pertes de charge à débit réduit (P_{c1}) préalablement sélectionnées (via le manomètre du panel de commande des duses) et de les mettre à jour avant d'avoir une venue.

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

III.3.2 Calcul de la pression maximale admissible (P_{adm}) :

Il est essentiel de savoir quelle est la pression maximale admissible en tête de l'annulaire afin d'éviter la fracturation de la formation la plus fragile lors du contrôle de la venue. On obtient la valeur de la pression maximale admissible en se basant sur les résultats du Leakoff Test.

(Voir chapitre I formule 12)

III.3.3 Gain maximal admissible (Gmax) :

On définit le gain maximal admissible comme le volume maximal de la venue après la fermeture du puits, qui peut être écoulé en toute sécurité sans fracturer le point fragile.

➤ Venue au fond :

Lorsque la venue est au fond juste après la fermeture du puits, il faut calculer la hauteur maximale (Hmax) de la venue correspondant à $P_{a1} = P_{adm}$.

$$H_{max} = \frac{(P_{adm} - P_t)}{(G_b - G_v)} \quad (III-1)$$

$$V_1 = H_{max} \times V_{ea} \quad (III-2)$$

Avec : P_{adm} : pression maximale admissible en tête d'annulaire (bar).

P_t : pression stabilisée en tête des tiges puits fermé G_b : gradient de la boue (bar/m).

G_v : gradient de l'effluent (bar/m) V_1 : volume de la venue au fond (l).

V_{ea} : volume unitaire de l'espace annulaire au fond.

III.3.4 Observation et relevé des pressions en tête :

À la fermeture du puits après une venue, il est nécessaire de mesurer et de prendre note des pressions en tête des tiges et de l'annulaire chaque minute jusqu'à ce que la situation se stabilise. La durée requise pour maintenir la stabilité des pressions en tête varie en fonction de certains paramètres :

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

➤ Pression annulaire (P_{a1}) :

La différence entre la pression hydrostatique P_h à l'intérieur des tiges et la pression hydrostatique de la venue est appelée pression en tête d'annulaire.

En présence de gaz, il est difficile de déterminer les pressions stabilisées en tête en raison de la migration du gaz dans l'espace annulaire. C'est pourquoi, en réalité, toute élévation de pression au-delà d'une certaine limite est considérée comme étant due à la migration du gaz. La formule suivante présente la valeur de pression en tête d'annulaire lors de la fermeture du puits que l'on doit lire au manomètre d'annulaire.

$$P_a = P_{pore} - \frac{h_{inf} \times d_{inf}}{10.2} - \frac{(z - h_{inf}) \times d_1}{10.2} \quad (III-3)$$

➤ Pression tiges (P_{t1}) :

La différence entre la pression des pores et la pression hydrostatique de la boue à l'intérieur de la garniture est représentée par la pression stabilisée en tête des tiges (P_{t1}). En revanche, la valeur de la pression annulaire est influencée par :

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

La pression stabilisée d'annulaire (P_{a1}) est généralement plus élevée que celle de la tête des tiges (P_{t1}). L'écart entre ces deux valeurs est d'autant plus élevé que le volume de la venue est plus important et la densité de l'effluent est plus faible selon la relation décrite au-dessus.

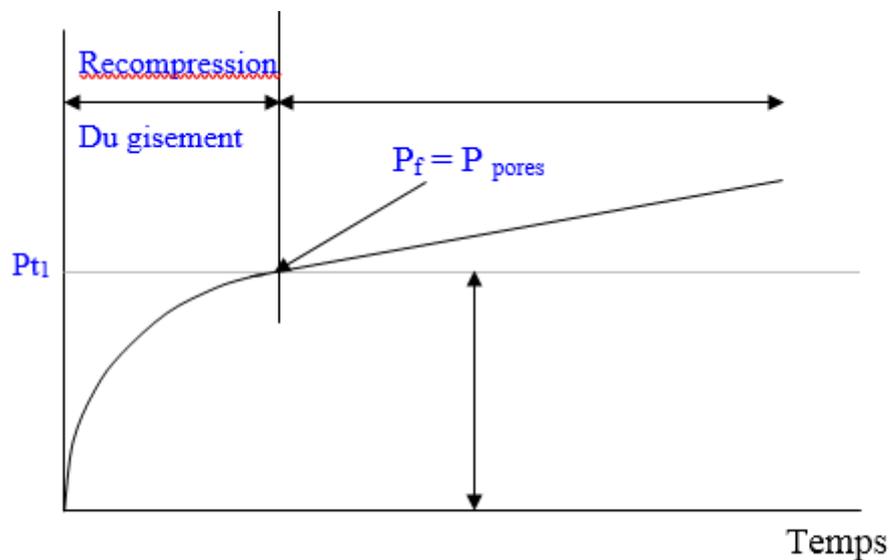


Figure III.3: P_t en fonction de temps

Le lecteur direct de la pression en tête des tiges est rendu difficile en raison de la présence d'un clapet anti-retour (float valve) dans la garniture de forage. Afin de comprendre la pression dans ces conditions, il est possible de suivre la procédure suivante :

- Pomper de boue à un débit très faible à l'intérieur des tiges en surveillant la pression annulaire.
- Mettre fin à la pompe lorsque la pression annulaire commence à monter.

En tête des tiges, la pression stabilisée (P_{t1}) sera égale à la pression observée en tête des tiges qui correspond au début de l'augmentation de la pression annulaire.

III.3.5 Détermination de la nature de l'influx (d_{inf})

La nature du fluide intrus dans le puits doit être connue, qu'il s'agisse de brut, d'eau ou de gaz. La nature de celle-ci a un impact considérable sur les pressions et il est souvent très difficile de l'évacuer, en particulier si elle se trouve au niveau d'un drain horizontal. C'est la formule suivante qui permet de déterminer sa nature :

$$d_{inf} = d_1 - 10.2 \times \frac{(p_{an} - p_{t1})}{h_{inf.VD}} = d_1 - 10.2 \times \frac{(p_{an} - p_{t1})}{h_{inf.MD} \times \cos l} \quad (III-4)$$

d_{inf} : densité de l'influx (kg/L).

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

P_{an} : pression en tête d'annulaire à la fermeture du puits (bars).

P_{t1} : pression en tête de tiges à la fermeture du puits (bars). $H_{inf.MD}$: hauteur MD de l'influx au fond du puits à l'instant initial (m). $H_{inf.VD}$: hauteur Vd de l'influx au fond du puits à l'instant initial (m).

L : inclinaison du puits dans l'intervalle considéré (0 à 90°).

III.3.6 Pression de pore :

Si la venue se survient lors du forage d'un réservoir, l'effluent, en sortant du puits, suivra le sens de la circulation de la boue, c'est-à-dire remontera dans l'espace annulaire et non à l'intérieur de la garniture, même si celle-ci n'est pas équipée d'un clapet anti-retour.

Une fois que les pressions stabilisées en tête ont été fermées et lues, il est nécessaire de calculer la pression de pore afin de déterminer la densité de boue nécessaire pour contrebalancer cette pression. On peut déterminer la pression de pore en utilisant P_{t1} ou P_{a1} .

$$P_{Pores} = P_t + P_h = P_a + P_{ha} + P_{heff}$$

L'espace annulaire présente une pression hydrostatique qui est constituée des pressions hydrostatiques de la colonne de boue (chargée de déblais, donc avec une densité incertaine) et du bouchon de gaz, dont la densité est inconnue et dont le calcul de la hauteur n'est pas précis.

Donc, le calcul de la pression de pore à l'aide de P_{t1} est plus précis et plus simple :

$$P_{pore} = P_{t1} + P_{hint}$$

Lorsque le puits est fermé immédiatement après venue, on enregistre le gain et la profondeur, et on enregistre les pressions en tête des tiges (P_{t1}) et de l'annulaire (P_{a1}) après avoir stabilisé.

La deuxième page de la kill sheet contient toutes ces valeurs et les calculs suivants sont immédiatement réalisés.

III.3.7 Densité requise

Il s'agit de la densité de la boue requise pour équilibrer la pression des pores afin d'éviter toute autre venue.

$$P_{pore} = \frac{Z \times d_r}{10.2} = P_{t1} + \frac{Z \times d_1}{10.2} \quad (III-5)$$

$$d_r = d_1 + \frac{10.2 \times P_{t1}}{Z} \quad (III-6)$$

La densité requise doit être inférieure à de celle de fracturation au moins d'un point.

$$d_r \leq d_{frac} - 0.10$$

La masse de baryte nécessaire pour alourdir la boue de la densité initiale (d_1) à la densité requise (d_r) est donnée par la formule suivante :

$$B = 4.2 \times V \times \frac{d_r - d_1}{4.2 - d_r} \quad (\text{III-7})$$

Où :

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

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

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

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

III.3.8 Calcul de la pression initiale de circulation (PR1)

Lorsque le contrôle à débit constant est effectué, la pression initiale de circulation (PR1) requise pour maintenir une pression constante au fond et égale à la pression des pores est calculée selon la formule :

$$PR1 = PC1 + Pt1 \quad (\text{III-8})$$

PR1 : pression initiale de circulation(bar).

PC1 : pression stabilisée en tete des tiges (bar).

Pt1 : perte de charge a début réduit (bar).

III.3.9 Calcul de la pression finale de circulation (PRr)

La pression de refoulement doit diminuer de la pression de refoulement initiale (PR1) jusqu'à la pression de refoulement finale (PRr) lors du pompage de la boue de densité requise à l'intérieur de la garniture. Cette pression finale correspond aux pertes de charge lorsque la boue lourde atteint l'outil.

$$PRr = PC1 \times \frac{d_r}{d_1} \quad (\text{III-9})$$

Avec PRr : pression finale de circulation (bar)

III.3.10 Calcul des volumes et temps de circulation Intérieur garniture

➤ Intérieur garniture

Volume intérieur garniture (Vi)

$$Vi = Vi_{tiges} + Vi_{BHA} \quad (\text{III-10})$$

• Nombre de coups de pompe (Ci)

$$Ci = \frac{Vi}{Qu} = \frac{Vi \times Nr}{Qr} \quad (\text{III-11})$$

• Temps de circulation (Ti)

$$Ti = \frac{Vi}{Qr} \quad (\text{III-12})$$

Vi : volume intérieur garniture (L).

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

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

Qr : débit de contrôle réduit (L/min).

➤ **Espace annulaire**

- Volume annulaire découvert

$$V_i = V_{an(BHA/OH)} + V_{an(DP/OH)}$$

- Nombre de coups de pompe (Cd)

$$C_d = \frac{V_d}{Q_u} = \frac{V_d \times N_r}{Q_r} \quad (III-13)$$

- Temps de circulation (Td)

$$T_d = \frac{V_d}{Q_r} \quad (III-14)$$

V_d : volume espace annulaire découvert (L).

Q_u : débit réel unitaire de la pompe (l/cps).

N_r : vitesse de la pompe correspondant au débit réduit (cps/min).

Q_r : débit réduit (l/min).

➤ **Espace annulaire total**

- Volume annulaire total (Va)

$$V_a + V_{anOH} = V_{an casing} \quad (III-15)$$

- Nombre de coups de pompe (Ca)

$$C_a = \frac{V_a}{Q_u} = \frac{V_a \times N_r}{Q_r} \quad (III-16)$$

- Temps de circulation (Ta)

$$T_a = \frac{V_a}{Q_r} \quad (III-17)$$

Où : V_a : volume espace annulaire total (L).

Q_u : débit réel unitaire de la pompe (l/cps).

N_r : vitesse de la pompe correspondant au débit réduit (cps/min).

III.4 METHODES DE CONTROLE DE LA VENUE

S'il y a une venue, il faut immédiatement mettre fin à l'opération en cours et sécuriser le puits. Avant d'ouvrir le BOP et de reprendre les opérations, il est essentiel de neutraliser le puits. Afin de neutraliser le puits, il existe différentes approches, et il est nécessaire de sélectionner celle qui correspond à la situation actuelle.

Différentes techniques de contrôle ont été élaborées afin de gérer différentes situations de venues. Leur principe fondamental est de maintenir une pression sur le fond constante et égale, voire légèrement supérieure à la pression des pores tout au long du contrôle. Cependant, elles diffèrent les unes des autres en fonction de la procédure de mise en œuvre et du nombre de cycles. La pression annulaire augmente pendant la circulation d'une venue de gaz dans le découvert en raison de l'expansion du gaz (loi des gaz). Il est impératif qu'elle ne dépasse pas

la pression maximale autorisée en tête (P_{adm}) afin d'éviter de se fracturer au sabot (point le plus sensible). Une fois la venue dans le tubage, le risque de fracturation est écarté si la pression de fond est maintenue constante.

La pression au sabot est :

$$P_s = P_{\text{fond}} - (P_{H_{\text{boue}}} + P_{H_{\text{gaz}}}) \quad (\text{III-18})$$

Or, lorsque le gaz remonte dans le découvert, son volume augmente, donc sa hauteur augmente et sa densité diminue ; la pression hydrostatique ($P_{H_{\text{boue}}} + P_{H_{\text{gaz}}}$) diminue et, par conséquent, P_s augmente, et devient maximale lorsque le top du bouchon atteint la zone fragile, juste sous le sabot. Mais lorsque le bouchon commence à entrer dans le tubage, la pression hydrostatique ($P_{H_{\text{boue}}} + P_{H_{\text{gaz}}}$) augmente, puisque la hauteur du bouchon de gaz dans le découvert diminue, ce qui entraîne la diminution de la pression au niveau du sabot.

Cette diminution continue jusqu'à ce que le bouchon entre complètement dans le tubage.

A partir de ce moment la pression au sabot devient :

$$P_s = P_{\text{fond}} - P_{H_{\text{boue}}} \quad (\text{III-19})$$

Elle reste alors constante, et il n'est pas nécessaire de surveiller la pression en tête, car P_a peut dépasser la P_{adm} sans risque pour la zone fragile au niveau du sabot, à condition que la pression appliquée sur le fond reste constante.

➤ **Choix de la méthode de contrôle :**

Pour contrôler correctement une venue, il est nécessaire que l'outil soit au fond afin de pouvoir pomper sous le bouchon de gaz et le remonter. Les techniques employées sont alors la méthode Wait and Weight ou la méthode driller's (Secondaire).

Si l'outil est éloigné du fond, il est nécessaire de tenter de revenir avec le puits ouvert s'il ne débite pas, ou en utilisant un stripping s'il débite.

Si un problème ne permet pas de revenir au fond, il est nécessaire d'opter pour une autre méthode adéquate (volumétrique, bull heading,...).

➤ **Règles à respecter**

Peu importe la technique de contrôle employée, il faut que la pression exercée sur le fond soit égale ou légèrement supérieure à la pression de formation. Tout au long de l'opération, il est important de ne pas fracturer la zone fragile, sous le sabot. Il est essentiel de surveiller attentivement la vitesse de la pompe, les pressions en tête et le gain pendant toute la période de contrôle afin de repérer toute anomalie et d'intervenir rapidement afin d'éviter toute autre venue ou de fracturer la zone la plus fragile.

III.4.1 Driller's Method (D.M)

Le contrôle peut se faire immédiatement après la fermeture du puits sans préparation spéciale. Cette méthode consiste à :

➤ **Première circulation**

La circulation est effectuée avec la densité initiale afin d'évacuer le bouchon contaminé en déplaçant le volume de l'espace annulaire sous pression.

Le débit de contrôle réduit peut être atteint en ouvrant légèrement la duse et en déballant progressivement les pompes de forage par pallier jusqu'à ce que la pression en tête d'annulaire soit constante et égale à la pression stabilisée en tête d'annulaire Pa1.

Après avoir atteint le débit de contrôle, il est normal que la pression en tête des tiges soit égale à la pression de refoulement initiale calculée Pr1.

- Continuer à circuler à débit constant jusqu'à l'évacuation complète de la venue tout en ajustant la duse pour maintenir la pression de refoulement constante et égale à la pression de refoulement initiale **Pr1**.

$$PR1 = Pc1 + Pt1 \quad (III-20)$$

- Arrêter la circulation et fermer le puits une fois que la boue lourde est prête. Après la fermeture du puits, on doit lire les mêmes pressions en tête des tiges et d'annulaire.

$$Pt = Pa = Pt1 \quad (III-21)$$

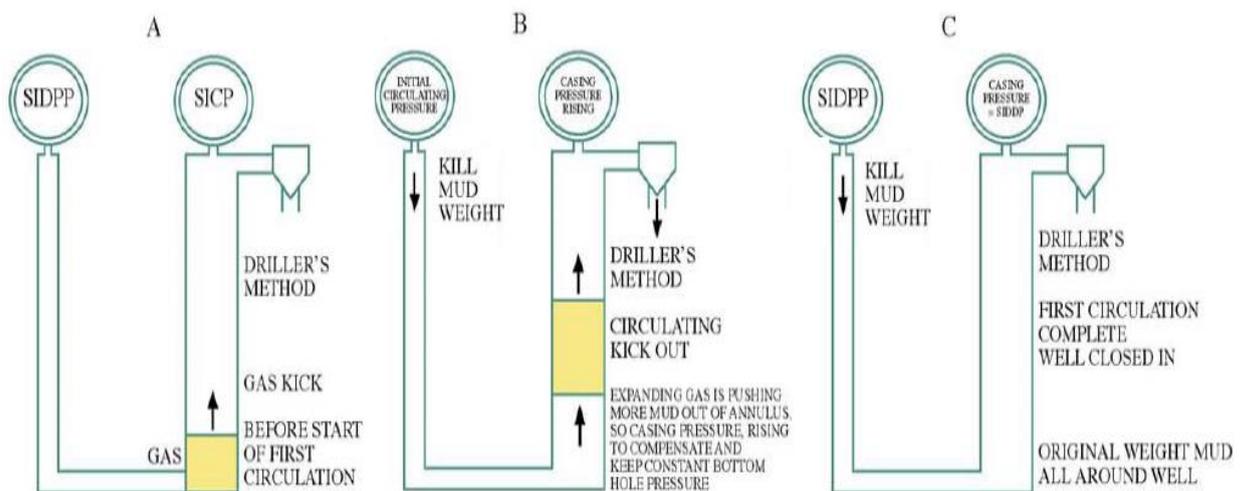


Figure III.4: Présentation première circulation de Driller's method

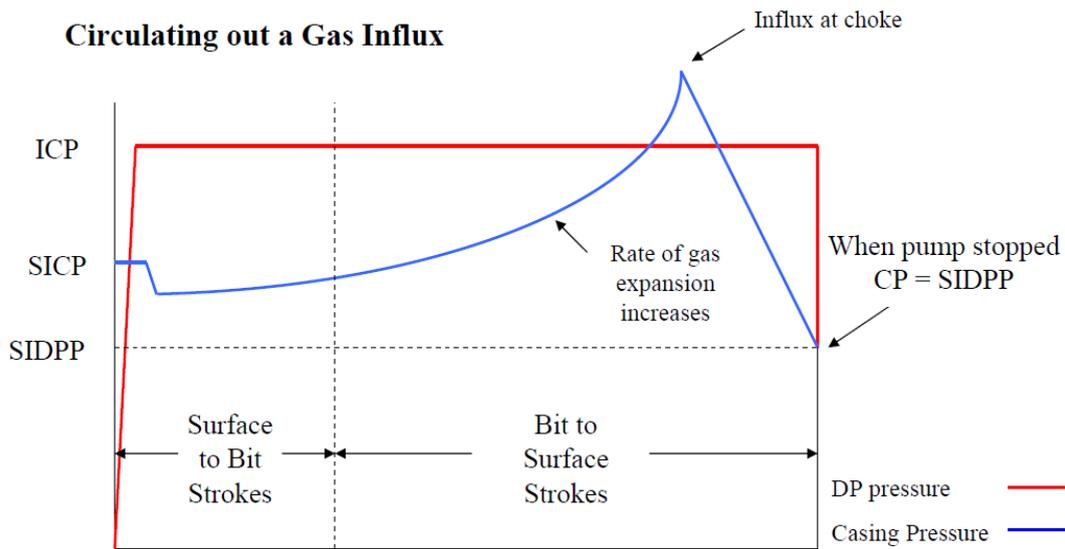


Figure III.5: Evolution des pressions en tête des tiges et annulaire

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

1. Lancer la pompe progressivement jusqu'à ce que le débit de contrôle soit atteint en ajustant la pompe afin de maintenir une pression annulaire constante et égale à Pt1.
2. Maintenir un débit constant tout en maintenant une pression annulaire constante et égale à Pt1 en ajustant la duse. Lorsque la boue lourde arrive à l'outil, la pression de refoulement diminue de la pression initiale de circulation PR1 à la pression finale de circulation PRr.
3. Lorsque la boue lourde commence à monter dans l'espace annulaire, continuer à circuler en maintenant cette fois-ci la pression de refoulement constante et égale à PRr jusqu'à l'arrivée de la boue lourde en surface. La pression annulaire décroît de Pt1, lorsque la boue lourde atteint l'outil, jusqu'à devenir nulle lorsque la boue arrive en surface
4. Arrêter la circulation, fermer complètement la duse et observer les pressions en tête des tiges et de l'annulaire qui doivent être nulles
5. Ouvrir le puits et continuer le forage

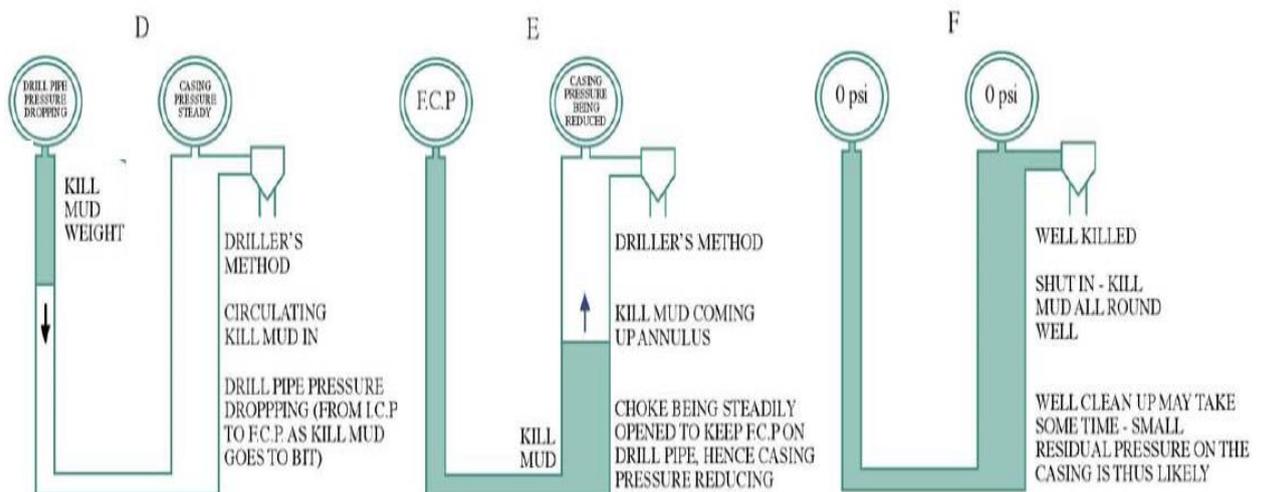
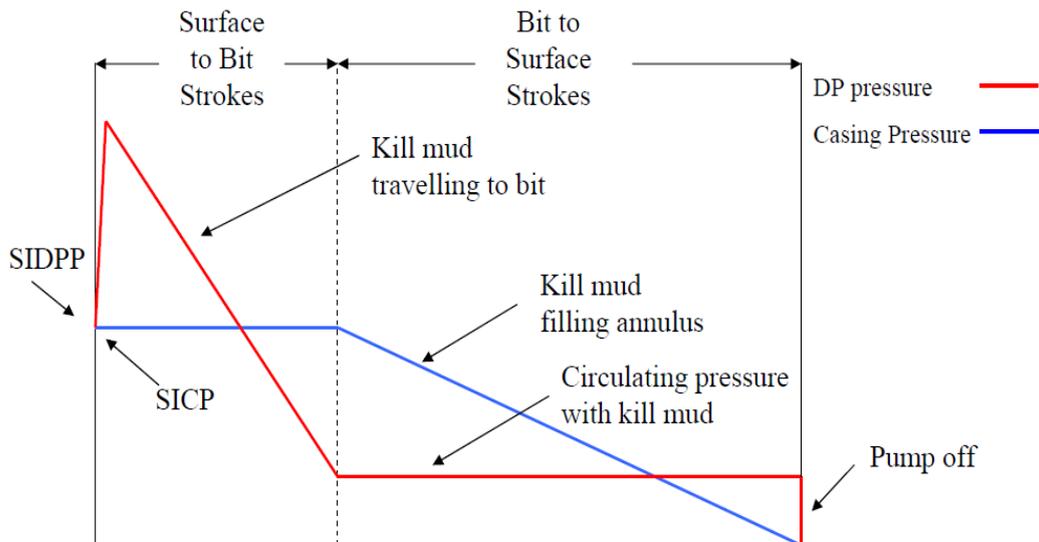


Figure III.6: présentation deuxième circulation de Driller's method*Figure III.7: Evolution des pressions en tête des tiges et annulaire*

➤ **Avantages et inconvénients DM Avantages**

- Démarrage du contrôle juste après la stabilisation des pressions.
- Simple d'utilisation.

➤ **Inconvénients :** (cas d'un gain important de gaz)

- Peut entraîner des pressions élevées dans l'annulaire qui peuvent provoquer la fracturation au point fragile.
- Temps de contrôle élevé.
- Peut générer de fortes pressions en surface et par conséquent l'exposition des équipements à des pressions élevées durant une longue période.

III.4.2 Wait & Weight Method

Après avoir préparé la boue de densité requise, il suffit d'ouvrir légèrement la duse et de démarrer progressivement la pompe jusqu'à ce que le débit de contrôle (Q_r) soit atteint en maintenant la pression annulaire constante et égale à la pression stabilisée en tête d'annulaire (P_{a1}). Après avoir atteint le débit de contrôle avec une pression annulaire constante, le manomètre de tiges doit mesurer une pression de refoulement équivalente à la valeur de la pression initiale de circulation (PR_1).

Lorsque la boue de densité requise est pompée à l'intérieur de la garniture à débit de contrôle constant, il est nécessaire que la pression de refoulement diminue de la pression initiale de circulation (PR_1) à la pression finale de circulation (PR_r) lorsque la boue lourde atteint l'outil. Lorsque la boue lourde remonte dans l'espace annulaire, il est important de maintenir une pression de refoulement constante et égale à la pression finale de circulation (PR_r), en ajustant la duse jusqu'à ce que la boue lourde soit complètement évacuée et retourne en surface. Après

avoir arrêté la pompe, fermer la duse et vérifier les pressions en tête des tiges et de l'annulaire, c'est-à-dire nulles.

Ouvrir le puits et continuer les opérations normales de forage après conditionnement de la boue.

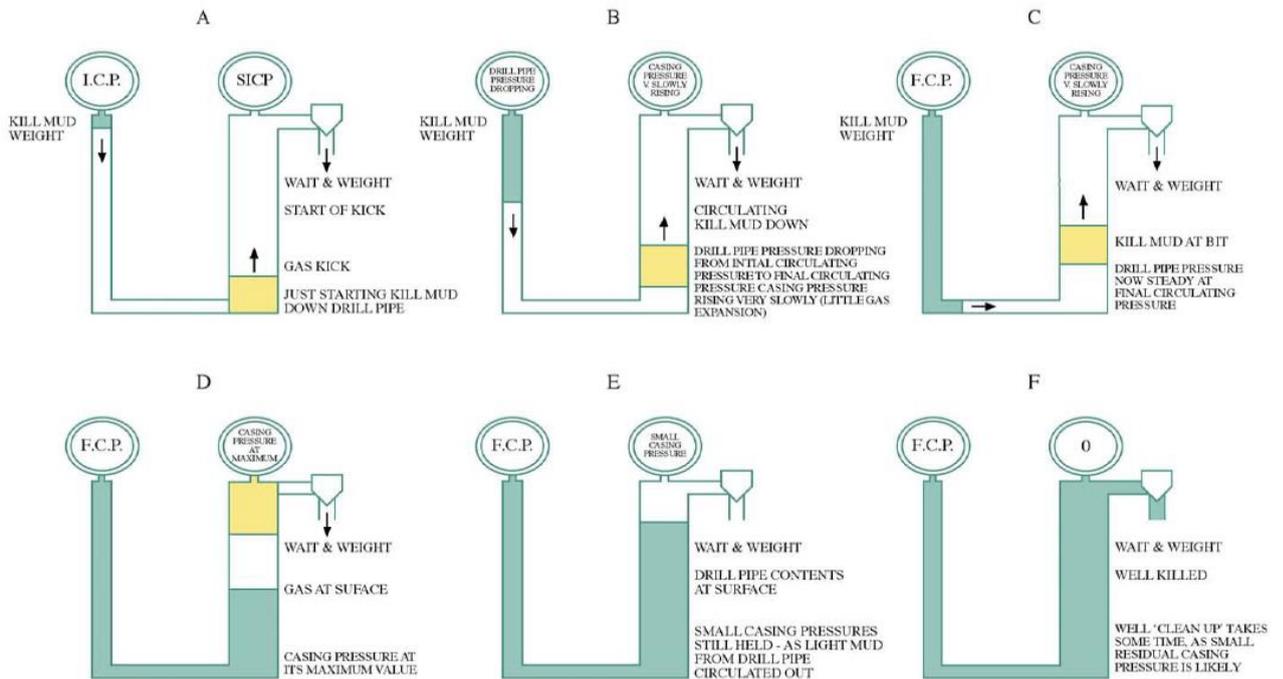


Figure III.8: présentation Wait & Weight Method

➤ **Avantages et inconvénients W&W**

Avantages

- Réduction du risque de fracturation, en particulier pour les découvertes très longues.
- La pression en tête de l'annulaire diminue lors du contrôle dès que la dr est présente dans l'annulaire.

Inconvénients

- Une attente prolongée pour préparer la boue de densité requise, ce qui peut entraîner des risques d'encombrement et de bouchage de la garniture.
- Le gaz peut migrer pendant cette période d'attente.

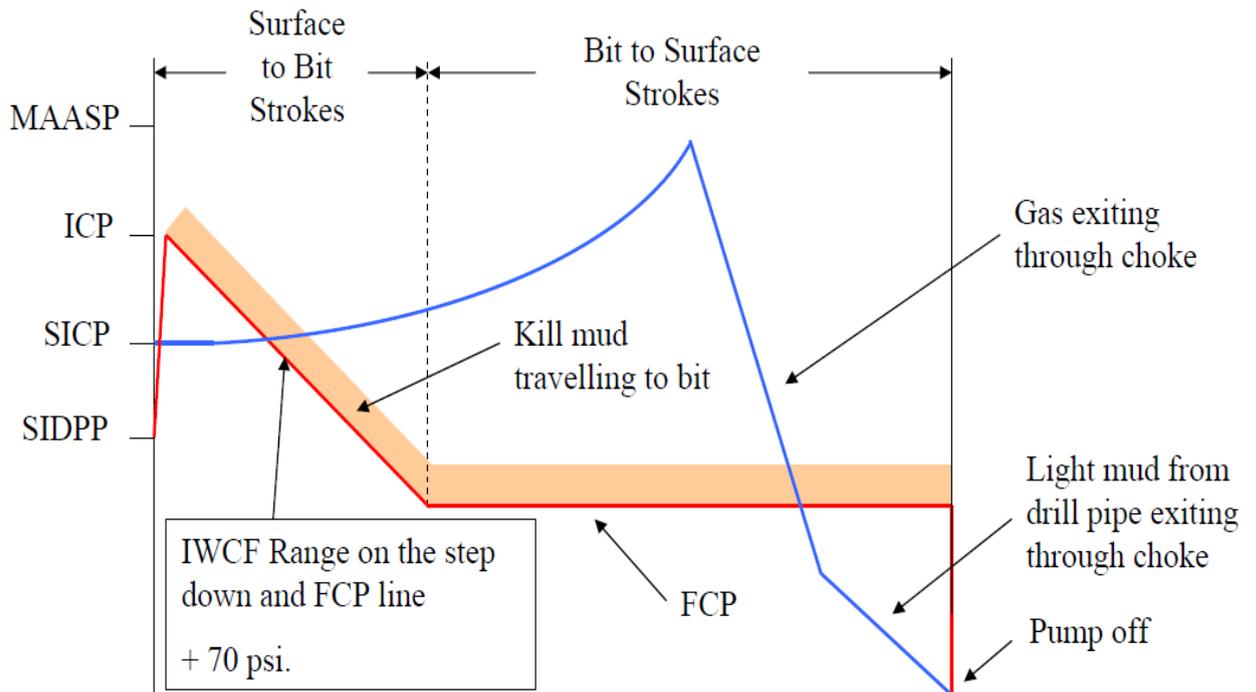


Figure III.9: Evolution des pressions en tête des tiges et annulaire W&WM

III.4.3 Volumetric Method

Utilisée au cas où la circulation au fond est impossible : La force motrice est arrêtée, la garniture de forage est coincée loin du fond, bouchée, sifflée ou cisailée.

Elle implique de permettre au gaz de se déplacer jusqu'en surface dans le puits fermé, tout en le purgeant par la duse afin de le détendre selon la loi des gaz, en maintenant une pression suffisante sur le fond pour éviter une nouvelle venue.

Si la pression en tête des tiges est visible (Pt1), il est simplement nécessaire de laisser le gaz migrer tout en purgeant afin de maintenir Pt1 constante ou, de préférence, augmentée d'une marge de sécurité, jusqu'à ce que le gaz atteigne les BOP.

En revanche, si la communication entre l'intérieur de la garniture de forage et l'espace annulaire (bouchage) n'est pas assurée, le contrôle de la migration du gaz ne peut pas être suivi à partir de la pression en tête des tiges, ce qui nous oblige à utiliser la pression en tête de l'annulaire (Pa). Pour cela, il faut laisser le gaz migrer et observer Pa, puis purger un volume qui permet de :

- Laisser le volume de gaz augmenter selon la loi des gaz.
- Permettre à Pa d'augmenter afin de compenser la diminution de la colonne hydrostatique dans l'annulaire, causée par l'élévation de la hauteur du gaz et la réduction de sa consistance.

De cette façon, une pression suffisante est maintenue sur le fond afin d'éviter une deuxième venue. En réalité, la pression exercée sur le fond est équivalente à la pression de pore augmentée d'une manière sécuritaire, afin d'éviter une baisse de pression au-dessous de celle de pore lors de la manipulation de la duse.

➤ **Choix et calcul**

- **Choix de palier de pression de travail (ΔP)**

Le palier de pression de travail (ΔP) désigne la pression annulaire maximale autorisée avant de purger un volume spécifique de boue afin de maintenir la pression de fond constante. En général, cette valeur de pression se situe entre 5 et 10 bars.

Dans la réalité, on obtient une augmentation de la pression annulaire en lissant le gaz qui se déplace dans un puits fermé.

- **Choix de la marge de sécurité (S)**

Une marge de sécurité de 10 à 15 bars est prise pour pallier à la variation des pressions dues au maniement de la duse.

- **Calcul du volume de purge (V)**

Le volume V est le volume de boue nécessaire pour purger dans le trip tank, ce qui entraîne une pression hydrostatique dans l'espace annulaire correspondant au palier de pression de travail (P) sélectionné. La formule suivante permet de calculer ce volume :

$$V = \frac{10.2 \times \Delta P \times V_{ea}}{d_1} \quad (\text{III-22})$$

Où : V : volume de boue à purger.

ΔP : palier de travail (bars).

d_1 : densité de la boue (kg/l).

V_{ea} : volume espace annulaire correspondant à la position du gaz dans l'espace annulaire (l/m).

➤ **Mise en œuvre de la méthode**

- Prévoir deux pressions qui seront utilisées pour assurer un contrôle en toute sécurité :

ΔP = augmentation de pression autorisée due à la migration du gaz

S = sécurité ajoutée à la pression de fond pour ne pas déséquilibrer le puits lors de la manipulation de la duse.

- Une fois que le puits est fermé et que les pressions stabilisées sont affichées, on constate une augmentation lente de ces dernières, causée par la migration du gaz.

- La duse est fermée et on continue à observer P_a . Lorsqu'elle atteint :

$$P_{a2} = P_{a1} + \Delta P + S$$

- Élargir légèrement la duse afin de purger un volume préalablement déterminé, correspondant à ΔP , en maintenant la valeur de P_a constante et égale à P_{a2} .

Le volume à purger est celui qui a entraîné l'augmentation ΔP : $V = (\Delta P \times 10.2 / d_1) \times V_{ea}$.

Lorsque P_a atteint P_{a2} , la pression appliquée sur le fond est :

$$P_{\text{Fond}} = P_{\text{pore}} + \Delta P + S$$

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

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

Pa étant constante et toujours égale à : $Pa_2 = Pa_1 + \Delta P + S$

Après avoir purgé le volume correspondant à ΔP , la duse est fermée entièrement et on constate une augmentation de Pa. Quand elle arrive.

$$Pa_3 = Pa_2 + \Delta P$$

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

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

Ainsi, on poursuivra en laissant Pa augmenter de ΔP avant de purger le volume correspondant à cette augmentation, jusqu'à ce que le gaz se trouve sous les BOP.

Il est important de ne pas le laisser sortir à ce moment-là, sinon le puits se videra d'un volume équivalent à celui du bouchon de gaz sans qu'il soit remplacé par la boue, ce qui provoquera une nouvelle venue. Le contrôle doit être poursuivi en utilisant la lubricating method.

La pression ΔP est calculée en fonction de la hauteur hydrostatique de la boue à chaque fois purgée. Celui-ci varie en fonction de la position du bouchon dans l'espace annulaire, car les volumes unitaires de découvert/drill collars, de découvert/tiges et de casing/tiges diffèrent. Afin de déterminer à tout moment la position du bouchon de gaz, il est nécessaire de calculer sa vitesse de migration.

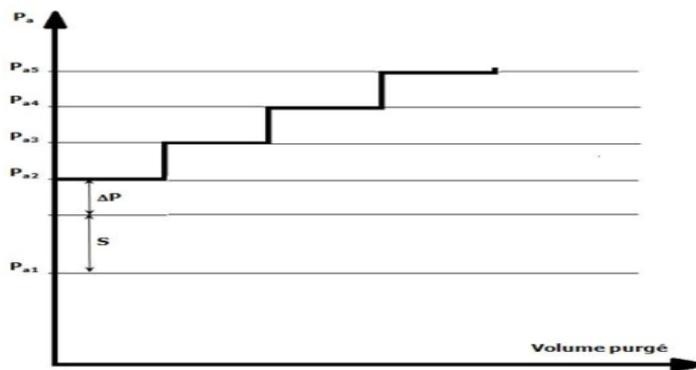


Figure III.10: Volumétrie Method

Ainsi, pour augmenter la pression de ΔP , la vitesse de migration du gaz avec le puits fermé est:

$$V_m = 10.2 \times \Delta P / d_1$$

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

ΔP : augmentation de pression (bars/h).

d_1 : densité de la boue (kg/l).

III.4.4 Lubricating Method

Il s'agit d'une méthode employée pour éliminer un volume de gaz situé sous les obturateurs en le remplissant avec la boue de forage.

Après l'arrivée du gaz sous les BOP, il est impératif de ne pas le laisser sortir, sinon le vide généré par le volume de gaz sortira de la pression hydrostatique et provoquera une nouvelle entrée.

Il est donc nécessaire de retirer le gaz et de le remplacer par le même volume de boue. Il s'agit de pomper la boue par la kill line, de maintenir une pression constante au fond en gardant la duse fermée, jusqu'à ce que la pression en tête de l'annulaire atteigne une certaine pression (bien sûr, inférieure à P_{adm}). Le pompage est alors interrompu et on attend quelques instants afin de laisser la boue pompée décanter (sinon elle sort directement par la choke line), puis on purge le gaz pour diminuer la pression.

On répète cette opération jusqu'à ce que le gaz soit complètement évacué et que la boue sorte par la choke line.

➤ **Mise en œuvre de la méthode**

- Noter la pression annulaire P_a .
- Fixer préalablement une ΔP (comprise entre 5 et 10 bars).
- Calculer le volume de boue correspondant à ΔP choisie :

$$V = \frac{10.2 \times \Delta P \times V_{ea}}{d_1} \quad (\text{III-23})$$

V : volume de boue à purger.

ΔP : pallier de travail (bars).

d_1 : densité de la boue (kg/l).

- Pomper par la kill line le volume de boue V calculé.
- Attendre quelques minutes pour permettre à la boue pompée de se décanter, à travers le gaz.
- Purger le gaz par la duse pour réduire la pression annulaire d'une valeur totale comprenant la surpression due à l'injection de la boue et ΔP .
- Répéter ces séquences jusqu'à l'évacuation totale du gaz.

Si une venue est en cours de manœuvre, il est nécessaire que la pression annulaire soit nulle à la fin de l'opération de lubrification, et il n'est pas nécessaire d'augmenter la densité pour remettre le puits sous contrôle.

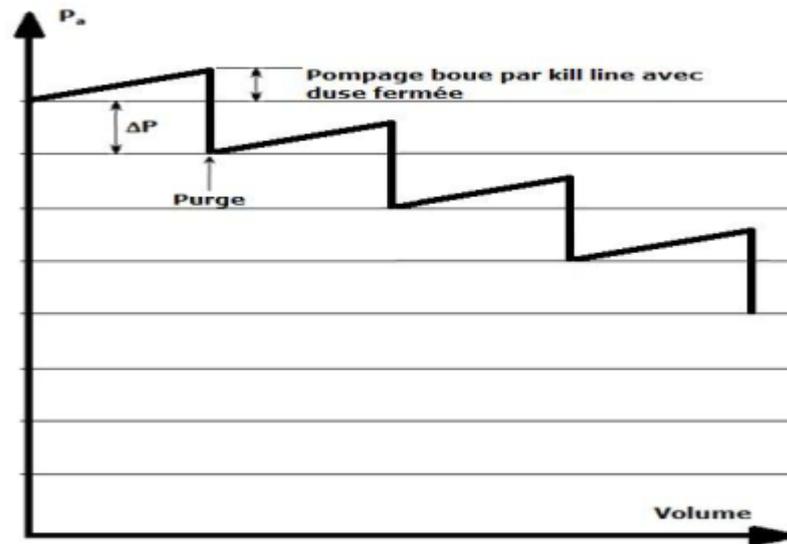


Figure III.11: Lubricating Method

III.4.5 Concurrent Method

Cette méthode, également appelée "Slow Weight-up Method" ou "Engineering Method", est couramment employée lorsque les moyens de barytage sont restreints.

Cette méthode implique de commencer le contrôle de la venue une fois que les pressions se sont stabilisées. La boue est alourdie progressivement pendant la circulation. En raison de la présence de plusieurs densités à l'intérieur de la garniture, elle est plus complexe que les autres méthodes de contrôle, ce qui demande une attention accrue pour suivre l'évolution de la pression de refoulement lors du contrôle de la venue.

III.5 Conclusion

Grâce à ce chapitre, nous avons pu approfondir notre compréhension des procédures de fermeture du puits et des différentes méthodes de contrôle développées pour gérer les différentes situations de la venue. Il existe différentes méthodes de contrôle qui doivent être minutieusement adaptées à chaque situation spécifique. Malgré leur commun principe de base, elles se distinguent les unes des autres en ce qui concerne la mise en pratique de ce principe. Nous avons également étudié attentivement les calculs préliminaires requis afin d'assurer un contrôle de la venue sécurisé et efficace. Cette étude approfondie nous permet aujourd'hui d'appliquer ces connaissances dans des situations concrètes.

chapiterIV

Etude de cas puit AT-26

IV.1 Introduction

En utilisant les énoncés du puit AT-26 et en appliquant les concepts étudiés dans les chapitres précédents à notre situation spécifique, nous avons commencé par une description détaillée du puits. Par la suite, nous avons effectué une étude approfondie des divers problèmes rencontrés lors de contrôle de venue, en nous basant sur les informations disponibles. Nous nous sommes principalement concentrés sur la recherche de solutions appropriées à chaque situation afin d'assurer la sécurité et l'efficacité du forage.

IV.2 Situation géographique que de champ Ain Tsila

Ain Tsila est un champ de condensat de gaz situé dans le bassin d'Ilizi, en Algérie. Le groupement Sonatrach, Petroceltic et ENEL développe des installations de production composées des équipements de surface, CPF et d'un pipeline d'exportation de 100 km pour le raccordement au réseau de transport de gaz en Algérie.

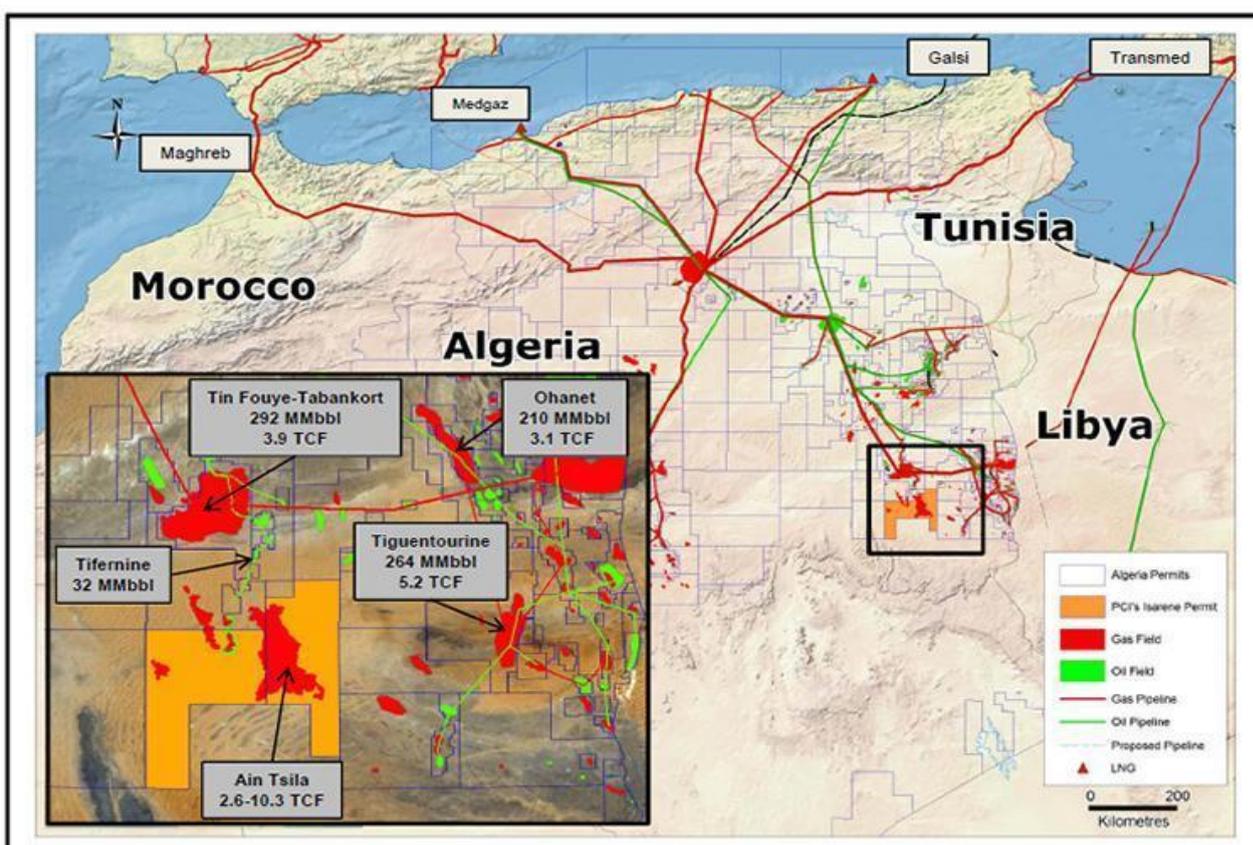


Figure IV.1: Situation du bassin de Ain Tsila

IV.3 Présentation de puits AT-26

AT-26 est un puits vertical producteur de gaz et de condensat en développement dans le champ d'Ain T'sila (division d'association / Projet Isarene), foré avec un profil en forme de S dans la section 12"1/4. La profondeur totale prévue est de 2095m TVD / 2120m MD.

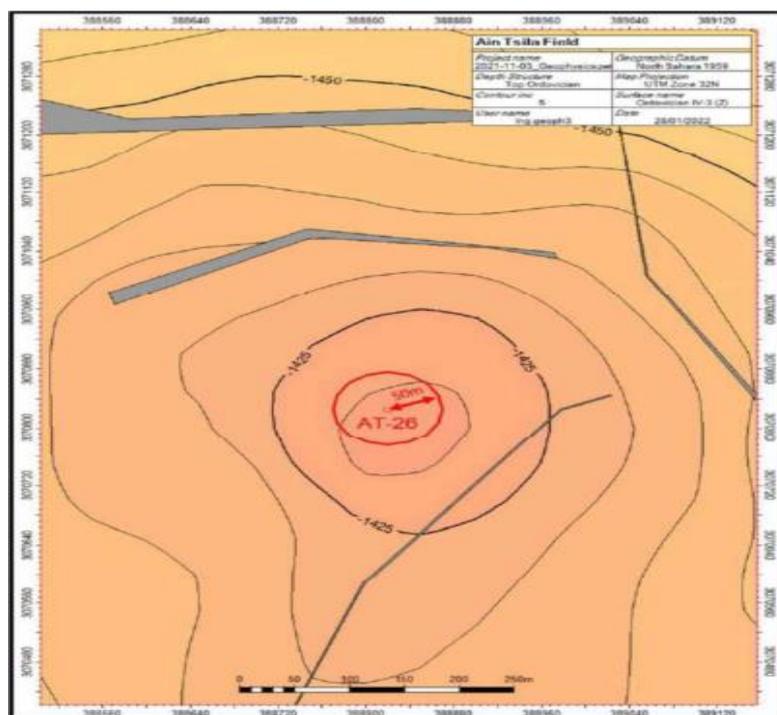
L'appareil ENF52 a été sélectionné pour forer ce puits.

IV.4 Objectifs du puits

L'objectif du puits est la formation de l'Unité IV de l'ORDOVICIEN composée de l'Unité IV-3, IV-2a, IV-1b et IV-1a.

Au moment de l'événement, le tubage de 7" a été cimenté à 1907 m et testé à 3500 psi. Le trou de 6" a été foré de 1907m à 1968 m (1942 m TVD) avec une boue à base d'eau à 1,14 SG sans problèmes.

IV.5 Carte structurale géologique de l'unité ordovicienne IV :



Well Name	AT-26	Field	Ain Tsila
Target Designation	AT-AG	Expected Spud Date	Apr. 2022
Well Designation	Development	Hydrocarbon Type	Gas & Cond.
Licence	ISARENE 220/229a		
Surface Location	UTM Zone 32N	X	388,638.031 m
Clarke 1880 RGS (Modified), Nord Sahara 1959 (32N)	Geographic (Clarke 1880)	Y	3,070,830.023 m
		Latitude	27°45'34.29267"N
		Longitude	7°52'11.83729"E
Surface Location	UTM	X	388,730.344 m
(WGS 84)	Geographic (WGS 84)	Y	3,071,085.818 m
		Latitude	27°45'34.04467"N
		Longitude	7°52'15.08602"E
Rig Name/Number	ENAFOR 52		
Rotary Table Elevation	472.6 m	Well Type	Directional
Ground Elevation (Z) (Nord Sahara)	463.5 m		
Objective Location	UTM Zone 32N	X	388,819.9 m
Clarke 1880 RGS (Modified), Nord Sahara 1959 (32N)	Geographic (Clarke 1880)	Y	3,070,825.9 m
		Latitude	27°45'34.2131"N
		Longitude	7°52'18.4815"E
Objective Seismic Location 2008 Isarene WAZ 3D	In-line	650	
	Cross-line	578	
Objective Formation	Ordovician Unit IV3	Objective Depth	1915.8 m MD (-1419.3m TVDSS)
Planned Total Depth	2120 m MD (-1623 m TVDSS)	Formation at TD	Ordovician
Reference Offset Wells	AT-9, AT-2, AT-33	Completion Status	Producer

Figure IV.2: présentation de puits AT-26

Offset wells

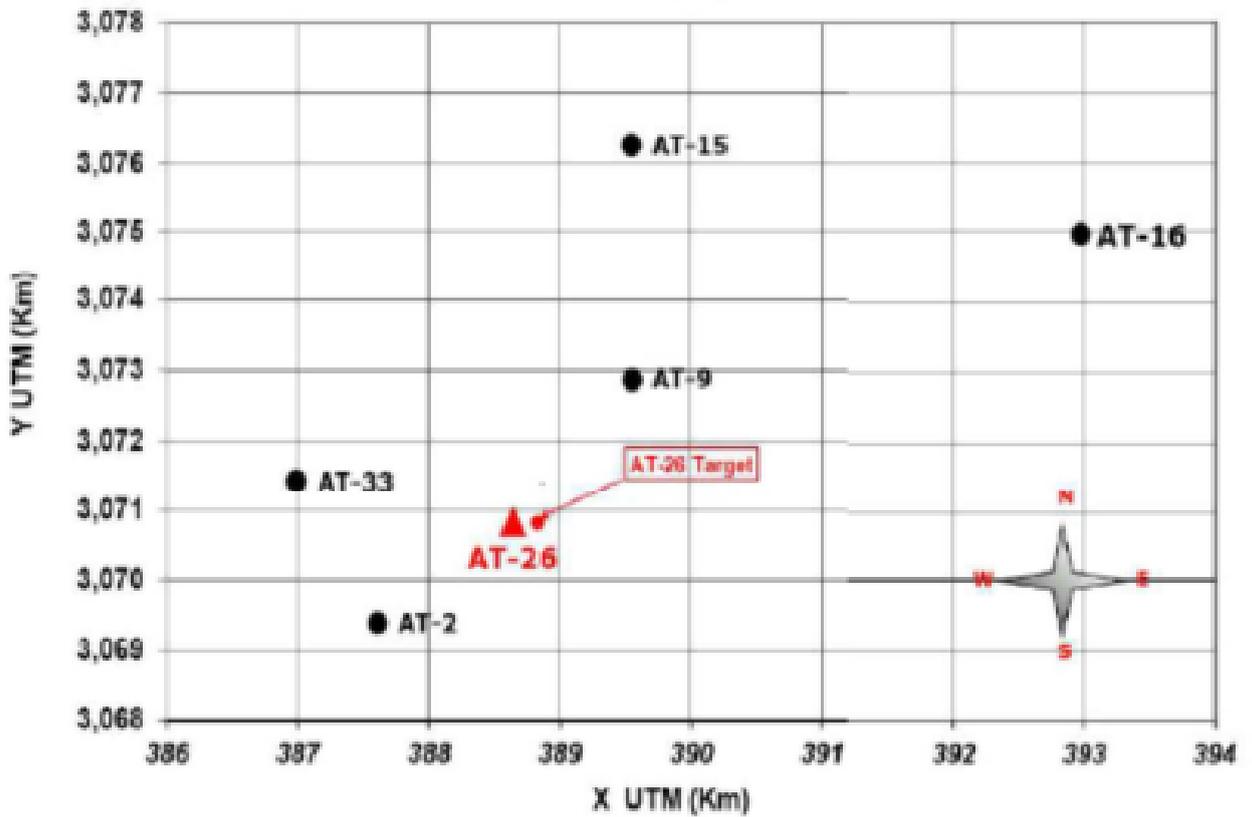


Figure IV.3: AT-26 Offset wells

Well	X coor (m)	Ycoor (m)	Distance (m)
AT-26	388,638,03	3,070,830,02	-
AT-33	386,987,36	3,071,433,05	1,757
AT-2	387,599,74	3,069,400,12	1,767
AT-9	389,544,11	3,072,882,10	2,243
AT-15	389,542,93	3,076,271,52	5,516
AT-16	392,971,96	3,074,954,77	5,983
AT-26 Target	388,819,94	3,070,825,94	182

Tableau IV.1 : Offset wells

		Depth References GL-RT		9.14 m	BITS & TDs	
		Formations	TVD (m, RTE)	m MD		
		Drill floor	0.0	0.0		
CARBONIFEROUS	Namurian D	10.4	10.4		18"½ @ 17m RR 16" TCI 16" RR TCI VAREL HR04JMRSV Nzz: 3x18, 1x15 TFA: 0.918 in² SN°1626113 16" TD @ +/-280m Below aquifer, but above Visean C	
	Visean C	296.2	296.2		RR 12"¼ PDC RR MSI716LBPX Nzz: 6 x 14 + 1 x 15 TFA 1.052 in² SN°JP6820 47,300lbs.ft M/U Torq Run: Motor + MWD with PDC 12"¼ TD @ +/-1344m MD (+/-1318m TVD) 10 m inside F4 sh.	
	Visean B	484.7	485.8			
	Tournaisian A	647.9	657.1			
DEVONIAN	F2 Sdstones	841.6	862.1			
	Upp. F2 shales	930.1	954.7			
	MPR & Lwr F2 sh.	1058.4	1084.6			
	Frasnian Unconf.	1166.1	1192.3			
SILURIAN	F4 Sdstones	1287.4	1313.6			
	F4 Shales	1308.5	1334.7			
	F6 C3	1342.0	1368.2			
	F6 C2	1390.3	1416.5			
	F6 C1	1410.5	1436.7			
	F6-B Caled. Unc.	1476.9	1503.1			
	F6-A	1507.0	1533.2			
	F6-M2	1554.8	1581.0			
F6-M1	1591.8	1618.0	RR 8"½ PDC RR SKHI813 Nzz: 7 x 12/32 TFA: 1,052 in² SN°E259428 18,000lbs.ft M/U Torq Run: Motor + MWD with PDC 8"½ TD @ +/-1909m MD (+/-1883m TVD)			
Upp. Gothl. Shales	1645.4	1671.2				
Upp. Hot Shales	1763.3	1789.5				
Low. Gothl. Sh.	1764.4	1790.6				
ORDOVICIAN	Low. Hot Shales	1835.6	1861.8			
	Unit IV-3	1893.1	1919.3			
	Unit IV-2b	1913.5	1939.7			
	Unit IV-2a	1918.5	1944.7			
	Unit IV-1b	1994.6	2020.8			
	Unit IV-1a	2079.4	2105.6			
TD VD/ MD	2096.2	2122.4	Run #1: Rotary + New PDC New MM74DH Nzz: 2 x 12 + 5 x 12 (TBC) SN°13524815 5,173–7,665 lbs.ft M/U Torq Run #2: 4"¾ T111XP Turbine (99 Stages, 1.96 rev/l) + New Impreg New K505BPX TFA: 0.5 SN°JM3186 6" TD @ 2122m TMD			

Tableau IV.2 : Architecture de puits

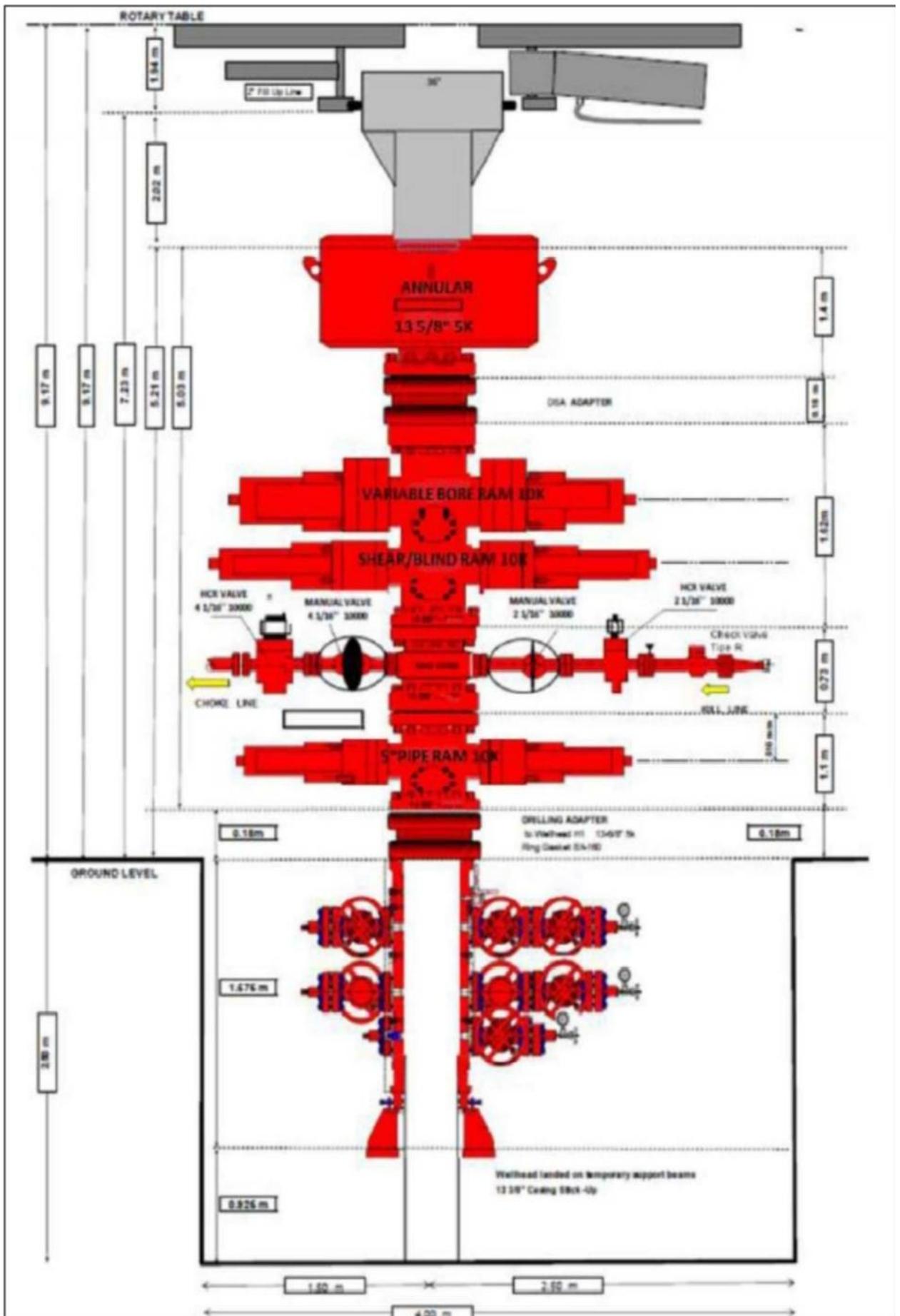


Figure IV.4: ENF-52 10K BOP STACK

Historique des opérations sur le puits AT-26

L'événement a eu lieu le 25 mai 2022 à 07h30 alors que le forage était retiré du trou pour changer l'outil. Lorsque l'outil se trouvait à 157 m de la surface, un écoulement significatif a été remarqué à la fois dans l'espace annulaire et à l'intérieur du train de tiges. Le puits a été fermé en spirale de 4 ½" en utilisant le BOP annulaire, la pression du tubage s'est stabilisée à 2000 psi. Le gain total a été initialement signalé à 3,2 m³, puis l'estimation a été réévaluée à 15 m³ par l'équipe de forage.

L'équipe de contrôle de puits CUDD-SH a été contactée à 09h00 pour obtenir de l'aide, une téléconférence a été organisée pour discuter de la situation avec le personnel de la plate-forme et la direction du projet Isarene sur place, un plan d'action a été élaboré pour choisir l'approche la plus sûre pour reprendre le contrôle du puits.

Après avoir examiné toutes les options, il est devenu clair pour tous que les méthodes de contrôle de puits conventionnelles ne peuvent pas être utilisées si l'influx ne peut pas être entièrement évacué, pour cette raison, la méthode de contrôle de puits par lubrification (voir chapitre III) a été choisie pour éliminer en toute sécurité le gaz du trou de forage, suivie par le pompage d'une boue lourde comme procédure de Top kill, donc le train de tiges puisse être descendu jusqu'à le dernier sabot de tubage en toute sécurité pour tuer le puits.

De plus, une décision a été prise par la direction de DDO d'envoyer un spécialiste du contrôle de puits de CUDD au champ d'Ain T'sila (ENF-52) pour aider aux opérations.

Les opérations de kill ont été surveillées et gérées en collaboration avec la force de travail DPI mobilisée sur le site de la plate-forme, à travers les bureaux du projet Isarene à Hassi.

Messaoud, où la connexion de gestion des opérations en temps réel est assurée par l'unité de diagraphie GEOLLOG sur le site de la plate-forme.

. Du 25 mai à 11h00 au 27 mai à 14h00,

16 étapes de la méthode de lubrification ont été utilisées pour pomper 22,6 m³ de WBM (18,9 m³ de 1,16 SG et 3,7 m³ de 1,30 SG) afin de réduire la pression de SICP de 2000 psi à 130 psi. Surveillez pendant une heure, la pression de SICP augmente de 130 psi à 180 psi. Purgez le SICP à 0 psi et surveillez pendant une heure, la pression reste constante à cette valeur.

La procédure de Top kill commence avec :

- Circulation avec 1,30 sg WBM (08 m³), Q : 300lpm, circulez d'abord 04 m³ par la ligne de détente, puis passez au poor boy, Maintenez une contre-pression de 100 psi sur la choke.
- Une fois la circulation terminée, purgez à 0 psi et surveillez la pression pendant une heure - ok.
- Ouvrez la choke à travers la mud box et surveillez les retours pendant 30 minutes.
- Ouvrez le BOP annulaire avec la choke ouvert.

- Espacez (insérez un joint de tige de forage de 3 ½" dans le trou jusqu'à un mètre au-dessus de la table rotative au niveau du trépan @ 165m.
 - Vérification de l'écoulement pendant 30 minutes - légèrement de retour. -Fermez les pipe rams.
 - Circulation avec 1,30 sg WBM (04 m3) à travers le poor boy.
 - Ouvrez les pipe rams et effectuez une vérification de l'écoulement pendant 15 minutes
- Faites fonctionner le train de tige de forage de 6" avec un moteur SLB XP de 4"3/4 de 165m à 1905 m,
- Circulez à travers le Poor Boy Q= 600 lpm, 1 cycle, l'augmentation totale maximale du gaz atteint 76 % puis diminue à 4 %.
 - Circulez à travers la choke jusqu'à le TG maximal diminue à 7 %.
 - Arrêtez la circulation et fermez la choke pour observer une pression annulaire = 0 psi.
 - Ouvrez les pipe rams et circulez à travers la ligne d'écoulement Q = 900 lpm, SPP = 1900 psi, TG maximal = 1 %, Niveau stable sur le système de boue active, MW entrant = MW sortant = 1,18 SG.
 - Effectuez une vérification prolongée de l'écoulement au niveau de sabot de tubage de 7" - niveau stable.

Le BHA de forage emballé a été retiré et remplacé par un BHA lisse pour éliminer tout gaz ou boue contaminée dans le trou ouvert.

Le puits a été confirmé stable le 29 mai à 01h00. Cependant, la cause fondamentale de l'événement de contrôle de puits était la perte d'hydrostatique dans l'espace annulaire causée par un remplissage incorrect et un effet de pitonnage.

Cet événement serait identifié comme un induced kick.

Le temps perdu total pour l'événement de contrôle de puits était de 03 jours et 17,5 heures.

Malgré les erreurs dans la reconnaissance du gain au début de l'événement par l'équipe de la plate-forme, un travail exceptionnel a été réalisé par tous les contributeurs de cette opération de contrôle de puits : l'équipe de la plate-forme, DPI, DP-TFT et FOR-OPR pendant tout l'événement de contrôle de puits tout en exécutant le plan d'action et en collaborant très bien pendant toutes les opérations.

La stratégie s'est avérée réussie car le contrôle primaire du puits a été rétabli avec un puits stable, aucun blessé et aucun dommage à l'environnement ou à l'équipement de la plateforme.

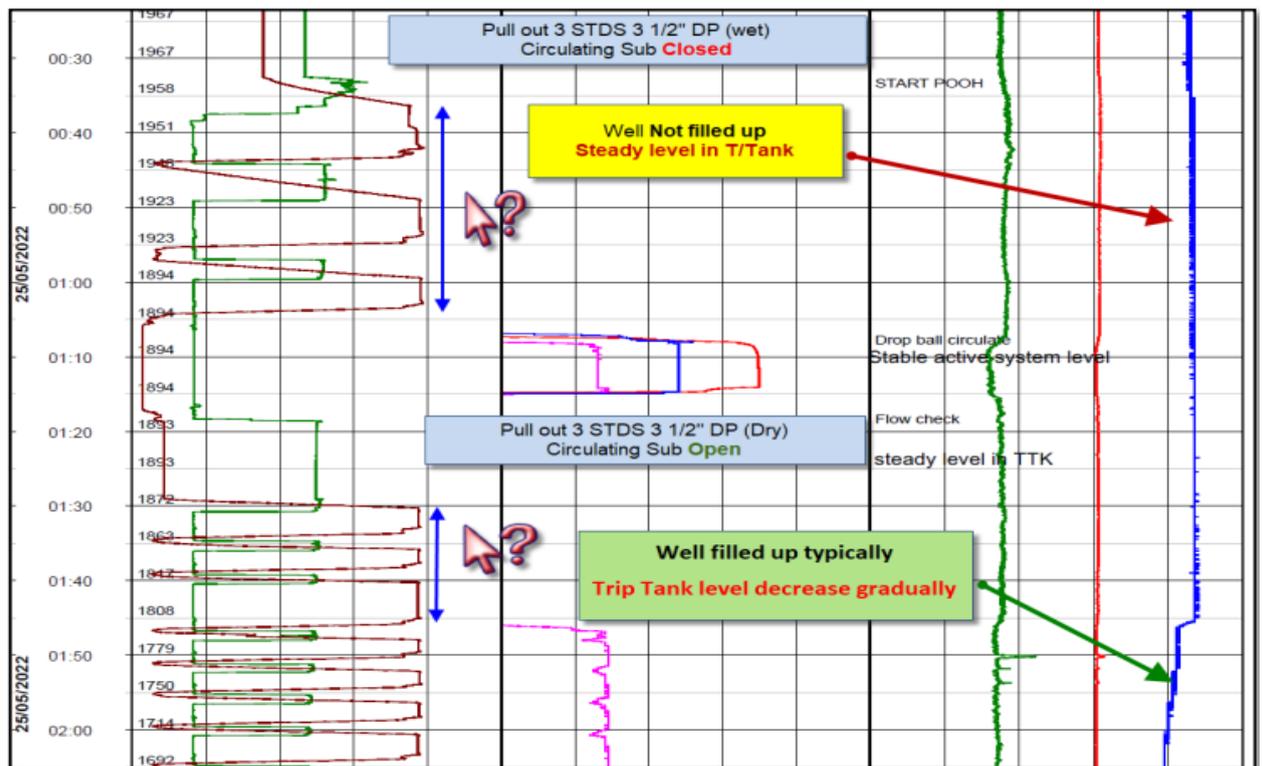


Figure IV.5: situation avant l'incident

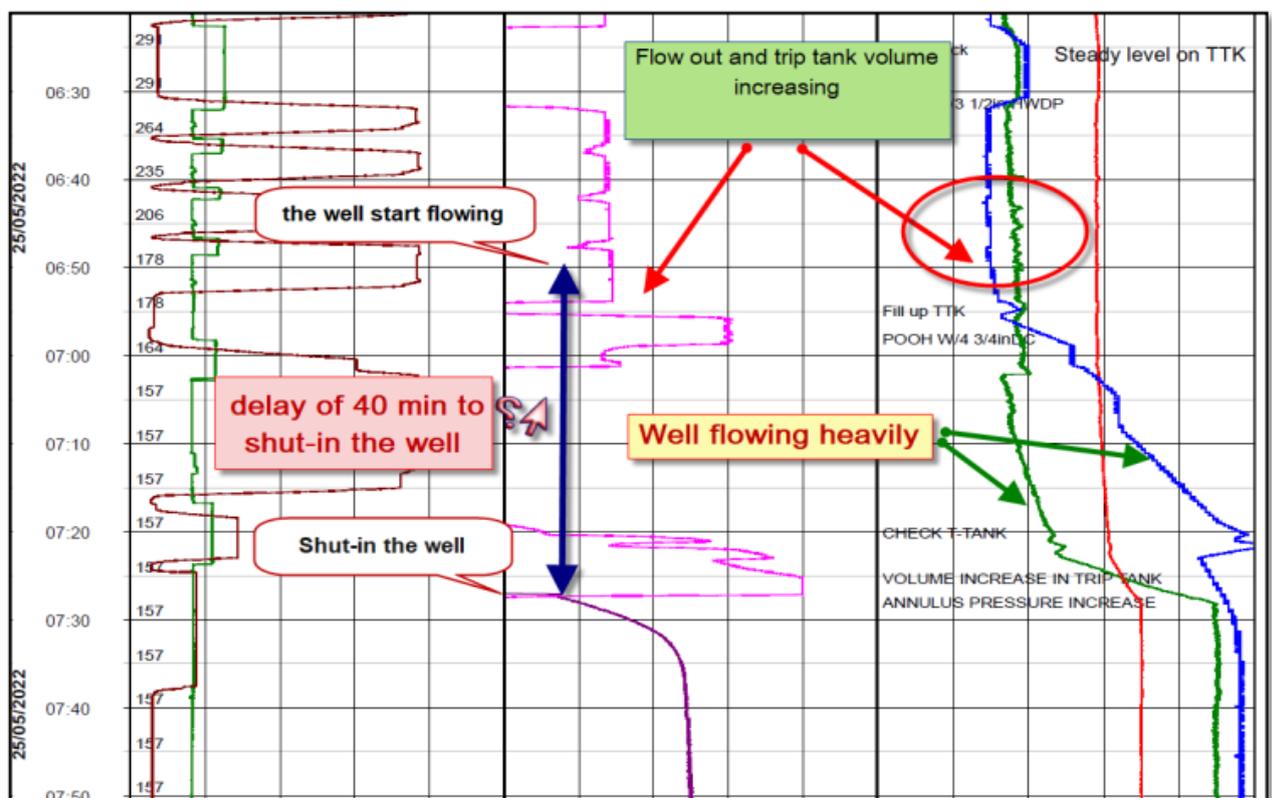


Figure IV.6: situation a l'incident

Schéma du puits à l'incident

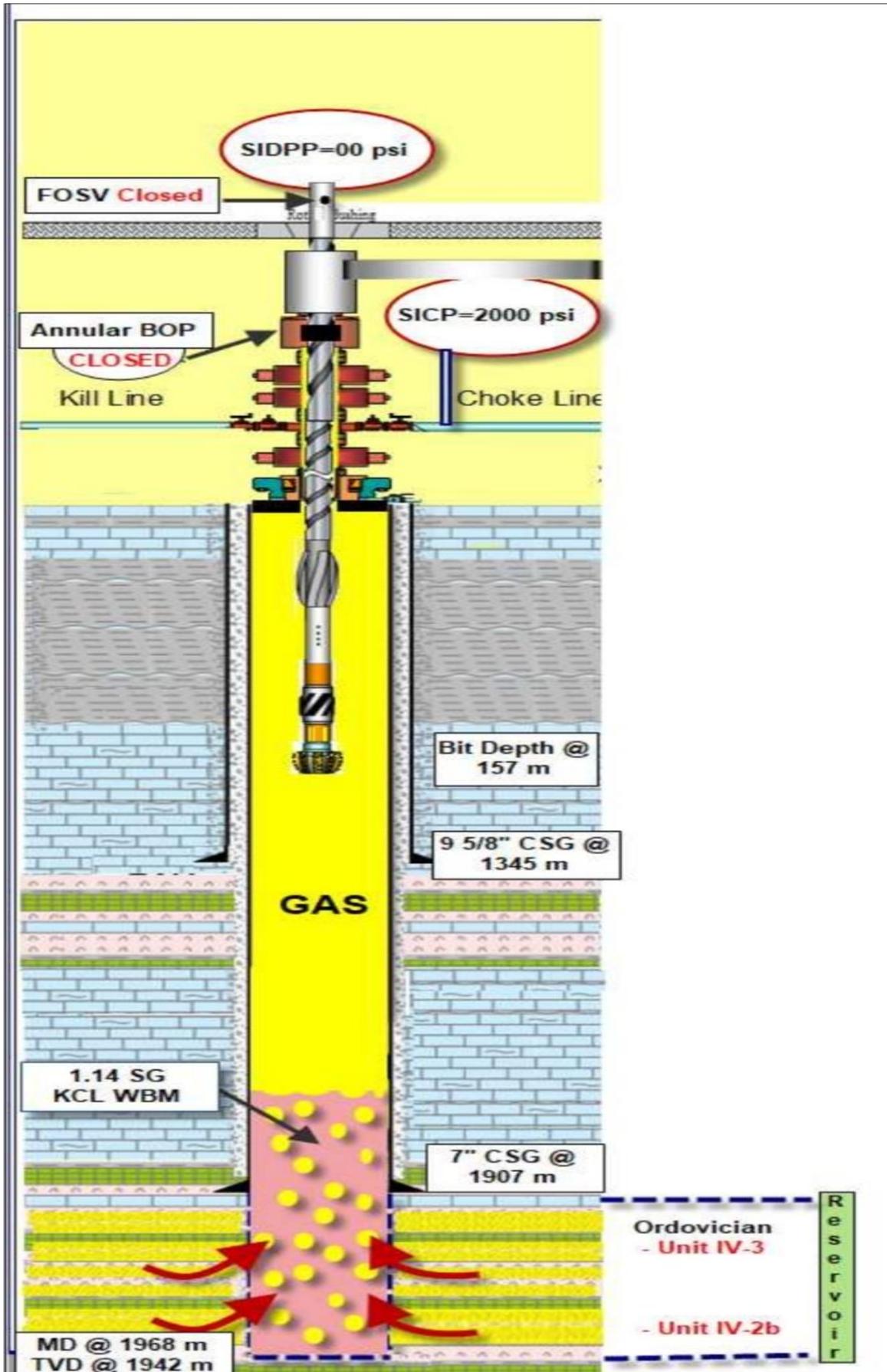


Figure IV.7: Schéma du puits à l'incident

IV.6 ANALYSE ET COMMENTAIRES DE L'ÉVÉNEMENT DE CONTRÔLE DE PUIT

IV.6.1 Situation avant l'événement

Le 25 mai à 00h30, l'équipe de la plateforme a commencé à retirer le train de tiges du puits pour changer l'outil.

À 07h30 (l'outil à 157 m), un écoulement significatif du puits a été observé. Le puits a finalement été fermé, et les pressions ont été enregistrées.

IV.6.2 Chronologie des opérations de contrôle du puits Avant l'événement de maîtrise du puits

24/05/2022 :

Forage de la section de trou de 6" avec un moteur SLB de 4"3/4 de 1922m à 1968m MD et 1942,35m TVD.

WOB=3-8 tonnes, RPMT= 263-322 tr/min, RPM: 50-78 tr/min FR=770-910 l/min, SPP=1378-1940 psi, TRQ=1.8-2.6 Klb*ft.

(00h00-23h00):

Nettoyage, recalibrage à la baisse à chaque fois. Gaz total maximum: 8.6%

ROP (m/h): quotidien // ROP cumulée WOC : 2,17 // 2,45 ROP WC : 1,98 // 2,25 ROP lente dernière mètre moins de 0,5 m/h.

Dernier échantillon de déblais @ 1968m : 5% Argilites. 45% Siltstone, 50% grès **24/05/2022:**

Circulation pour nettoyer le trou...

(23h00-00h00): Q=800 l/min , P=1330 psi

Détection et premières actions

25/05/2022 :

Retrait du train de tiges de 6" avec un moteur SLB XP de 4"3/4 de 1968m MD à 157m MD

Remonte libre jusqu'à le sabot de tubage de 7" - ok projection de bille & ouverture Circulating Sub.

Vérification de l'écoulement au fond, sabot de tubage de 7", tous les 500m et au sommet de la BHA (291m) - Niveau stable

Écoulement dans le puits observé @ 157m des deux côtés (annulaire & à l'intérieur de la BHA)

Fermeture et sécurisation du puits, Gain = 3,2 m³, Pa = 1300 psi comme enregistrement initial puis la pression a augmenté et s'est stabilisée après 03 heures à 2000 psi SICP et 1200 psi sur SIDPP après le pompage à l'intérieur de la BHA.

Immédiatement, la direction générale de Sonatrach AST et la division de forage (DF) ont été informées.

La division de forage a mobilisé une équipe de maîtrise des puits pour aider l'équipe DPI.

(00h00-8h30):

Le directeur de projet d'Isarene (DPI) avec le superintendant de forage et l'ingénieur de forage se sont mobilisés sur la plateforme pour soutenir l'équipe.

Une équipe DP-TFT a été mobilisée pour soutenir l'équipe DPI sur chantier.

Une stratégie de maîtrise des puits a été mise en œuvre comme recommandé par l'équipe de contrôle des puits de la division de forage. Une instruction a été donnée aux superviseurs du chantier pour démarrer les opérations de maîtrise du puits selon le programme communiqué.

Séquence de l'événement de contrôle du puits 25/05/2022 :

Fermeture du puits et observation des pressions

Le puits a été fermé, enregistrant 600 psi, qui a augmenté et s'est stabilisé à 1300 psi après 15 minutes.

Après enquête et évaluation des graphiques géologiques et recalcul de tous les volumes en surface, nous avons confirmé un gain total de 15 m³.

La mauvaise communication était due à la séquence des opérations ci-dessous :

Le foreur remplissait le trip tank (rempli de 6 m³) pour continuer à retirer avec remplissage continu.

08h30-11h00 : Après avoir arrêté de remplir avec la pompe de charge, il a remarqué que le débit continuait à venir du puits et a douté que la pompe de charge ne se soit pas arrêtée de remplir (gain de 3 m³) et que le trip tank allait déborder, donc a dirigé vers le système actif.

Décision de fermer le puits en utilisant le BOP annulaire.

Reflux à l'intérieur du train de tiges (vanne de circulation du moteur SLB ouverte) ce qui a rendu difficile l'enfoncement de la vanne de sécurité.

Installation de la vanne de sécurité pour sécuriser le puits.

Du 25/05/2022 11h00 Au 27/05/2022 14h

Contrôle du puits avec la méthode lubricate & bleed.

La pression annulaire a augmenté progressivement à 2000 psi après 3 heures (11h00).

Après discussion avec différentes parties (Cud, DPI et division de forage), la décision a été prise d'utiliser la méthode Lubricate et bleed.

1ère étape, à 14h30 : Pompé 16 bbl de 1,16 sg WBM pour atteindre 2200 psi, attendu une heure puis bleed jusqu'à 1850 psi - ok

2ème étape, à 17h30 : Pompé 16 bbl de 1,16 sg WBM pour atteindre 2020 psi, attendu une heure puis bleed jusqu'à 1670 psi - ok

3ème étape, à 19h15 : Pompé 16 bbl de 1,16 sg WBM pour atteindre 1880 psi, attendu une heure puis bleed jusqu'à 1470 psi - ok

4ème étape, à 21h00 : Pompé 16 bbl de 1,16 sg WBM pour atteindre 1670 psi, attendu une heure puis bleed jusqu'à 1240 psi - ok

5ème étape, à 23h00 : Pompé 16 bbl de 1,16 sg WBM pour atteindre 1480 psi, attendu 1,5 heure puis bleed jusqu'à 1050 psi - ok

6ème étape, à 01h00 : Pompé 11,8 bbl de 1,16 sg WBM pour atteindre 1250 psi, attendu 1,5 heure puis bleed jusqu'à 850 psi - ok

7ème étape, à 03h00 : Pompé 11 bbl de 1,16 sg WBM pour atteindre 1060 psi, attendu 2 heures puis bleed jusqu'à 723 psi - ok

8ème étape, à 06h30 : Pompé 9,8 bbl de 1,16 SG WBM pour atteindre 904 psi, attendu 2 heures puis bleed jusqu'à 540 psi – (ligne de dérivation enflammée)

9ème étape, à 09h00 : Pompé 7 bbl de 1,16 SG WBM pour atteindre 750 psi, attendu 3 heures puis bleed jusqu'à 500 psi - (ligne de dérivation enflammée)

10ème étape, à 13h00 : Pompé 06 bbl de 1.30 SG WBM (selon la recommandation de l'équipe de contrôle du puits de CUDD) pour atteindre 730 psi, attendu 3 heures puis bleed jusqu'à 400 psi

11ème étape, à 15h30 : Pompé 04 bbl de 1.30 SG WBM pour atteindre 600 psi, attendu 3 heures puis bleed jusqu'à 350 psi

12ème étape, à 17h00 : Pompé 3,9 bbl de 1.30 SG WBM pour atteindre 550 psi, attendu 4 heures puis bleed jusqu'à 290 psi

13ème étape, à 21h00 : Pompé 1,6 bbl de 1.30 SG WBM pour atteindre 500 psi, attendu 4 heures puis bleed jusqu'à 250 psi

14ème étape, à 02h30 : Pompé 1,9 bbl de 1.30 SG WBM pour atteindre 450 psi, attendu 4 heures puis bleed jusqu'à 220 psi

15ème étape, à 06h30 : Pompé 2.9 bbl de 1.30 SG WBM pour atteindre 420 psi (pression annulaire stable), en attente pendant 4 heures puis bleed de 420 psi à 170 psi (ligne de dérivation enflammée)

16ème étape, à 10h30 : Pompé 3 bbl de 1.30 SG WBM pour atteindre 370 psi (pression annulaire stable), en attente pendant 3 heures puis bleed de 370 psi à 130 psi (ligne de dérivation enflammée)

Volume total de boue pompée : 22,59 m³, composé de 18,9 m³ de 1,16 SG + 3,69 m³ de 1,30 SG WBM

Continuation du contrôle du puits

Du 27/05/2022 14h00. Au 28/05/2022 18h00 Procédure de "Top Kill"

Surveillance pendant une heure, la pression annulaire passe de 130 psi à 180 psi. Bleed jusqu'à 00 psi et surveillance pendant une heure, pression stable.

Circulation avec 1,30 sg WBM (08 m³) pour la coiffe de boue, Q : 300 lpm, circulation des premiers 4 m³ via la flare line, puis passage à la "poor boy", maintien d'une contrepression de 100 psi sur la choke.

Une fois la circulation terminée, bleed jusqu'à 00 psi et surveillance de la pression pendant une heure - ok

Ouvrir la choke via la mud box et surveiller les retours pendant 30 minutes - ok

Ouvrir le BOP annulaire avec la choke ouvert.

Espacement (passage d'un joint de DP dans le trou jusqu'à un mètre au-dessus d'outil : l'outil à 165 m)

-Vérification de l'écoulement pendant 30 minutes - retour très léger

-Fermer les vannes à tiges

-Ciruler avec 1,30 sg WBM (04 m3) via la "poor boy"

-Ouvrir les vannes à tiges et effectuer une vérification de l'écoulement pendant 15 minutes - ok

-Tirer le train de tiges de 6" avec un moteur SLB XP de 4"3/4 de 165m à 1905m

-Ciruler via la "poor boy" Q= 600 lpm, 1 cycle maximum, le gaz total augmente jusqu'à 76 % puis diminue à 4 %

-Ciruler via la choke jusqu'à ce que le gaz total maximum diminue à 7 %

-Arrêter la circulation et fermer la choke pour observer une pression annulaire = 0 psi Ouvrir les vannes à tiges et ciruler via la flow line

Q = 900 lpm, SPP= 1900 psi, gaz total maximum = 1 %, niveau stable sur le système de boue actif, MW entrant = MW sortant = 1,18 sg

-Vérification prolongée de l'écoulement à 1905m - niveau stable

-Tirer le train de tiges de 6" avec un moteur SLB XP de 1905m à la surface

-Remplir le puits continuellement et vérifier l'écoulement tous les 500m, circulation à 1000m et vérification de l'écoulement - ok

-Vérification de l'écoulement au sommet de la BHA, interruption de la circulation et vérification de l'écoulement

-Abandonner le moteur SLB XP de 4"3/4 et le STB de 5"15/16 .

-Service d'outil 6" MMD74DH S.N: 13524815, classement de l'usure IADC : 1-1-WT-A-X-INO-PR

Du 28/05/2022 18h00 Au 29/05/2022 06h00

Tirer le train de tiges de 6" avec une BHA lisse de la surface à 1905m MD

Service d'outil : l'outil TCI 6" neuf Varel (T/CM34DMRS, SN/ 1507917), Buse 3x13 TFA= 0,389

Interruption de la circulation sommet de la BHA Remplir tous les 10 longueur

29/05/2022. 00h00-01h00

Pousser en trous ouverts la BHA lisse de 6" de 1905mMD à 1968mMD Prendre SCR @ 1905 m

Ciruler pour homogénéiser le WBM PHPA D entrée = D sortie = 1,18 sg 30% Gaz

Le puits a été confirmé stable à 01:00

29/05/2022. 01h00-06h00

Forage de la nouvelle section de trou de 6" de 1968mMD à 1972mMD

Forer le premier mètre avec des paramètres réduits pour l'empreinte d'outil et ensuite augmenter progressivement les paramètres.

WOB=4-6ton, RPM = 40-50 rpm, FR=900 lpm, SPP=2000-2030 psi, TRQ=1.8-2.6 Klb*ft
Nettoyage, recalibrage à la baisse à chaque fois.

Gaz total maximum : 2,5%.

ROP (m/h) : quotidien = cumul ROP WOC : 0,85 ROP WC : 0,8.

Dernier échantillon de déblais @ 1970m : 5% Argilites, 35% Siltstone, 60% grès.

IV.6.3 Rapport d'incident

L'événement a été détecté le 25/05/2022 à 07h30. Le puits a été sécurisé et la pression enregistrée conformément à la procédure. Le principal problème dans cette situation est la fermeture de l'annulus sur des collars de forage spiralé de 4 ¾". L'étanchéité a été confirmée cependant, une fuite aurait pu se produire à tout moment. Le superintendant du projet Isarene a appelé l'équipe de contrôle des puits de SH-CUDD pour obtenir de l'aide à 09h00. Une réunion a été tenue dans les bureaux de SH-CUDD pour discuter des premières actions à prendre afin d'éviter toute escalade ultérieure.

IV.6.4 Discussion sur la méthode de contrôle du puits

En raison du gain de boue élevé, de la pression élevée, de la nature de l'afflux et des conditions de fermeture du puits, la méthode de lubrification et de bleed a été considérée comme la meilleure option pour évacuer le gaz et contrôler le puits en toute sécurité. Le fondement de la procédure consiste à pomper alternativement du fluide de poids de kill dans le puits, afin de bleed la pression de gaz en surface. La descente du train de tiges a été envisagée, mais cette solution éventuelle a été abandonnée pour deux raisons :

- a) La descente aurait peut endommager le garnissage du BOP annulaire. Ce qui aurait peut permettre à l'afflux de gaz de fuir en surface, entraînant une escalade de la situation et un possible blow out.
- b) La pression élevée du puits aurait peut rendre la descente impossible (force ascendante due à la pression : 13,2 tonnes ; poids du train de tiges : 11,5 tonnes).

Dans une deuxième étape du contrôle du puits, la procédure de Top Kill a été utilisée, une boue de kill à 1,30 SG a été pompée à travers le train de tiges et circulée pour éliminer la pression résiduelle de la méthode de lubrification et de bleed.

Ci-dessous, la procédure de contrôle détaillée élaborée pour cette situation. L'objectif de ce plan est de fournir des détails supplémentaires et des recommandations à ajouter aux prochains plans opérationnels pour atténuer le problème.

PREMIÈRE ÉTAPE : CALCULS ET GRAPHIQUES DE LA MÉTHODE DE LUBRIFICATION ET DE BLEED

La lubrification de gaz est le processus d'élimination du gaz sous la pile de BOP tout en maintenant une pression constante au fond du puits, la lubrification est plus adaptée lorsque l'afflux de gaz atteint la surface sous la pile de BOP. La lubrification peut être utilisée pour :

Réduire les pressions.

Enlever le gaz de sous la pile de BOP avant de descendre ou après la mise en œuvre de la procédure volumétrique pour contrôler la migration du gaz.

. Enlever le gaz de sous la pile de BOP avant de procéder à l'opération de top kill. Le volume de boue lubrifiée dans le puits doit être mesuré avec précision à l'aide d'une unité de ciment ou d'un réservoir de déplacement. Si l'afflux a été (swabbed) dans le puits, le poids de boue lubrifiée doit finalement réduire la pression du tubage à zéro.

Cependant, si le poids de la boue dans le trou est insuffisant pour équilibrer la pression des pores de la formation, la pression finale au col de la choke reflétera le degré de déséquilibre. Il sera alors nécessaire de tuer le puits.

Séquence du processus :

Effectuer une analyse de sécurité des tâches pour garantir que tout le personnel impliqué dans les opérations comprend chaque étape de l'opération et qu'il peut être préparé avec un plan pour éviter les problèmes de sécurité.

Vérifier la présence de gaz en surface avec un détecteur de gaz.

Ajouter du lubrifiant sur le dessus du préventeur annulaire pour identifier toute fuite.

En préparation de la procédure de lubrification et de saignée, s'assurer que l'équipement de pompage tiers est entièrement monté et testé sous pression, conformément aux procédures opérationnelles standard du tiers ou aux spécifications de Sonatrach. S'assurer que suffisamment de boue a été préparée sur site et est accessible depuis le réservoir de boue jusqu'à l'extrémité d'aspiration de la pompe. Si nécessaire, s'assurer qu'il existe un chemin d'écoulement redondant vers la pompe.

Enregistrer la pression sur l'annulus 9-5/8" x 7".

Ouvrir la choke pour vérifier si du gaz ou du liquide est en surface.

Fermer la choke et pomper 16 barils de boue WBM de 1,16 sg jusqu'à ce que la pression du tubage atteigne 2200 psi.

Attendre 01 heure pour permettre à la boue de se lubrifier à travers le gaz dans le tubage. Cette période dépendra de la densité et de la pression du gaz.

Ouvrir la choke et bleed le gaz jusqu'à ce que la pression atteigne 1850 psi.

S'assurer qu'aucune quantité significative de boue n'est saignée du puits pendant cette opération. Si de la boue apparaît à la ligne de dégazage avant que la pression en surface n'ait été réduite à son niveau souhaité, fermer le puits et laisser le gaz percoler à travers la boue.

Fermer la choke et pomper 16 barils de boue WBM de 1,16 sg jusqu'à ce que la pression du tubage atteigne 2050 psi.

Attendre 01 heure pour permettre à la boue de se lubrifier à travers le gaz dans le tubage. Cette période dépendra de la densité et de la pression du gaz.

Ouvrir la choke et bleed le gaz jusqu'à ce que la pression atteigne 1700 psi.

S'assurer qu'aucune quantité significative de boue n'est saignée du puits pendant cette opération. Continuer l'opération de lubrification et de saignée selon les détails dans le tableau cidessous.

DEUXIÈME ÉTAPE : PROCÉDURE DE TOP KILL

Un Top kill est une procédure utilisée pour reprendre le contrôle d'un puits qui rencontre des problèmes de contrôle avec du pétrole ou du gaz au fond du puits. Le processus implique le pompage de boue lourde dans le puits. Cette procédure est censée arrêter l'écoulement de gaz et de condensat du puits. Une étape supplémentaire peut être utilisée pour tuer complètement le puits, en faisant descendre le train de tiges au fond et en circulant avec de la boue de tuer.

Après la dernière étape de lubrification et de saignée, la pression du tubage était de 130 psi.

Surveillance pendant une heure ; la pression du SICP est passée de 130 psi à 180 psi.

Bleed jusqu'à 0 psi et surveillez la pression pendant une heure, le SICP s'est stabilisé à 0 psi.

Circulez avec 8 m³ de boue 1,30 sg (WBM) pour la procédure de Top kill.

Q : 300 lpm, circulez d'abord 4 m³ via la ligne de décharge, puis passez au poor boy. Maintenez une pression de retour de 100 psi sur la choke.

Vérifiez régulièrement MWout.

Une fois la circulation terminée, bleed jusqu'à 0 psi et surveillez la pression pendant une heure.

Ouvrez la choke via la mud box et surveillez les retours pendant 30 minutes.

En cas d'absence de retour, ouvrez le BOP annulaire. Maintenez la choke ouvert. Espacez (descendez le joint DP dans le trou jusqu'à un mètre au-dessus de RT). Vérifiez l'écoulement pendant 30 minutes.

Courez jusqu'à le Sabot de tubage, utilisez le tank de sondage et la fiche de relevé.

Effectuez une vérification d'écoulement en cas de doute.

Circulez avec de la boue 1,18 sg.

Surveillez étroitement les retours.

Circulez jusqu'à ce que $MW_{in} = MW_{out} = 1,18$ sg.

Effectuez une vérification d'écoulement prolongée (01 heure).

Retirez et courez avec un BHA lisse pour un wiper trip.

Utilisez la fiche de relevé et le tank de sondage.

Maintenez le trou constamment plein.

Effectuez des vérifications d'écoulement tous les 500m.

Fermez la vanne manuelle en aval de la choke tout en surveillant la pression.

Gardez une vanne de sécurité entièrement ouverte supplémentaire sur le plancher de la plateforme.

IV.7 TEMPS PERDU TOTAL DÛ À L'INCIDENT DE CONTRÔLE DE PUIITS

Il y a eu 3 jours et 17,5 heures de temps perdu, à partir de la mise en veille du puits le 25 mai 2022 à 07h30, lorsque le puits a commencé à s'écouler fortement, jusqu'au 29 mai 2022 à 01h00, lorsque le puits a été déclaré stable et que les opérations ont repris en toute sécurité.

IV.8 FINDINGS AND CONCLUSIONS

IV.8.1 Leçons retenues

Observations sur l'événement de contrôle du puits

Le 25 mai à 00h30, l'équipe de forage a commencé à retirer le train de tiges du puits pour changer d'outil. Les trois premiers trains de tiges de 3 ½" ont été retirés mouillés en raison de la fermeture du clapet de circulation, sans remplir le puits et sans pomper pour éviter l'effet de pitonnage (environ 70 psi de marge de déplacement ont été perdus).

Le clapet de circulation fermé pendant le retrait du train de tiges avec le moteur agit comme un piston excellent et cela causera un effet de pitonnage, notamment lorsque le puits est en condition de quasi-équilibre, le puits aura plus de chance d'être sous-équilibré en raison du pitonnage.

Un faible volume d'influx aurait peut-être pistoné dans la section de trou ouvert. La diminution nette de l'hydrostatique due à cette faible densité de gaz ou de condensat sera également faible. Le gaz peut bien sûr migrer et se dilater. L'expansion s'est produite pendant le retrait du BHA, seulement 157 mètres restants dans le trou.

Lorsque le gaz s'est dilaté hors de la boue (environ 500 à 600 mètres sous le BOP), les bulles de gaz ont été autorisées à augmenter de volume, et sans contrôle, elles peuvent finalement vider le puits.

Le puits étant sous-équilibré, un autre coup significatif s'est produit, ce qui a provoqué une nouvelle vidange et le puits a commencé à s'écouler abondamment. Cette situation est devenue plus grave en raison du retard de 40 minutes dans la mise en veille du puits.

Le foreur remplissait le trip tank (remplissage avec 06 m3) pour continuer le retrait avec un remplissage continu.

Après avoir arrêté la pompe de charge, il a remarqué que le flux venait toujours du puits. Le foreur pensait que la pompe n'avait pas été éteinte, mais le trip tank se déchargeait en fait directement dans le système actif, ce qui a entraîné un volume important de gain de boue non détecté.

Décision de fermer le puits en utilisant un BOP annulaire sur le collier de forage hélicoïdal de 4 1/2".

Le reflux à l'intérieur du train de tiges (la vanne de circulation du moteur SLB est ouverte) a rendu difficile le montage de la soupape de sécurité.

L'équipe de forage a initialement rapporté un gain de boue de 3,2 m³. Après évaluation des graphiques de géologie et recalcul de tous les volumes en surface, ils ont communiqué un gain total de boue de 15 m³.

En fait, compte tenu des conditions de mise en veille, des pressions enregistrées et du type d'influx (gaz humide et condensat), le gain réel de boue a été estimé à 24 m³ à 32 m³.

La taille sans précédent du gain était une valeur inhabituellement élevée normalement rencontrée dans ce type d'événement de contrôle de puits.

Analyse des causes

La cause de l'événement de contrôle du puits était la perte d'hydrostatique dans l'annulaire due à un remplissage incorrect et à l'effet de pistonage.

Cet événement serait identifié comme un Induced kick.

IV.9 Recommandations

Éviter l'effet de pistonage

Le pistonage est un danger reconnu, qu'il s'agisse d'un pistonage de "faible" volume ou de "fort" volume. Un faible volume d'influx peut être pistoné dans la section de trou ouvert. La diminution nette de l'hydrostatique due à ce fluide de faible densité sera également faible. Si l'influx est du gaz, il peut bien sûr migrer et se dilater. L'expansion peut se produire lorsque il y'a ou pas de tige reste dans le trou. Les conséquences de l'enfoncement de la tige dans le trou et dans le gaz pistoné doivent également être prises en compte.

Vitesse de retrait : les vitesses d'outil doivent être contrôlées pour réduire la possibilité de pistonage. Il est courant que le logiciel de boue exécute un programme de pistonage et de poussée et mette ces informations à la disposition du foreur. Cela fournira des informations suffisantes pour réduire la possibilité d'influx imprévus.

La surveillance continue des volumes de remplacement et de déplacement est essentielle lors de la réalisation d'outils. Un petit outil et la circulation du puits avant de le retirer complètement du trou fourniront des informations utiles sur le pistonage et les vitesses de retrait.

Le BHA doit être pompé hors du trou ouvert jusqu'à la profondeur du dernier outil ou jusqu'à le sabot de cuvelage pour éliminer la possibilité de pistonage dans le trou ouvert. Après un contrôle de l'écoulement de +15 min, le clapet de circulation doit être ouvert et pompé pendant +/- 15 min pour confirmer qu'il est complètement ouvert.

Nettoyage du trou et pistonage :

Un nettoyage insuffisant du trou conduit à une accumulation de déblais dans l'annulaire. Les déblais peuvent être saturés de gaz.

Une faible vitesse de rotation de la tige réduira le transport des déblais dans les puits déviés. Les déblais derrière le BHA augmenteront les effets du pistonage en réduisant l'espace annulaire.

Détection de venue

La détection précoce d'une venue est le facteur le plus critique pour déterminer si la situation est gérable ou non, car une fermeture précoce limite le volume de l'influx pris.

Pendant le processus de remontée du trou, le train de tiges retiré du puits représente un volume spécifique d'acier déplaçant un volume équivalent de boue.

Pour empêcher la pression de fond de chuter en dessous de la pression de pore, ce volume d'acier doit être remplacé par de la boue pour s'assurer que la colonne hydrostatique dans le puits ne diminue pas. Si le puits prend moins de boue que le déplacement du tige retiré du puits, cela peut être une indication de pistonage. Des mesures doivent être prises immédiatement pour empêcher le puits de couler avec la tige hors du fond ou hors du trou.

Pendant la remontée du trou, le foreur doit arrêter tout mouvement de la tige tout en remplissant le réservoir de trip tank. Éviter tout transfert de boue en surface pendant le tripping. Dès que le volume anormal est détecté, des mesures auraient dû être prises pour fermer le puits avant d'enquêter sur la cause.

Premières actions lors de la détection d'une venue

Si le pistonage a été détecté et que le puits ne coule pas, une vanne grise doit être installée et l'outil remonté au fond.

Vérifier le débit pour chaque longueur.

Une fois de retour au fond, le puits doit être circulé et l'échantillon de fond vérifié pour la contamination.

Si le puits coule ou si les retours du puits sont excessifs lors de la descente, les actions suivantes doivent être effectuées :

Espacez-vous (placez l'outil de connexion à environ 1 mètre au-dessus de la table rotative). Mettez en place les mâchoires.

Insérez la vanne de sécurité à ouverture totale (FOSV) en position ouverte et la vanne grise si nécessaire.

Fermez la vanne de sécurité FOSV.

Fermez le BOP désigné Déclenchez l'alarme.

Confirmez que le puits est fermé et que le flux s'est arrêté Ouvrez la vanne de ligne de chasse (HCR).

Montez la Kelly ou le Top Drive et ouvrez la vanne de sécurité (FOSV) Informez le superviseur et le chef d'outil de l'entrepreneur.

Enregistrez le gain de bassin, le SIDPP et le SICP chaque minute jusqu'à ce que les pressions se stabilisent.

Attendez d'autres instructions.

NOTE : Ne pas tenter de descendre dans le trou lorsque le puits est en train de couler et ne pas dépasser le MAASP (Maximum Allowable Annular Surface Pressure).

Recommandations avant de forer le réservoir :

Immédiatement après le test BOP avec le testeur de tasse dans le puits, circulez à travers le collecteur d'étranglement hydraulique avec l'étranglement fermé à 50% et pompez à 20 spm. Vérifiez tous les manomètres, tous les compteurs de coups et le panneau de commande à distance de l'étranglement (vérifiez le test de fonctionnement, la pression hydraulique, la pression d'air, les manomètres, le régulateur de vitesse, etc.). Toutes les vannes de sécurité doivent être testées (toutes les deux semaines).

La simulation de kick doit être effectuée deux fois par semaine pour chaque équipe (nuit/jour).

La feuille de trip sera faite et vérifiée par le représentant de la compagnie et le chef d'équipe.

Assurez-vous que les manomètres de pression du forage sont étalonnés par rapport à un manomètre standard tous les 14 jours.

Assurez-vous que le manomètre standard est étalonné tous les 6 mois par rapport à un testeur de poids mort dans un atelier de jauge approuvé par Sonatrach.

Assurez-vous que les capteurs de niveau de fluide de la plateforme sont opérationnels et étalonnés selon un calendrier de 7 à 14 jours.

Assurez-vous que le capteur d'indication de flux est opérationnel et étalonné.

Les superviseurs doivent insister sur l'utilisation correcte du trip tank pour tous les mouvements de descente ou de remontée de tiges.

Assurez-vous de l'entretien approprié de tout l'équipement de contrôle de puits de la plateforme.

Évaluation des meilleures pratiques :

Les meilleures pratiques les plus significatives comprennent : Le remplissage continu et la surveillance du trou de forage.

L'installation d'une vanne de non-retour (flotteur) près du fond du train de tiges pendant les opérations de forage.

S'assurer que le top-drive peut être vissé dans n'importe quelle section tubulaire de longueur significative pendant qu'il est en cours de descente.

Utilisation de feuilles de trip et de carnets de trip pour surveiller le puits et identifier rapidement les coups potentiels.

Conserver les feuilles de trip pour documenter la surveillance correcte du puits comme l'exige la démarche d'amélioration continue.

Des moyens automatisés pour effectuer les calculs de la feuille de trip, surveiller le puits et déclencher une alarme si un problème potentiel de contrôle de puits nécessite une investigation.

Promotion d'une culture de vigilance.

Profiter de chaque occasion lorsque le tige ne bouge pas pour vérifier s'il y a du débit. Fourniture d'instructions de travail écrites et de procédures à l'équipe de forage.

Il devrait inclure un planning de profondeur avec des vitesses maximales de tirage/descendage et un planning de profondeur et de durée pour les vérifications de débit planifiées.

Vérifier une marge de sécurité minimale par des moyens directs chaque fois que possible. Cela est particulièrement important lors du tirage après la perforation.

Déterminer les marges de sécurité et les pressions de surpression en comparant les mesures de surface à d'autres mesures de surface, les mesures de fond à d'autres mesures de fond, ou en appliquant les corrections appropriées lors de la comparaison des mesures de surface aux mesures de fond.

Couper la tige dans une situation de contrôle de puits seulement si c'est absolument nécessaire.

La tige fournit un moyen potentiel de faire circuler une colonne de fluide dans le puits et de réduire la pression en surface, améliorant ainsi la sécurité.

Pour les piles de BOP de surface, la tige ne doit être coupé que pour arrêter l'écoulement ou l'éjection de la tige en surface si toutes les autres méthodes disponibles ont échoué. Couper la tige ne réduira pas la pression en surface et peut la rendre plus difficile à réduire. On devrait envisager un abandon ordonné de la plateforme au lieu de couper la tige si les pressions en surface approchent des limites de conception.

Communications de bureau :

L'équipe de contrôle de puits de CUDD & SH recommande une implication dès que possible dans le Kill Opération pour fournir au spécialiste du contrôle de puits une connaissance de première main de l'événement tel qu'il se déroule.

La fermeture sécurisée du puits peut permettre à Sonatrach et/ou à CUDD d'assister à l'élimination de l'influx en toute sécurité.

Formation de base en contrôle de puits :

L'équipe de contrôle de puits de CUDD-SH recommande vivement une formation de base en contrôle de puits avec toutes les équipes de plateforme, le derrickman, l'assistant de forage, le foreur, l'ingénieur boue, le mud logger et les superviseurs de forage.

Distribuer ces rapports d'incidents de contrôle de puits à tous les superviseurs de plateforme pour tirer des leçons.

Nous pouvons tous apprendre des erreurs commises dans le passé pour éviter les problèmes à l'avenir.

La meilleure façon de prévenir les défaillances :

- Formation adéquate.
- Ingénierie et planification responsables.
- Équipement adéquat.
- Opérations exécutées avec prudence.

- Bonne communication.

IV.10 Autres considérations

Migration et vitesse de migration du gaz :

Un influx de gaz tendra à migrer vers le haut dans un puits, cela est dû à la faible densité du gaz par rapport au fluide de forage. Dans le fluide de forage à base d'eau, la vitesse de migration est plus élevée que dans le fluide de forage à base d'huile, car dans ce dernier cas, la vitesse de migration du gaz est également affectée par la vitesse de glissement du gaz.

Solubilité du gaz dans l'eau :

Dans la plupart des cas, la solubilité du gaz dans le fluide de forage à base d'eau peut être négligée en raison de la faible contribution qu'elle apporte à la solubilité globale du gaz dans le fluide de forage.

Solubilité du gaz dans les fluides de forage à base d'huile :

Les résultats expérimentaux dans les fluides de forage à base d'huile ont montré que la solubilité du gaz augmente avec la pression et diminue avec la température, la masse moléculaire de l'huile et la quantité de solide, de saumure et d'émulsifiant dans le fluide de forage.

Effet de la pression sur la solubilité du gaz :

La solubilité des molécules de gaz dans le solvant liquide augmente avec l'augmentation de la pression. Si la pression est réduite, une libération soudaine de gaz se produira. Cette libération soudaine de gaz à une température et une pression spécifique est appelée le point de bulle et se produirait normalement si le fluide était déjà saturé de gaz à une autre température et pression.

Profondeur du point de bulle :

La profondeur du point de bulle est la profondeur dans l'annulaire/le trou correspondant à la température et à la pression à laquelle la première bulle de gaz foré se formerait à partir du mélange de fluide de forage-gaz, soit en raison de la saturation du fluide par le gaz soit en raison de la réduction de température et de pression affectant la solubilité des gaz dans la boue.

Pression du point de bulle :

La pression du point de bulle est définie comme la pression à laquelle l'huile est saturée de gaz. Au-dessus de cette pression, l'huile est sous-saturée et l'huile agit comme un liquide à une seule phase. À des pressions inférieures, le gaz commence à sortir de solution, formant des bulles dans l'huile.

et en dessous de cette pression, l'huile est saturée, et toute diminution de la pression entraîne la libération de gaz, ce qui résulte en un écoulement à deux phases.

Quels problèmes peuvent survenir lors de la prise d'un kick en OBM et en WBM ?

Si un kick est pris en OBM et que le puits est fermé, le kick de gaz se dissoudra complètement dans la boue et restera au fond jusqu'à ce que le puits soit de nouveau circulé. De plus, des kicks non détectés peuvent être pris sans gain significatif de boue et ils ne seront pas détectés avant

que le gaz libre commence à se libérer de la solution lorsqu'ils sont proches de la surface. Pour le WBM, le kick de gaz pourra migrer vers le haut dans le puits même dans des conditions fermées.

Avec le gaz entrant en solution dans l'OBM, la pression augmente jusqu'à ce que tout le gaz soit dissous et qu'il n'y ait plus de migration de gaz. Cependant, le kick de gaz migre dans le WBM, et il augmente la pression jusqu'à ce que le gaz atteigne la surface.

Comment diffère le contrôle d'un kick avec WBM et OBM ?

Lorsque le kick de gaz pénètre dans le trou de forage avec un WBM, le volume de fluide de forage déplacé du trou de forage est proportionnel au volume occupé par le kick de gaz aux pressions et températures existant dans le puits. Cependant, si le kick de gaz est pris dans un OBM, le volume de fluide de forage déplacé du puits est beaucoup moins important en raison du fait que le gaz est plus soluble dans les fluides de forage à base d'huile que dans les fluides de forage à base d'eau. Lorsque le fluide sous-saturé est circulé dans l'annulaire, à la fois la pression et la température diminuent jusqu'à ce que la diminution résultante de la solubilité permette à tout gaz de sortir de la solution et de se manifester sous forme de bulle de gaz. Ce gaz est souvent libéré en grandes quantités sur une courte période de temps et à des profondeurs peu profondes. Malheureusement, ces phénomènes peuvent conduire à des décisions inappropriées car le comportement est très différent de celui des situations où le gaz ne se dissout pratiquement pas dans le WBM.

CONCLUSION GENERAL

CONCLUSION GENERAL

Depuis toujours, le risque fait partie intégrante des activités de l'industrie pétrolière, qui cherche constamment à le gérer de nouvelles manières. Un risque d'éruption est une situation inattendue sur un site industriel qui peut avoir des conséquences graves immédiates pour le personnel, les biens (perte de puits et d'équipements) ou l'environnement. Cependant, certains ont été plus remarquables en raison de leur ampleur, de leur violence et de leurs répercussions à travers le monde. Il est donc essentiel de mettre en place toutes les mesures nécessaires pour prévenir ce type d'incidents. Cela implique de connaître et d'étudier les signes précurseurs d'une venue afin de l'empêcher ou de réduire son impact, de garantir que les équipements de détection (comme l'indicateur de niveau, l'indicateur de débit retour à la goulotte, etc.) soient équipés d'alarmes bien calibrées et de les entretenir régulièrement. Garantir la surveillance initiale, considérée comme la meilleure méthode de défense, pouvoir faire appel à un équipement approprié pour résoudre le problème selon les recommandations internationales (API), et maîtriser parfaitement le processus d'évacuation des effluents et de stabilisation du puits. De nos jours, l'industrie du forage adopte une approche basée sur deux barrières de contrôle des puits. En général, il est nécessaire de tester au moins deux barrières indépendantes pour contrôler les éventuels flux d'écoulement lors des opérations de forage.

La méthode la plus efficace consiste à garantir la formation des membres clés du personnel afin de bien comprendre les différents phénomènes et ainsi résoudre les problèmes. De plus, il est essentiel de continuer à pratiquer (simulation) les membres du personnel afin de détecter les premières réactions qui ont une importance capitale pour la suite des événements. Ainsi, il est important de détecter ces réactions dès la première manifestation, afin de prendre les mesures nécessaires immédiatement.

Grâce à l'étude de cas du puits AT-26_ENF52, nous avons pu mettre en pratique les connaissances acquises en analysant les problèmes rencontrés et les solutions qui permettent de résoudre ce problème. Grâce à cela, nous avons pu approfondir notre compréhension des véritables défis auxquels les experts en contrôle des puits peuvent être confrontés et développer des compétences précieuses pour y faire face.

L'objectif de ce mémoire de fin d'étude est de renforcer notre compréhension du contrôle des puits, d'examiner les meilleures pratiques et les enseignements tirés, et de mettre en lumière les progrès récents dans ce domaine essentiel de l'industrie pétrolière et gazière. En développant une solide expertise dans le domaine du contrôle des puits, nous jouerons un rôle essentiel dans la promotion d'opérations plus sécuritaires et plus performantes dans le domaine de l'énergie.

Nous disposons désormais d'une meilleure préparation pour affronter les défis du terrain, en mettant en pratique les connaissances théoriques et pratiques acquises tout au long de cette recherche.

Enfin, ce cas d'étude a montré que toutes les opérations de contrôle des puits du puits AT-26_ENF 52 ont été réalisées avec succès, sans aucun incident significatif. Cela met en avant l'importance capitale de mettre en œuvre les bonnes pratiques de contrôle des puits afin de garantir la sécurité du personnel, la préservation des équipements et la préservation de l'environnement lors des opérations de contrôle de venue.

REFERENCES

- [1] MEMOIRE LAFIFI IMAD + KADI ILYES +BELAOUIRA MOHAMMED (LES METHODES DE CONTROLE DES VENUES DE GAZ AU COURS DE FORAGE PETROLIER)2016 :
- [2] SONATRACH M1 (2009) :
PRESSION DES PORES
- [3] REDMED TRAINING CENTER, MANUAL WELL CONTROL NIVEAU 2, PP 108,110 :
- [4] MANUEL WELL CONTROL 3&4 VERSION 01_FEVRIER 2018
- [5] INTRODUCTION A LA PREVENTION DES ERUPTIONS- 2006 ENSPM
- [6] A. SLIMANI ET M. DADDOU , MODULE M2 ET M3 "DOCUMENTATION DE SONTRACH"
- [7] ÉQUIPEMENT DE CONTRÔLE DE VENUE - 2006 ENSPM FORMATION INDUSTRIE — IFP TRAINING
- [8] API RECOMMENDED PRACTICE 59 SECOND EDITION, MAY 2006 REAFFIRMED, JANUARY 2012 (API 59-2006(2012)).
LIVRE LE FORAGE : JEAN-PAUL NGUYEN : EDITIONS TECHNIP 1993.
- [9] G. ROBERT D, ADVANCED BLOWOUT & WELL CONTROL, HOUSTON, TEXAS : GULF PUBLISHING COMPANY, 1994.
- [10] ABERDEEN DRILLING SCHOOLS & WELL CONTROL DRILLING CENTER, WELL CONTROL FOR THE RIG-SITE DRILLING TEAM, ABERDEEN, SCOTLAND - U.K, 2002, PP. 78- 96.
- [11] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, RECOMMENDED PRACTICE FOR WELL - RP 59, WASHINGTON, DC : API PUBLISHING SERVICES, JAN, 2012.
- [12] SAUDI ARAMCO, WELL CONTROL MANUAL - 2, 2010.
- [13] SLIMANI, CERTIFICATION IWCF LEVEL 3 & 4 - MANUAL DE COURS, TSPINTERNATIONAL TRAINING CENTER, NOV,2015.
- [14] MANUEL WELL CONTROL 3&4CERTIFICATION IWCF-
VERSION01FEVRIER2018 IAP.
- [15] MEMOIRE FIN D'EUDE PREVENTION ET MAITRISE DES RISQUES DES ERUPTIONS INH PAR HADDIG NOUREDDINE ET MESSAI RIDHA 2008

[16] WELL CONTROL MANUAL_ BP EXPLORATION (ORIGINATED BY BP DRILLING DEPARTMENT, MANUAL PRODUCED BY ODL PUBLICATION, ABERDEEN).

[17] P. W. J. D. L. Z. YAOHENG WEN, «STUDY ON WELL CONTROL AND KILLING IN DEEP WELL DRILLING,» CHEZ IOP CONFERENCE SERIES: EARTH AND ENVIRONMENTAL SCIENCE, 2021.