

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur
et de la Recherche Scientifique

Université Akli Mohand Oulhadj - Bouira -
Institut de Technologie



وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
جامعة أكلي محمد أولحاج
- البويرة -
معهد التكنولوجيا

Département de Génie de l'Eau

Rapport de soutenance

En vue de l'obtention du diplôme

De Licence professionnalisant en :

Génie de l'EAU

Thème :

Control de venue dans un puits pétrolier

(Cas de puits MDZ 729)

Réalisé par :

KHERIF Bilal

Encadré par :

M^{me} HAMZAOUI Sarah

Maitre assistant /class B

Tuteur de l'entreprise :

ROUISSI Gith

Enterprise Nationale De Forage

Année Universitaire : 2018/2019

Remerciement

Le présent travail a été élaboré au sein de l'université de BOUIRA, institut de technologie en collaboration avec ENAFOR Hassi Messaoud.

Je tiens à remercier sincèrement **M^{me} HAMZAOUI Sara** mon encadreur de mémoire pour sa générosité et la grande patience qu'elle a pu avoir, malgré ses charges académiques et professionnelle.

Mes remerciements s'adressent également à mon Co-encadreur **M.ROUISSI Ghith**, qui s'est toujours montré à l'écoute et très disponible tout au long de la réalisation de ce travail ainsi pour l'inspiration, l'aide et le temps qu'il a bien voulu me consacrer.

Je voudrais également remercier et exprimer mon profond respect à l'ensemble du personnel du canton 13 de Oued Hassi Messaoud.

Mes vifs remerciements vont également aux membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à ma recherche en acceptant d'examiner mon travail et de l'enrichir par leurs propositions .

Enfin, je tiens également à remercier toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Dédicace

Je dédie ce travail

A ma mère, qui a toujours été à mes coté et ma encourager tout le long de mon cursus scolaire et universitaire, je ne saurai jamais te remercier pour tout ce que tu as pu faire pour moi, je t'aime.

A mon cher père, qui m'a fait grandir, chéri, et aidé dans la vie de tous les jours. Je te voue tout mon respect et ma réussite, c'est grâce à toi que je suis devenue l'homme que je suis aujourd'hui

A tous mes amis, de la promotion 2018/2019 ainsi que le reste des étudiants de l'institut de technologie.

A tous mes amis d'enfance de Beskra avec qui j'ai grandi et appris à vivre.

ملخص

تعد مشكلة التدفق (الغاز ، الماء ، الزيت) أحد انشغالات الرئيسية لشركات النفط ، حيث يجب ضمان جميع الظروف بأقل تكلفة وفي الوقت المحدد.

هذا المشكل مسؤول عن كل من الانخفاض السريع في الإنتاجية وزيادة تكاليف التشغيل. كما يمكن أن يسبب تأثيرات لا رجعة فيها على البيئة ، مما يؤدي إلى إغلاق الآبار قبل الأوان بسبب مستوى الإنتاج الذي أصبح غير اقتصادي.

في هذه المذكرة ، تم استخدام العديد من التقنيات والحسابات في البطاقة التقنية للبئر رقم 729 ، وكذلك تقنيات التحكم في التدفق (في هذه الحالة يوجد غاز) التي تم تطويرها ، للتعامل مع مختلف حالات التدفق.

Résumé

Le problème des venues (gaz, d'eau, huile) est l'un des préoccupations majeures de l'industriel pétrolier, toutes les conditions doivent être assurées avec un cout minimum et dans les délais.

Ce problème est responsable à la fois d'une diminution rapide de la productivité et d'un accroissement des couts opératoires. Il peut causer aussi des impacts irréversibles sur l'environnement. Ce qui résulte une fermeture prématurée des puits à cause de niveau de production qui est devenu non économique.

Dans le présent mémoire, on a utilisé différentes techniques et calculs d'une fiche technique du puits MDZ729, également les méthodes de contrôle des venues (notre cas c'est un gaz) qui ont été développées, pour traiter les diverses situation des venues.

Sommaire

Introduction Générale.....	1
Chapitre I : Implantation de puits MDZ 729	
Introduction	3
I.1 Situation géographique	3
I.2 Programme de tubage	3
I.3 Complétion	4
I.4 Programme de boue.....	4
I.5 Surveillance géologique.....	4
I.5.1 Stratigraphie	4
I.5.2 Les perte de boue	5
I.5.3 Eau chlorurée calcique et argiles fluentes	5
I.6 Prévisions stratigraphiques des réservoirs	6
I.7 Test de puits	7
I.8 L'architecture prévisionnelle de puits.....	7
Conclusion.....	9
Chapitre II : Appareil de forage pétrolier	
Introduction	10
II.1 Forage rotary.....	10
II.2 Equipement d'un appareil de forage.....	10
II.2.1 Appareil de forage	10
II.3 Les équipements de contrôle de venue.....	12
II.3.1 Le tubage (casing)	12
II.3.2 Commande des obturateurs	12
II.3.3 Manifold de duses, kill et choke lines	13
II.3.3.1 Les dusses	14
II.3.4 L'obturateur (BOP).....	16
II.4 Les équipements de traitement de gaz en surface	17
II.4.1 Le séparateur.....	17

II.4.2 Dégazeur	18
Conclusion.....	18

Chapitre III : la théorie de Contrôle de venue

Introduction	19
III.1 Les principes fondamentaux de contrôle de venues.....	19
III.1.1 Les catégories principales à savoir le contrôle.....	19
III.1.1.1 Le contrôle primaire	19
III.1.1.2 Le contrôle secondaire	19
III.1.1.3 Le contrôle tertiaire	19
III.1.2 Les pressions du puits	20
III.1.2.1 Pression hydrostatique	20
III.1.2.2 Pression de fond en circulation	20
III.1.3 Pression de formation.....	20
III.1.3.1 Définition	20
III.1.3.2 Pression géostatique	21
III.1.3.3 Pression anormale	21
III.1.4 Pression de fracturation.....	21
III.1.4.1 Définition	21
III.1.4.2 Pression Leak-Off Test	22
III.1.4.3 Pression maximale admissible	22
III.2 Boue de forage	22
III.2.1. Définition.....	22
III.2.2 Les différentes fonctions de la boue de forage	22
III.2.3 Caractéristiques de la boue de forage.....	23
III.2.4 Le système de circulation de la boue	24
III.3 Causes des venues	25
III.3.1 Densité requise	25
III.3.2 Effet de pistonage.....	26
III.4 Détection d'une venue	26
III.4.1 En cours de forage.....	26

III.4.2 Gain dans les bassins.....	26
III.4.3 Débit de boue	26
III.4.4 Avancement rapide.....	27
III.4.5 Diminution de la pression de circulation	27
III.4.6 Indices de gaz, d'huile ou d'eau dans la boue.....	27
III.4.6 En cours de manœuvre	28
III.5 Principe de contrôle d'une venue.....	28
III.5.1 Fermeture des obturateurs (BOP).....	28
III.5.2 Détermination des pressions mises en jeu.....	29
III.5.3 Détermination de la densité requise	29
III.5.4 Mise en place de la boue à densité requise	29
III.6 Méthodes de contrôle des venues.....	30
III.6.1 Principe de contrôle.....	30
III.6.2 Méthodes de contrôle secondaire	30
III.6.2.1 Driller's Method (D.M).....	30
III.6.2.2 Wait & Weight Method (W.W.M).....	31
III.6.2.3 Concurrent Méthode.....	32
Conclusion.....	32

Chapitre IV : Étude de venue cas puits MDZ729

Introduction	33
IV.1 Problématique	33
IV.2 Indices de venue.....	33
IV.2.1 Les signes précurseurs	33
IV.2.2 Les signes positifs	34
IV.3 Causes de venue	34
IV.4 Description de l'incident.....	34
IV.5 Partie calcul.....	35
IV.6 Intervention	40

IV.6 Recommandation	40
Conclusion.....	41
Conclusion Générale	42

Abréviation

- MDZ 729 : Puits horizontal numéro 729.
- DP : Tige de forage.
- DC : Masse tige.
- DH : Discordance hercynienne.
- BOP: Blow out preventer (obturateur).
- TVD: Troue vertical depth (profondeur vertical).
- TVDSS: Troue vertical depth sabot.
- TD : Totale depth (profondeur totale).
- G35 : Trias argileux (35).
- LD 2: Lias dolomitique 2.
- DST: Drill Stem test.
- D1/D2/D3/D4/D5/ID: Niveau d'un seul réservoir.
- Z_s : cote vertical sabot.
- CSG: Casing (tubage).
- SPV: Superviseur.
- V_s : volume de boue en surface.
- ENAFOR : Entrepris National De Forage.



Liste des figures

Figure I.1 : Carte en isobathe à la Discordance Hercynienne.	6
Figure I.2 : Profil prévisionnel du puits MDZ729.	7
Figure I.3 : L'architecture prévisionnelle du puits.....	8
Figure II.1 : Appareil de forage.....	9
Figure II.2 : Plancher.....	10
Figure II.3 : Obturateur.	10
Figure II.4 : Equipements de forage.....	10
Figure II.5 : Unité cumul.....	12
Figure II.6 : Chock manifold.....	12
Figure II.7 : Duse à commande hydraulique.	13
Figure II.8 : L'armoire et le panel de commande.....	14
Figure II.9: Kill line.	15
Figure II.10 : Obturateur (BOP).....	15
Figure II.11 : Séparateur vertical.....	16
Figure II.12 : Dégazeur swaco.	17
Figure III.1 : système de circulation de la boue.	23
Figure III.2 : déplacement de la boue lourde (dr).....	27
Figure IV.1 : venue de gaz.	33
Figure IV.2 : variation de Pression en fonction du nombre de coups.	39

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Coordonnées de la plate-forme.	3
Tableau I.2 : Toits TVD, TVDS des réservoirs.....	6
Tableau IV.1 : Données de pompe.	35
Tableau IV.2 : Données du puits MDZ 729.	35
Tableau IV.3 : variation de nombre de coups en fonction du temps.....	37
Tableau IV.4 : Résultat du volume intérieur garniture.....	37
Tableau IV.5 : résultat du volume annulaire.	37
Tableau IV.6 : variation de nombre de coups en fonction du temps.....	37
Tableau IV.7: variation de nombre de.....	38
Tableau IV.8: résultats de la fiche de contrôle de venue.	38
Tableau IV.9: variation de Pression en fonction du nombre de coups.....	39

Introduction Générale

Le pétrole et le gaz jouent un rôle fondamental dans l'économie mondiale, ils constituent la source la plus importante d'énergie, c'est une matière inestimable, mais avant d'exploiter ces richesses souterraines, il faut d'abord estimer leur valeur économique et son rôle stratégique.

Le forage est l'opération la plus délicate et la plus coûteuse du processus d'exploitation de cette énergie. Donc quel que soit le forage sur la terre (on shore) ou en mer (off-shore), on est souvent confronté à des problèmes tels que les coincements, les pertes de boue et des éruptions. Ce dernier peut se manifester lors du forage des formations profondes contenant des fluides sous pression qui peut mettre en danger la vie humaine, l'équipement et l'environnement.

Lorsqu'un effluent (pétrole, gaz ou eau) sort de la roche qui le contient et s'introduit dans le puits, on dit que c'est une venue. Ceci empêche la poursuite du forage, puisque l'effluent continue à entrer dans le puits en chassant la boue, jusqu'à ce qu'il arrive en surface, où il risque de prendre feu et créer des dégâts importants.

Même si l'effluent ne prend pas feu, il peut faire tomber l'appareil. Quel que soit l'ampleur de la venue et la nature de l'effluent, la poursuite du forage devient impossible. Il faut alors remettre le puits sous contrôle poursuivre le forage. L'effluent est maintenu dans la roche réservoir qui contient grâce à la pression hydrostatique exercée par la boue, qu'est supérieure à sa pression. Si pour une raison quelconque, la pression de la boue chute jusqu'à devenir inférieure à celle de l'effluent, il y a une venue. Lorsque l'effluent s'introduit dans le puits, il chasse la boue qui va dégueuler en surface.

Si on ferme les obturateurs à temps, il devient facile de contrôler le puits, c'est à dire revenir à l'état initial, et continuer le forage. Mais si le volume de l'effluent introduit dans le puits (le gain) devient important, il est impossible même de fermer les obturateurs, sous peine de craquer le puits au point le plus faible la venue devient une éruption (Blow out), catastrophe économique et écologique crainte par les pétroliers. La remise de puits sous contrôle devient très dangereuse très difficile et très coûteuse, exigeant l'intervention d'une équipe d'experts et des moyens très importants.

Introduction générale

Il est donc très important de surveiller le puits en permanence, surtout pendant le forage d'un réservoir important, des moyens de détection de venue sont placés dans le circuit de la boue et tout le personnel doit être qualifiée et entraîne pour intervenir et arrêter la venue à temps, avant qu'elle ne devienne une éruption.

On peut détecter une venue par l'augmentation du volume de la boue dans les bacs. Ce volume supplémentaire représente celui de l'effluent introduit dans le puits. Il s'appelle le gain, si pendant la réalisation du forage, on constate l'augmentation du volume de la boue, on commence par arrêter de forage et la circulation, fermer un obturateur.

Dans ce contexte, le présent travail consiste à mener une étude de contrôle de venue en se basant sur un bouchon de gaz et par la suite la réalisation d'une fiche de contrôle de venue en tenant compte les pressions, la densité et le gradient de pompage.

Pour aboutir à mon objectif, le rapport que je vais présenter sera structuré ainsi : Par une introduction générale et deux parties suivis par une conclusion générale. la première partie sera regroupée en quatre chapitres le premier intitulé Imploration de puits horizontale MDZ729. Le deuxième chapitre sera consacré aux appareils de forage pétrolier, dans le troisième chapitre on va exposer et présenter des généralités sur les venues et le quatrième chapitre c'est la partie pratique que j'ai fait durant mon stage (Étude cas de venues puits MDZ729).

Chapitre I :

Implantation de puits

MDZ 729

Introduction

Le MDZ729 est un puits horizontal producteur d'huile, dont l'objectif est le drain D5, il est situé dans l'hors zone sud de la zone 24 du champ Hassi Messaoud.

Le puits MDZ729 a pour objectif d'atteindre le drain D5 (d'une épaisseur de 52 m en vertical) sur une longueur de drain de 580 mètres selon un Azimut N320°.

I.1 Situation géographique

Les coordonnées de la plate-forme du puits MDZ729 sont les suivantes :

Tableau I.1 : Coordonnées de la plate-forme.

Coordonnées (mètres)		Altitude (mètres)		Appareil de forage
X	Y	Z Sol	Z Table	
783 445,998	3 491 072,993	143,063	154	ENF13 (10,65m)

I.2 Programme de tubage

➤ Phase 26"

- Forage de 40m dans le Sénonien anhydritique, jusqu'à 482m de profondeur.
- Tubage 18" 5/8 à 482m de profondeur.
- Cimentation jusqu'au surface.

➤ Phase 16"

- Forage de 110 m environ les anhydrites massives du Dogger lagunaire, jusqu'à 2407 m de profondeur.
- Tubage 13" 3/8 à 2407 m de profondeur.
- Cimentation jusqu'au surface.

➤ Phase 12"1/4

- Forage jusqu'au repère G35@3336 m dans les argiles du Trias Argileux
- Tubage 9" 5/8 à 3332 m de profondeur,
- Cimentation du tubage 9"5/8 doit être fait à 200 m au-dessus du sabot 13"3/8.

➤ Phase 8"1/2 ou 8" 3/8

- Forage jusqu'à l'approche de la Discordance hercynienne, prévoir un outil tricône qui sera descendu à la demande du superviseur géologue avec une pénétration de 3m dans le cambrien D5 jusqu'à la profondeur 3454m.

➤ Liner 7" à 3416m TVD

- Le liner 7" sera ancré à 150m au-dessus du LD-2 et cimenté.

NB : Faisant suite au manque des têtes de puits 13"5/8 X 11"x5000 PSI, nous demandons de remonter le 7" en surface (en utilisant un Tie Back).

➤ Phase 6"

- Forage de 3416m TVD jusqu'au TD à 3455m TVD soit - 3301 m TVDSS. Le drain traversera 580m dans le D5 selon un Azimut N320°. [1]

I.3 Complétion

- La complétion du puits MDZ729 (Open Hole, Crépine ou Liner Mixte) sera décidée en fonction de l'interprétation des diagraphies et le résultat de DST.
- Une étude d'optimisation de la colonne de production pour le choix de tubing de production est nécessaire.

I.4 Programme de boue

La pression du gisement est estimée entre 440 à 450 Kg/cm². Les paramètres de boue de forage durant les différentes phases seront calculés par les ingénieurs de la division forage.

I.5 Surveillance géologique

I.5.1 Stratigraphie

a) Le mésozoïque

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

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

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

Durant toute la phase de forage du Mésozoïque un log d'avancement détaillé

sera établi. La surveillance géologique fera un prélèvement de déblais tous les mètres ceci à partir de 3206m de profondeur, soit 50m au-dessus du toit du Trias argileux. Toutefois cet espacement pourrait être réduit par le géologue responsable compte tenu de l'évolution de l'avancement.

b) **Le paléozoïque**

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

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

I.5.2 Les pertes de boue

Les pertes de boue peuvent être totales ou partielles. Elles se produisent souvent dans les sables du Mio-Pliocène, les calcaires de l'Eocène et du Sénonien carbonaté, ainsi que vers la base du Trias argileux et surtout dans le Trias argilo-gréseux. [1]

I.5.3 Eau chlorurée calcique et argiles fluentes

Les niveaux de dolomie vacuolaire du Lias LD2 renfermant de l'eau saturée en chlorure de calcium sous une pression maximale de 560 Kg/cm^2 , pourraient être traversés à partir de 2662m. Les argiles fluentes pourraient être présentes dans les niveaux LS2 et TS2.

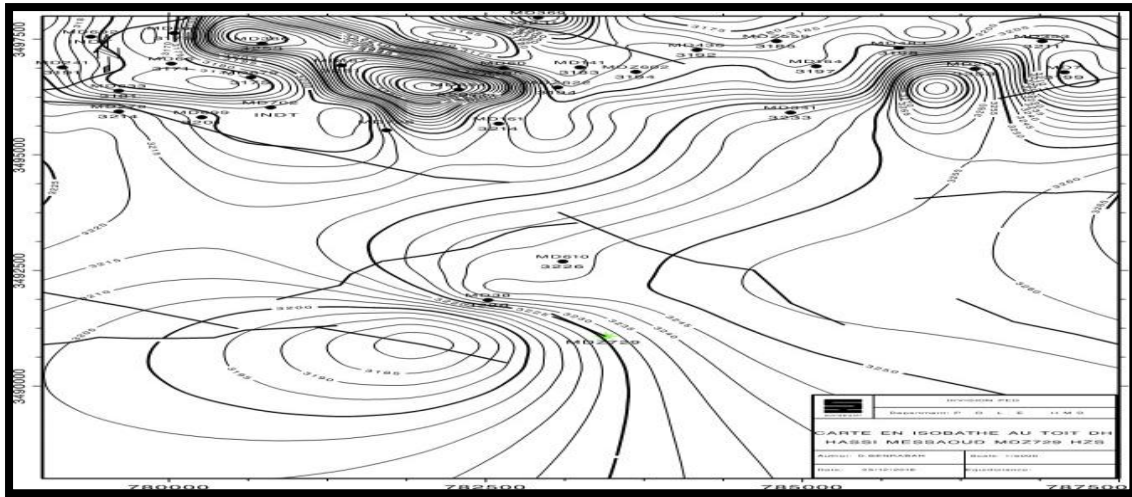


Figure I.1 : Carte en isobathe à la Discordance Hercynienne.

I.6 Prévisions stratigraphiques des réservoirs

Les toits des réservoirs sont les suivants :

Tableau I.2 : Toits TVD, TVDSS des réservoirs.

Drains	Cotes Sondeur TVD (m)	Cotes absolues TVDSS (m)
DH-AEG	3381	-3227
Zalt	3393	-3239
D5	3413	-3259
D4	3466	-3312
D3	3486	-3332
D2	3509	-3355
ID	3534	-3380
D1	3564	-3410
Z PSG	3590	-3436
R2	3596	-3442
Côte d'arrêt (TD)	3455	-3301
Plan d'eau Prévisionnel	3514	-3360

I.7 Test de puits

Un DST sera réalisé à la fin de forage.

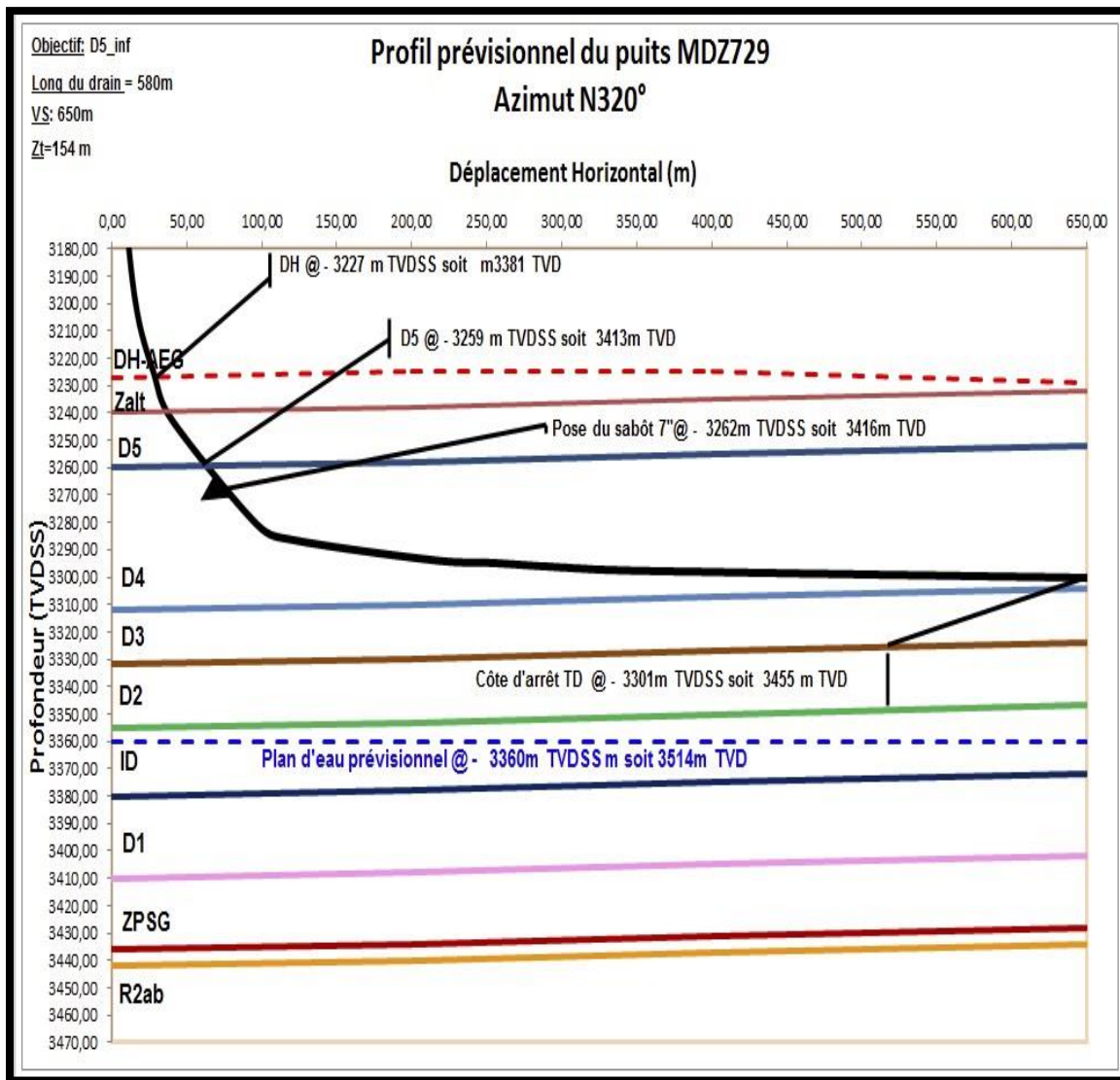


Figure I.2 : Profil prévisionnel du puits MDZ729.

I.8 L'architecture prévisionnelle de puits

Une figure qui exprime les couches de la terre en fonction de la profondeur du puits. [1]

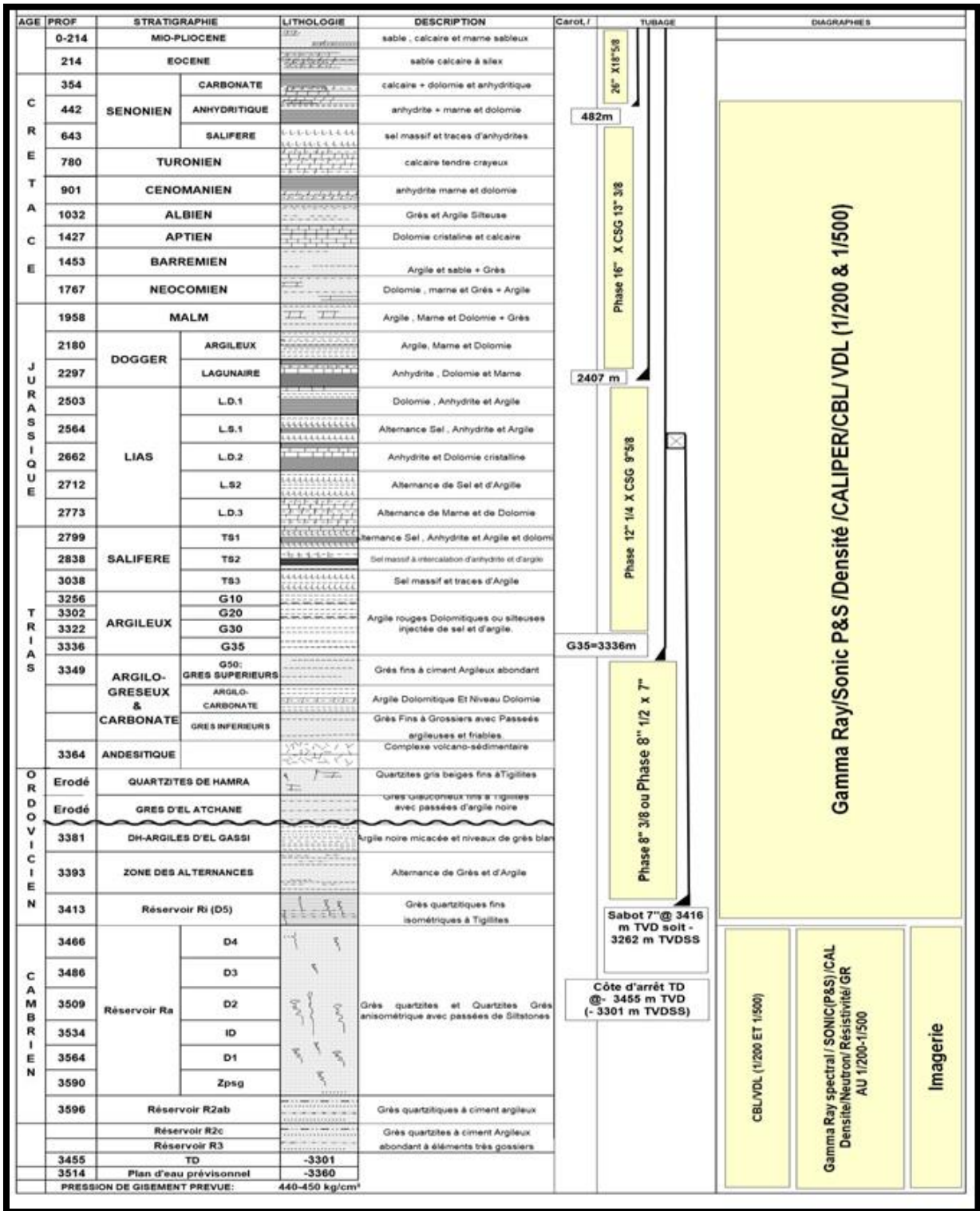


Figure I.3 : L'architecture prévisionnelle du puits.

Conclusion

- ✓ Le MDZ729 est un puits horizontal producteur d'huile, qui se trouve dans un compartiment où les caractéristiques pétro physiques sont moyennes, le drain objectif est le D5.
- ✓ Le drain objectif est le D5, avec un azimut N320°, et une VS de 650m.
- ✓ Le niveau de pression est estimé entre 440 à 450 kg/cm².
- ✓ Le risque de venue du gaz est improbable.
- ✓ le contact Huile-Eau est estimé à la côte - 3360 m TVDSS.
- ✓ Le risque de venue d'eau est improbable sauf s'il y'a interception de réseaux de fractures ouvertes.

Chapitre II :

Appareil de forage pétrolier

Introduction

L'appareil de forage est constitué de différents équipements pour réaliser le forage de plusieurs phases.

II.1 Forage rotary

Le forage rotary consiste à utiliser des trépan à dents tricône ou des trépan monoblocs comme les outils à diamant, sur lesquels on applique une force procurée par un poids tout en les entraînant en rotation. Il permet d'obtenir les meilleures vitesses d'avancement et, surtout, d'atteindre des profondeurs élevées.

II.2 Equipement d'un appareil de forage

II.2.1 Appareil de forage

Une figure qui exprime les équipements du forage.

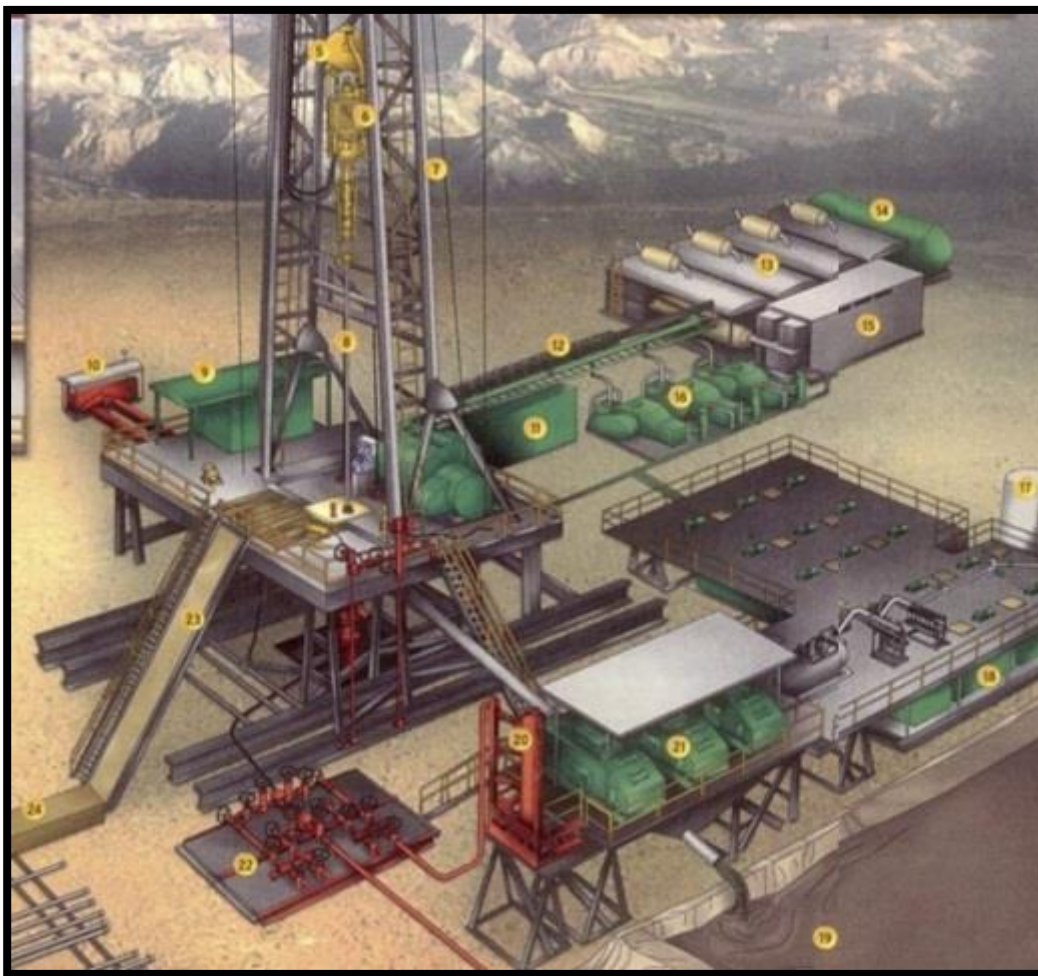


Figure II.1 : Appareil de forage.

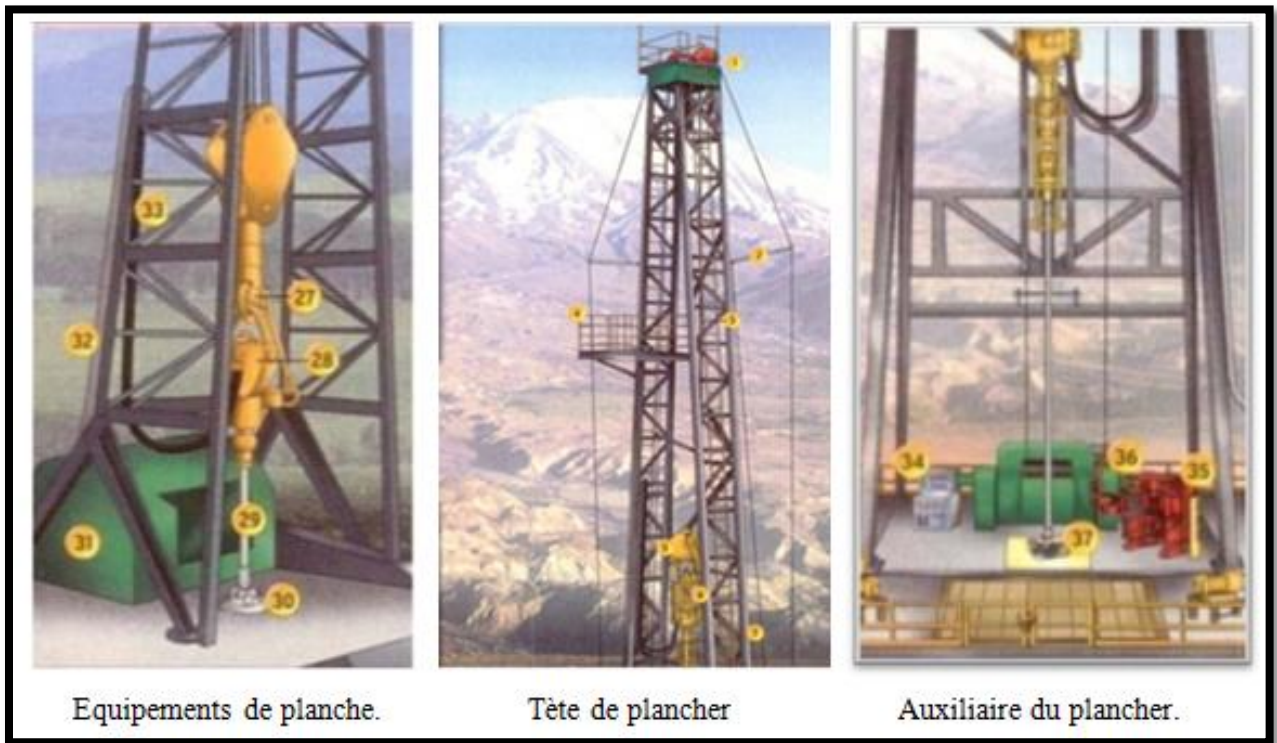


Figure II.2 : Plancher.



Figure II.3 : Obturateur.

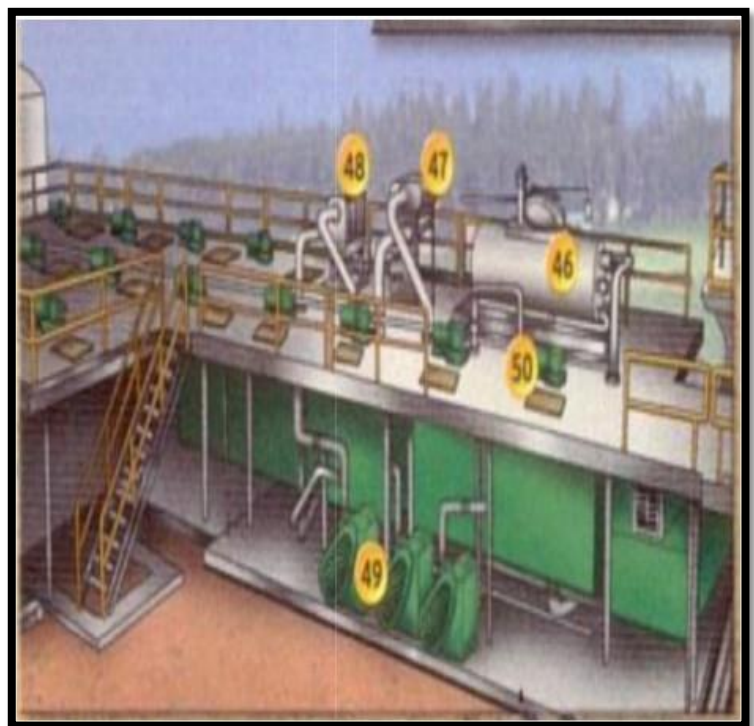


Figure II.4 : Equipements de forage.

1 : manifold fixe 2 : câble de levage 3 : ligne de forage 4:passerelle d'accrochage
5: manifold mobile 6 : top drive 7 : mast 8 : tuyau de forage 9 :doghouse
10 : accumulateur 11 : réservoir d'eau 12 : câble électrogènes 13 : groupe électrogènes
14 :réservoir d'essence 15 : contrôle élec 16 :pompes a boue (17/18) : réservoirs de
boues
19 : fox de réserve 20 :séparateur de boue 21 :shales shakers 22 :collecteur starter
23 :rampe de tuyau 24 :passerelle 25 : support du tuyau 26 :tuyau de forage
27 :crochet 28 :pivot 29 :kelly 30 :table rotary 31 :treuil 32 :tuyau d'échappement
33 :rotatif 34 :le console de foreur 35 : roughmek de fer 36 : pinces 37 :glisse
38 :polan a air 39 : obturateur 40 :obturateur 41 :structure 42 : crave
43 : boitier conducteur 44 : chaine de forage 45 : outillé 46 : dégazeur
47 :dessableur 48 : deslter 49 : pompes centrifuges 50 agitateur de boue

II.3 Les équipements de contrôle de venue

II.3.1 Le tubage (casing)

La base de tout assemblage d'obturation est le tubage, donc la pression d'éclatement est homogène avec la pression de travail des obturations.

II.3.2 Commande des obturateurs

Les obturateurs sont à commande hydraulique. Une unité d'accumulation permet de stock du fluide hydraulique sous pression de manière à assurer une fermeture rapide des obturateurs. La mise en pression s'effectue à la fois par des pompes électrique d'autres pneumatique. Cette unité d'accumulateurs ainsi que le tableau de commandes des obturateurs doivent se trouver à une distance sur du puits de manière à pouvoir être opérés rapidement et de manière adéquat en cas d'urgence (**figure 10**).

Un tableau de commande secondaire est généralement situé sur le plancher de forage à portée de main.



Figure II.5 : Unité cumul.

II.3.3 Manifold de duses, kill et choke lines

Pour contrôler une venue, il faut circuler en injectant une boue de densité requise, tout en maintenant une contre pression sur la formation, légèrement supérieure à la pression du fluide contenu dans cette formation.

Il faut donc, sous les obturateurs, une liaison (choke line) entre l'espace annulaire et un manifold permettant de diriger l'effluent selon sa nature, vers les bassins, le dégazeur, la torche ou le bourbier. [4]



Figure II.6 : Chock manifold.

II.3.3.1 Les dusses

Les débits ne pouvant être réglés par des vannes à opercule, un jeu de dusses, à l'entrée du manifold, permet d'ajuster cette contre-pression.

Elles peuvent être calibrées fixes, réglables manuelles ou à commande hydraulique.

a. Duse réglable manuelle

Elle est composée d'un corps massif avec :

- une entrée latérale taraudée ou à brides,
- une sortie taraudée ou à brides dans l'axe du pointeau,
- une dusse vissée au fond du corps avec un joint d'étanchéité,
- un chapeau avec écrou rapide et presse-étoupe de la vis pointeau,
- sur la vis pointeau une douille graduée en 64^{ème} de pouce.

En service, le pointeau et la dusse sifflent assez rapidement ou se bouchent car la boue venant de l'espace annulaire est toujours chargée en sables ou en déblais.

Sur un manifold il est donc indispensable d'avoir au moins deux dusses de manière à pouvoir en changer sans arrêter la circulation.

b. Duse à commande hydraulique

Le contrôle des venues par dusse manuelle est difficile et bien souvent l'opérateur est éloigné des manomètres indiquant la pression de refoulement et la pression dans l'espace annulaire trou - tiges.

Pour cela, on utilise des dusses commandées hydrauliquement et à distance.

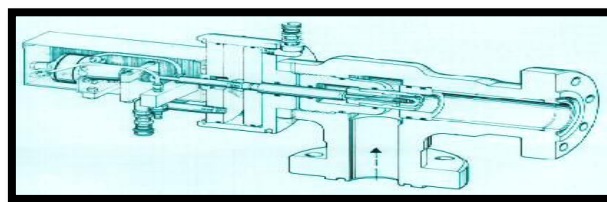


Figure II.7 : Duse à commande hydraulique.

L'armoire et le panel de commande comportent :

- un réservoir de fluide hydraulique.
- une pompe avec moteur à air fournissant l'énergie hydraulique.

- une manette de commande de la dusse.
- deux manomètres donnant les pressions tiges et annulaire.
- un indicateur de coups de pompe.



Figure II.8 : L'armoire et le panel de commande.

c. Dimensions et série

Etant donné les risques d'usure et de bouchage que provoque une circulation contrôlée, le manifold doit comporter au moins deux dusses réglables. Pour les installations nécessitant des pressions de service supérieure à 5000 psi il est recommandé d'utiliser trois dusses réglables dont deux à commande manuelle et une à commande à distance.

La série doit être égale ou supérieure à la série des obturateurs les plus résistants que l'on envisage d'employer

d. Choke line

La choke line est connectée aux obturateurs ou à la mud – cross par l'intermédiaire de deux vannes, dont l'une est, de préférence, à commande à distance de façon à permettre une ouverture rapide du circuit de contrôle. Cette vanne est généralement à commande hydraulique, commandée par le chef de poste à partir du plancher. Cette vanne peut être fermée et bloquée manuellement par le volant de manœuvre.

Le diamètre de la choke line doit être le plus grand possible (supérieur ou égal à 3"), parce que des diamètres plus faibles conduisent à des vitesses de fluide importantes qui

entraînent une usure excessive et des pertes de charges trop élevées. Il est également nécessaire que la choke line ne comporte pas de courbe vive (coudes et tés à 90°).

e. Kill line

C'est une ligne haute pression qui offre la possibilité de pomper sous les obturateurs au travers d'un clapet anti-retour. Sa pression de service doit être la même que celle des obturateurs.

Le clapet anti-retour est utilisé sur cette conduite pour protéger les équipements de surface (stand pipe, manifold de plancher et pompes) contre toute pression venant du puits, en cas de venue. L'étanchéité du clapet se fait métal sur métal.

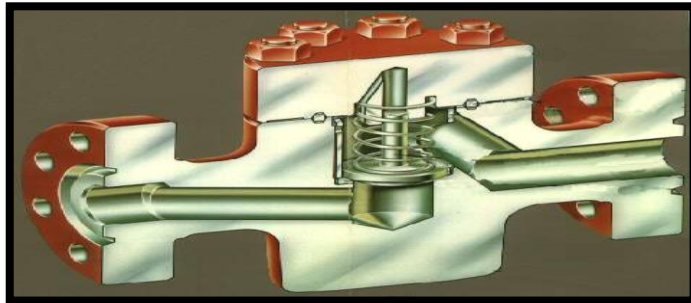


Figure II.9: Kill line.

II.3.4 L'obturateur (BOP)

Le rôle de L'obturateur et ses accessoires servent à assurer la fermeture du puits en cas de venue de fluides de formations et permettre la circulation sous pression contrôlée pour reconditionner la boue et évacuer l'effluent ayant pénétré dans le puits.



Figure II.10 : Obturateur (BOP).

II.4 Les équipements de traitement de gaz en surface

II.4.1 Le séparateur

La boue gazée passe dans le séparateur où elle est dégazée par ruissellement sur les chicanes. La boue dégazée est récupérée en bac du séparateur alors que le gaz s'échappe à la partie haute par le vent line (**figure II.11**).

Si la capacité du séparateur est dépassée, il faut diriger le gaz vers la ligne de troche pour éviter le retour de la boue gazée dans le circuit et ensuite fermer le puits en vue de réduire le débit de contrôle.

La pression régnant à l'intérieur du séparateur est égale aux pertes de charge produites dans la ligne d'évacuation (vent line).

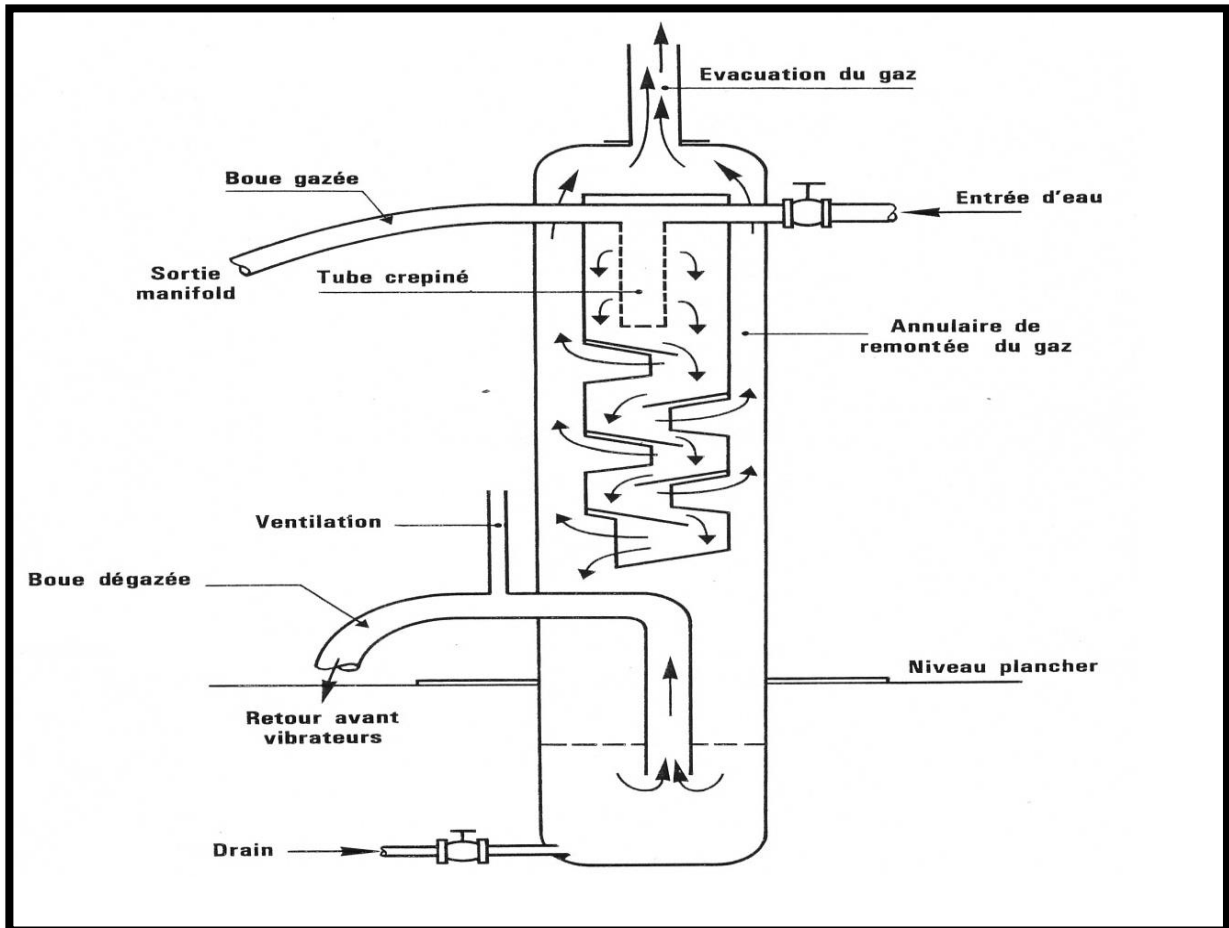


Figure II.11 : Séparateur vertical.

II.4.2 Dégazeur

Dans le cas où la teneur en gaz n'est pas trop élevée, soit parce que la venue de la formation est faible, soit parce qu'il s'agit de gaz résiduel après séparateur ou de gaz recyclé, ...etc. la boue gazée est passée dans un dégazeur installé en est parallèle sur le circuit (**figure II.12**).

La boue est injectée dans une enceint où elle est en général soumise à un vide partiel. La boue se dégaze par ruissellement sur des chicanes et retourne dans le circuit. [2]

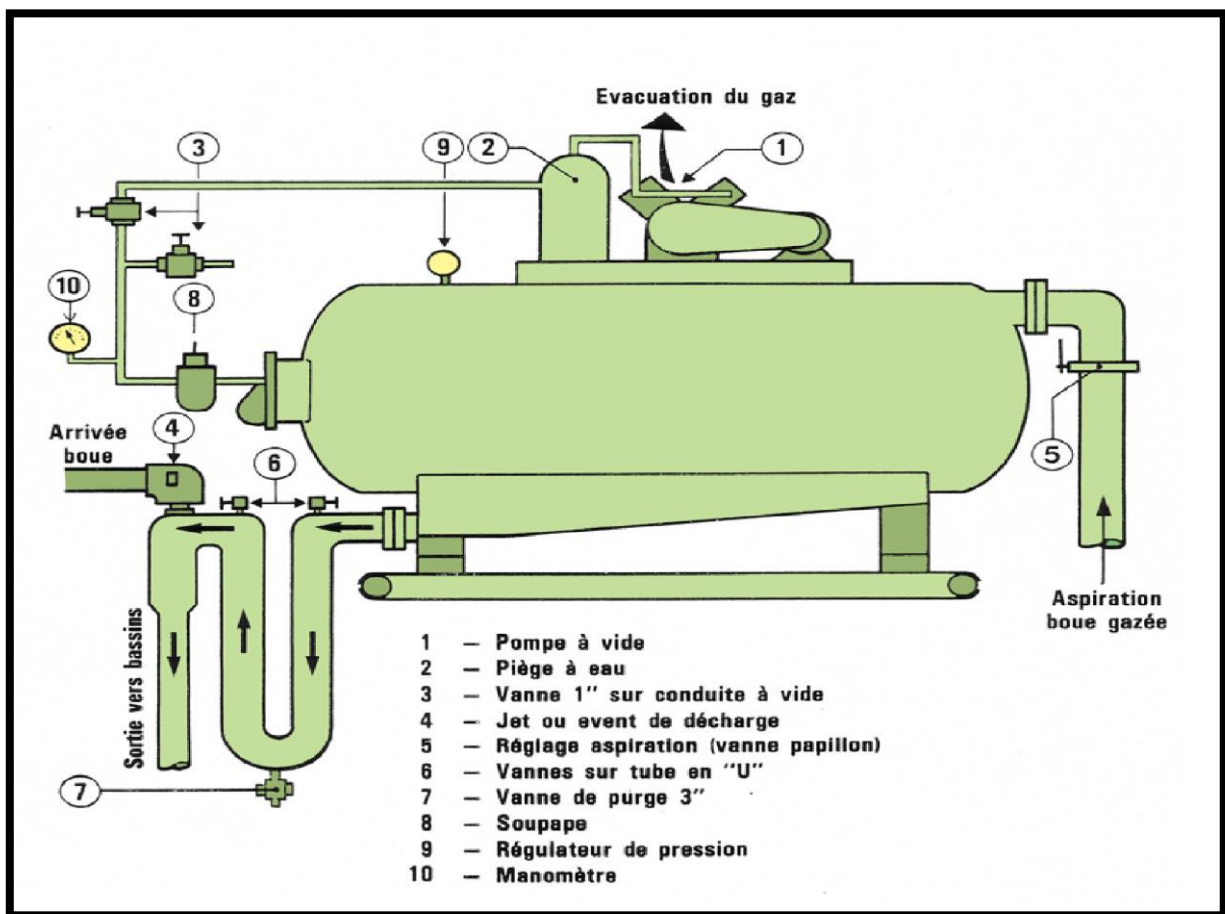


Figure II.12 : Dégazeur swaco.

Conclusion

La réalisation d'un forage réussi dépend de la bonne maitrise de l'appareil et les équipements de forage.

Chapitre III :

La théorie de Contrôle de venue

Introduction

Dans cette section traités les principes fondamentaux de contrôle de venues, Le contrôle d'un puits est divisé en trois catégories principales à savoir le contrôle primaire, le contrôle secondaire et le contrôle tertiaire.

III.1 Les principes fondamentaux de contrôle de venues**III.1.1 Les catégories principales à savoir le contrôle****III.1.1.1 Le contrôle primaire**

C'est le processus qui maintient une pression hydrostatique dans le puits supérieur à la pression des fluides de formation étant forée, sans toutefois dépasser la pression de fracturation de la formation la plus fragile.

Si la pression hydrostatique est inférieure à la pression de formation alors les fluides de formation entrant dans le puits.

Si la pression hydrostatique du fluide excéder la pression de fracturation de la formation la plus fragile alors il se produira une perte.

Dans ce cas extrême de perte de circulation, la pression de formation peut excéder la pression hydrostatique permettant l'intrusion des surpressions de la pression hydrostatique sur la pression de formation est maintenue, cet excès est généralement appelé marge de manœuvre.

III.1.1.2 Le contrôle secondaire

Si la pression du fluide dans le puits (la boue) ne réussit pas à empêcher les liquides de formation d'entrer dans le puits, celui-ci commencera à débiter.

Cette intrusion ne peut être arrêtée qu'en utilisant « les équipements de sécurité » pour empêcher les fluides de s'échapper du puits.

La remis du puits sous contrôle est effectuée eu utilisant les méthodes de contrôle conventionnelles à savoir la Driller's ou la Wait & Weight Méthodes.

III.1.1.3 Le contrôle tertiaire

Le contrôle tertiaire décrit la troisième ligne de défense où la formation ne peut pas être contrôlé par le contrôle primaire ou secondaire (hydrostatique et équipement).

Une éruption interne par exemple :

- ✓ L'outil n'est pas au fond.
- ✓ Le bouchage de la garniture.
- ✓ La garniture hors du trou.
- ✓ 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. [3]

III.1.2 Les pressions du puits

III.1.2.1 Pression hydrostatique

La faculté, pour un fluide de forage, de contrôler la pression de formation dépend de la pression hydrostatique qu'il exerce. C'est cette pression qui intervient lorsqu'il n'y a pas de circulation.

$$\boxed{P_h = Z \times d / 10,2} \quad \text{(III.1)}$$

Avec :

P_h : pression hydrostatique en (bar).

Z : cote verticale en (m).

d : densité de la boue.

III.1.2.2 Pression de fond en circulation

Si la boue circule, une pression supplémentaire due aux pertes de charges dans l'espace annulaire s'ajoute à la pression hydrostatique de la boue.

La pression de circulation (pression lue au manomètre de la pompe de forage) est la somme des pertes de charges, c'est-à-dire la perte par frottements de la boue dans l'ensemble du circuit. Mais seules les pertes de charges consommées dans l'espace annulaire doivent être ajoutées à la pression hydrostatique pour obtenir la pression appliquée sur le fond en régime dynamique.

III.1.3 Pression de formation

III.1.3.1 Définition

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

III.1.3.2 Pression géostatique

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

Elle peut être exprimée ainsi :

$$S = (d_s \times Z) / 10,2 \quad (\text{III. 2})$$

Ou :

d_s : densité apparent des sédiment sus-jacent.

S : contrainte géostatique (bar).

Z_s : profondeur verticale des sédiments (m).

III.1.3.3 Pression anormale

En l'absence d'une barrière de perméabilité, l'augmentation du poids géostatique due à la sédimentation représente la force essentielle de l'expulsion des fluides.

Si au cours du processus de sédimentation l'expulsion est freinée par une barrière de perméabilité ou une vitesse de Sédimentation supérieure à la vitesse d'expulsion du fluide, la pression de pores devient anormale.

III.1.4 Pression de fracturation

III.1.4.1 Définition

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

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

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

$$P_{\text{frac}} = P_{\text{LOT}} + (Z_s \times d) / 10,2 \quad (\text{III.3})$$

Avec :

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

P_{LOT} : Pression en surface Leak-Off Test (bar).

Z_s : Cote vertical du sabot (m).

d : Densité de la boue au-dessus du sabot (kg/l)

III.1.4.2 Pression Leak-Off Test

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

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

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

III.1.4.3 Pression maximale admissible

La pression maximale admissible est la pression limite à ne pas dépasser en tête d'annulaire pour éviter la fracturation de la formation la plus fragile. [3]

$$P_{adm} = P_{frac} (Z_s \times d) / 10,2 \quad \text{Ou :} \quad P_{adm} = (d_{frac} - d) \times Z_s / 10,2 \quad \text{(III.4)}$$

III.2 Boue de forage

III.2.1. Définition

Désigne un liquide qui permet de refroidir la sonde, remonte les sédiments maintenir les parois du puits, elles sont constituées d'un mélange d'argile, d'eau au bien d'huile et des produits chimiques injectés de façon continue lors des opérations de forage concerne l'ensemble des hydrocarbures qu'ils soient liquides (pétrole brut) ou gazeux (gaz naturel).

III.2.2 Les différentes fonctions de la boue de forage

- ✓ La première barrière de sécurité.
- ✓ Nettoyer le front de taille.
- ✓ Transporter les déblais.
- ✓ Maintenir les déblais en suspension.
- ✓ Maintenir les fluides dans les formations.
- ✓ Stabilise les parois du trou.
- ✓ Refroidir et lubrifie l'outil.
- ✓ Refroidir et Lubrifier la garniture.
- ✓ Transporter les informations géologiques sur les formations traversées.
- ✓ Fournir l'énergie nécessaire pour faire tourner les équipements de fond.
- ✓ Suspend en partie le poids de la garniture de forage ou du tubage.
- ✓ Contrôle de la corrosion pour la garniture, lubrifie les parois du puits.

Les avantages de la boue à l'huile

Permet de résoudre les problèmes rencontrés avec la boue à base d'eau :

- Pas d'hydratation des argiles.
- Pas de dissolution des sels.
- Pas de filtration.
- Pas d'endommagement des réservoirs.
- Lubrifiant réduction des frottements dans le puits.

Les inconvénients de la boue à l'huile

- Polluant et peut affecter la santé du personnel Inflammable.
- Problèmes de propreté des zones de travail accidents.
- Coût de fabrication et de traitement plus élevé que celui des boues à base d'eau.
- Difficulté pour détecter les hydrocarbures (dans les déblais et avec certains outils de logging).

III.2.3 Caractéristiques de la boue de forage

✓ Densité

Pour maintenir les fluides dans les formations. Pour tenir les parois du trou.

Effet de flottabilité sur les déblais à remonter.

✓ La viscosité

Pour transporter les déblais.

Mesure de la résistance de la boue à s'écouler.

✓ Le gel

Pour maintenir les déblais en suspension lorsque la circulation est arrêtée.

Mesure des forces d'attraction entre les solides en statique et accroît avec le temps.

✓ Le pH

Echelle de 1 (très acide) à 7 (neutre comme l'eau) puis jusqu'à 14 (fortement basique).

La corrosion de la garniture augmente quand le pH décroît. La boue doit avoir un pH de 9 minimums pour éviter la corrosion de la garniture ou du tubage.

III.2.4 Le système de circulation de la boue

A. La boue est mélangée et conservée dans un bassin.

- B.** Une pompe achemine la boue dans la tige de forage qui descend jusqu'au fond du puits.
- C.** La boue sort de l'extrémité de la tige de forage et tombe au fond du puits où l'outil est en train de forer la formation rocheuse.
- D.** La boue emprunte ensuite le chemin inverse en remontant à la surface les morceaux de roche, appelés déblais (cuttings), qui ont été arrachés par l'outil.
- E.** La boue remonte à travers l'espace annulaire, entre la tige de forage et les parois du puits.
- F.** A la surface, la boue circule dans la conduite d'aspiration de la boue qui mène au mud box après dans les tamis vibrant.
- G.** Les tamis vibrants se composent d'un ensemble de crépines métalliques vibrantes servant à séparer la boue des déblais. La boue s'égoutte dans les crépines et est renvoyée vers le bassin de décantation.
- H.** Les déblais de la roche glissent le long de la glissière du tamis pour être rejetés. En fonction des impératifs environnementaux, notamment, ils peuvent être lavés avant leur rejet. Une partie des déblais est prélevée pour être examinée par des géologues afin d'étudier les propriétés des roches souterraines présentes au fond du puits.
- I.** En suite la boue est renvoyée à partir de bassin de décantation vers le dessableur qui sert à éliminer les sables après elle passe vers mudcleaner pour continuer l'élimination des fines particules du sable. [5]

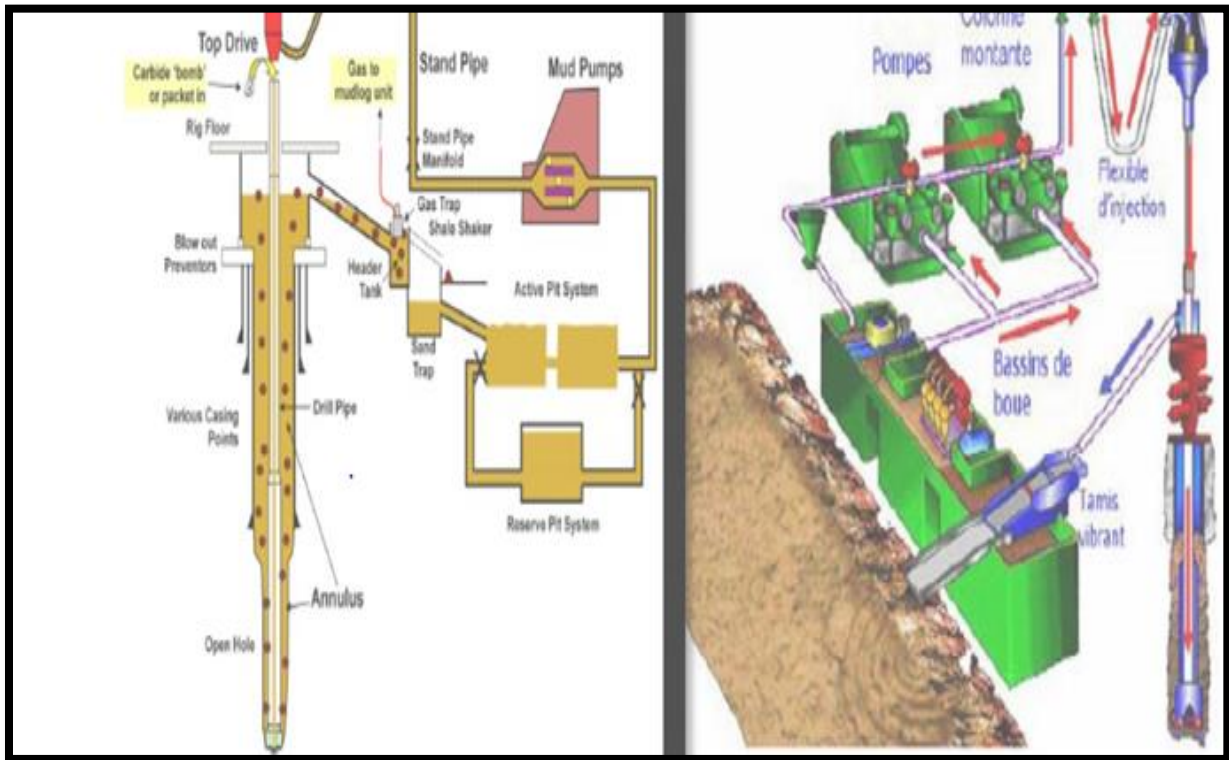


Figure III.1 : système de circulation de la boue.

III.3 Causes des venues

Il y a une venue quand les fluides en place dans un réservoir débitent dans le puits. Ces fluides peuvent être soit de l'eau, soit du gaz ou de l'huile, soit un mélange. La gravité de la situation dépend du volume et de la nature du fluide intrus.

Les causes d'une venue peuvent être attribuées à un ou plusieurs des éléments suivants :

- ✓ pression exercée par la boue inférieure à la pression de formation,
- ✓ effet de pistonage en manœuvre entraînant une diminution de la pression de fond,
- ✓ défaut de remplissage du puits pendant la remontée,
- ✓ perte de circulation.

III.3.1 Densité requise

La densité doit être telle que la pression hydrostatique exercée est au moins égale à la pression de formation. Dans le cas contraire, il y a intrusion du fluide du réservoir dans le puits.

III.3.2 Effet de pistonnage

Un effet de pistonnage apparaît lorsque la garniture de forage remontée trop rapidement ; il y a alors réduction de la pression de fond.

III.4 Détection d'une venue

III.4.1 En cours de forage

Les venues, contrôlées ou non, constituent non seulement une perte de temps et d'argent mais peuvent entraîner des pertes en vies humaines et en matériel.

Seules des équipes de forage expérimentées et attentives peuvent minimiser les risques en prenant toutes les précautions nécessaires et surtout en reconnaissant immédiatement les signes précurseurs d'une venue.

Les indices qui peuvent être associés à une venue sont les suivants :

- ✓ gain dans les bassins,
- ✓ débit de boue sortant du puits à circulation arrêtée,
- ✓ avancement rapide,
- ✓ diminution de la pression de circulation,
- ✓ traces de gaz, d'huile ou d'eau dans la boue.

III.4.2 Gain dans les bassins

Un gain dans les bassins, à défaut d'être causé par un traitement mécanique ou par ajout de boue neuve, constitue l'indication essentielle d'une venue.

Ce gain doit être détecté le plus tôt possible. En effet, plus l'augmentation du niveau des bassins sera grande et plus il faudra de contre pression en surface pour contenir la pression de formation, la pression hydrostatique exercée par la colonne de boue dans le puits étant plus faible.

C'est pourquoi l'appareil de forage doit être équipé d'un indicateur de niveau des bacs pour détecter rapidement les gains et les pertes. Cet indicateur, généralement couplé à un enregistreur, doit être situé devant le chef de poste. L'accrocheur est également chargé du contrôle du niveau des bacs.

III.4.3 Débit de boue

Dès qu'il y a augmentation du niveau des bassins, ou même s'il y a incertitude sur ce niveau, le chef de poste doit arrêter la rotation, dégager la tige d'entraînement et arrêter la

pompe. On peut ainsi vérifier si le puits débite ou non. Si le gain est confirmé, le chef de poste doit immédiatement fermer les obturateurs.

III.4.4 Avancement rapide

La vitesse d'avancement d'un outil est, entre autre, fonction de la différence existant entre la pression hydrostatique de la boue et la pression de formation. Plus cette différence est faible plus l'outil avance rapidement. Un avancement rapide peut donc indiquer une venue du fluide de formation.

III.4.5 Diminution de la pression de circulation

La pression de circulation lue au manomètre de la pompe de forage est la somme des pressions dues aux pertes par frottement dans l'ensemble du circuit (pertes de charge). Si l'on rencontre du gaz ou un fluide plus léger que la boue pendant le forage, il y aura déséquilibre entre la pression hydrostatique dans les tiges et dans l'annulaire et la pression de circulation chutera. La pression de circulation étant plus faible la pompe de forage aura tendance à accélérer.

Ces deux indices, chute de la pression de circulation et accélération de la pompe, peuvent donc être des signes précurseurs d'une venue.

III.4.6 Indices de gaz, d'huile ou d'eau dans la boue

Les trois indices, gaz, huile et eau, n'indiquent pas obligatoirement une venue du fluide de formation dans le puits. Ils peuvent correspondre tout simplement au fluide contenu dans les terrains forés. Cependant si on note ces indices à une fréquence régulière, correspondant aux ajouts de tiges en forage, on peut en conclure que la pression hydrostatique exercée par la boue est très proche de la pression de formation.

✓ Indices de gaz

Les gaz ont la propriété d'être très compressibles. Une faible venue à grande profondeur donne un volume de gaz très important en surface ce qui facilite sa détection. D'autre part, au fur et à mesure de sa remontée dans l'annulaire, le gaz se détend et occupe un volume de plus en plus grand. Il y a alors un débit de sortie de boue supérieur au débit de pompage, d'où une augmentation du niveau des bacs.

✓ Indices d'huile

Une faible venue d'huile dans la boue peut être difficile à voir. Un observateur attentif peut cependant dans certains cas noter un changement dans les propriétés rhéologiques de la boue.

✓ Indices d'eau

L'eau de formation étant généralement plus ou moins salée on peut noter une augmentation des ions chlorure dans la boue, ainsi qu'une modification des propriétés rhéologiques. Si cette venue est suffisamment importante on peut parfois remarquer une variation de la densité quand l'eau de cette venue arrive en surface.

III.4.6 En cours de manœuvre

Avant de commencer une manœuvre, il faut s'assurer que le puits ne débite pas. Si la pression hydrostatique de la boue est très faiblement supérieure à la pression de formation, la manœuvre peut déclencher une venue par effet de pistonnage. Pour cela, la quantité de boue prête au démarrage de la manœuvre pour remplir le trou doit être égal au volume d'acier sorti du trou.

III.5 Principe de contrôle d'une venue

Lorsqu'on détecte une venue, la première manœuvre de lutte contre l'éruption consiste à fermer le puits. On détermine ensuite les pressions en jeu de manière à calculer la densité de boue requise pour équilibrer la pression de formation par la pression hydrostatique de la boue.

III.5.1 Fermeture des obturateurs (BOP)

Cette manœuvre doit s'effectuer le plus rapidement possible de manière à limiter au maximum la quantité de fluide intrus (gain).

La séquence des opérations doit être la suivante :

- ✓ arrêt de la rotation.
- ✓ dégagement de la tige d'entraînement de manière à ne pas avoir un tool-joint en face des obturateurs à mâchoires.
- ✓ arrêt des pompes de forage.
- ✓ fermeture de l'obturateur et branchement sur le manifold de dusses.

III.5.2 Détermination des pressions mises en jeu

Lors d'une venue, les fluides de formation s'écoulent vers le puits. Lors de la fermeture des obturateurs, la pression de fond va remonter de telle sorte qu'elle soit équilibrée par la somme de la pression en tête des tiges et de la pression hydrostatique de la boue à l'intérieur des tiges. La pression lue en tête des tiges permet donc de calculer directement la pression de formation et en déduire la densité de boue nécessaire à l'équilibrer.

III.5.3 Détermination de la densité requise

La pression en tête des tiges (Pt) représente la différence entre la pression de formation et la pression hydrostatique exercée par la boue.

La densité requise pour équilibrer la pression de formation est :

$$\boxed{d_r = Pt \times 10,2 / Z + d} \quad \text{(III.5)}$$

Avec :

Pt : pression en tête des tiges en kgf/cm²,

Z : côte verticale en m.

La pression en tête de l'annulaire puits fermé, est beaucoup plus difficile à exploiter car on ne connaît pas, d'une manière générale, ni la hauteur de fluide intrus dans l'annulaire, ni sa densité.

III.5.4 Mise en place de la boue à densité requise

Une fois la densité requise de la boue connue, on procède au barytage d'un volume de boue au moins égal au volume du puits, à cette nouvelle densité.

La mise en place de la boue à densité requise s'effectue en circulant par l'intérieur des tiges. La boue remonte par l'espace annulaire, passe par le manifold de dusses avant de revenir aux bacs.

Le passage par le manifold de dusses permet, en modulant plus ou moins l'ouverture de la dusse, de maintenir une contre pression sur le fond du puits de manière à éviter toute nouvelle intrusion de fluide tant que la boue de densité requise n'est pas en place. [3]

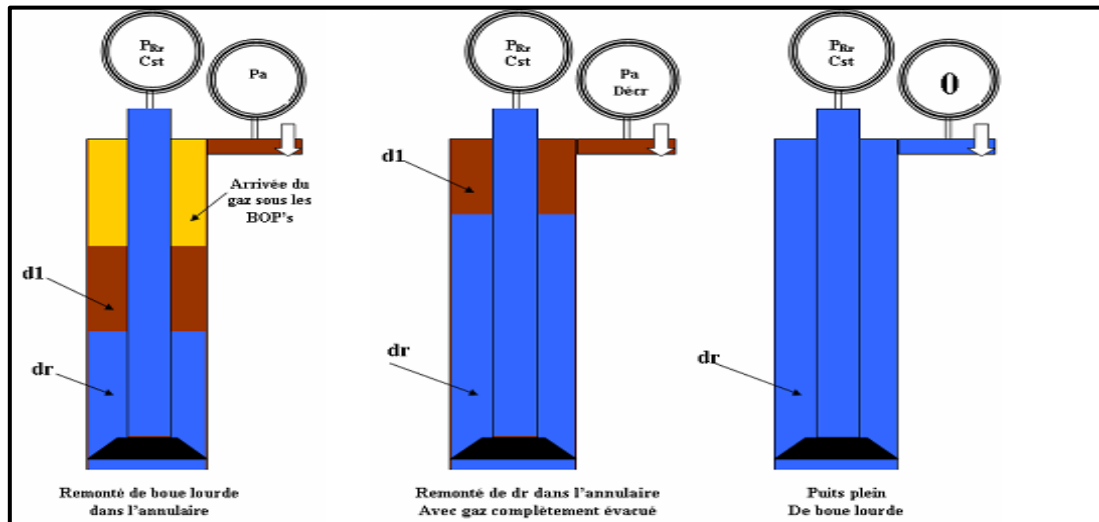


Figure III.2 : déplacement de la boue lourde (dr).

III.6 Méthodes de contrôle des venues

III.6.1 Principe de contrôle

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

La remise de puits sous contrôle est effectuée en utilisant les méthodes de contrôle conventionnelles à s'avoir le contrôle secondaire ou tertiaire :

III.6.2 Méthodes de contrôle secondaire

Les méthodes de contrôle secondaire sont:

- Driller's Method.
- Wait and Weight method.
- Concurrent Method.

III.6.2.1 Driller's Method (D.M)

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

a. Avantages et inconvénients de la méthode

1) Avantages

- Démarrage du contrôle juste après la constatation de signe positif de venue et la stabilisation des pressions.
- Simple d'utilisation.

2) Inconvénients

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

III.6.2.2 Wait & Weight Method (W.W.M)

La Wait & Weight Méthode est une autre méthode de contrôle de venue ayant le même principe que la driller's méthode. La procédure de cette méthode consiste à évacuer directement la venue par la boue de densité requise (**dr**) en une seule circulation.

Avantages et inconvénients de la méthode

1) Avantages

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

2) Inconvénients

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

- Difficulté de prévoir le comportement du gaz dans l'espace annulaire.
- Présence de plusieurs fluides dans l'espace annulaire, qui empêche le suivi de l'évolution des pressions.

III.6.2.3 Concurrent Méthode

Cette méthode est connue sous le nom slow Weight-up méthode ou engineering méthode, elle est généralement utilisée dans des cas où les moyens de barytage sont limités (manque de stock, manque des bacs, etc.)

Cette méthode consiste à démarrer le contrôle de la venue après la stabilisation de la pression. L'alourdissement de la boue se fait par palier durant la circulation, elle est plus compliquée que les autres méthodes de contrôle du fait de la présence de plusieurs densités à la fois à l'intérieur de la garniture; ce qui nécessite plus d'attention pour suivre l'évolution de la pression de refoulement durant le contrôle de la venue. [3]

Conclusion

Les chances de succès dans le contrôle d'une venue sont d'autant plus importantes qu'elle est contrôlée plus vite. Il est donc nécessaire de bien connaître les signes avertisseurs et les conditions primaires aussi les différentes informations de structure, de terrains, de puits lui-même ou bien de l'étude de réalisation de forage pour aboutir à l'objectif de projet sans risques surtout physiques (Humain).

Chapitre IV :

Étude de venue cas puits MDZ729

Introduction

Le forage est l'opération la plus coûteuse du processus d'exploitation d'énergie pétrolière. Donc quel que soit le forage on shore ou bien off-shore, on est souvent confronté à des problèmes tels que les coincements, les pertes de boue, les venues et les éruptions. Ce dernier peut se manifester lors du forage des formations profondes contenant des fluides sous pression qui peut mettre en danger la vie humaine, les équipements et l'environnement.

Lorsqu'un effluent (pétrole, gaz, eau) sort de la roche s'introduit dans le puits ; on dit que c'est une venue (kick). Ceci empêche la poursuite du forage, puisque l'effluent continue à entrer dans le puits jusqu'à ce qu'il arrive en surface, ou il risque d'avoir une incendie ou explosion. [4]

Dans cette partie d'étude nous expliquons les multiples paramètres de réalisation d'une fiche (test) de contrôle on se basant sur un bouchon de gaz on tenant compte les pressions, la densité, ...ect cas de puits MDZ 729/ de la région de Hassi-Messaoud. Ce bouchon de gaz apparait pendant le forage, dans la phase 8" 1/2.

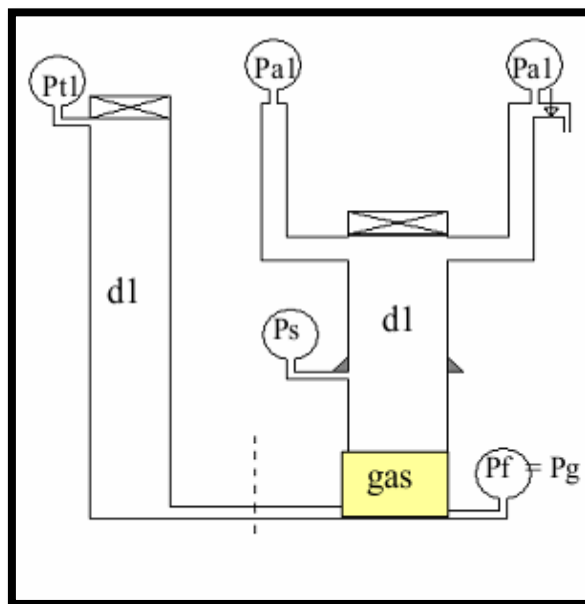


Figure0IV.1 : venue de gaz.

IV.2 Indices de venue

IV.2.1 Les signes précurseurs

- ✓ Augmentation de pourcentage du gaz dans la boue à la sortie de 50%.
- ✓ Petite changement de la vitesse d'avancement de 9.11 m/h jusqu'à 11.65 m/h.

[4]

IV.2.2 Les signes positifs

- ✓ Augmentation de niveau du back a boue actif de **5 m³**.

IV.2.3 Causes de venue de notre cas du bouchon du gaz

- ✓ Densité de boue insuffisante.
- ✓ Formation à pression anormale élevée.
- ✓ Contamination de la boue par le gaz.

IV.4 Description de l'incident

- ✓ 15/05/2019 La sonde enafor #13 qui travaille sur le puits MDZ 729 a eu un incident (venue de gaz).
- ✓ Pendant le forage de la phase 8" _{1/2} à la cote (3294m) le détecteur de gaz indique une augmentation de pourcentage de 50%.
- ✓ Le chef de poste a arrêté directement le forage, et faire un flow check (observation le niveau de puits).
- ✓ Observation des bulles de gaz dans le puits.
- ✓ Il a fermé le puits.
- ✓ Sur le choke panel la pression annulaire (Pa) reste toujours nulle.
- ✓ Le superviseur SH a décidé de faire la circulation à travers le poor boy dégazeur.
- ✓ Après 3 minutes on a constaté un gain de 5 m³, on a arrêté les pompes et refermer le puits (Duse) et enregistrer les pressions (Pa) et (Pt) jusqu'à la stabilisation, ce qui a donné (Pa1) = 22 bar et (Pt1) = 14 bar.
- ✓ Après un pré job meeting avec le staff, et après avoir informer la hiérarchie du maître d'œuvre par le SPV la décision prise est de contrôler le puits avec la driller's méthode pour l'évacuation du gaz.

IV.5 Réalisation de la fiche de contrôle (test de Killsheet)

a) préparation de killsheet

Tableau IV.1 : Données de pompe.

Débit unitaire	15 L/Coup
Vitesse pompe	25 coup / min
Perte de charge	25 coup / min

Tableau IV.2 : Données du puits MDZ 729.

Pression L.O.T	107 bars
Densité de la boue L.O.T	1.09

➤ Calcul de la pression de fracturation :

$$P_{\text{frac}} = P_{\text{LOT}} + (Z_s \times d_{\text{LOT}}) / 10.2$$

$$P_{\text{frac}} = 107 + (3294 \times 1,09) / 10,2$$

$$P_{\text{fra}} = 459 \text{ bars}$$

- $Z_s = 3294 \text{ m}$

➤ Calcul de la densité de fracturation :

$$D_{\text{frac}} = P_{\text{frac}} \times 10,2 / Z_s$$

$$D_{\text{frac}} = 459 \times 10,2 / 3294$$

$$D_{\text{frac}} = 1,42$$

➤ Calcul de la pression admissible :

$$P_{adm} = (d_{fra} - d_1) \times Z_s / 10,2$$

$$P_{adm} = (1,42 - 1,09) \times 3294 / 10,2$$

$$P_{adm} = 106 \text{ bars}$$

b) calcul le volume (l'intérieur des tiges) V_i :

$$Z_s = L (DP5'') + L (HWDP5'') + L (DC6''_{1/2})$$

$$Z_s = 2964 + 112 + 218 = 3294 \text{ m}$$

$$V_i = V (DP5'') + V (HWDP5'') + V (DC6''_{1/2})$$

$$V = \text{longueur} \times \text{capacité}$$

Tableau IV.3 : Résultat de volume Intérieur garniture.

	longueur (m)	capacité	Volume (l)
V (DP5'')	2964	9,05	= 26824,2
V (HWDP5'')	112	4,61	= 516,32
V (DC6''_{1/2})	218	4,37	= 952,66
Volume intérieur garniture			v= 28293,18

Tableau IV.4 : variation de Nombre de coups en fonction du Temps.

Nombre de Coups	Temps (min)
Volume(V_i)/ débit unitaire	Nombre de coups/Vitesse pompe
Nbr =28293,18 /15=1886 Cps	T = 1886/25 = 75 min

c) Calcul le volume (espace annulaire) V_a :

Tableau IV.5: résultat du volume annulaire

	longueur (m)	Capacit é	Volume (l)
OH/DC (découvert)	128	15,2	= 1945,6
CSG 9" _{5/8} DC 6" _{1/2}	90	16,78	= 1510,2
CSG 9" _{5/8} HW 5"	112	24,22	= 2712,64
CSG 9" _{5/8} DP5"	2964	24,99	=74070,36
Volume annulaire V_a			= 80238,8

V_s : c'est une donnée égale 50000

Tableau IV.6 : variation de nombre de coups en fonction du temps.

Nbre De coups	Temps (min)
Volume(V_i) / débit unitaire	Nombre de coups/Vitesse pompe
= 1945,6/15 = 130 Cps	=130/25 = 5 min
/	/
$C_i = 80238,8/15$ = 5349 Cps	= 5349/25 = 214 min

Tableau : Volume totale de puits et de boue

Volume totale de puits : $V_{\text{puits}} = V_a + V_i$ =80238,8 + 28293,18	= 108531,98
Volume totale de la boue à Alourdir : $V = V_{\text{puits}} + V_s$ = 108531,98 + 50000	= 158531,98

Tableau IV.7: variation de nombre de

Coups en fonction du temps.

Nombre de coups	Temps (min)
=108531,98/15 = 7235 cps	= 7235/25 = 289 min
= 158531,98/15 = 10569 cps	= 10569/25 = 423 min

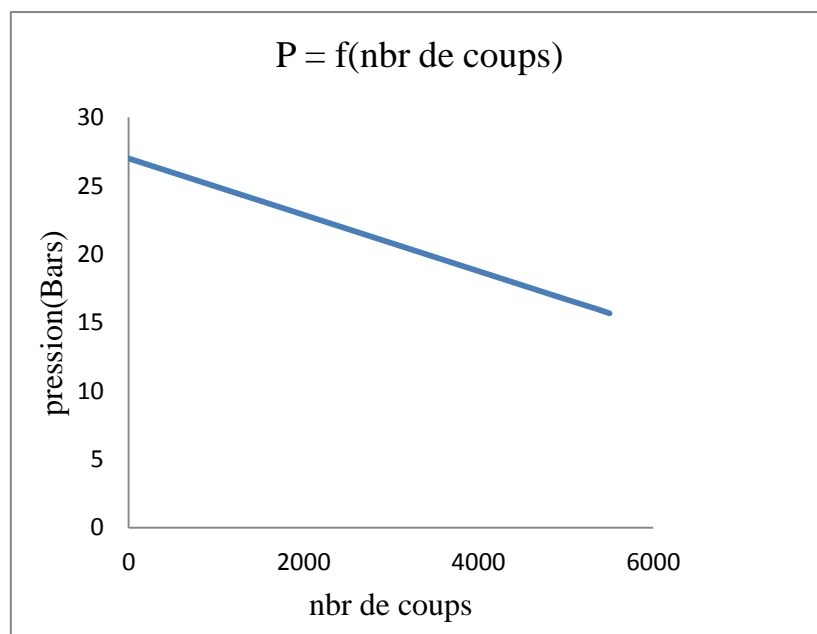
d) Fiche de contrôle de venue

Tableau IV.8: résultats de la fiche de contrôle de venue.

	Pt1	Pc1	Pa1	Gain	d1
Données de la venue	14 bar	13 bar	22 bar	5000 l	0.93
Densité requise de la boue	$dr = d1 + (Pt1 \times 10,2) / z$ $= 1,09 + (14 \times 10,2) / 3294$				= 1,13
Pression de refoulement initiale	$Pri = Pc1 + Pt1$ $= 14 + 13$				= 27 bar
Pression de refoulement finale	$Prf = Pc1 \times dr / d1$ $= 13 \times 1,13 / 0,93$				= 16 bar
différence de pression de refoulement	$\Delta PR = Pri - Prf$ $= 27 - 16$				= 11 bar
Gradient de pompage	$G = \Delta PR \times 500 / Ci$ $= 11 \times 500 / 5349$				1,03 bar / 500 coups

Tableau IV.9: variation de Pression en fonction du nombre de coups.

Nombre de coups	Gradient de Pompage	Pression (bars)
0	1,03	27
500	1,03	25,97
1000	1,03	24,94
1500	1,03	23,91
2000	1,03	22,88
2500	1,03	21,85
3000	1,03	20,82
3500	1,03	19,79
4000	1,03	18,76
4500	1,03	17,73
5000	1,03	16,7
5349	1,03	16
5500	1,03	15,67

**Figure IV.1 :** variation de Pression en fonction du nombre de coups.

Le graphe montre la variation de nombre de coups (Nbr) en fonction des pressions par la vérification de Pression de refoulement initiale (27 bar), la pression de refoulement finale (16 bar) et la différence de pression de refoulement (11 bar).

Le calcul de cumul de gradient est effectué en fonction de pression initiale.

L'objectif est d'atteindre le nombre de coups de volume annulaire avec la pression finale ; ce qui est vérifier dans notre cas de puits MDZ729.

IV.6 Intervention

Plus facile pour Driller's méthode (toujours une valeur constante : si problème, plus facile de la détecter et d'analyser la situation.).

La procédure de cette méthode consiste à remplacer le fluide dans le puits avec la boue de densité requise en deux circulations.

Pour la procédure de hard :

- ✓ La vanne manuelle de la chok line ouverte.
- ✓ La vanne hydraulique de la chok line fermée.
- ✓ Les autres vannes du manifold de dusse fermées.

IV.6 Recommandation

- ✓ Le trip tank doit être équipé avec une conduite de remplissage de la pompe centrifuge au tube fontaine pour pouvoir remplir le puits facilement avec la boue requise avant de commencer le contrôle.
- ✓ Le sabot 9" $\frac{5}{8}$ a été testé en pression avec une densité équivalente (shoe bon test), dans les puits d'exploration il sera mieux de tester le sabot jusqu'à l'injection (leak off test), ça va nous donner la résistance réelle de la formation qui va nous permettre de travailler sans doute.
- ✓ Un test de formation doit être fait après une perte de circulation sévère, après traitement de la perte un test en pression doit se faire pour déterminer que la formation peut au moins supporter la pression du schok, bon test dans le cas contraire la pression admissible doit être réduite pour protéger la zone faible.

Conclusion

Le test killshit a été faite avec succès par vérification des pressions et des densités et le volume de boue ; alors on a réussi à éliminer le bouchon de gaz qui a été formé par la méthode qui convient à notre cas de puits MDZ 729.

Conclusion Générale

Cette étude a été menée dans le but d'étudier les causes des venues des fluides, souvent rencontrés au cours de l'opération d'un forage pétrolier et d'assurer la sécurité et aussi de s'informer des moyens de sécurité disponibles sur les installations de forage sans oublier le côté environnement et sa préservation au niveau de la plate-forme de forage.

Après notre analyse des venues produites dans les puits étudiés, nous avons constaté que les venues sont causées par des erreurs techniques et humaines liées soit à des études géologiques non actualisées, soit à des fautes de manœuvres ou d'absence des équipements de sécurité et de contrôle.

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

- S'assurer que les études géologiques établies pour les puits avoisinants sont bien adéquates au puits concerné.
- Mener une étude géologique approfondie au cas où il y'a des failles locales pouvant présenter des anomalies de pressions.
- Toujours s'assurer que les pompes de boue sont arrêtées lors de la fermeture de l'obturateur, ce qui évitera la création de pression piégées dans l'espace annulaire.
- La disponibilité des obturateurs internes sur le plancher, et la rapidité de leurs mises en place.
- Eviter les fautes de manœuvres lors des remontées ou descentes des tiges de forages pour éviter des venues ou des pertes de boue créés par l'effet de pistonage.
- Appliquer correctement les procédures de manœuvre et utiliser tous les moyens pour éviter la perte de boue, afin d'avoir les bilans de volume fiables et détecter toute anomalie à temps.
- S'assurer durant la réception de l'appareil de la disponibilité de tous les moyens
- de sécurité et de forage Selon une check liste.
- Avant le début du forage, s'assurer que le bourbier est couvert avec du plastique et qu'il n'y a pas de communication avec les eaux de surface et que les déchets sont traités selon les normes HSE.

Références Bibliographiques

Division PED - Direction Gisements - Département Pôle Hassi Messaoud [1]

2006 ENSPM formation industrie – IFP training [2]

RedMed Training Centre « MANUEL WELL CONTROL NIVEAU 2 » [3]

API Recommended practice 59 second edition, MAY 2006 (version Francis) [4]

Sonatrach – Division forage – formation 2017 [5]