

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la
Recherche Scientifique



Université Echahid Hamma Lakhdar d'El-Oued

FACULTE DE TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE



Mémoire de fin d'étude

Présenté pour l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Génie mécanique

Spécialité : Energétique

Thème

**ÉTUDE EXPÉRIMENTALE DU CONTRÔLE DE VENUE DE GAZ DANS UN
PUITS PÉTROLIER**

(Applications aux champs d'IN SALAH et HMD, Cas des Puits HM3 et HTFN5)

Devant le jury composé de:

Présenté par :

Dr. NECIB Djilani

Président

RAHMANI Lalmi

M.A. BOUGHAZALA Ahmed

Examineur

Dr. BOUKHARI Ali

Examineur

M.A. MEGDOUD Soufiane

Encadreur

2017-2018

Remerciements

*En premier lieu, nous tenons à remercier notre **DIEU**, notre créateur pour nous avoir la force pour accomplir ce travail.*

Mes premiers remerciements vont naturellement à mon Directeur de Mémoire Monsieur

MEGDOUD Soufiane

Pour avoir accepté de suivre mes travaux malgré ses lourdes charges d'Enseignement, de Recherche je tiens donc à le remercier vivement pour son sérieux, mais aussi pour sa disponibilité, pour ses conseils judicieux, sa rigueur dans le travail et le partage de ses connaissances scientifiques. Ce fût un vrai plaisir de travailler avec lui.

Merci pour m'avoir supporté tout ce temps et d'en avoir fait de cette période, agréable pour moi.

*Je tiens à remercier aussi Le Président du Jury, Monsieur **NECIB Djilani**, de m'avoir fait l'honneur d'accepter de présider le jury de soutenance de ce mémoire et d'avoir examiné ce travail*

*Je remercie également les membres de jury : Monsieur **BOUGHAZALA Ahmed** et Monsieur **BOUKHARI Ali**, d'avoir accepté de faire partie du jury d'évaluation de ce mémoire*

Mes derniers remerciements et ce ne sont pas les moindres, vont à tous ceux qui ont contribués de près ou de loin pour l'aboutissement de ce travail.

Table des matières

Remerciements

Table des matières

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des symboles

Introduction générale

Chapitre I: Généralités sur le forage pétrolier

I.1. Introduction.....	1
I.2 La garniture de forage.....	1
I.2.1. Les outils de forage.....	1
I.1.2. Les tiges de forage.....	1
I.1.3. Les masse tiges.....	2
I.1.4. Les tiges lourdes.....	2
I.1.5. Les stabilisateurs.....	2
I.3. L'architecture du puits.....	3
I.4. La tête de puits.....	4
I.4.4. Le bloc des obturateurs (BOP).....	4
I.5. Les fluides de forage	4
I.6. Rôles des fluides de forage.....	8
I.7. La circuit basse pression.....	9
I.8. Les différents types des fluides de forage.....	9

Chapitre II: Les Méthodes de contrôles des venues

II.1. Introduction	12
II.2. La pression hydrostatique.....	12
II.3. Le gradient de pression hydrostatique.....	12
II.4. La pression de formation.....	12
II.4.1. Pressions de formations normales.....	12
II.4.2. Pressions de pore anormales.....	13
II.4.3. La pression géostatique.....	13

II.5. La pression de fracturation.....	13
II.5.1. La pression admissible (P_{adm}).....	14
II.6. Les notions de pertes de charge.....	14
II.7. La pression de refoulement.....	14
II.8. La pression du fond.....	17
II.9. La venue.....	18
II.10. Principes fondamentaux de contrôle de venue.....	18
II.10.1. Le contrôle primaire	18
II.10.2. Le contrôle secondaire.....	18
II.10.3. Le contrôle tertiaire.....	19
II.11. Les cause d'une venue.....	19
II.12. Les signes précurseurs d'une venue.....	21
II.13. Les méthodes de contrôle.....	22
II.13.1. Driller's method.....	23
II.13.2. Wait and weight method.....	27
II.14. Conclusion.....	29
Chapitre III: Etude et statistique et d'analyse des venues	
III.1. Introduction.....	30
III.2. Statistique et analyse des venues à la Sonatrach.....	30
III.3. Venues en fonction des opérations.....	33
III.4. Venues en fonction du type.....	34
III.5 Conclusion.....	35
Chapitre IV: Les comportements mécaniques autour d'un puits pétrolier	
IV.1. Introduction.....	36
IV.2. Les contraintes.....	36
IV.3. Propriétés mécaniques des roches.....	38
IV.3.1. Module de Young E	38
IV.3.2. Coefficient de Poisson.....	38
IV.3.3. Module de rigidité ou module de cisaillement (G).....	39
IV.3.4. Le coefficient d'incompressibilité (K).....	40
IV.3.5. Module de compressibilité (Bulk modulus) C_b	41
IV.3.6. Notion de déformation.....	41

IV.4. Description d'une fracture.....	42
IV.5. Modèles de propagation de la fracture.....	49
IV.5.1. Modèle de Greetzma-deKlerk (GDK).....	49
IV.5.2. Modèle de Perkins et Kern « PKN ».....	49
IV.5.3. Modèle radiale.....	50
IV.5.4. La pression d'injection en surface.....	50
IV.5.5. Les proportions du traitement.....	50
IV.6. Méthode de calcul et détermination.....	52
V.6.1. La pression de fermeture.....	52
V.6.2. L'efficacité de traitement.....	52
Chapitre V: Partie pratique, Contrôle de venue dans le puits HM3 et le Min fracturation cas du puits HTFN5	
V.1. Etude N° 01: Contrôle de venue au niveau du puits HM3.....	53
V.1.1. Données sur les puits et carte de l'emplacement.....	53
V.1.2. Historique Puits HM3.....	54
V.1.3. Détection de la venue.....	55
V.1.4. Pression annulaire Pa et en tête de tige Pt.....	55
V.1.5. Les opérations du contrôle.....	56
V.1.5.1. Contrôle par le drill's Method.....	56
V.1.5.2. Contrôle par la méthode de Bullheading avec la densité 1,15 sg.....	57
V.1.5.3. La deuxième opération de Bullheading avec la densité 1,20 sg.....	58
V.1.5.4. La troisième opération de Bullheading avec la densité 1,60 sg.....	59
V.1.6. Fin de l'opération et évacuation de la venue.....	59
V.1.7. Conclusion.....	59
V.1.8. Recommandations.....	59
V.2. Etude N° 02: Etude et évaluation des pressions par l'opération de mini-frac au niveau du puits HTFN5.....	61
V.2.1. Introduction.....	61
V.2.2. Données du puits.....	61
V.2.3. Test d'injectivité.....	62
V.2.4. Thermo Log.....	63
V.2.5. Interprétation de log température.....	63

V.2.6. Détermination de la hauteur de fracture.....	64
V.2.7. Interprétation des courbes de déclin de pression (l'essai de Mini frac).....	64
V.2.7.1. Détermination de l'ISIP (Instantanus Shutting Pressure) et LPP.....	65
V.2.7.2. Détermination les pressions du fond BHISIP & BHLPP.....	65
V.2.7.3. Détermination les pressions de surface SISIP & SLPP.....	66
V.2.7.4. Calcule du gradient de fracturation (GF).....	67
V.2.7.5. Détermination des pertes de charges.....	67
V.2.7.6. Efficacité de fluide.....	67
V.2.7.7. Détermination de la pression de fermeture (PC).....	68
V.2.7.8. Détermination de Pc par la méthode de la fonction-G (G-function).....	68
V.2.7.9. La pression nette (P net).....	70
V.2.7.10. Calcule du module de déformation plane (E').....	70
V.2.7.11. Coefficient de filtration (CL).....	72
V.2.7.12. Calcul de la Conformité de la fracture (Cf).....	72
V.2.7.13. Volume injecté (V inj).....	72
V.2.7.14. Estimations de la Géométrie de fracture par la méthode de Nolte.....	72
V.2.7.15. Volume de la fracture (Vf).....	72
V.2.8. Comparaison du résultat obtenu par logiciel FracPro PT.....	72
V.2.9. Conclusion.....	73
V.2.9.1. Interprétation des résultats du test d'injectivité.....	73
V.2.9.2. Renseignements du test d'injectivité.....	73
V.2.9.3. Objectif de Data FRAC.....	74
V.2.9.4. Durée de fermeture du puits après le traitement.....	74

Conclusion générale

Références bibliographiques

Les annexes

Résumé

Liste des figures

Figure I.1 : Les outils de forage.....	1
Figure I.2 : tige de forage.....	2
Figure I.3 : masses tige.....	2
Figure I.4 : tige lourd.....	2
Figure I.4 : stabilisateur.....	3
Figure I.5 : l'architecture du puits.....	4
Figure I.5 : circuit BOP- manifold.....	5
Figure I.6 : Rhé-gramme.....	7
Figure I.7 : Circulation de la boue de forage.....	10
Figure II.1 : Les pertes de charge dans un puits.....	14
Figure II.2: Première circulation de Driller's méthode.....	25
Figure II.3: Pressions en tête des tiges et annulaire de la première circulation.....	25
Figure II.4: Deuxième circulation de Driller's méthode.....	26
Figure II.5: Pressions en tête des tiges et annulaire de la deuxième circulation.....	26
Figure II.6: circulation de Wait and weight méthode.....	28
Figure II.7: évolution des pressions en tête des tiges et annulaire.....	28
Figure III.1 : Nombre de venues en fonction des opérations.....	34
Figure III.2 : Venues en fonction du type.....	35
Figure IV.1 : L'état de contrainte en un point.....	36
Figure IV.2 : La contrainte horizontale.....	37
Figure IV.3 : Déformation liée à l'essai de compression uni-axiale.....	38
Figure IV.4 : Définition du coefficient de Poisson.....	39
Figure IV.5 : Sollicitation de cisaillement.....	40
Figure IV.6 : Changement du volume sous l'effet d'une pression.....	40
Figure IV.7 : Courbe de déformation en fonction de la contrainte.....	41
Figure IV.8 : Dimension d'une fracture.....	42
Figure IV.9 : Conductivité adimensionnelle.....	43
Figure IV.8 : Forme et orientation de la fracture.....	43
Figure IV.9 : L'évolution de la pression au cours d'une fracturation.....	44
Figure IV.10 : Diagramme type de fracturation hydraulique.....	45
Figure IV.11 : La variation de la fonction g en fonction de Δt_D	47
Figure IV.12 : La trace de la pression de fond en fonction de G-fonction.....	48

Figure IV.13: Représentation de propagation de la fracture suivant le modèle GDK.....	49
Figure IV.14: Représentation de propagation de la fracture suivant le modèle PKN.....	50
Figure V.1: L'architecture du puits HM3.....	53
Figure V.2 : Architecture du Puits HM3.....	54
Figure V.3 : Charte de l'opération de manœuvre indique l'augmentation de volume active...	55
Figure V.5: Données de traitement Acide / Test d'injection.....	62
Figure V.6: Données de traitement Minifrac.....	62
Figure V.7: Thermo Log du puits HTFN5.....	64
Figure V.8: Enregistrement de la pression du fond et le débit lors du mini frac HTFN5.....	65
Figure V.9: Évolution de pression de fond en fonction du temps après shut-in.....	66
Figure V.11: Détermination de la (PC) en utilisant la fonction-G.....	70
Figure V.12 : Détermination de la pente relative à la fonction-G.....	71

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Densités moyennes des produits secs.....	6
Tableau II.1 : Perte de charge dans un circuit de forage.....	15
Tableau III.1: Nombre de venues des l'année 2010.....	30
Tableau III.2: Nombre des venues de l'année 2011.....	30
Tableau III.3: Nombre des venues de l'année 2012.....	31
Tableau III.4: Nombre des venues de l'année 2013.....	31
Tableau III.5: Nombre des venues de l'année 2014.....	31
Tableau III.6: Nombre des venues de l'année 2015.....	32
Tableau III.7: Nombre des venues de l'année 2016.....	32
Tableau III.8: Nombre des venues de l'année 2017.....	32
Tableau III.9 : Nombre des venues en fonction des opérations.....	33
Tableau III.10 : Venues en fonction du type.....	35
Tableau IV.1 : Valeurs du module de Young pour certains types des roches.....	38
Tableau IV.2 : Valeurs du coefficient de poisson pour certains types des roches.....	39
Tableau IV.2: Les valeurs de (Cb) équivalentes aux différents types des roches.....	41
Tableau V.1 : Pression annulaire et en tête de tige avant la stabilisation.....	56
Tableau V.2 : Pression annulaire et en tête de tige pendant le contrôle par le drill's method.....	56
Tableau V.3 : Pression annulaire et en tête de tige pendant le contrôle par le Bullheading N1.....	57
Tableau V.4 : Pression annulaire et en tête de tige pendant le contrôle par le Bullheading N2.....	58
Tableau V.5 : Pression annulaire et en tête de tige pendant le contrôle par le Bullheading N3.....	59
Tableau V.6 : Les intervalles perforés.....	61
Table V.8: Fracture Model.....	61
Tableau V.9 : Sommaire des volumes de traitement Acide / Test d'injection.....	63
Tableau V.10: Sommaire des volumes de traitement - Mini Frac.....	63
Tableau V.11: Estimation de hauteur de la fracture.....	63
Tableau V.12: Les données nécessaires pour le tracé de PBH = f (G (Δ TD)).....	68
Tableau V.13: Comparaison du résultat obtenu par logiciel.....	72

Liste des symboles

WHP:	Pression de la tête du puits	(Psi)
BOP :	Empilage des obturateurs	
TVD :	Profondeur vertical réel	(m)
MD :	Profondeur mesuré	(m)
PDC :	Poly diamant cristallin	
Ph :	Pression hydrostatique exercée	(Psi)
ρ :	Masse volumique du fluide considérée	(kg/m ³)
g :	Accélération de la pesanteur	(m/s ²)
Z :	Hauteur en m de la colonne de fluide	(m)
Pcs :	Pertes de charge dans l'installation de surface	(Psi)
Pc _{dp} :	Pertes de charge dans les drills pipes	(Psi)
Pc _{DC} :	Pertes de charge dans les drills collars	(Psi)
Pc _{outil} :	Pertes de charge aux duses de l'outil	(Psi)
Pc _{EA} :	Pertes de charge dans l'espace annulaire	(Psi)
P pores :	Pression des pores	(Psi)
Padm :	Pression maximale admissibles	(Psi)
P frac :	Pression de fracturation	(Psi)
d:	Densité initiale de la boue	(Kg/l)
d frac :	Densité de fracturation	(Kg/l)
σ' :	Contrainte effective	(N/m)
Zs :	Cote verticale du sabot	(m)
ds :	La densité de sortie de la boue	(Kg/l)
H:	Longueur des tiges remontées	(m)
Va _{tiges} :	Volume acier des tiges	(m ³)
Vi tubage :	Volume intérieur de tubage	(m ³)
BHA :	Bottom hole assembly	
Pt1 :	La pression stabilisée en tête des tiges	(Psi)
Pa1 :	Pression stabilisée en tête d'annulaire	(Psi)
Phi :	Pression hydrostatique à l'intérieur de la garniture	(Psi)
dr :	Densité requise de la boue	(Kg/l)
Pt :	La pression en tête des tiges	(Psi)
Pa :	Pression en tête d'annulaire	(Psi)
Pr :	Pression de refoulement	(Psi)
EMW :	La densité de boue équivalente	(Kg/l)
Pg :	Pression du gisement	(Psi)
P _{Fond} :	Pression du fond	(Psi)
Pt :	Pression tête	(Psi)
Pf :	Pression de fracturation	(Psi)
v :	Poisson Ratio	
α :	Constant du Biot	
P pore :	Pression de Pore	(Psi)
ϵ Tect :	Déformation Tectonique	
Cf :	La Conformité de la fracture	(ft/Psi)

CP :	Concentration du proppant	(lb/ft ²)
G:	Le module de cisaillement	
Cm :	Compressibilité de la matrice.	
GF :	Gradient de fracturation	(Psi/ft)
Kf :	Perméabilité de la fracture	(md)
FCD :	Conductivité adimensionnel	
Kf :	La conductivité de la fracture	(md. ft)
Wf :	Epaisseur de la fracture	(m)
Xf :	Demi-longueur de la fracture	(m)
Hf :	Hauteur de la fracture	(m)
BHLPP:	Bottom Hole Last Pressure Pumping	(Psi)
BHISIP:	Bottom Hole Instantanus Shuting Pressure	(Psi)
SLPP:	Surface Last Pressure Pumping	(Psi)
SISIP:	Surface Instantanus Shuting Pressure SISIP	(Psi)
ΔP_{nwb} :	Les pertes de charge Near Well Bore	(Psi)
ΔP_t :	Les pertes de charges Total	(Psi)
ΔP pipe friction:	Pipe friction	(Psi)
Pc :	Pression de fermeture de la fracture	(Psi)
Tc :	Temps de fermeture de la fracture	(min)
F.E :	Efficacité de fluide de fracturation	(%)
Pnet :	Pression net	(Psi)
E' :	Le module de déformation plane	(Psi)
CL :	Coefficient de filtration	(ft/min)
Cf :	Conformité de la fracture	
Δt_D :	Temps adimensionnel	(min)
Qi :	Débit d'injection	(l/min)
Tp :	Temps d'injection	(min)
Vi :	Volume injecté	(m ³)
t i :	Temps totale d'injection	(min)
t pad :	Temps d'injection du pad	(min)

Introduction

I.1. Introduction

Le forage d'un puits pétrolier est une opération délicate et risquée, une erreur technique peut être la cause de la perte des vies humaines, la perte des équipements et la pollution de l'environnement.

Parmi les risques les plus dangereux qui peuvent se produire au cours d'un forage, est d'avoir une venue de gaz, qui pourrait être suivie d'une éruption incontrôlable.

Le connaître la distribution des contraintes autour d'un forage permettrait d'interpréter plus finement les études de stabilité des puits pétroliers et le calcul des pressions de fracturation.

Cette connaissance se heurte cependant à de nombreuses inconnues telles que l'état de contraintes "in situ" avant la réalisation du forage, le comportement réel du matériau et l'influence de l'activité humaine.

L'évaluation de la résistance des terrains à la boue et à son filtrat se fait par des essais de pression appelée leak of test. Il s'agit de déterminer la pression à partir de laquelle la formation admet une injection du fluide de forage ou bien cède et craque avec injection continue et sans retour du fluide de forage provoquant le phénomène appelé perte.

Il y a lieu de procéder à un de ces essais de pression encore appelé essai de pression dans le découvert ; surtout lorsqu'on rencontre un horizon particulièrement poreux et perméable d'être envahi par le filtrat ou même fracture.

Pendant la fermeture du puits une pression en tête de l'annulaire P_a et un profil de pression dans le trou s'établissent en fonction de la pression de pores et des densités des fluides. On suppose que dans la condition il n'y a craquage au point fragile ; c'est la condition $P_a < P_{adm}$ pour la densité de boue utilisée pendant la phase de forage.

Cette condition s'applique au moment de la fermeture et pendant le début du contrôle c'est-à-dire tant que le fluide entre dans le puits se trouve sous la zone susceptible de craquer et que par conséquent la pression au droit de cette zone est croissante pour devenir maximale lorsque le fluide arrive au point fragile.

Si cette condition n'est pas remplie l'application de la procédure normale risque d'entraîner des pertes dans le découvert et d'amorcer un processus d'éruption interne conduisant à l'échec du contrôle.

Ce mémoire est organisé en Cinq chapitres, répartis comme suite :

On commence par une introduction générale ; Le premier chapitre contient une généralité sur le forage pétrolier, les outils de forage, les équipements de forage et la boue de forage.

Le deuxième chapitre contient, les causes et les signes de venue, les méthodes du contrôle de venue et les procédures de fermetures du puits après la détection de venue

Le troisième chapitre, est une partie d'étude statistique et d'analyse des venues en fonction de type et d'opération.

Le quatrième chapitre étudier le comportement mécanique autour d'un puits pétrolier, les contraintes mécaniques, la géométrie d'une fracturation et les modes de fracturation.

Le cinquième chapitre c'est une Partie pratique étudier le contrôle de venue au niveau du puits HM3 qui situé dans la région de IN SALAH.

Un autre partie qui étudier de l'opération de Min fracturation au niveau du puits HTFN5 qui situé dans la région de HMD.

A la fin on terminer par une conclusion générale et des recommandations concernant la sécurité du personnel, de equipments et de l'environnement

Chapitre I

Généralités sur le forage pétrolier

I.1. Introduction

Le procédé de forage utilisé pour forer les puits pétroliers est le forage rotary (rotation d'un outil tout en lui appliquant du poids). La garniture de forage ou train de tiges assure la liaison entre l'outil de forage elle permet de transmettre la rotation à l'outil de forage, mettre du poids sur l'outil pour détruire la roche, circuler le fluide de forage pour remonter à la surface les morceaux de roches et guider l'outil et de réaliser la trajectoire prévue.

I.2 la garniture de forage

I.2.1. Les outils de forage

L'outil de forage est le premier élément qui s'attaque au terrain, le choix de l'outil de forage dépend de la nature de terrain. L'outil de forage est la pièce la plus importante pour réaliser un puits de forage. Le choix d'un outil de forage dépend essentiellement de la nature des terrains à traverser [12].

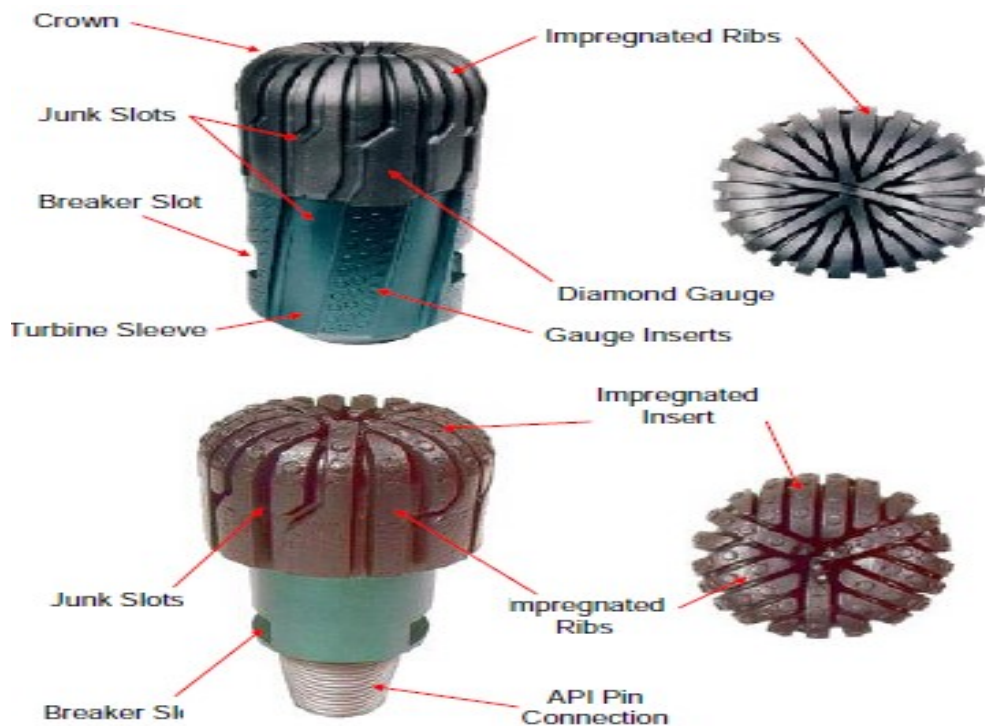


Figure I.1 : Les outils de forage [12]

I.1.2. Les tiges de forage

Les tiges de forage forment en général 90 à 95% de la longueur totale de la garniture. La longueur de la BHA est le plus souvent comprise entre 50 et 500 mètres. Une tige se compose d'un tube d'acier sans soudure, le corps de la tige, présentant des renflements ou upsets aux deux extrémités et de deux tool joints ou raccords [20].

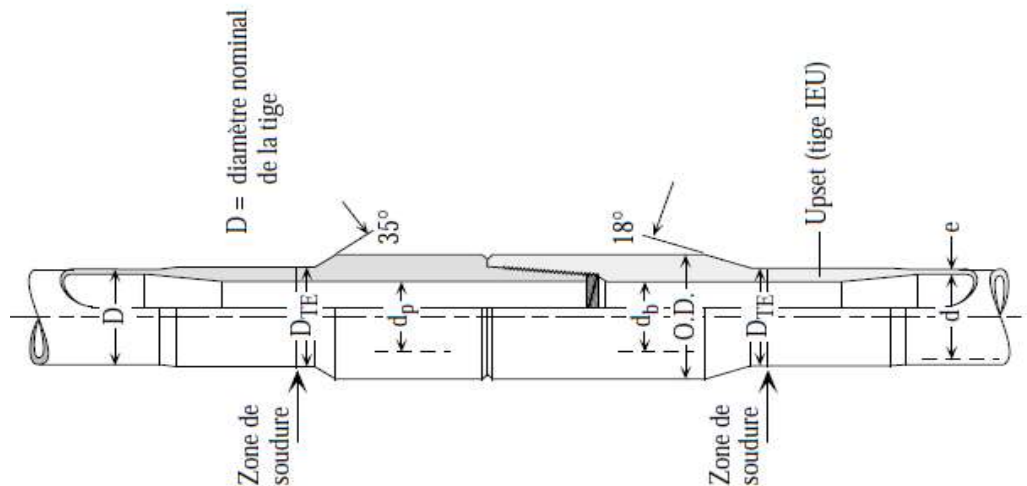


Figure I.2 : tige de forage [20]

I.1.3. Les masses tiges

Le rôle des masses-tiges est essentiel dans la garniture car elles conditionnent la bonne utilisation de l'outil de forage. Elles permettent d'appliquer du poids sur l'outil de forage, donc une partie des masses-tiges travaille en compression. L'ordre de grandeur des poids appliqués sur l'outil est de 0.5 à 2 tonnes par pouce de diamètre d'outil suivant la dureté de la formation à forer et le type d'outil utilisé [12].



Figure I.3 : masses tige [20]

I.1.4. Les tiges lourdes (heavy weight drill pipes)

Les tiges lourdes, incorporées entre les tiges et les masses-tiges, sont des tiges de transition. Elles assurent une meilleure continuité mécanique entre ces deux éléments de la garniture afin de diminuer les concentrations de contraintes, résultats à la fois des efforts de flexion alternée et des efforts générés par les régimes de vibrations transversales et de torsion au cours de la rotation de la garniture [12].



Figure I.4 : tige lourde [20]

I.1.5. Les stabilisateurs

Ils sont incorporés au niveau des masses-tiges afin de garder et contrôler la trajectoire de l'outil, qu'elle soit verticale ou inclinée. Leurs formes et construction sont multiples en fonction des terrains, de leur abrasivité, des appuis plus ou moins longs que l'on désire. Suivant la trajectoire désirée, les stabilisateurs seront placés en différents points de la garniture pour contrôler de la trajectoire [12].

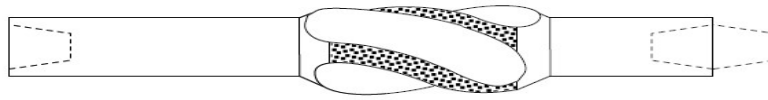


Figure I.4 : stabilisateur [20]

I.3. L'architecture du puits

I.3.1. Le tube guide

Le tube guide ou tube conducteur est le premier tubage descendu. C'est une colonne courte que l'on utilise lorsque l'on doit passer des couches marécageuses, tendres. Le rôle du tube guide est de permettre la remontée du fluide utilisé vers les bacs à boue [19].

I.3.2. Le tubage de surface

Après le tube guide, il faut mettre en place la colonne de surface. C'est un tubage qui va supporter une série d'équipements qui devra faire partie du puits une fois terminé. Cette colonne est posée assez profond de façon à permettre la protection du puits contre les effondrements, ou les venues d'eau [19].

I.3.3. Le tubage intermédiaire

Cette colonne intermédiaire servira, et ce sera sa principale fonction, de protection du trou. Elle sera descendue pour éliminer les couches ou fluides susceptibles d'empêcher la poursuite du forage ; par exemple des terrains éboulant, des zones contenant des fluides à forte pression, des zones friables qui par suite du poids de la boue risquent de se fracturer [19].

I.3.4. Les tubage de production

Indispensable dans le cas d'un sondage de production il permet d'isoler la couche productive ; la mise en œuvre du matériel de production au fond du puits. Si le puits est positif, à l'intérieur de la colonne de production sera descendu un tube d'écoulement de l'effluent (le tubing). C'est grâce à ce tubage de production que les tubings et équipements du puits seront protégés ; c'est ce qui permettra à tout moment de pouvoir retirer le tubing du puits afin de le remplacer ou inspecter tout autre équipement de production [19].

I.3.5. La colonne perdue

La colonne perdue (liner) est une longueur réduite de tubage partant du fond jusqu'à une trentaine de mètres environ à l'intérieur de la colonne précédente. Ces colonnes perdues sont ancrées dans le tubage précédent par un dispositif de suspension [19].

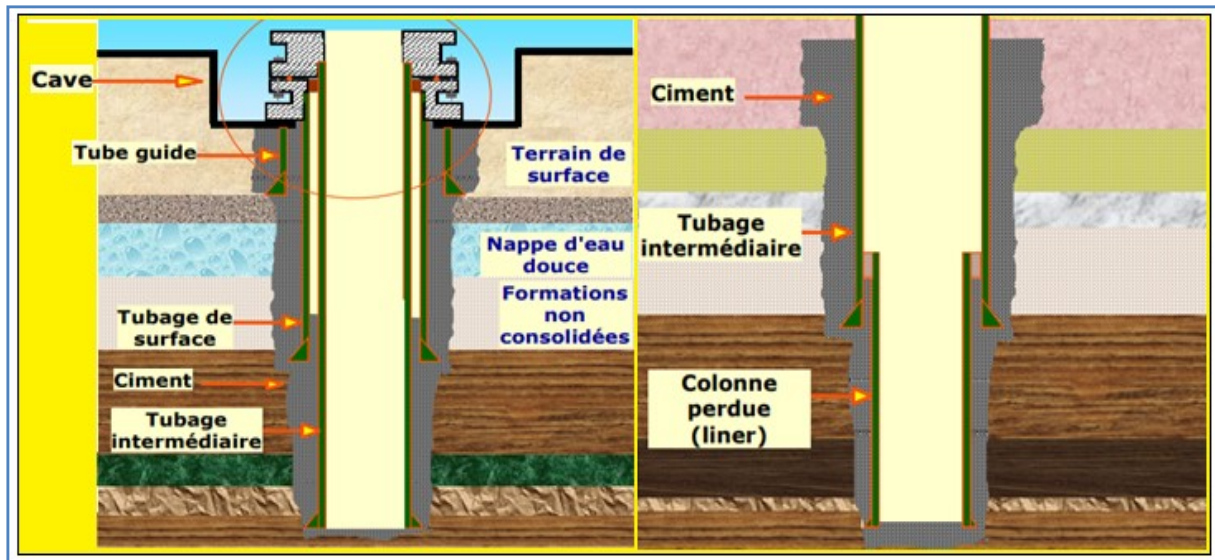


Figure I.5 : l'architecture du puits [11]

I.4. La tête de puits

Cet équipement est l'un des composants le plus important du puits du point de vue de la sécurité. La tête de puits « Well head » concerne les équipements utilisés pendant le forage. La tête de puits se compose de trois parties principales [11]:

I.4.1. La tête de tubage (casing head, casing spool)

Dans ce type de tête de tubage, chaque tubage est suspendu au moyen d'un casing hanger loger dans le casing head ou le casing spool [11].

I.4.2. La tête de tubing (tubing head)

Sert à la suspension du ou des tubings, reçoit l'obturateur pendant la complétion ou les interventions sur puits, et permet le contrôle de l'annulaire tubing-tubage de production durant toute la vie du puits [11].

I.4.3. La tête de production (X mas tree)

La tête de production est un assemblage de vannes et d'équipements annexes montée en un seul bloc. Elle est utilisée principalement pour contrôler l'écoulement du fluide dans le tubing de production et permettre l'accès pour les opérations de pompage et d'intervention en toute sécurité [11].

I.4.4. Le bloc des obturateurs (BOP)

Les BOP sont la deuxième barrière, ils assurent le contrôle secondaire, Nécessité de pouvoir fermer sur les différentes tubulaires descendues dans le puits, d'où la nécessité d'avoir plusieurs types de BOP (BOP annulaires, à mâchoires avec différents types, internes). Dans certains cas (shallow Gas) nécessité de pouvoir évacuer l'effluent loin de l'appareil de forage utilisation de diverters, Le nombre d'éléments de l'empilage est fonction de la pression

attendue dans le puits, Nécessité d'une unité hydraulique pour opérer les BOP. Lorsque l'espace annulaire est fermé, il faut être capable de circuler dans le puits, de contrôler les pressions et de séparer les effluents de la boue, d'où le circuit sous duse et le séparateur gaz boue [11].

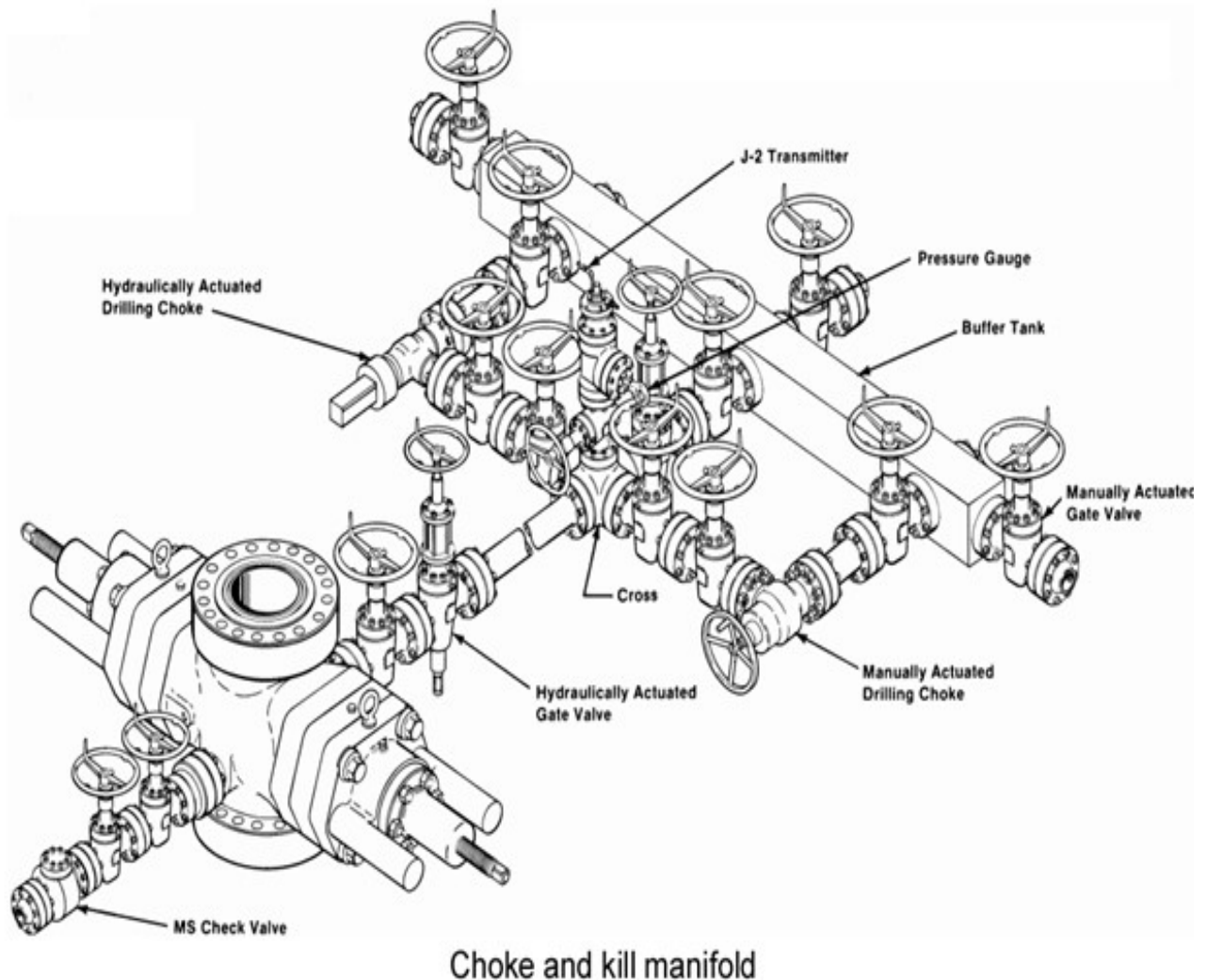


Figure I.5 : *circuit BOP- manifold* [11]

I.5. Les fluides de forage

Le fluide de forage, appelé aussi boue de forage, est un système composé de différents constituants liquides (eau, huile) et/ou gazeux (air ou gaz naturel) contenant en suspension d'autres additifs minéraux et organiques (argiles, polymères, déblais, ciments, ...) [13].

I.5.1. Caractéristiques et propriétés des fluides de forage

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

I.5.1.1. La densité

La densité est le rapport de la masse volumique d'un corps à la masse volumique d'un corps de référence dans des conditions qui doivent être spécifiées pour les deux corps (l'eau à 4°C pour les liquides et les solides et l'air pour les gaz). Elle s'exprime par un nombre sans dimension. La densité des fluides de forage se mesure à l'aide d'un densimètre dont le principe est analogue à celui de la balance romaine à curseur [34].

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

Tableau I.1 : Densités moyennes des produits secs

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

I.5.1.1. La rhéologie

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

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

Les notions de viscosité plastique (VP), viscosité apparente (VA), "yield value" (YV) et Gels communément associés à la limite d'écoulement, sont employées couramment dans la littérature concernant les boues forages. Elles définissent parfaitement le comportement d'un fluide à base de bentonite en écoulement et au repos, et sont utiles pour caractériser le fluide de forage. Le graphique ci-dessous (Figure II.1), appelé Rhé-gramme, représente le comportement d'un fluide, dans diverses circonstances, c'est à dire dans les différentes parties du circuit de boue.

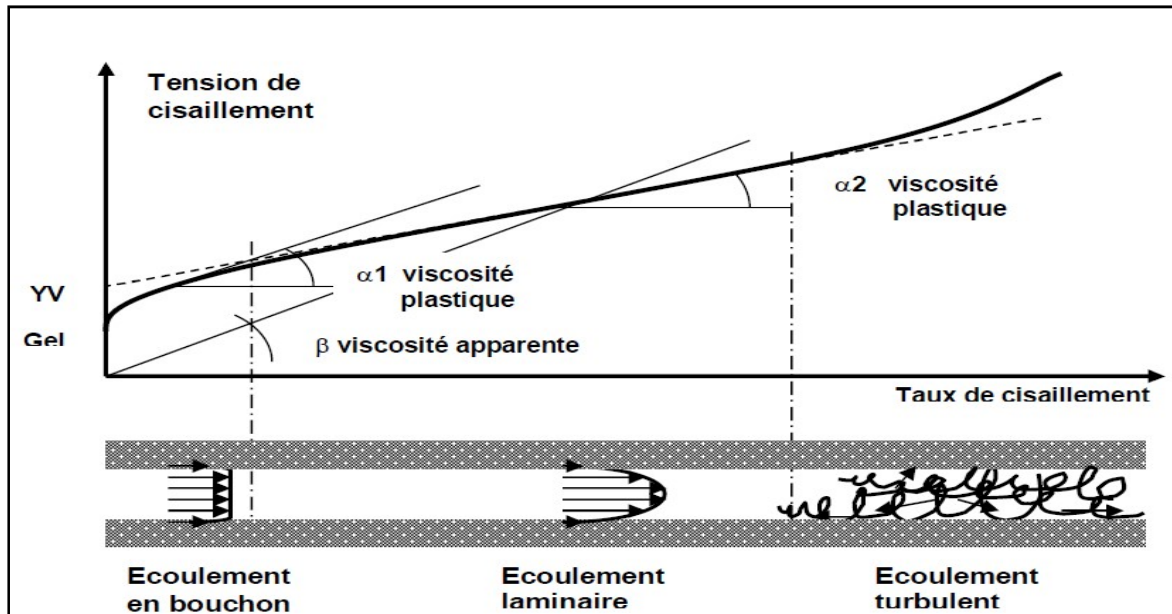


Figure I.6 : Rhé-gramme [34].

L'axe des abscisses représente le "taux de cisaillement" il s'agit d'un " gradient de vitesse (rapport d'une vitesse à une distance), on peut considérer que cette grandeur est linéairement proportionnelle à la vitesse de circulation du fluide, qui lui est appliquée par une pompe ou par une charge quelconque. L'axe des ordonnées représente la "tension de cisaillement". On peut considérer qu'elle caractérise la "difficulté" qu'a un fluide à s'écouler lorsqu'il est soumis à une force, telle que celle transmise par une pompe ; elle est donc exprimée en termes de "contrainte" traduisant la "résistance" à l'écoulement [34].

I.5.1.3. La viscosité plastique (VP)

C'est le rapport de la tension de cisaillement au taux de cisaillement. Elle est donc représentée par la pente de la courbe tracée en gras. Elle caractérise donc bien, pour chaque vitesse, la résistance à l'écoulement. On observe qu'elle n'est pas constante. Notamment, elle est élevée pour des vitesses très faibles, (zone d'écoulement en "bouchon"), puis elle décroît et tend à se stabiliser à une valeur constante tant que l'écoulement reste laminaire. C'est cette valeur constante de la VP qui caractérise une boue benthonique. La valeur de VP (en cp), mesurée au Viscosimètre FANN, est :

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

I.5.1.4. La viscosité apparente (VA)

Comme le montre le graphique ci-dessus, il s'agit aussi d'une grandeur de type "viscosité" puisque c'est un rapport Tension de cisaillement / Taux de cisaillement. Par définition, pour les boues de forage, c'est la valeur de la pente de la droite qui relie l'origine à tout point du rhéo-gramme. La viscosité apparente mesurée au viscosimètre FANN est la valeur correspondante à 600 rpm. Sans donner une idée précise sur son comportement rhéologique, elle ne représente, comme la viscosité Marsh, qu'un indicateur simple de la viscosité. La valeur de VA (en cp) mesurée au Viscosimètre Fann, est :

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

I.5.1.5. Le gel 0, gel 10 et la contrainte seuil "yield point"

Le graphique met en évidence sur l'axe des ordonnées ces valeurs qui correspondent toutes à des contraintes. Gel 0 et Gel 10 signifient qu'au repos, c'est à dire sous vitesse nulle, la boue forme un gel et présente une résistance à l'écoulement. Le Gel 0 caractérise une boue dont le mouvement vient de cesser. On le mesure avec le viscosimètre FANN, et on l'exprime en Pascal (Pa) ou en Livres / 100 pieds². Le Gel 10 caractérise la boue après un repos de 10 minutes. Il s'exprime comme le gel 0 et lui est généralement supérieur, ce qui traduit la capacité qu'a la bentonite à réédifier sa structure après un temps donné (phénomène réversible appelé thixotropie) [34].

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

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

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

$$YV = (VA - VP) * 2 \quad (I.3)$$

I.5.1.6. Le filtration et le cake

Lorsque la boue se trouve en contact des parois plus ou moins perméables du trou, la partie liquide filtre dans la formation en déposant sur les parois sa partie solide que l'on appelle « cake », dans un puits, on a affaire à deux types de filtration, la filtration dynamique qui se produit lorsque le fluide est en circulation et la filtration statique qui se produit lorsque le fluide est immobile et ne circule pas. Il est extrêmement important de connaître les caractéristiques de filtration. En effet les hauts filtrats peuvent déliter les formations délicates (argile marnes) et favoriser les éboulements, de plus le cake déposé peut être épais au point d'empêcher le passage de la garniture de forage [34].

I.6. Rôles des fluides de forage

I.6.1. La remonter des déblais et le nettoyage du puits

La boue doit débarrasser le trou des particules de formation forées qui se présentent sous forme de débris de roche "cuttings" ou "déblais". La circulation du fluide remontant doit entraîner les déblais du fond de tige jusqu'à la surface.

I.6.2. Le maintien des déblais en suspension après arrêt de la circulation

Pour permettre les ajouts de tige de forage, il faut stopper la circulation du fluide de forage. Pendant ce temps, les déblais en cours de remonter dans l'annulaire ne sont plus soumis au courant ascensionnel et peuvent sédimenter.

I.6.3. Refroidir l'outil et diminuer les frottements de la garniture de forage

L'outil de forage s'échauffe par la température de fond et par les frottements mécaniques transformés en calories. La circulation du fluide de forage joue le rôle de liquide de refroidissement.

I.6.4. Le maintien des parois du puits

La filtration dans les formations perméables de la phase liquide de la boue de forage, dépose un film de particules colloïdales sur la paroi du puits. Ce film est appelé le CACK consolide par des produits spécifiques dits réducteurs de filtrat isole les formations perméables du trou fore, et limitant la déstabilisation des terrains.

I.6.5. Contrôle des fluides des formations traversées

Le fluide de forage exerce une pression hydrostatique P_h , cette pression reste supérieure à la pression des formations, il n'y aura pas des venues dans le puits. La boue de forage est considérée comme la première barrière de sécurité permettant de contrôle.

I.6.6. La transmission de la puissance au moteur de fond

Pour certaine application telle que le forage dirige on incorpore à la garniture un moteur de fond (turbine ou moteur à grande vitesse de rotation) qui permet de mettre l'outil en rotation et l'outil seulement.

I.6.7. La remonter des informations géologiques

Par sa circulation, le fluide de forage est porteur des sources principales d'information pour le géologue, les déblais que celui-ci recueille à la surface, les trace de pétrole ou de gaz des formations traversées

I.6.8. Augmentation de la vitesse d'avancement

La vitesse de rotation et le débit du fluide, le choix du type et les caractéristiques de la boue conditionnent les vitesses d'avancement instantanées, la durée de vie des outils, le temps de manœuvre, en un mot, les performances du forage.

I.6.9. Diminution du poids apparent du matériel de sondage

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

I.7. La circuit basse pression

Le circuit boue "basse-pression" (B.P) est constitué de toute l'installation boue depuis la sortie du puits jusqu'à l'aspiration des pompes haute pression (H.P) refoulant sur le puits. Les principales fonctions à assurer sont ; le tamisage, la décantation, le dégazage, le dessablage – désiltage et les traitements particuliers d'élimination des solides. Le fluide de forage est en circulation continue durant toute la durée du forage aussi bien dans le sondage qu'en surface.

Le fluide est préparé dans les bacs à boue, il est injecté à l'intérieur des tiges jusqu'à l'outil, ensuite, il remonte par l'espace annulaire chargé de déblais formés au front de taille. A la sortie du puits, il subit divers traitements, (tamisage, dilution, ajout de produit, ...) de telle façon à éliminer les déblais transportés et à réajuster ses caractéristiques physico-chimique et rhéologique par rapport aux valeurs importantes (avant injection) [13].

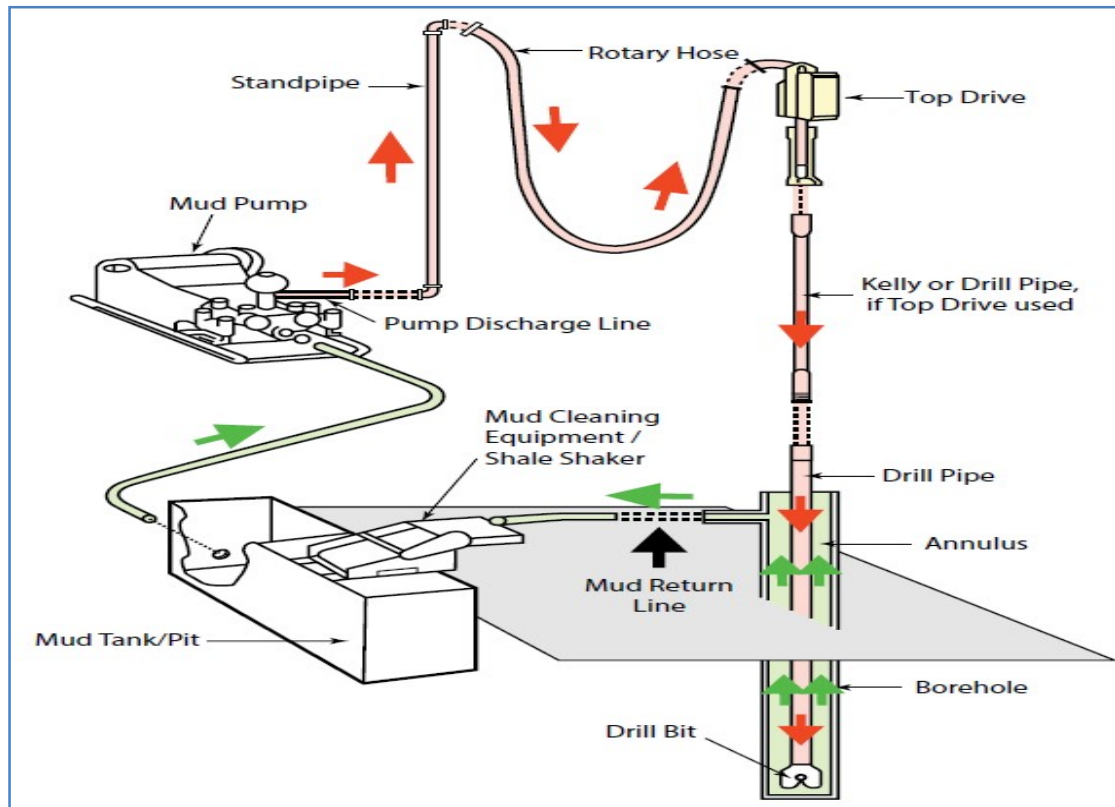


Figure I.7 : Circulation de la boue de forage [13].

I.8. Les différents types des fluides de forage

Historiquement, les fluides de forage ont évolué d'un simple mélange d'eau et d'argile appelé "boue " vers des systèmes de plus en plus complexes composés d'eau ou huile avec une multitude d'additifs répondant aux caractéristiques requises et aux problèmes rencontrés [13].

I.8.1. Les fluides à base d'eau

Ces fluides sont souvent désignés par "Water Based Muds" ou WBM. Ils sont dans la plupart des cas constitués par des suspensions de bentonites dans l'eau (30 à 60 g/L) dont les caractéristiques rhéologiques et de filtration sont souvent ajustées par des polymères. La nature des électrolytes et leur concentration dans les formulations de boues à l'eau sont choisies en prenant en compte les caractéristiques de la formation (activité de l'eau des formations argileuses, dissolution des formations salines) [13].

I.8. 2. Les fluides à base d'huile

L'origine de l'utilisation de l'huile dans les fluides de forage remonte aux premiers forages effectués à Oklahoma City (1934-1937) au cours desquels on a constaté une amélioration des performances de forage après ajout de l'huile brute. Les fluides à base d'huile sont des fluides dont la phase continue est une huile minérale (pétrole brut, fuel, gazole, ...) et la phase dispersée est de l'eau. Par définition les fluides de forage à base d'huile contenant plus de 5% d'eau sont appelés boues de forage en émulsion inverse ; avec moins de 5% d'eau, on a la boue à l'huile. Ces fluides sont souvent désignés par "Oil-Based Muds" ou OBM [13].

Chapitre II

Les méthodes de contrôle des venues

II.1. Introduction

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

II.2. La pression hydrostatique

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

Si on veut exprimer la pression hydrostatique en bars, la densité en kg/l et la profondeur verticale en mètre ; le facteur de conversion est 1/10,2[5].

$$PH = \frac{h.d}{10.2} \quad (II.1)$$

Où :

- PH : Pression hydrostatique en Bars
- h : Côte verticale entre les deux points de mesure en mètres
- d: densité de la boue en Kg/L.

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

II.3. Le gradient de pression hydrostatique

On définit le gradient de pression hydrostatique Gp comme étant la variation de la pression hydrostatique par unité de profondeur verticale. Le gradient de pression Gp est exprimé en bar/mètre. En écrit donc[5] :

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

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

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

II.4. La pression de formation

C'est la pression du fluide contenu dans les pores d'une formation. Elle est aussi appelée pression de pores ou pression de gisement [10].

II.4.1. Pressions de formations normales

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

régime de pression normale implique l'existence d'un système ouvert hydrauliquement à l'atmosphère. Quand l'emplacement de forage est situé plus haut que le point d'émergence ou de mise en charge de la couche poreuse perméable. La densité d'équilibre pour traverser la formation sera inférieure à 1,00 sg. En l'absence des données précises, la valeur de 1,07 kg/L est utilisée comme la densité de formation à pression normale. Pression de formation normale donc : $G = 0,105 \text{ bar/m}$ [40].

II.4.2. Pressions de pore anormales

L'existence de pressions anormales nécessite la présence simultanée :

- D'une barrière de perméabilité pour constituer les "parois du récipient contenant la pression" et empêcher la communication des fluides avec l'atmosphère,
- D'un phénomène créateur de pression.
- L'existence de barrières de perméabilité est liée à des processus géologiques (sédimentation, diagenèse et tectonique).
- Les phénomènes créateurs de pression sont nombreux et variés, ils interviennent souvent simultanément [40].

II.4.3. La pression géostatique

La pression géostatique à une profondeur donnée est la pression exercée par le poids des sédiments sus-jacents. Comme il ne s'agit pas d'une pression de fluide on préfère souvent, pour faire la distinction fluide/matrice, utiliser le terme contrainte géostatique. Elle peut être exprimée ainsi [40]:

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

Où :

- ds: densité apparente des sédiments sus-jacents (kg/L)
- S : contrainte géostatique (bar)
- Z : hauteur verticale des sédiments (m)

II.5. La pression de fracturation

La densité du fluide de forage doit être adaptée aux formations à forer. Elle doit être suffisante pour maintenir les fluides de formation et les parois du trou en place. Cependant, elle ne doit pas être trop élevée pour ne pas entraîner des risques d'endommagement de formations, de fracturation et de pertes de circulation[30].

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

II.5.1. La pression admissible (P adm)

La pression limite P_{adm} que l'on peut admettre en tête de l'espace annulaire, puits fermé, sans risquer de provoquer la fracturation des terrains au point fragile, est liée à la densité du fluide situé dans l'annulaire entre le point fragile et la surface. La P_{adm} change quand la densité du fluide change [42].

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

Densité de fracturation :

$$d_{frac} = \frac{.P_{frac}.10.2}{Z_s} \quad (II.6)$$

Z_s cote du point fragile, en général, le sabot

II.6. Les notions de pertes de charge

Dans une conduite tout fluide en mouvement perd une partie de son énergie par dissipation en forces de frottements. Cette perte d'énergie est appelée perte de charge, elle s'exprime par la différence de pression du fluide entre deux points de la conduite [42].

II.6.1. Circulation dans un puits

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

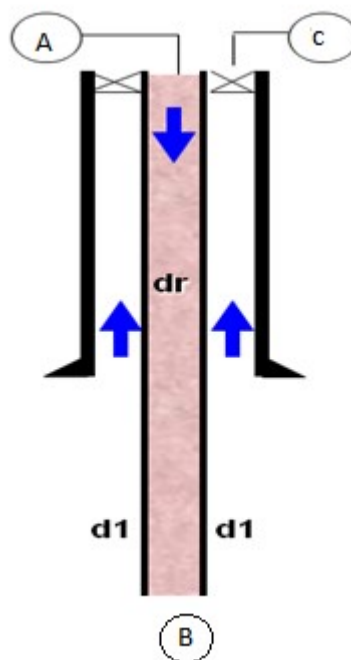


Figure II.1 : Les pertes de charge dans un puits [42]

$$P_B = P_{hA} + P_{hAB} - P_{cAB} \quad (II.7)$$

$$P_B = P_{hC} + P_{hCB} - P_{cBC} \quad (II.8)$$

Avec :

P_A = Pression de refoulement, $P_C = 0$ lors de la circulation puits ouvert (P_C = Pertes de charge à travers la duse lors de la circulation sous duse)[42].

II.6.2. Les pertes de charge dans le circuit de forage

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

Tableau II.1 : Perte de charge dans un circuit de forage

Tronçon	Perte de charge
Conduit de surface	P_{cs}
Intérieur tiges (DP)	P_{cDP}
Intérieur drill collars (DC)	P_{cDC}
Duses de l'outil	P_{coutil}
Espace annulaire	P_{cEA}
Duse de contrôle	P_{cDuse}

Les pertes de charge intérieure sont représentées par :

$$P_{c_{int}} = P_{cs} + P_{cDP} + P_{cDC} + P_{coutil} \quad (II.9)$$

Les pertes de charge annulaire sont représentées par :

$$P_{c_{ann}} = P_{cEA} + P_{cDuse} \quad (II.10)$$

II.6.3. La variation des pertes de charge

Les pertes de charge dépendent :

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

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

$$P_c = K.d.L. Q^2 / \phi^5 \quad (II.11)$$

Où :

- K : constante
- L : longueur de la conduite d : densité du fluide
- Q : débit d'écoulement
- ϕ : Diamètre de la conduite

II.6.3.1. Variation des pertes de charge avec la densité

Les pertes de charge sont directement proportionnelles à la densité

$$P_{c2} = P_{c1} \cdot d2 / d1 \quad (II.12)$$

Où :

- P_{c2} : pertes de charge avec la densité $d2$
- P_{c1} : pertes de charge avec la densité $d1$
- $d1$: densité initiale de la boue
- $d2$: nouvelle densité de la boue

II.6.3.2. Variation des pertes de charge avec le débit

Les pertes de charge sont directement proportionnelles au carré du débit

$$P_{c2} = P_{c1} \cdot (Q2 / Q1)^2 = P_{c1} \cdot (N2 / N1)^2 \quad (II.13)$$

Où :

- $Q2$: nouveau débit de circulation qui correspond à la nouvelle vitesse ($N2$) de la Pompe
- $Q1$: débit initial de circulation correspondant à l'ancienne vitesse ($N1$) de la pompe.

II.6.3.3. Variation des pertes de charge avec la longueur de la conduite

Les pertes de charge sont directement proportionnelles à la longueur

$$P_{c2} = P_{c1} \cdot L2 / L1 \quad (II.14)$$

Où :

- $L2$: nouvelle longueur de la conduite
- $L1$: longueur initiale de la conduite

II.6.3.4. Variation des pertes de charge avec le diamètre de la conduite

$$P_{c2} = P_{c1} \cdot (\varnothing 1 / \varnothing 2)^5 \quad (II.15)$$

Où :

- $\varnothing 1$: diamètre initiale de la conduite de la conduite
- $\varnothing 2$: nouveau diamètre de la conduite

II.7. La pression de refoulement

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

$$P_R = P_{CS} + P_{c DP} + P_{c DC} + P_{c OUTIL} + P_{c EA} + P_{c DUSE} \quad (II.16)$$

Où :

- P_R : Pression de refoulement des pompes

- P_{cs} : Pertes de charge dans les conduites de surface
- P_{cDP} : Pertes de charges à l'intérieur de la garniture
- P_{cDC} : Pertes de charges à l'intérieur des drills collars
- P_{cOUTIL} : Pertes de charges à travers les duses de l'outil
- P_{cEA} : Pertes de charge dans l'espace annulaire
- P_{duse} : Pertes de charge à travers la duse de contrôle

II.8. La pression du fond

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

II.8.1. Puits ouvert

Sans circulation

$$P_{Fond} = Ph_{Int} = Ph_{EA} \quad (II.17)$$

Avec circulation normale

$$P_{Fond} = P_R + Ph_{Int} - P_{cInt} = Ph_{EA} + P_{cEA} \quad (II.18)$$

Avec circulation sous duse

$$P_{Fond} = P_{DUSE} + Ph_{EA} - P_{ca} \quad (II.19)$$

II.8.2. Puits ferme

$$P_{Fond} = P_t + Ph_{Int} = P_a + Ph_{EA} \quad (II.20)$$

Où :

P_t : Pression en tête de tige

II.8.3. La pression au sabot

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

$$P_{Sabot} = Ph_{Sabot} + \sum P_{ca} (Sabot - Surface) \quad (II.21)$$

II.8.3.1. Sans circulation

Puits ouvert :

$$P_{Sabot} = Ph_{Sabot} \quad (II.22)$$

Puits fermé :

$$P_{Sabot} = Ph_{Sabot} + P_{ca} (\text{tête d'annulaire}) \quad (II.23)$$

$$P_{Sabot} = P_{Fond} - Ph_{(Fond - Sabot)} \quad (II.24)$$

II.8.3.2. Avec circulation

Circulation normale :

$$P_{\text{sabot}} = P_{h_{\text{sabot}}} + P_{cEA (\text{sabot} - \text{surface})} \quad (\text{II.25})$$

Sous duse :

$$P_{\text{sabot}} = P_{h_{\text{sabot}}} + P_{cEA (\text{sabot} - \text{surface})} + P_{c \text{ duse}} \quad (\text{II.26})$$

II.9. La venue

Il y a venue lorsqu'un certain volume de fluide de la formation pénètre dans le puits. Une venue se produit lorsque la pression P_f exercée face à une formation poreuse perméable est inférieure à la pression de pore P_g (pressions de gisement) de cette formation, la pression différentielle ($P_{\text{fond}} - P_g$) est négative.

Le contrôle de venues est la mise en œuvre d'une série d'opérations permettant l'évacuation de l'effluent et la mise en place d'une boue de densité égale à la densité d'équilibre de la formation. Une venue peut survenir à tout moment durant la réalisation d'un forage, c'est la raison pour laquelle un certain nombre de paramètres doivent être préalablement choisis, mesurés, calculés et régulièrement tenus à jour [42].

II.10. Principes fondamentaux de contrôle de venue

II.10.1. Le contrôle primaire

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

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

Ce chiffre souligne toute l'importance :

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

II.10.2. Le contrôle secondaire

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

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

II.10.3. Le contrôle tertiaire

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

- 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)

II.11. Les causes d'une venue

Les causes de venues les plus fréquentes sont :

- Le défaut de remplissage du puits pendant les manœuvres de garniture
- Le pistonnage vers le haut et vers le bas pendant les manœuvres
- Les pertes de circulation
- La densité du fluide de forage insuffisante
- Les situations spéciales (DST...)

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

- L'annulation des pertes de charge annulaire à l'arrêt des pompes
- La chute de niveau de boue dans l'annulaire pendant la remontée
- Le pistonnage vers le haut (swabbing) [14].

II.11.1. 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 [42].

II.11.1.1. Tiges vides

$$\Delta P = (H \cdot G_b \cdot V_{a \text{ tige}}) / (V_{i \text{ tubage}} - V_{a \text{ tige}}) \quad (\text{II.27})$$

II.11.1.2. Tiges pleines

$$\Delta P = H \cdot G_b \cdot (V_{i \text{ tige}} + V_{a \text{ tige}}) / [V_{i \text{ tubage}} - (V_{i \text{ tige}} + V_{a \text{ tige}})] \quad (\text{II.28})$$

Où:

ΔP : Réduction de la pression de fond (bars)

H : Longueur de tiges remontée (m)

Gb : Gradient de boue (bar/m)

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

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

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

II.11.1.3. Pistonnage vers le haut (Swabbing)

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

$$P_{\text{fond}} = [Z \cdot d_i / 10.2] - \text{DEPRESSION} \quad (\text{II.29})$$

Cette dépression est d'autant plus importante que :

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

Le pistonnage vers le haut peut être détecté par un suivi rigoureux du retour à la goulotte et un bilan des volumes dans le trip tank. Pour minimiser l'effet du pistonnage il faut :

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

II.11.1.4. Pistonnage vers le bas (Surging)

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

$$P_{\text{fond}} = [Z \cdot d_i / 10.2] + \text{SUPPRESSION} \quad (\text{II.30})$$

Si cette surpression est importante, la pression de fond devient supérieure à la pression de fracturation de la formation, et par conséquent provoquer une perte totale de la boue qui pourra entraîner une baisse suffisante du niveau de boue dans le puits et favorise l'envahissement du puits par le fluide de la formation [42].

II.11.1.5. Perte de circulation

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

La hauteur maximale de vide tolérée pour ne pas avoir une venue est donnée par la formule suivante [10]:

$$H = (\Delta P \cdot 10.2) / d_i \quad (\text{II.31})$$

Où :

- H : la hauteur maximale du vide (m)
- ΔP : La différence entre la pression de fond et la pression de pores (bars)
- d_i : La densité initiale de la boue (kg/L)

II.11.1.6. Densité de boue insuffisante

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

L'insuffisance de la densité peut être due à :

- Une sous-estimation de la pression de pores
- Une diminution accidentelle de la densité de boue en surface
- Une contamination de la boue par le fluide de formation [10].

II.11.1.7. Formations à pressions anormalement élevées

Ces formations sont souvent une des causes des venues. On dit qu'une formation est à pression anormalement élevée lorsque son gradient de pression est supérieur au gradient normal [10].

$$\text{Gradient abnormal} > 0.105 \text{ bar/m} \quad (\text{II.32})$$

II.11.1.8. Contamination du fluide de forage par l'effluent

Dans un puits ouvert, le gaz se détend progressivement en remontant dans l'annulaire. L'expansion du gaz devient importante lorsqu'il approche de la surface et provoque une diminution de la densité du fluide de forage à la sortie du puits :

$$\Delta P_f = (d_1 - d_2 / d_2) \cdot \ln P_f / P_{atm} \quad (\text{II.33})$$

- ΔP_f : diminution de la pression sur le fond exprimée en bar
- d_1 : densité de la boue initiale non gazée
- d_2 : densité de la boue gazée à la sortie du puits
- P_f : pression de fond en statique exercée par la boue de densité d_1 non gazée exprimée en bar [10].

II.12. Les signes précurseurs d'une venue

Les signes indicateurs de venue peuvent être classés en deux catégories. La limite entre les deux peut être relativement floue. Nous allons distinguer :

II.12.1. Les signes précurseurs d'une venue

La sécurité du puits dépend essentiellement de la détection rapide des signes précurseurs d'une venue, toutefois la détection d'un seul signe peut ne pas être un indicateur définitif d'une venue, c'est la raison pour laquelle il est très important d'observer les autres indicateurs ci-après [5] :

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

II.12.2. Les signes positifs d'une venue

Un signe positif d'une venue signifie une intrusion sûre d'un certain volume d'effluent dans le trou ce qui nécessite la fermeture immédiate du puits. Les signes positifs énumérés ci-dessous peuvent se manifester en cours de forage ou pendant les manœuvres [5].

II.12.2.1. En circulation, les signes effectifs de venues sont

- L'augmentation du débit à la sortie du puits.
- L'augmentation du niveau des bassins de circulation.
- La variation de la pression de refoulement des pompes de forage. Pour un puits de diamètre habituel, on peut s'attendre à une diminution de la pression due à l'effet de tube en U. Cependant dans le cas du slim hole, il se produit une augmentation de pression causée par une augmentation des pertes de charge dans l'annulaire produite par le débit du puits [5].

II.12.2.2. En cours de manœuvre, ce sont

- Les anomalies de remplissage du puits au cours de la remontée.
- Le volume de fluide à pomper dans le puits est inférieur au volume de garniture sortant du puits.
- Les anomalies de retour de boue au cours de la descente.
- Le volume de fluide sortant du puits est supérieur au volume de garniture entrant dans le puits.

II.13. Les méthodes de contrôle

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

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

D'autres paramètres nécessaires pour le contrôle, doivent être recueillis après la venue. Les paramètres à mesurer après la venue sont P_{t1} , P_{a1} et le gain. A partir de ces paramètres et les données du puits et appareil. On établit la fiche de contrôle.

Il existe plusieurs méthodes de contrôle de venue, mais toutes les méthodes assurent le même principe de base qui consiste à exercer pendant tout le contrôle une pression au fond égale à P_g ou légèrement supérieure [42].

II.13.1. Driller's method

Cette méthode consiste:

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

II.13.1.1. Procédure de mise en œuvre de la Driller's Method

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

II.13.1.2. Première circulation

On circule avec la densité initiale pour évacuer le bouchon contaminé en circulant sous duse le volume de l'espace annulaire. La circulation doit se faire avec un débit constant (Q_r) et une pression de refoulement constante égale à P_{R1}

$$P_{R1} = P_{c1} + P_{t1} \quad (II.34)$$

Etapes :

- Ouvrir légèrement la duse et démarrer progressivement la pompe de forage jusqu'à le débit de contrôle (Q_r) en ajustant la duse pour maintenir la pression annulaire constante et égale à la valeur (P_{a1}).
- 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 (P_{R1})
- Arrêter la circulation et fermer le puits une fois la boue lourde est prêt.

À la fin de la circulation, on aura [42]:

$$P_t = P_a = P_{t1} \quad (II.35)$$

II.13.1.3. Deuxième circulation

On remplace la densité initiale par la densité requise en circulant sous duse avec un débit constant. Durant le pompage de la boue dr à l'intérieur garniture, la pression de refoulement décroît de la valeur P_{R1} jusqu'à atteindre la valeur de P_{Rr} lorsque la boue dr atteint l'outil.

Pendant le pompage de la boue dr dans l'espace annulaire, La pression de refoulement doit être maintenue à la valeur constante P_{Rr} .

$$P_{Rr} = P_{c1} \times (d_r/d_1) \quad (II.36)$$

Une fois la boue dr en surface P_a doit être nulle et à l'arrêt de circulation On doit noter

$$P_t = P_a = 0 \quad (II.37)$$

Etapes :

- La boue de densité requise étant prête. Ouvrir légèrement la duse et démarrer progressivement la pompe de forage jusqu'à le débit de contrôle (Q_r) en ajustant la duse pour maintenir la pression annulaire constante et égale à la valeur de la pression annulaire lors de la fermeture en fin de la première circulation ($P_a = P_{t1}$).
- Continuer à circuler à débit constant et ajuster la duse pour avoir une pression de refoulement décroissante de la valeur (P_{R1}) à la valeur finale (P_{Rr}) selon le graphe préétabli.
- Une fois la boue lourde atteint l'outil, continuer à circuler à pression de refoulement constante et égale à (P_{Rr}) jusqu'à l'arrivée de la boue de densité requise en surface.
- Arrêter la circulation, fermer la duse et observer les pressions en tête des tiges et d'annulaire qui doivent être nulles.
- Ouvrir le puits et continuer l'opération normale de forage après conditionnement de la boue [42].

Remarque :

- Durant la circulation de la venue dans le découvert, la pression annulaire ne doit en aucun cas dépasser la P_{adm} pour ne pas fracturer au sabot ou au point fragile. Une fois la venue est dans le tubage, le risque de fracturation est écarté si la pression de fond est maintenue constante.
- Après la mise en place de la boue de densité requise, cette dernière peut être alourdie à une densité supérieure fournissant une marge de sécurité (trip margin) de l'ordre 10 à 15 bars.

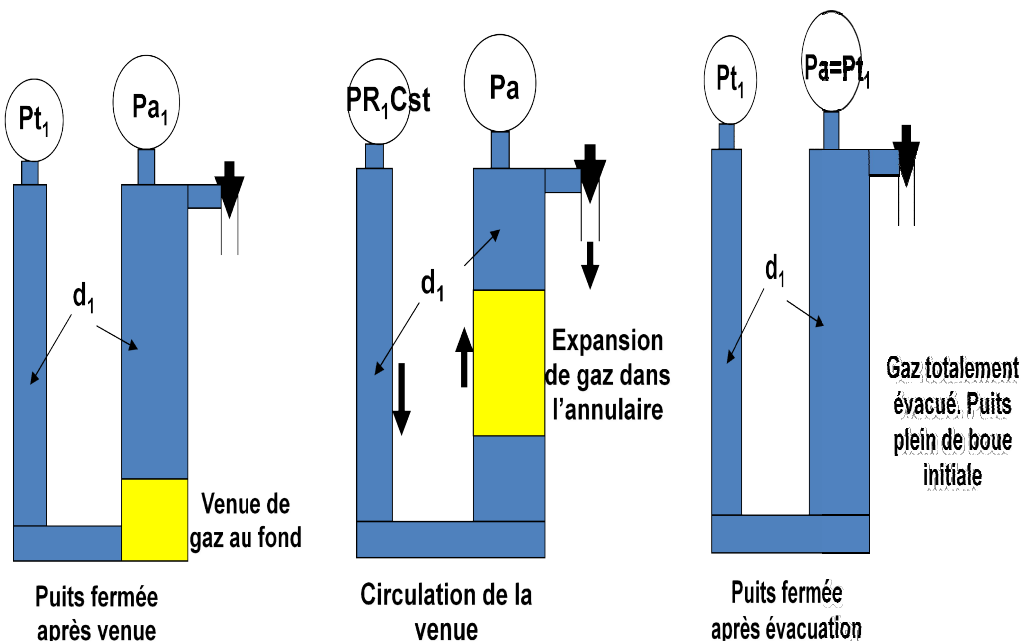


Figure II.2: Première circulation de Driller's méthode [10].

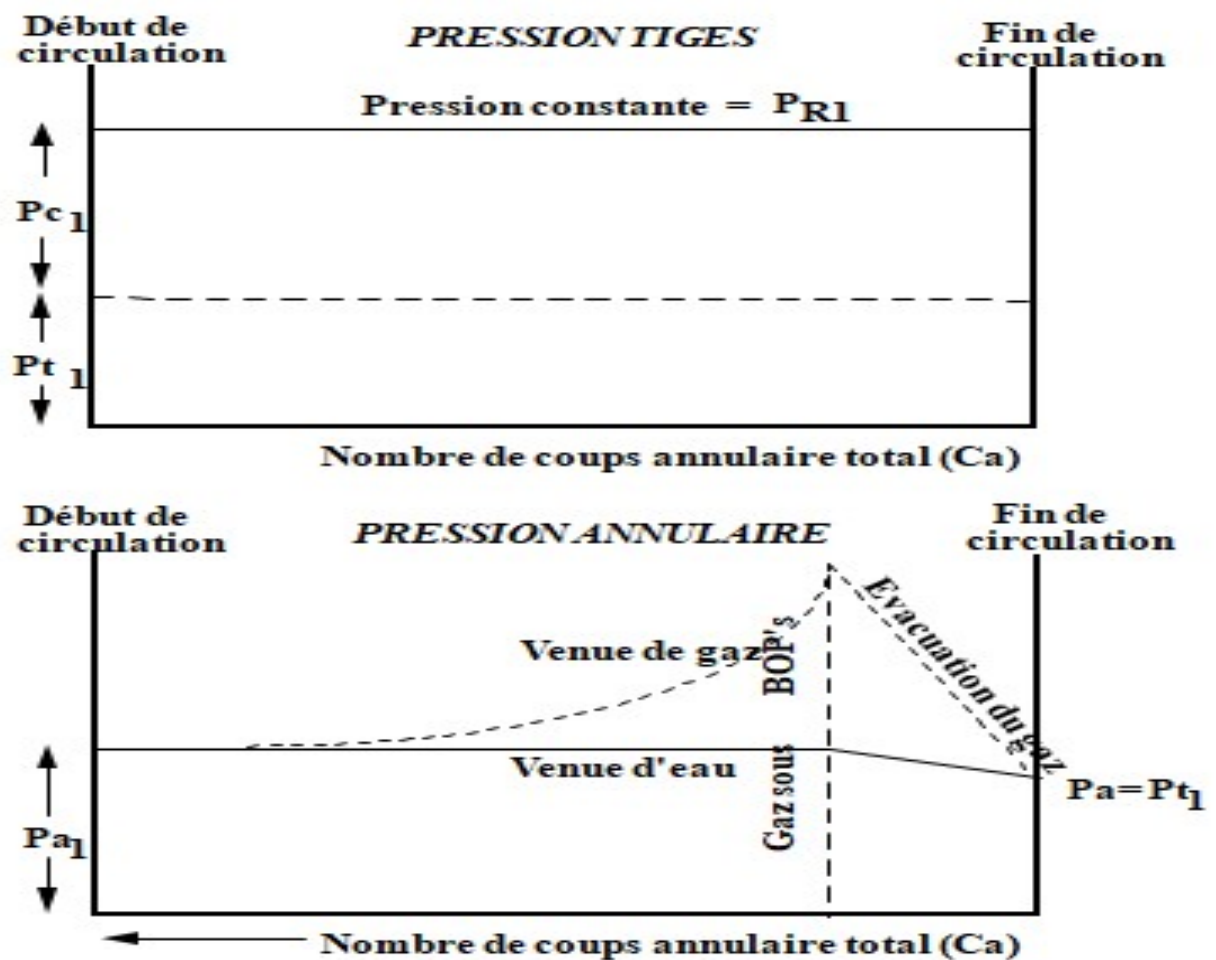


Figure II.3: Evolution des pressions en tête des tiges et annulaire, première circulation [10].

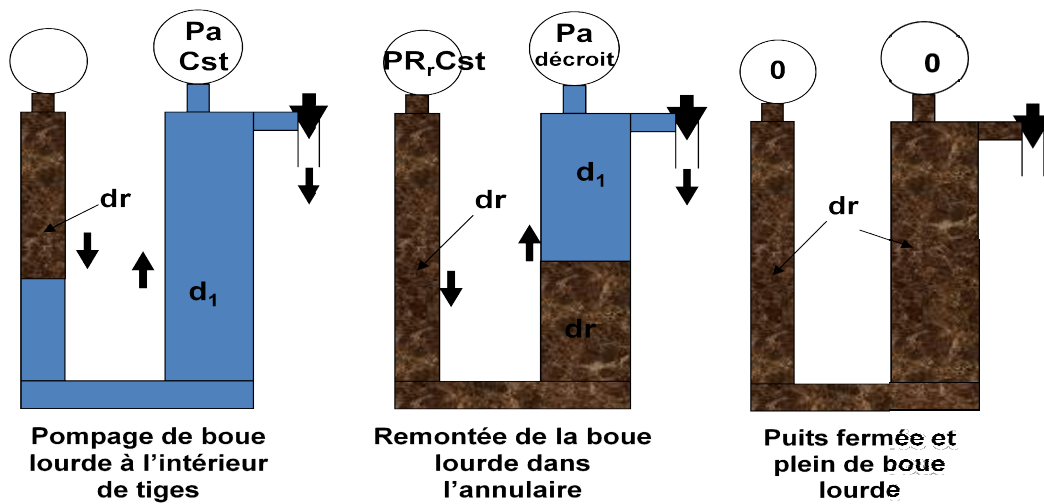


Figure II.4: Deuxième circulation de Driller's méthode [10].

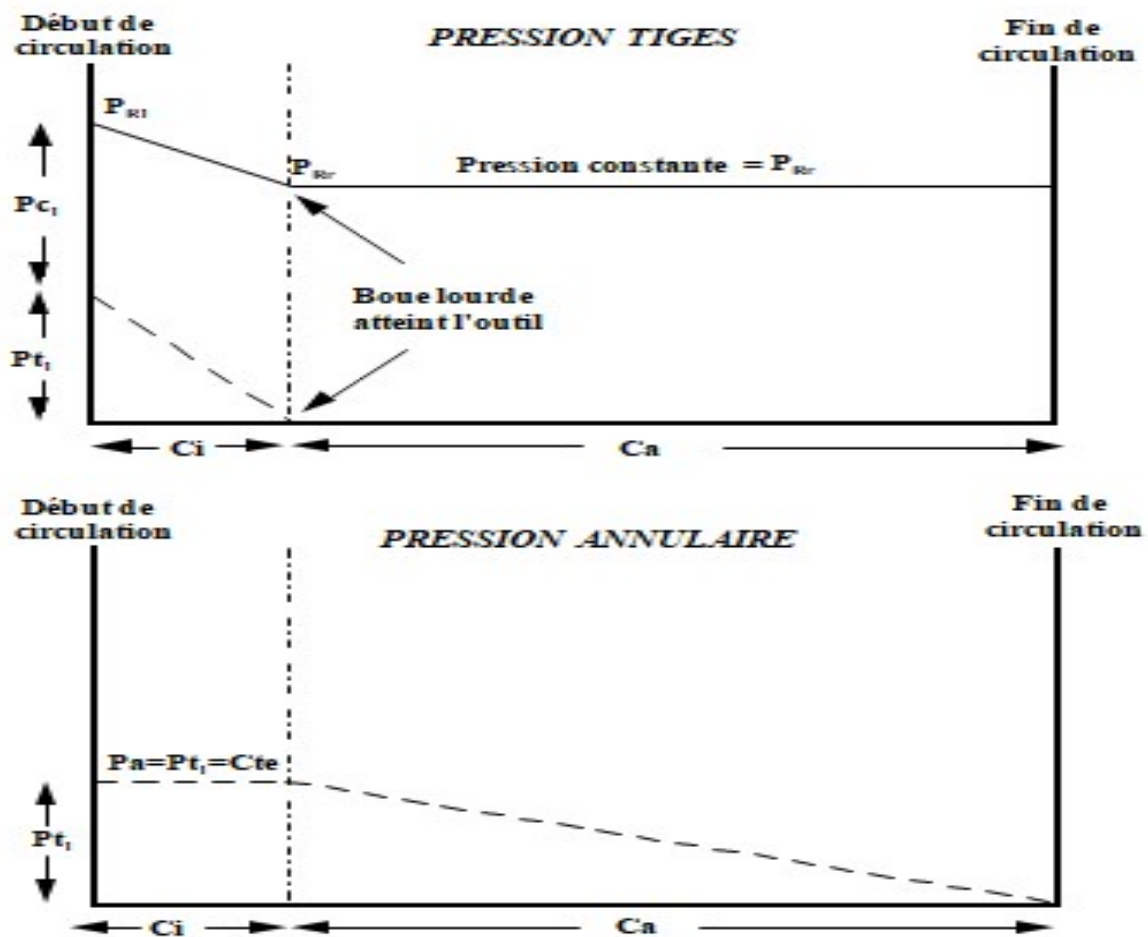


Figure II.5: évolution des pressions en tête des tiges et annulaire, deuxième circulation [10].

II.13.1.4. Avantages et inconvénients de la méthode

a. Les avantages

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

b. Les 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.

II.13.2. Wait and weight method

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

$$P_{R1} = P_{c1} + P_{tl} \quad (II.38)$$

Quand la boue lourde arrive à l'outil

$$P_{Rr} = P_{cr} = P_{c1} \times dr/d_l \quad (II.39)$$

II.13.2.1. Procédure de mise en œuvre de la Wait & Weight Method

- Fermer le puits dès la constatation d'un signe positif de venue
- Noter le gain et relever les pressions stabilisées en tête des tiges et d'annulaire
- Remplir la fiche de contrôle et alourdir la boue à la densité requise.
- Une fois la boue de densité requise est prête. Ouvrir légèrement la duse et démarrer progressivement la pompe de forage jusqu'à le débit de contrôle (Q_r) en ajustant la duse pour maintenir la pression annulaire constante et égale à la pression stabilisée en tête d'annulaire (P_{a1}).
- Lorsque le débit de contrôle est atteint avec une pression annulaire maintenue constante, le manomètre de tiges doit indiquer une pression de refoulement (P_{R1}).
- Pendant le pompage de la boue de densité requise à l'intérieur de la garniture à débit de contrôle constant, la pression de refoulement doit décroître selon le graphe préétabli de la valeur (P_{R1}) à la valeur finale (P_{Rr}) lorsque la boue lourde atteint l'outil.
- Durant la remontée de la boue lourde dans l'espace annulaire, continuer à circuler à pression de refoulement constante et égale (P_{Rr}) en ajustant la duse jusqu'à l'évacuation complète de la venue et le retour de la boue lourde en surface.
- Arrêter la pompe, fermer la duse et observer les pressions en tête des tiges et d'annulaire qui doivent être nulles.
- Ouvrir le puits et continuer les opérations normales de forage après conditionnement de la boue [42].

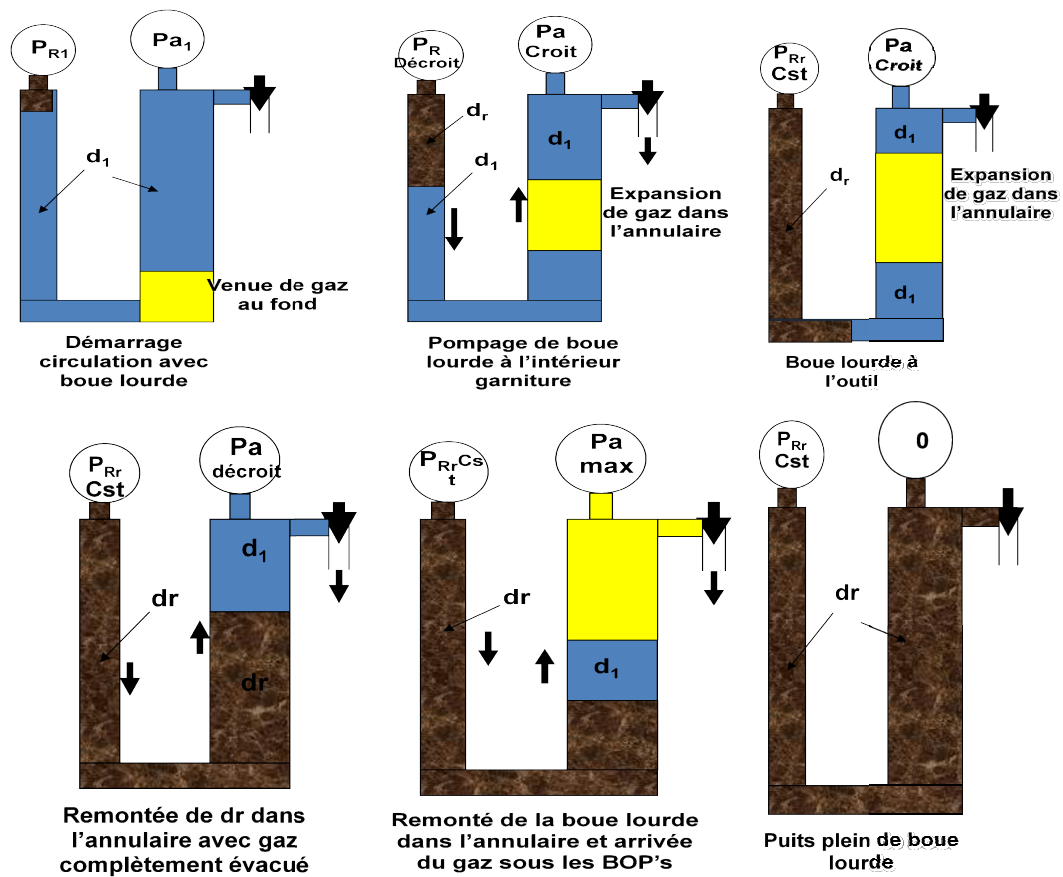


Figure II.6: Circulation de Wait and weight méthode [10].

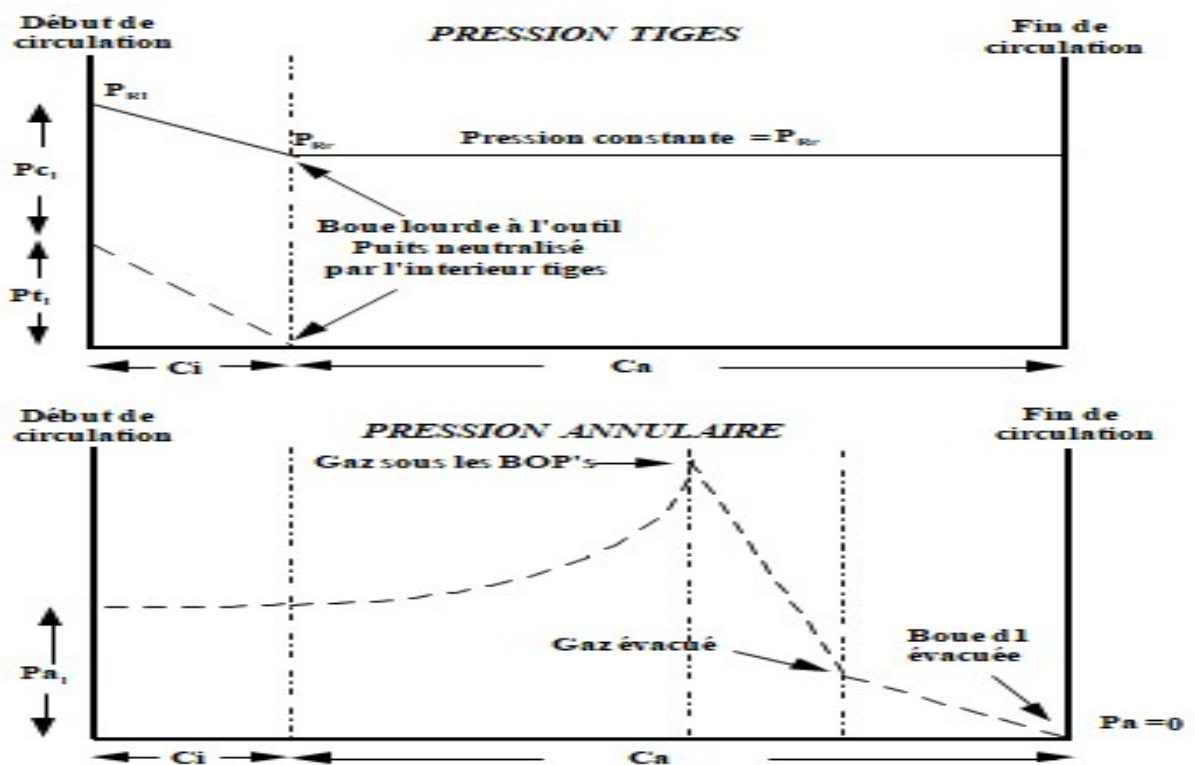


Figure II.7: évolution des pressions en tête des tiges et annulaire [10].

II.13.2.2. Avantages et inconvénients de la méthode

a. Les 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 duse du fait que le temps de circulation est réduit.

b. Les inconvénients

- Temps d'attente important pour préparer la boue de densité requise, d'où risque de coincement et de bouchage de la garniture.
- Difficultés d'homogénéisation de la boue pour des volumes importants.
- Migration du gaz durant l'attente.
- Difficultés de prévoir le comportement du gaz dans l'espace annulaire.

II.14. Conclusion

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

- La pression maximale admissible (P_{adm} , paramètre calculée).
- Le débit de contrôle (Q_r , paramètre choisi).
- Les pertes de charge au débit de contrôle (P_{ci} , paramètre mesuré).
- D'autres paramètres nécessaires pour le contrôle, doivent être recueillis après la venue.

Les paramètres à mesurer après la venue:

- P_{t1} , P_{a1} et le gain.
- A partir de ces paramètres et les données du puits et appareil.

Il existe plusieurs méthodes de contrôle de venue, mais toutes les méthodes assurent le même principe de base qui consiste à exercer pendant tout le contrôle une pression au fond égale à P_{pores} ou légèrement supérieure, les méthodes diffèrent l'une de l'autre par :

- Le nombre de cycles pour traiter la venue.
- Les densités utilisées pendant le contrôle.

La majorité des venues sont causées par :

- Mauvais remplissage du puits pendant la manœuvre de remontée.
- Effet de pistonage durant les manœuvres.
- Pertes de boue.
- Densité insuffisante.
- Contamination de la boue par l'effluent.
- Opérations spéciales.

Chapitre III

Etude statistique et d'analyse des venues

III.1. Introduction

L'étude statistique des venues qui ont eu lieu chez SONATRACH entre 2010 et 2017 note que la plupart de venue causée par l'incertitude dans la détermination de la densité de la boue approprié pour les opérations le forage et le marge de sécurité pendant les manœuvres, cette incertitude est due à la peur d'atteindre la pression de fracturation et pour éviter les pertes surtout dans les formations fragiles. Les critères de cette étude sont les causes, les types de venues, les champs, et les opérations en cours. L'objectif de cette étude est l'analyse des principales causes des venues pour améliorer les procédures préventives et également les méthodes et moyens de contrôle afin de réduire le nombre de venues. La connaissance de la pression de fracturation est une importance vitale pour l'élaboration du programme de forage et de tubage pour travailler avec une densité de boue adaptée.

III.2. Statistique et analyse des venues à la Sonatrach.

Les tableaux suivants représentant l'historique des venues au niveau de Sonatrach pendant les années 2010 jusqu'à 2017 :

Tableau III.1: *Nombre de venues des l'année 2010*

N°	Puits	Région	Prof (m)	Cause	Type de venue	Opération
1	ACWO-1	I.Amenas	2991	Densité insuffisante	Back Flow	Repêchage
2	HRD-26	H.R'mel	2320	Densité insuffisante	Under Balance	forage
3	IRLW-2	I.Amenas	2363	Fuite dans le tubage	Fuite tubage	Production
4	MD-629	HMD	3347	Densité insuffisante	Under Balance	forage
5	MDZ-627	HMD	4002	Pitonnage avec perte partiel	Venue induite	manœuvre
6	GF-8	In Salah	1980	Pitonnage.	Venue induite	manœuvre
7	NZ-24	Nezla	2666	Densité insuffisante	DST Kill	DST
8	OMJZ-203	HMD	3473	Défaillance détecteur de gaz	Autre	forage
9	OMKZ-822	HMD	3555	Densité insuffisante	Underbalance	forage
10	OMGZ-802	HMD	4099	petite marge de manœuvre	Venue induite	manœuvre
11	ONM-65	HMD	3450	Densité insuffisante	Underbalance	forage
12	ONI-572	HMD	3434	petite marge de manœuvre	Venue induite	manœuvre
13	IAK-3	I.Amenas	1970	petite marge de manœuvre	Venue induite	manœuvre

Tableau III.2: *Nombre des venues de l'année 2011*

N°	Région	Prof (m)	Cause	Type de venue	Opération	Puits
1	HMD	3330	Erreur personnel	autre	manœuvre	OMKZ-522 bis ST-2
2	Adrar	1898	Densité insuffisante	Underbalance	forage	HDKS-2
3	Berqaoui	1538	ballooning	autre	forage	FJN-1
4	Tindouf	3220	Densité insuffisante	Underbalance	forage	OMLA-1

5	Tindouf	3534	pistonnage.	Venue induite	manœuvre	OMLA-1
6	Berqaoui	4089	petite marge de manœuvre	Venue induite	manœuvre	NHN4
7	R-Nouss	2148	Densité insuffisante	Under balance	forage	RNZ 119

Tableau III.3: *Nombre des venues de l'année 2012*

N°	Puits	Région	Prof (m)	Type de venue	Opération	Cause
1	OELE-1	Expl. Pole-S	2603	Autre	manœuvre	Densité insuffisante
2	HTF-11	Dev. Pole-N	3370	Eruption	complétion	Densité insuffisante
3	RNZ 120	Dev. Pole-C	3722	Venue induite	cimentation	Mauvaise cimentation
4	OMG 102	Dev. Pole-N	3425	Underbalance	carottage	Densité insuffisante
5	SKS-1	Expl. Pole-N	3180	Underbalance	forage	Densité insuffisante.
6	DHKT-2	Dev. Pole-N	2471	Autre	manœuvre	Remplissage
7	SKS-1	Exp. Pole-N	3818	Underbalance	forage	Densité insuffisante
8	HM-3	Exp. Pole-S	365	Venue induite	manœuvre	Pistonnage
9	HM-3	Exp. Pole-S	427	Venue induite	forage	Perte total

Tableau III.4: *Nombre des venues de l'année 2013*

N°	Puits	Région	Prof (m)	Cause	Type de venue	Opération
1	THF-01	Expl. Pole-S	3548	Densité insuffisante	Underbalance	forage
2	RDC-12	Dev. Pole-N	3747	Densité insuffisante	Underbalance	forage
3	OMO-78	Dev. Pole-N	3482	Densité insuffisante	Underbalance	forage
4	GEA-05	Dev. Pole-C	3459	Mauvais remplissage de puits	Venue induite	manœuvre
5	HTA-1	Expl. Pole-N	3430	Mauvais remplissage de puits	Venue induite	manœuvre
6	HNIA-9	Dev. Pole-S	2674	Densité insuffisante	Underbalance	forage
7	RHQH-1	Dev. Pole-S	4563	Mauvais remplissage de puits	Venue induite	manœuvre
8	THW-01	Dev. Pole-S	1100	Mauvais remplissage de puits	Venue induite	manœuvre

Tableau III.5: *Nombre des venues de l'année 2014*

N°	Puits	Région	Pr (m)	Cause	Type de venue	Opération
1	HDZ-17	Dev. Pole-N	2711	Densité insuffisante	Underbalance	forage
2	MDZ661	Dev. Pole-N	3989	Mauvais remplissage	Venue induite	Manœuvre
3	RDEL-1	Exp. Pole- N	2940	Densité insuffisante	Underbalance	forage
4	AHT1H1	Exp. Pole- S	1707	Densité insuffisante	Underbalance	forage
5	HTA1Bis	Dev. Pole-N	2543	Mauvais remplissage	Venue induite	Manœuvre
6	OMG601	Dev. Pole-N	3414	Densité insuffisante	Underbalance	forage
7	OMLAE St1	Exp. Pole- S	3264	Densité insuffisante	Underbalance	forage
8	OMLAE St1	Exp. Pole- S	3433	Densité insuffisante	Underbalance	forage

9	NZ-27	Dev.Pole- c	2335	Breathing Formation	Venue induite	forage
10	BRS-20	GBRS	3971	Breathing Formation	Venue induite	Manœuvre

Tableau III.6: *Nombre des venues de l'année 2015*

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

Tableau III.7: *Nombre des venues de l'année 2016*

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

Tableau III.8: *Nombre des venues de l'année 2017*

N°	Puits	Région	Prof (m)	Cause	Type de venue	Opération
1	TMK-2	S. Pole Dev	1749	Mauvais remplissage	Venue induite	Manœuvre
2	HAZ-103	C. Pole Dev	3755	Pistonnage	Venue induite	Manœuvre

3	BH-27	S. Pole Dev	1349	Pertes de circulation	Venue induite	Forage
4	RMH-1	N. Pole Exp	2851	Mauvais remplissage	Venue induite	Manœuvre
5	AMA-69	S. Pole Dev	1990	Mauvais	Venue induite	Manœuvre
6	HTFN-9	N. Pole Dev	3430	Mauvais remplissage	Venue induite	Manœuvre
7	TAON-1	C. Pole Exp	5671	densité insuffisante	Under Balance	Forage
8	NEM-1	N. Pole Exp	4336	densité insuffisante	Under Balance	Forage
9	HAZ-107	C. Pole Dev	3418	Pertes de circulation	Under Balance	Forage
10	ONIZ520	N. Pole Dev	3486	Défaillance eqts	Under Balance	Manœuvre
11	HBW-1	C. Pole EXP	3524	densité insuffisante	Under Balance	Forage
12	AMT-10	S. Pole Exp	780	marge de manœuvre	Venue induite	Manœuvre
13	HAZ-106	C. Pole Dev	3623	densité insuffisante	Under Balance	Manœuvre
14	DHKTS-1	S. Pole Exp	4117	densité insuffisante	Under Balance	Forage
15	RHAEP1St	C. Pole Exp	4526	zone chargée	Ballooning	Manœuvre
16	HDK-3	S. Pole Dev	1595	densité insuffisante	Under Balance	Forage
17	NRAA-2	N. Pole Exp	4185	densité insuffisante	Under Balance	Manœuvre
18	OMK-841	N. Pole Dev	3373	densité insuffisante	Underbalance	Forage
19	HAZ-108	C. Pole Dev	3291	densité insuffisante	Venue induite	Manœuvre
20	HAZ-108	C. Pole Dev	3523	marge de manœuvre	Venue induite	Manœuvre
21	DLA-1	N. Pole Exp	2724	densité insuffisante	Under Balance	Forage

III.3. Venues en fonction des opérations

Pour ces huit années d'études présentées dans les Tableaux III.1.... III.8, les venues rencontrées en cours des opérations de forage sont les plus répondues, et représentent 47.83 % des cas. Suivi des venues en cours des opérations de manœuvre par un taux de 38.04 % des cas. Le nombre de venues pendant les opérations spéciales (diagraphie, ballooning, DST et complétion) est relativement faible. Pendant les opérations de forage et de manœuvre, on a un taux global des venues de 85.87 %, ceci indique que l'opérateur et le contractant de forage ont échoué au maintien de la première barrière de sécurité qui la pression hydrostatique de la boue. Les causes de cet échec sont :

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

Tableau III.9 : Nombre des venues en fonction des opérations

Opérations en cours	Venue	Fréquence
Forage	44	47.83%
Manœuvre	35	38.04%
Carottage	4	4.35%
Diagraphie	1	1.09%
Production	2	2.17%

DST	1	1.09%
Repêchage	1	1.09%
Cimentation	3	3.26
Tubage	1	1.09%
Total	92	100%

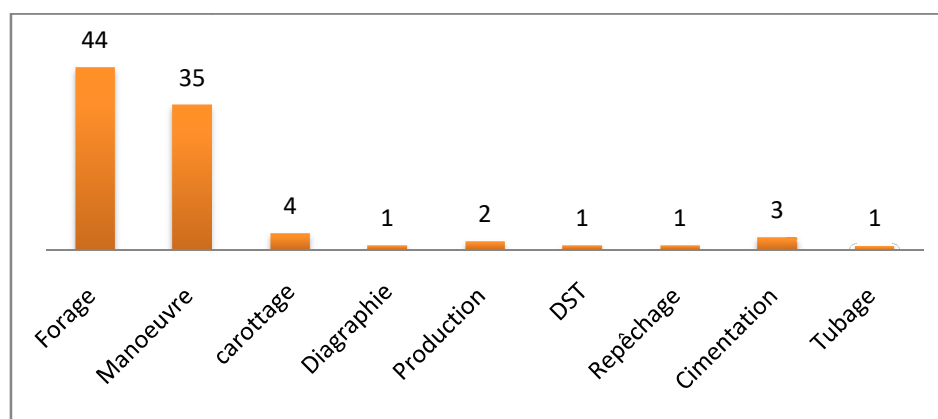


Figure III.1 : *Nombre de venues en fonction des opérations*

III.4. Venues en fonction du type

La classification des venues par type est réalisée sur la base de l'écart entre la pression hydrostatique de la boue et celle du réservoir. Elles sont subdivisées en 3 types, voir Tableau III.9 et Figure III.1.

III.4.1. Venue induite

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

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

Le Tableau III.10 montre que les venues induites sont les plus répondues et représentent 45.65% des cas.

III.4.2. Venue en Underbalance

Ce type caractérise les venues qui ont eu lieu en cours des opérations de forage et de carottage dans des zones perméable avec une densité de la boue insuffisante pour vaincre la pression du réservoir. Ici le taux des venues représente 42.39% des cas. On rencontre généralement ce problème dans les régions où la pression de réservoir n'est pas bien connue ou mal estimée.

III.4.3. Autre type

Ce type caractérise les venues rencontrées en cours des opérations spéciales telle le DST, effet de ballooning, fermeture du puits non appropriée ou non identifier. Le taux des venues représente 11.96% des cas.

Tableau III.10 : Venues en fonction du type

Type de venue	Nombre de Venues	Fréquence %
Induite	42	45.65%
Underbalance	39	42.39%
Autre	11	11.96%

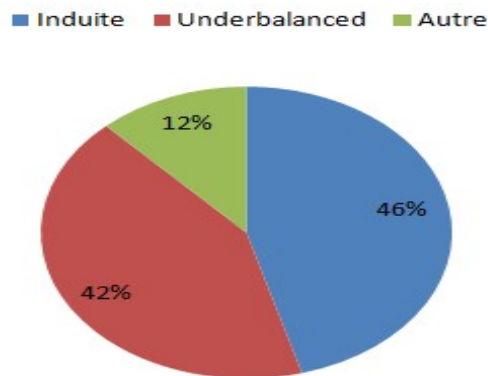


Figure III.2 : Venues en fonction du type

III.5 Conclusion

Au cours des différentes phases d'un forage, il est essentiel de maintenir en permanence le puits rempli d'un fluide de forage de densité appropriée. Ce fluide est la première et la plus importante barrière de sécurité entre le fond du puits et la surface. Sa densité doit être :

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

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

Chapitre IV

Les comportements mécaniques autour d'un puits pétrolier

IV.1. Introduction

Dans les formations géologiques, les roches sont soumises à un régime de contraintes triaxial anisotrope. Les contraintes principales peuvent prendre des valeurs et des orientations quelconques difficiles à estimer. En général, on admet que l'une d'entre elles est proche de la verticale et qu'elle est fonction du poids des sédiments sus-jacents c'est la contrainte géostatique. Les deux autres, proches de l'horizontale, peuvent être inférieures à la contrainte verticale. C'est le cas pour les profondeurs supérieures à 500 - 600 m dans des régions tectoniquement calmes, égales à la contrainte verticale dans le cas d'un champ de contraintes isotrope (cas à forte profondeur). supérieures ou très supérieures à la contrainte verticale (jusqu'à 10 fois supérieures) dans le cas d'un champ de contraintes latéral ou de compression due à des phénomènes tectoniques

IV.2. Les contraintes

Considérons un solide compact, par exemple une roche, soumis à une force extérieure F . Cette force se transmet à l'intérieur du solide et produit des contraintes. σ est la contrainte produite par la force F sur la surface S , elle est définie par [37]:

$$\sigma = F/S \quad (IV.1)$$

La contrainte sera donc une force par unité de surface.

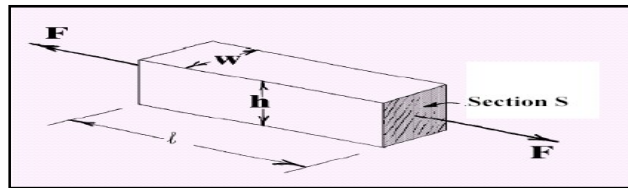


Figure IV.1 : L'état de contrainte en un point [37]

IV.2.1. Les contraintes principales horizontales ($\sigma_{h \max}$) et ($\sigma_{h \min}$)

Les deux autres contraintes (la contrainte principale horizontale maximale et la principale minimale) sont orientées en angle droit l'une par rapport à l'autre. La contrainte horizontale principale maximale est aussi appelée la contrainte intermédiaire [9].

Dans le plus souvent ($\sigma_{h \max}$) et ($\sigma_{h \min}$) sont inférieurs à σ' (contrainte effective) ; la pression de la fracturation fournit alors une valeur légèrement par excès de la plus petite contrainte horizontale, mais dans certains cas on peut trouver le contraire c'est-à-dire $\sigma_{h \max}$ et $\sigma_{h \min}$ sont supérieures à σ' . Si le réservoir est tectoniquement au repos (les contraintes sont isotrope dans le plan horizontale), on aura donc $\sigma_{h \max} = \sigma_{h \min}$ [37].

$$\sigma_h = \sigma'_h + \alpha P_{\text{pore}} + \epsilon_{\text{tec}} * E \quad (IV.2)$$

$$\sigma_{h \min} = (\nu/1 - \nu) (\sigma' - \alpha P_{\text{pore}}) + \alpha P_{\text{pore}} + (\epsilon_{\text{tec}} * E) \quad (IV.3)$$

Avec :

- σ' : Contrainte effective
- ν : Poisson Ratio
- α : Constant du Biot
- P_{pore} : Pression de Pore (Psi)
- $\varepsilon_{\text{Tect}}$: déformation Tectonique
- E : Young Modulus (Psi)

La valeur de la contrainte horizontale minimale peut être déterminée de différentes manières:

$$\sigma_h = \text{BHSIP} \quad (\text{IV.4})$$

Les contraintes in-situ ont un rôle primordial dans la fracturation hydraulique. Elles affectent les paramètres suivants :

- L'orientation de la fracture ;
- L'épaisseur et la hauteur de la fracture ;
- Pression de traitement ;
- L'écrasement du proppant et l'enfoncement.

IV.2.2. La contrainte effective

D'une façon générale, les formations sont soumises à différentes contraintes, qui s'associent entre elles pour maintenir ces roches en état de compression, on cite ;

- Contraintes principales totales (σ_i).
- Contraintes principales effectives (σ').
- Ces contraintes sont liées entre eux par la relation suivante :

$$\sigma' = \sigma_i - \alpha P_{\text{pore}}, (i = 1, 2, 3) \quad (\text{IV.5})$$

$$\alpha = 1 - C_m / C_b \quad (\text{IV.6})$$

Avec :

- α : constant de Biot $0 \leq \alpha \leq 1$.
- P : Pression de pore.
- C_m : Compressibilité de la matrice.
- C_b : Compressibilité de la roche poreuse.

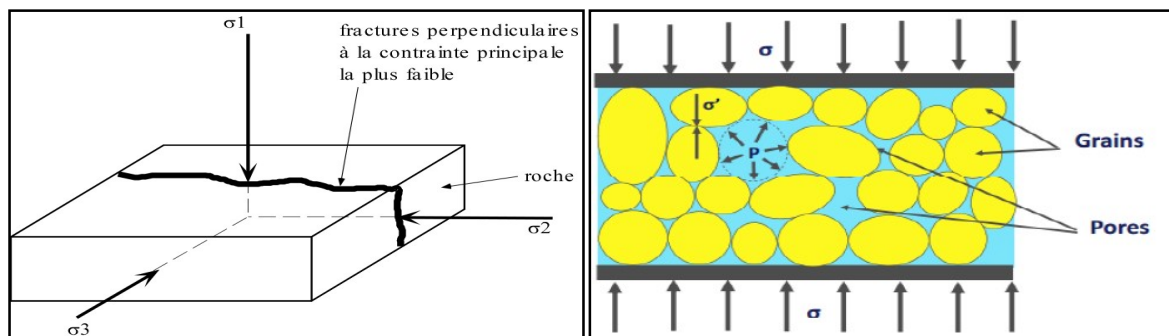


Figure IV.2 : La contrainte horizontale [37]

IV.3. Propriétés mécaniques des roches

IV.3.1. Module de Young E

La rigidité d'un matériau est appelée module de Young, il est caractérisée par la pente de la courbe $\sigma = f(\varepsilon)$. Une roche qui dispose d'une grande valeur de E tend à être très dure et fragile, inversement une roche qui a une petite valeur de E tend à être tendre et malléable. Quand le module de Young augmente, la largeur de la fracture diminue, par contre la longueur augmente [15]

$$E = \sigma / \varepsilon \quad (\text{IV.7})$$

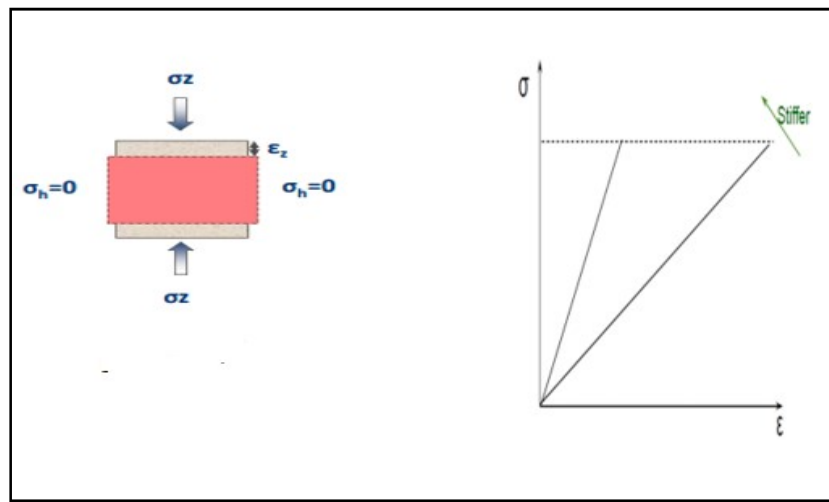


Figure IV.3 : Déformation liée à l'essai de compression uni-axiale [15]

Ce tableau représente quelques valeurs du module de Young pour quelques types de roches

Tableau IV.1 : Valeurs du module de Young pour certains types des roches.

Type de roches	Module de Young E (psi)
Grés	$2.10^6 - 5.10^6$
Grés compact	$6.10^6 - 10.10^6$
Roche calcaire	$8.10^6 - 12.10^6$
charbons	$10.10^6 - 14.10^6$
Argiles	$2.10^6 - 7.10^6$

IV.3.2. Coefficient de Poisson

Coefficient (ν) sans dimension, défini comme étant le rapport entre la variation de la dimension latérale et la variation de la dimension axiale ou longitudinale (changement de longueur), lorsque l'échantillon est soumis à une compression

Le coefficient de Poisson est défini par [26] :

$$\nu = \frac{\varepsilon_x}{\varepsilon_z} \quad (\text{IV.8})$$

ε_x est la déformation latérale due à la contrainte σ produisant la déformation verticale ε_z

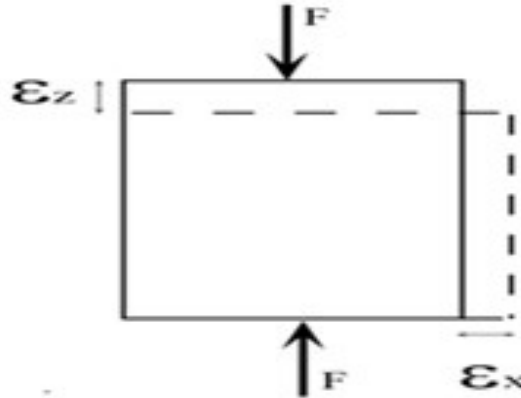


Figure IV.4 : Définition du coefficient de Poisson [15]

Le coefficient de Poisson ν Représente la possibilité du matériel pour transférer sa déformabilité perpendiculairement au chargement.

ν est un coefficient sans dimension toujours inférieur à 0,5. Il vaut environ 0,2 pour les grès, 0,35 pour le sel, 0,25 pour les calcaires. Il traduit l'effet latéral de la déformation. Il est utilisé pour évaluer la pression de fracturation.

Le coefficient de poisson varie suivant la nature des roches comme indiqué dans le tableau suivant :

Tableau IV.2 : Valeurs du coefficient de poisson pour certains types des roches

Type de roche	Le coefficient de Poisson
Grès	0.15-0.25
Calcaire	0.20-0.30
Marn	0.40-0.45
Seles	0.30-0.40

IV.3.3. Module de rigidité ou module de cisaillement (G)

Le module de cisaillement (G) est semblable au module de Young sauf qu'il se rapporte au matériel étant dans le cisaillement plutôt que dans la compression ou la traction, il est défini comme étant l'énergie nécessaire pour une déformation élastique dans un cisaillement [15]

La déformation produite par les tensions τ résultant d'un couple de forces tangentiels est le cisaillement pur. Elle se traduit par une déformation angulaire dont l'angle γ est proportionnel à τ ; c'est le second aspect de la loi de HOOKE :

$$\tau = F / A \quad (\text{IV.9})$$

F : force ou effort de cisaillement.

A : la surface du bloc du matériel (parallèle à la ligne d'action de l'effort F).

Le module de cisaillement est défini par le rapport de la contrainte à la déformation de cisaillement et donné par la relation suivante [26]. :

$$G = \tau/\gamma = Fh/Ax = E/2(1 + \nu) \quad (\text{IV.10})$$

Tell que :

- G : Le module de cisaillement
- E : Le module de Young
- ν : Le coefficient de poisson

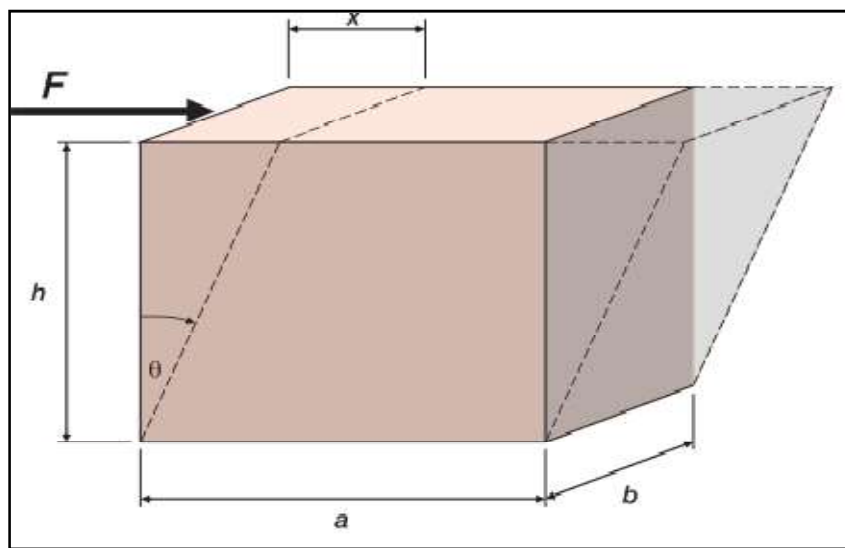


Figure IV.5 : Sollicitation de cisaillement [26]

IV.3.4. Le coefficient d'incompressibilité (K)

Ce coefficient qui caractérise les roches est le rapport entre la pression appliquée (P) et la déformation volumique correspondante. Il se traduit par la variation unitaire de volume d'un échantillon. Lorsque celui-ci est soumis à une contrainte (compression ou tension) (Figure VI.6.11) [15].

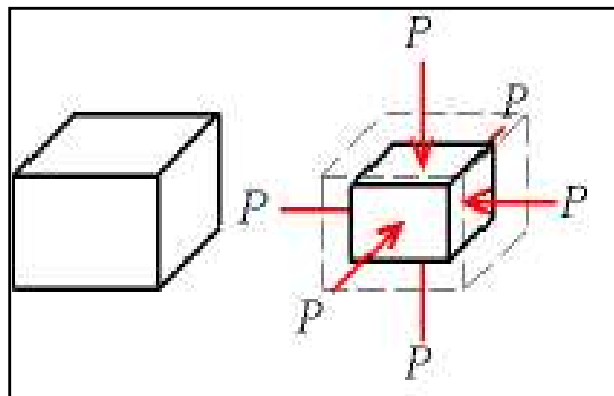


Figure IV.6 : Changement du volume sous l'effet d'une pression [26]

$$K = (F/A) / (\Delta V/V) = P / (\Delta V/V) \quad (\text{IV.10})$$

- P : Pression (psi) ;
- V : Volume de l'échantillon (m³) ;
- ΔV : Variation de volume de l'échantillon (m³).

IV.3.5. Module de compressibilité (Bulk modulus) Cb

C'est l'inverse du coefficient d'incompressibilité : $C_b = 1/K$

Si la roche est isotrope, le coefficient de compressibilité est défini par la relation suivante comme suit [15] :

$$C_b = 3(1-2\nu).E/3 \quad (\text{VI.11})$$

C_b varie dans des grandes limites suivant la consolidation de la roche. Le tableau suivant représente quelques valeurs du module de compressibilité pour certaines roches [9]:

Tableau IV.2: Les valeurs de (C_b) équivalentes aux différents types des roches

Type de roche	C_b (10 ⁻⁶ /bar)
Grès consolidés, calcaires durs, marnes	6-3
Grès non consolidés ou bitumineux, calcaires tendres	30-20

IV.3.6. Notion de déformation

Un solide soumis à des contraintes va se déformer. Si l'on trace sur un graphique la déformation en fonction de la contrainte, on obtient une courbe que l'on peut décomposer en plusieurs parties.

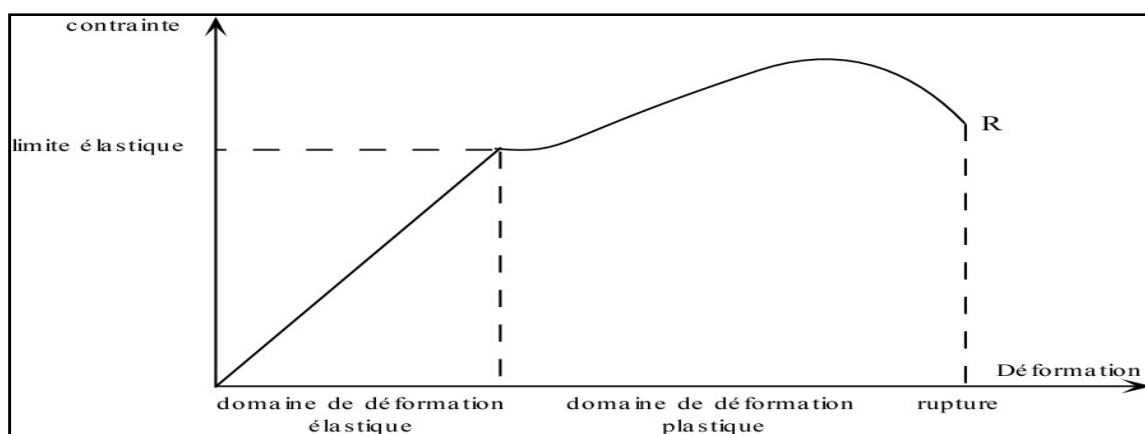


Figure IV.7 : Courbe de déformation en fonction de la contrainte [26]

Une partie où la déformation est proportionnelle à la contrainte appliquée. La déformation disparaît quand la contrainte est supprimée. C'est le domaine élastique.

Ensuite une partie où la déformation n'est plus proportionnelle à la contrainte appliquée. La contrainte supprimée, on constate que l'échantillon a subi une déformation permanente. C'est le domaine plastique.

Les roches sont des matériaux de composition hétérogène et variée. La courbe représentant la déformation en fonction de la contrainte peut varier de façon considérable d'une roche à l'autre. La partie élastique est généralement courte, inexistante dans le cas de roches plastiques (cas des argiles). Par contre, certaines roches peuvent atteindre leur point de rupture dans le domaine élastique.

IV.4. Description d'une fracture

IV.4.1. Forme et orientation de la fracture

Les expériences sur champ montrent que les fracturations hydrauliques, sont développées suivant des plans horizontaux ou verticaux. Pour des profondeurs inférieures à 600 m, il est possible d'obtenir des fractures dans les plans horizontaux. Pour des profondeurs supérieures à 600 m, le poids des sédiments fait que la fracture se développe uniquement dans les plans verticaux, et c'est le cas qui existe à Hassi Messaoud.

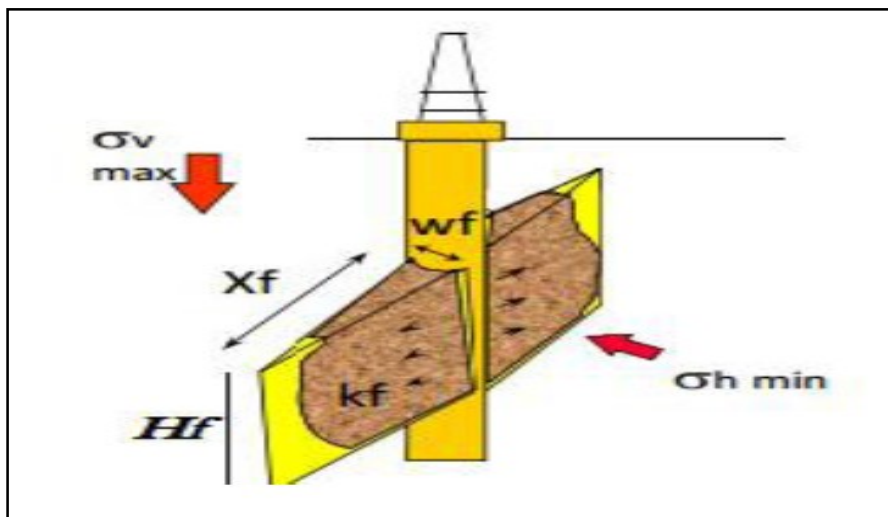


Figure IV.8 : Dimension d'une fracture [17]

IV.4.2. Conductivité adimensionnelle de la fracture

La conductivité adimensionnelle de la fracture est représentée par le rapport [17]:

$$F_{CD} = K_f W_f / K . X_f \quad (IV.12)$$

- X_f : Extension de la fracture (la demi-longueur).
- W_f : Épaisseur de la fracture.
- H_f : Hauteur soutenue.
- K : La perméabilité de la formation.
- K_f : La perméabilité de la fracture.

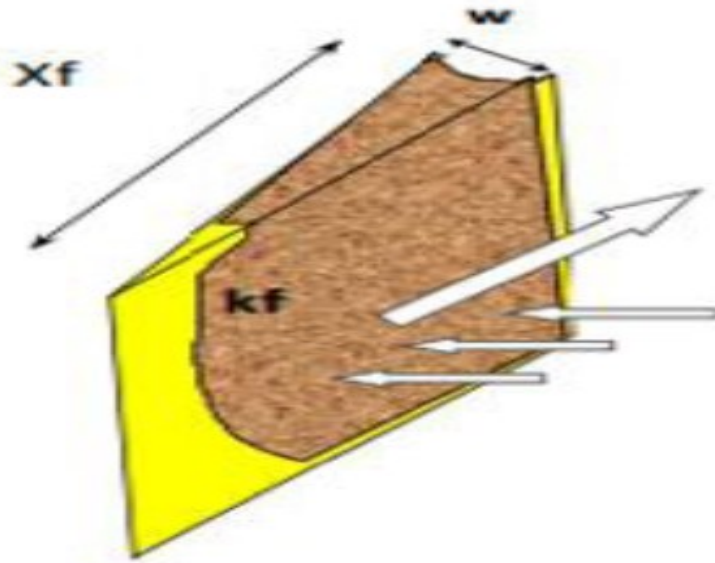


Figure IV.9 : *Conductivité adimensionnelle* [17]

IV.4.3. La longueur de la fracture (X_f)

C'est la distance entre le puits et le point situé au bout de la fracture, donc, elle peut être la longueur ou la demi-longueur d'une fracture suivant que cette dernière y a une ou deux ailes symétriques.

IV.4.4. L'épaisseur de la fracture (W_f)

C'est l'écartement entre les deux faces verticales de la fracture.

IV.4.5. La hauteur de la fracture (H_f)

C'est la distance suivant la verticale entre les deux points associés à une épaisseur nulle. Tout cela concerne la fracture verticale, pour ce qui est de la fracture horizontale on aura la hauteur qui remplace l'épaisseur et la contrainte.

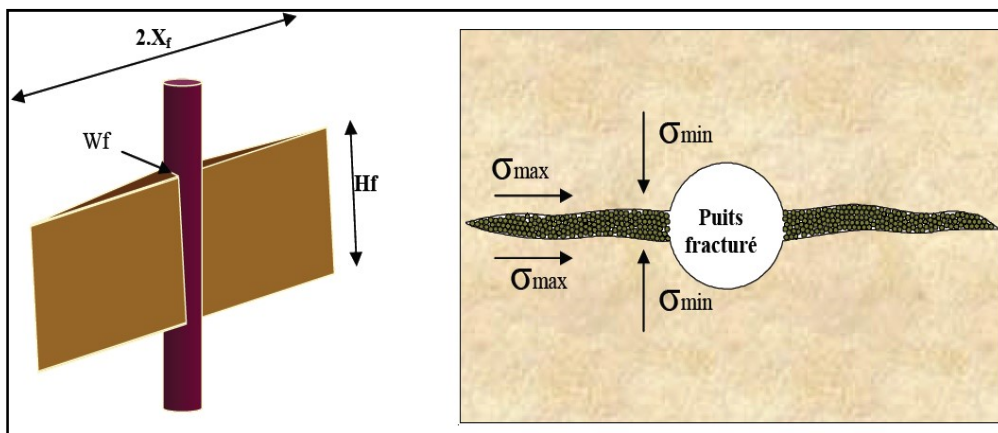


Figure IV.8 : *Forme et orientation de la fracture* [26]

IV.4.6. La pression d'initiation et d'extension de la fracture

La figure (Figure VI.9) représente une courbe schématique de l'évolution de la pression au cours de fracturation. Elle est divisée en deux parties :

- Partie injection.
- Partie fermeture.

La première partie présente un pic suivi d'un palier, qui correspond au point d'amorce de la fracture et de sa propagation.

La deuxième partie commence par une brusque chute de pression suivie par une stabilité. Ces dernières correspondent respectivement à :

- L'Instantaneous Shut In Pressure (ISIP), due à l'arrêt des pompes.
- La période de fermeture de la fracture [36].

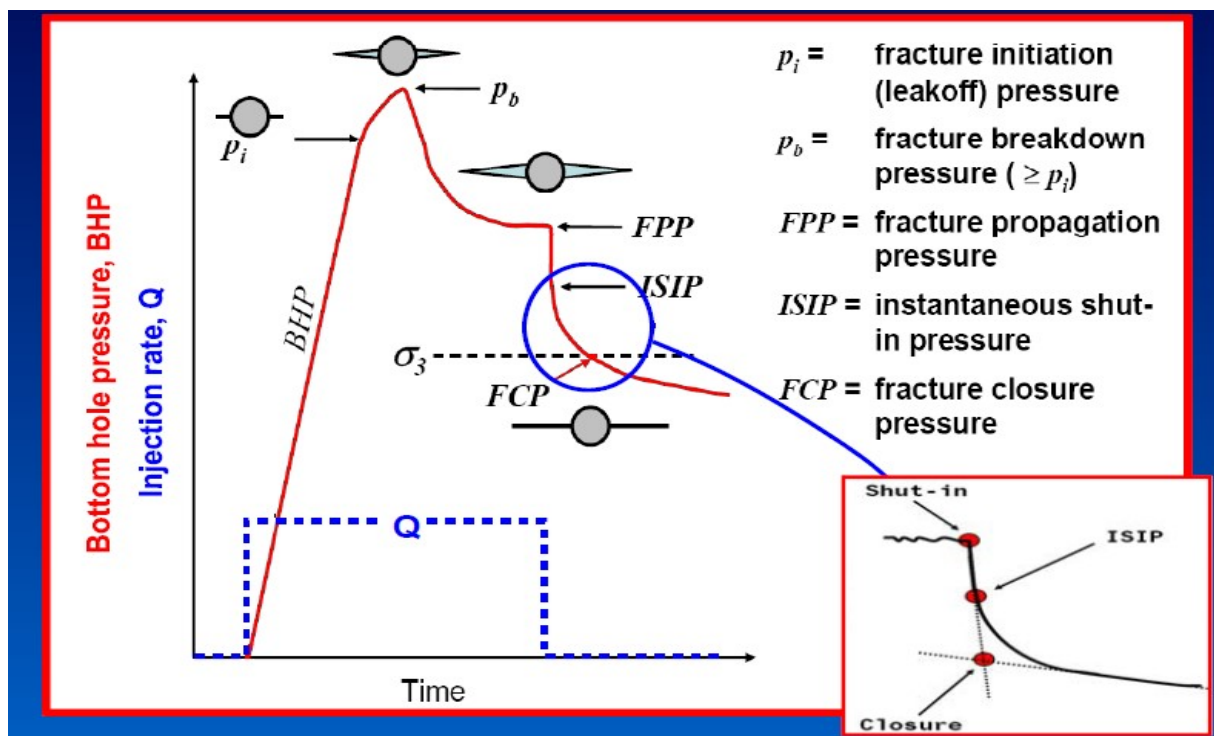


Figure IV.9 : L'évolution de la pression au cours d'une fracturation [42]

IV.4.7. Évaluation de la pression de fracturation

La connaissance de la pression de fracturation en tout point d'un forage est une information importante. Elle est nécessaire pour :

- établir le programme de forage (nombre de tubages et position des sabots, densité de la boue à utiliser au cours des différentes phases de forage),
- déterminer la pression maximale admissible en tête de l'espace annulaire (P_{adm}) en cas de venue et le volume maximum d'effluent admissible dans le puits pour pouvoir circuler la venue en sécurité,

- déterminer la densité équivalente en circulation (ECD) maximum acceptable,
- estimer la pression nécessaire pour stimuler le puits, pour faire un squeeze.

IV.4.8. Test d'injectivité

Il est impossible de connaître la valeur (même approchée) de la pression de fracturation en tout point d'un puits. On essaie d'évaluer cette valeur en pratiquant des tests d'injectivité où l'on prend soin de ne pas fracturer la formation.

Le puits est mis progressivement en pression. L'évolution de la pression en tête du puits est notée en fonction du volume ou du temps de pompage. le diagramme type de l'évolution de pression est représenté à la figure IV.10

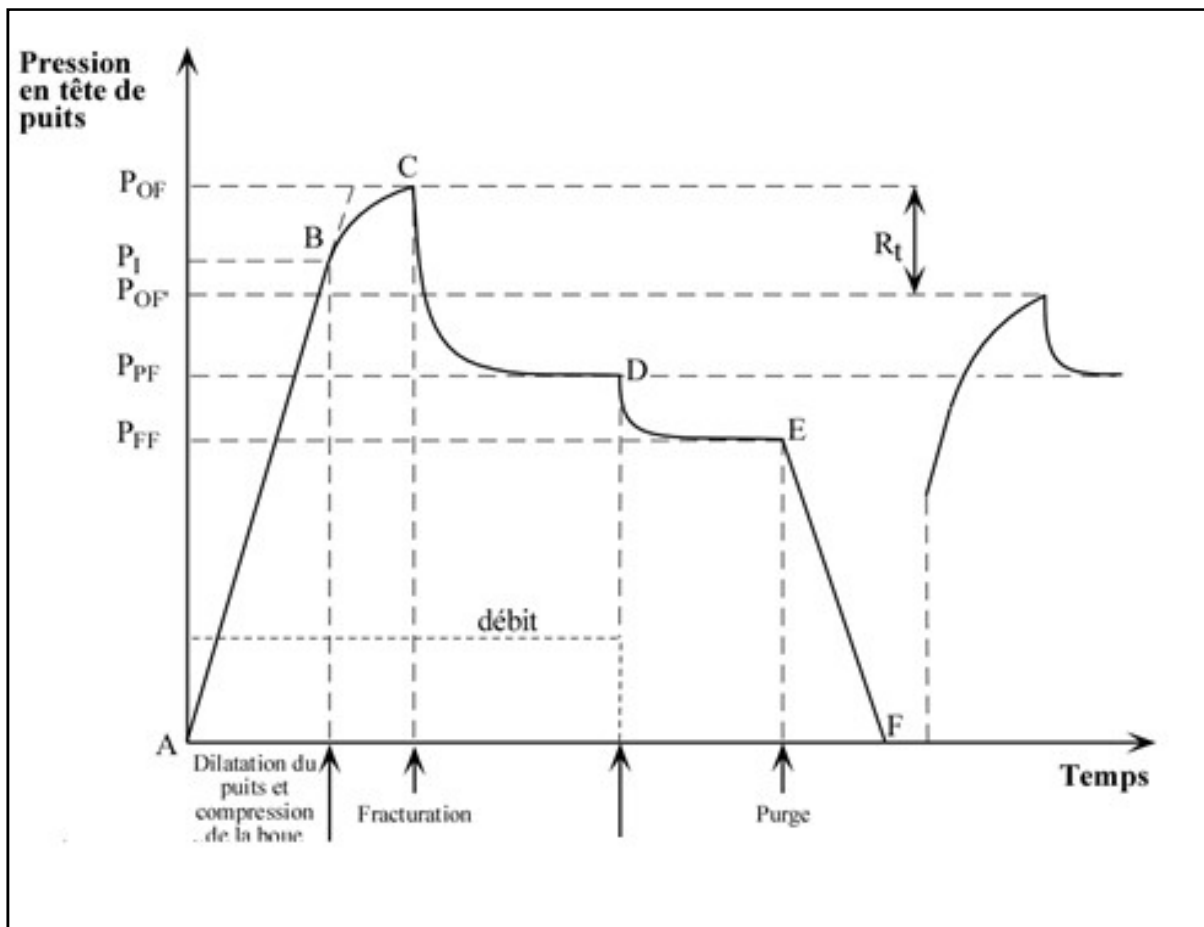


Figure IV.10 : Diagramme type de fracturation hydraulique [42].

Section AB : la pression augmente de façon linéaire avec le volume pompé, cette augmentation correspond à la compression de la boue, à la dilatation du tubage et de la formation. (La compressibilité de la boue varie avec le type de boue, la température et la pression. Elle est de l'ordre de 3 à 7 l / bar / 100 m³).

Section BC : à partir du point B, l'augmentation de pression est plus faible et a tendance à diminuer en fonction du volume pompé, le fluide de forage pénètre dans la formation. P_I est la pression de début d'injection dans la formation.

Section CD : au point C, la pression atteint sa valeur maximale, P_{OF} , qui correspond à la pression d'ouverture des fractures ou pression de fracturation. A la pression P_{OF} , la formation

se fracture. En général, la pression chute brutalement et se stabilise à la pression PPF, pression de propagation des fractures, si le pompage est maintenu.

Section DE : si le pompage est arrêté au point D, la pression va diminuer et se stabiliser à la valeur PFF (valeur en statique de la pression) qui correspond à la pression de fermeture des fractures. En dessous de cette valeur, la formation n'absorbe plus de fluide.

Section EF : elle correspond à la purge de la pression dans le circuit. Pendant cette phase, il est important de mesurer le volume de fluide en retour afin de savoir si la formation a absorbé ou non du fluide.

On constate que, dans le cas de roches fortement consolidées, la pression d'ouverture des fractures POF est proche de la pression de début d'injection PI. La pression POF' nécessaire pour ré-ouvrir les fractures existantes sera inférieure à la pression POF qui a été nécessaire pour ouvrir ces fractures la première fois, la cohésion interne de la roche n'étant plus à vaincre. La différence entre POF et POF' correspond à la résistance R_t de la roche en traction. Cette résistance à la traction peut atteindre plusieurs dizaines de bar dans le cas de roches fortement consolidées. Si la fracturation se produit dans ce type de roche, la tenue de la paroi à la pression sera considérablement réduite. Il est donc fortement recommandé de ne pas fracturer ces roches. La pression de propagation PPF reste identique.

Les pressions PI, POF, PPF, PFF sont des valeurs lues en surface (en tête de tige ou en tête de l'espace annulaire suivant la procédure utilisée pour réaliser le test). Pour connaître la valeur de ces pressions en face de la formation considérée, il suffit d'ajouter la pression hydrostatique exercée par la colonne de fluide se trouvant entre la surface et la formation au moment du test.

Le diagramme aura une allure différente dans le cas de formations très perméables ou naturellement fracturées ou encore non consolidées (voir figure 4.8). Au delà d'une certaine valeur légèrement supérieure à PI, la pression se stabilise, le fluide pénètre dans la formation mais il n'y a pas nécessairement fracturation. Si le pompage est arrêté, la pression redescend à PI. (Dans le cas d'une roche qui n'a pas de cohésion interne, il est délicat de parler de fracturation).

IV.4.8. Méthodologie de calcul de la contrainte horizontale minimale par l'essai de mini frac

La contrainte horizontale minimale σ_{min} est supposée égale à la pression de fermeture (P_c) qui est définie comme étant la pression du fluide à laquelle une rupture existante se ferme globalement. Dans le meilleur des cas, la valeur de σ_{min} est globalement invariable dans les formations homogènes. Les réservoirs se caractérisent généralement par des variations de lithologie et de fissures normales. Ceux-ci font que la σ_{min} devient locale et directionnelle. Dans ce cas, le choix du P_c dépend de : l'échelle, l'orientation, et de la géométrie représentative de rupture.

La pression de fermeture de la fracture peut être évaluée par plusieurs méthodes parmi ces méthodes, la méthode de Nolte qui est la plus fréquente.

IV.4.8.1. Principe de la méthode NOLTE

Cette méthode est basée sur l'utilisation de la fonction $G(\Delta t_D)$ qui est définie par la relation [3]:

$$G(\Delta t_D) = g(\Delta t_D) - g(\Delta t_D = 0) \quad (\text{IV.13})$$

La fonction $g(\Delta t_D)$ va être développée en utilisant les limites inférieure et supérieure selon le graphe représenté ci-dessous :

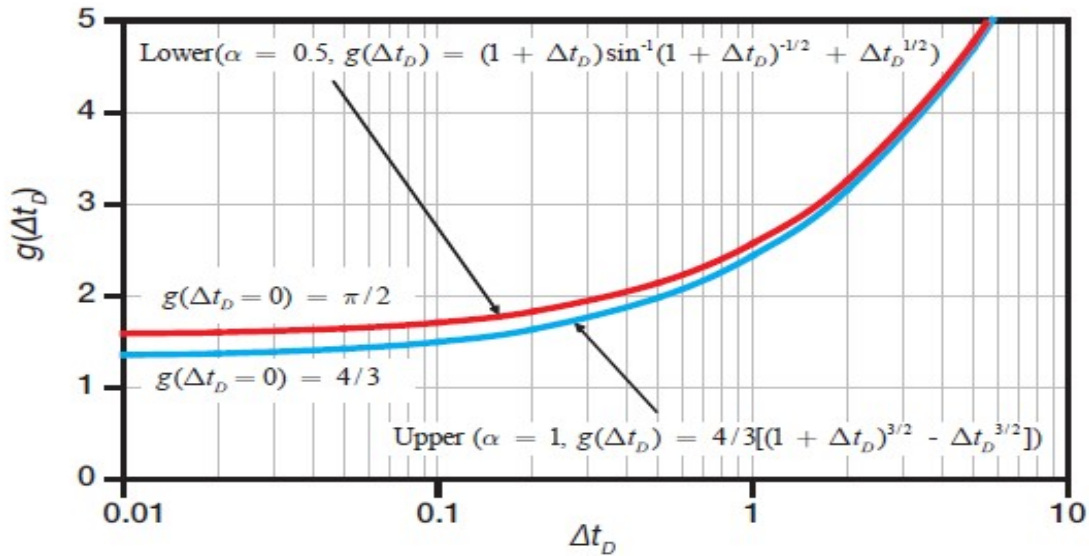


Figure IV.11 : La variation de la fonction g en fonction de Δt_D [21]

Cela conduit que la fonction G prend deux expressions qui sont :

- Upper bound (Limite supérieure)

$$G(\Delta t_D) = \frac{16}{3\pi} \left[(1 + \Delta t_D)^{3/2} - \Delta t_D^{3/2} - 1 \right] \quad (\text{IV.14})$$

- Lower bound (Limite inférieure)

$$G(\Delta t_D) = \frac{4}{\pi} \left[(1 + \Delta t_D) \sin^{-1}(1 + \Delta t_D)^{-1/2} + \Delta t_D^{1/2} - \frac{\pi}{2} \right] \quad (\text{IV.15})$$

$$\Delta t_D = \frac{\Delta t}{t_p} = \frac{t - t_p}{t_p} \quad (\text{IV.16})$$

NOLTE a prouvé que la pression de fond « PW » pendant l'essai de mini frac varie en fonction de G qui est elle-même en fonction du temps selon le graphe représenté ci-dessous :

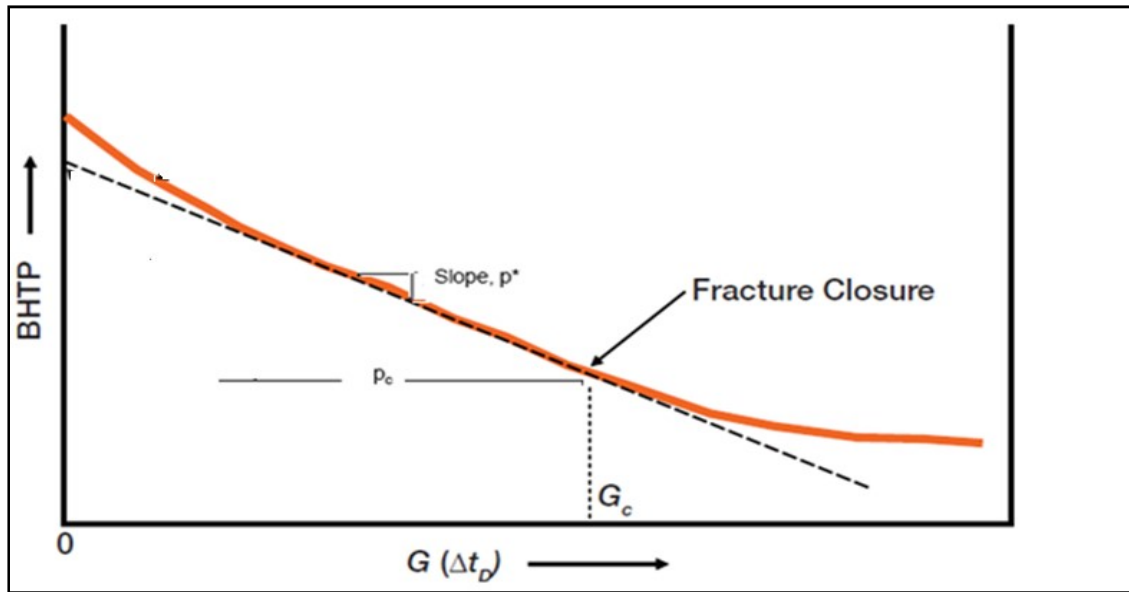


Figure IV.12 : La trace de la pression de fond en fonction de G-fonction [21]

A partir de cette courbe l'évolution de la pression de fond " P_W " dans la partie linéaire est donnée par :

$$P_W = - \left[\frac{\pi r_p c_L \sqrt{t_p}}{2 c_f} G(\Delta t_D) \right] + P_c \quad (\text{IV.17})$$

Où:

P_W : Pression de fond ;

r_p : Rapport entre la surface de la fracture exposée à la pénétration du fluide et la surface totale de celui-ci ;

- c_L : Coefficient de perte de fluide ;
- c_f : Conformité de la fracture ;
- t_p : Temps de pompage ;
- Δt_D : Temps adimensionnel ;
- P_c : Pression de fermeture ;
- Δt : Temps de fermeture;

D'après les travaux de Nolte, La contrainte horizontale minimale σ_{hmin} va être estimée à partir de la courbe de pression de fond – G fonction, cette valeur correspond au point marqué par le changement de pente (voir Figure VI.12), ainsi que la géométrie de la fracture et l'efficacité (η) de l'opération de fracturation [3].

IV.5. Modèles de propagation de la fracture

Ce domaine est très spécialisé. Des modèles bi et très dimensionnels, numériques et analytiques, sont actuellement proposés à partir d'hypothèses simplificatrices en vue de donner des ordres de grandeur appréciables et proches de la réalité [16].

IV.4.1. Modèle de Gertsma-deKlerk (GDK)

Ce modèle propose que la fracture se propage sous une forme rectangulaire suivant une direction perpendiculaire à la contrainte horizontale minimale, il est très utile lorsque les contraintes des barrières naturelles sur la zone perméable sont très grandes et la formation présente un décroissement de la pression durant le pompage. Ces auteurs supposent aussi que la fissure possède la même épaisseur en n'importe quelle distance du puits indépendamment de sa position verticale, et elle a une hauteur fixe [16].

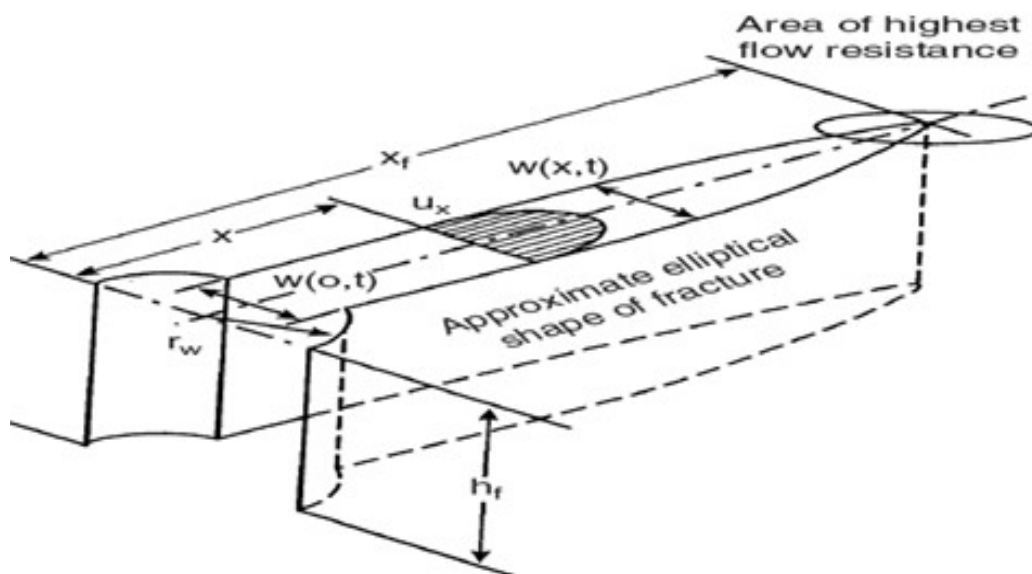


Figure IV.13: Représentation de propagation de la fracture suivant le modèle GDK [16].

IV.4.2. Modèle de Perkins et Kern « PKN »

Perkins et Kern suppose comme pour le cas du modèle (GDK) que la fracture a une hauteur fixe et se propage dans la direction normale à la contrainte horizontale minimale, il est très utile lorsque les contraintes des barrières sur la zone perméable sont grandes et la pression présente un accroissement pendant le pompage. Le plan de référence pour ce modèle est vertical et l'épaisseur de la fracture varie selon ce plan (suivant la hauteur de la fracture) qui est perpendiculaire à la direction de propagation. Dans ce cas la section est supposée elliptique [16].

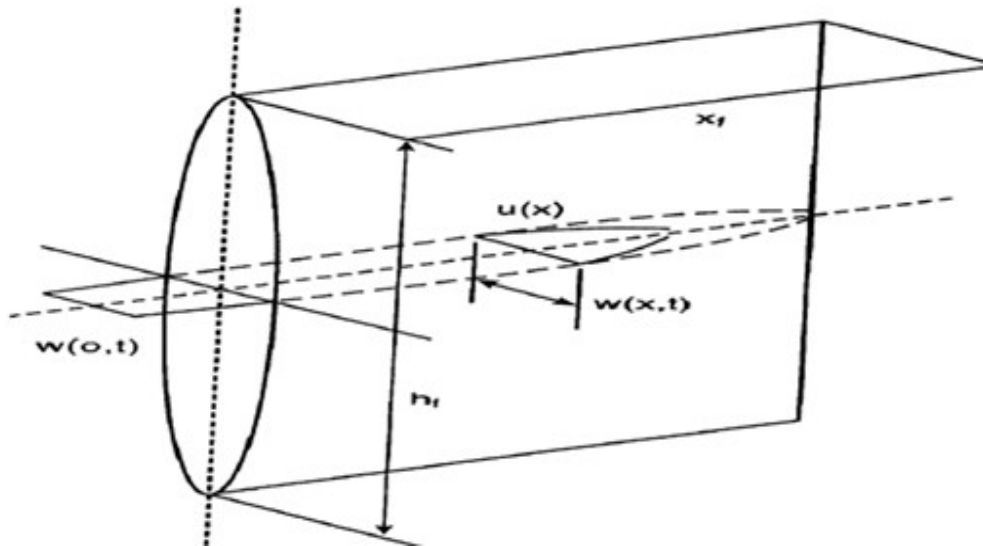


Figure IV.14: Représentation de propagation de la fracture suivant le modèle PKN [16]

IV.4.3. Modèle radiale

Il est utilisé lorsque la zone perméable est petite et présente seulement des faibles intercalations des barrières. Dans ce cas une faible hauteur de formation est perforée, ainsi la fracture est assumée de s'initialiser d'un point et se développer radialement.

La méthode de calcul est basée sur les hypothèses suivantes :

- La hauteur de la fracture varie suivant la longueur.
- La section verticale est supposée elliptique.
- La fracture se développe radialement.

IV.4.4. La pression d'injection en surface (Pinj)

On a vu en détails dans le chapitre précédent comment calculer la pression de fracturation (Pf), il faut estimer la pression en tête nécessaire pour atteindre la pression de fracturation au fond ainsi que les pertes de charges.

IV.4.5. Les proportions du traitement

Les démarches de calculs des proportions du traitement varient d'un modèle à un autre. La méthode présentée ci-dessous est plus utilisée dans le cas où on est en présence d'un modèle de propagation GDK ou bien PKN.

a. Coefficient de filtration (C_L)

$$C_L = \left[\frac{m \cdot B}{r_p \sqrt{t_p} * E'} Hf \right] \quad (IV.18)$$

m : la pente de la courbe BHP VS G (ΔtD) ;

β : facteur géométrique (qui reflète l'effet de courant du fluide et viscosité pendant la fermeture) ; $\beta = 2n' + 2 / 2n' + \alpha + 3$ pour PKN et $\beta = 0.9$ Pour KGD

- α : Coefficient qui décrit la constance de la viscosité du fluide de fracturation ($\alpha \leq 1$).
- n : Exposant dans le modèle rhéologique de loi de puissance.
- r_p : un coefficient qui est égale H_p/H_f .
- H_f : la hauteur de la fracture.
- H_p : la hauteur perméable.
- E' : Le module de déformation plane.

b. Longueur de la fracture X_f

$$X_f = \frac{(1 - \eta) V_i E'}{4 G (\Delta_{td} = 0) \beta * m} * \frac{1}{H_f^2} \quad \text{Pour le modèle PKN} \quad (IV.19)$$

$$X_f^2 = \frac{(1 - \eta) V_i E'}{4 G (\Delta_{td} = 0) \beta * m} * \frac{1}{2 H_f} \quad \text{Pour le modèle KGD} \quad (IV.20)$$

- $V_i = Q_i . T_p$: Volume injecté
- Q_i : Débit d'injection.
- T_p : temps d'injection.

c. Largeur moyen de la fracture W_f

$$W_f = \frac{V_f}{A_f} = \frac{\eta V_i}{X_f H_f} = \frac{2 G (\Delta_{td} = 0) (C_L r_p \sqrt{T_{inj}}) \eta}{(1 - \eta)} \quad (IV.21)$$

d. Largeur maximal de la fracture W_{max}

$$W_{f_{max}} = \frac{V_f}{4 \Pi} * \frac{1}{\beta} \quad \text{Pour le modèle PKN} \quad (IV.22)$$

$$W_{f_{max}} = \frac{V_f}{4 \Pi} \quad \text{Pour le modèle KGD} \quad (IV.23)$$

e. Volume de pad (V_{pad})

$$V_{pad} = \frac{(1 - \eta)}{(1 + \eta)} V_{inj} \quad (IV.24)$$

f. Concentration du proppant

$$C_p(t) = C_f \left[\frac{(t - t_{pad})}{(t_i - t_{pad})} \right]^{1 - \eta / 1 + \eta} \quad (IV.25)$$

- V_i : volume injecté
- t_i : temps totale d'injection
- t_{pad} : temps d'injection du pad
- C_f : concentration finale du proppant ppg
- C_p : Concentration du proppant (lb/ft²)

IV.6. Méthode de calcul et détermination

V.6.1. La pression de fermeture

C'est la pression nécessaire pour maintenir la fracture ouverte. Elle est presque égale à la contrainte horizontale minimale. On trace tout d'abord le graphe de déclin de pression après l'arrêt de pompage en portant sur l'axe des ordonnées Bottom Hole Pressure et sur l'axe des abscisses la fonction $G(\Delta t_D)$ de Nolte Où la $G(\Delta t_D)$ est calculée d'après la formule de Upper et Lower-Boundary.

- On cherche sur le graphe tracé une approximation linéaire suivant une droite.
- On cherche le point de la déviation à partir de la droite, qui va indiquer la pression de fermeture qui est égale à la contrainte minimale.
- On détermine la valeur de $G(\Delta t_{CD})$ qui correspond à cette pression de fermeture.
- On cherche la pente de la droite tracée sur le graphe.
- On détermine le temps de fermeture Δt_c à partir de la formule :

$$\Delta t_{CD} = \Delta t_c / t_p \quad (IV.26)$$

V.6.2. L'efficacité de traitement

L'efficacité de traitement détermine par l'équation suivante :

$$\eta = G(\Delta t_{CD}) / 2 + G(\Delta t_{CD}) \quad (IV.27)$$

Chapitre V

Partie pratique : Contrôle de venue dans le puits HM3 et le Min fracturation cas du puits HTFN5

V.1. Etude N° 01: Contrôle de venue au niveau du puits HM3

Le contrôle de venue est la mise en œuvre d'une série d'opération permettant l'évacuation de l'effluent et la mise en place d'une boue de densité égale à la densité d'équilibre de la formation. Le contrôle de la venue doit être fait tout en évitant une nouvelle intrusion et la fracturation de la formation la plus fragile. La détection rapide d'une venue et la fermeture immédiate du puits sont les éléments clés pour la réussite des opérations de remise sous contrôle du puits

V.1.1. Données sur les puits et carte de l'emplacement

Puits: HM-3, **appareil:** TP-204, **Région:** TIDIKELT /basin d'AHNET

Dernier cote tubage: 9 5/8" @ 308m

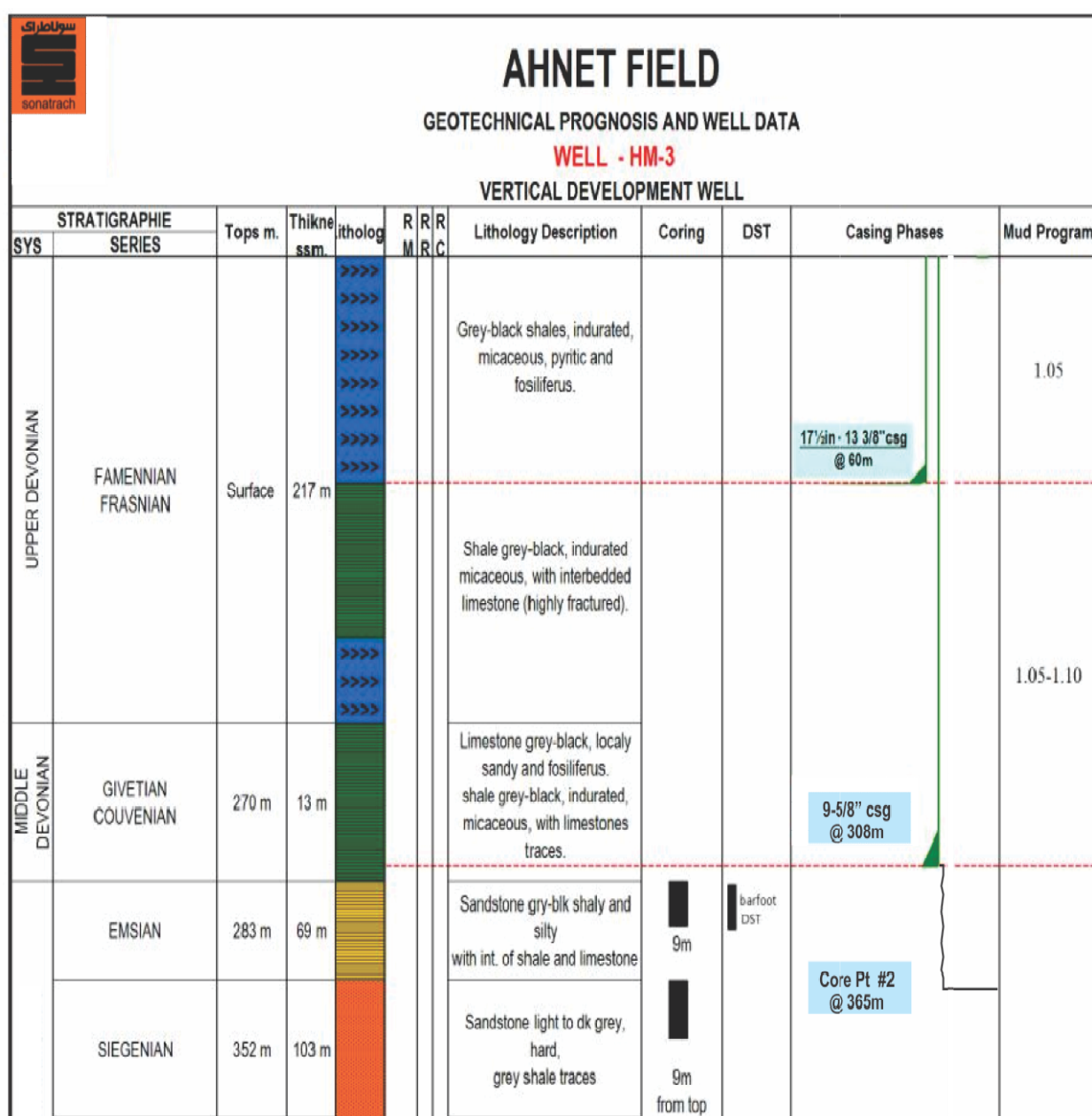


Figure V.1: L'architecture du puits HM3 [33]

V.1.2. Historique Puits HM3

Le forage Hassi Mouina 3(HM3) est situé dans la région d'In Salah, à 190Km au Sud de la ville d'In Salah qui est de 900 Km de Hassi Messaoud. Le sondage HM3 a deux objectifs :

- Un objectif pétrolier primaire : Cambro-ordovicien
 - Reconnaissance du potentiel du gaz présent dans le cambrien
 - Explorés les séries de l'infra cambrien
- Un objectif pétrolier secondaire : dévonien inférieur
 - Exploré les grès de dévonien inférieur
 - Exploré les grès de l'ordovicien

En temps de la venue, un tubage 9 5/8" est descendu à la cote 308m, et le forage de la section 8 1/2" été à la cote 380m.

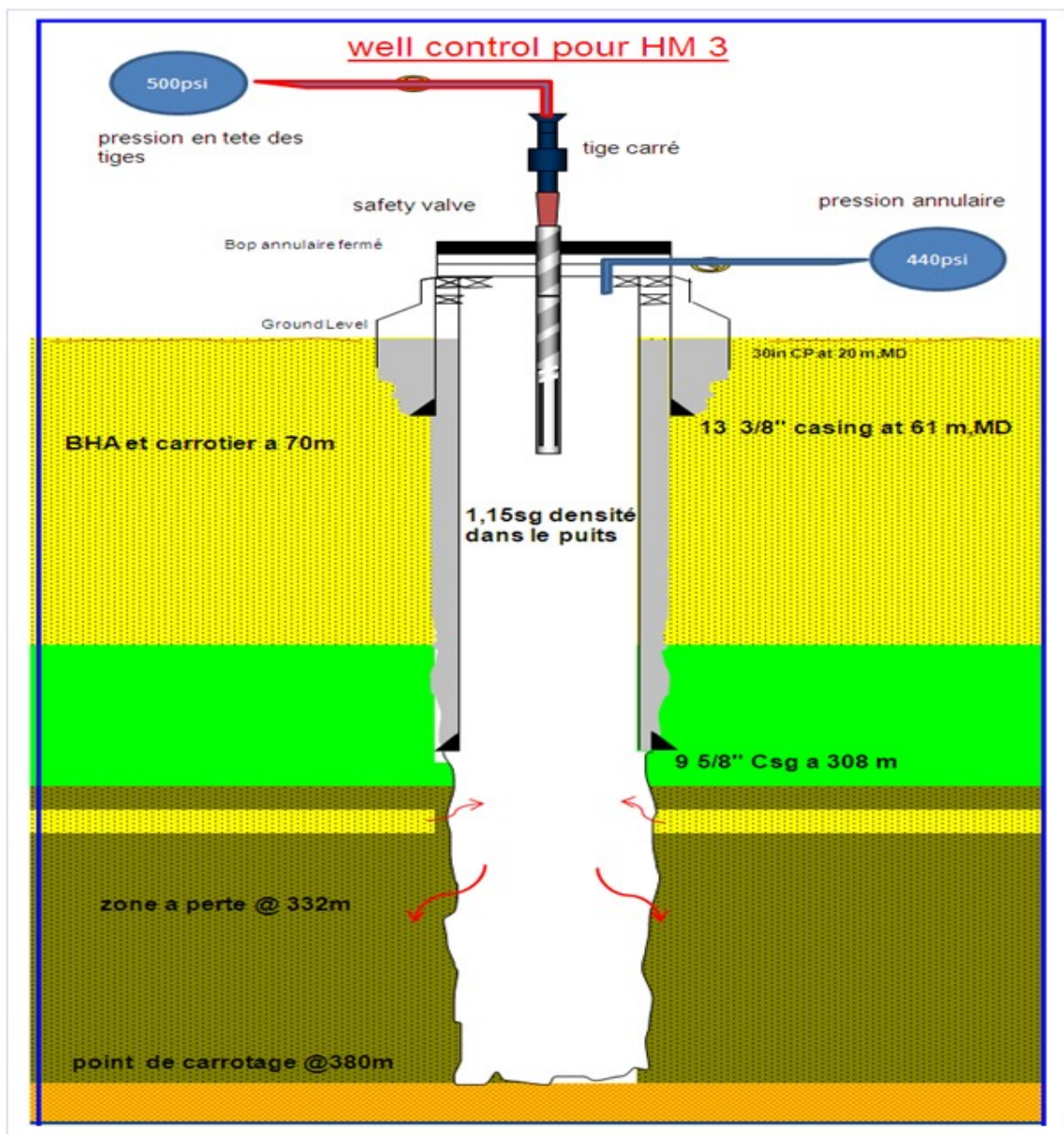


Figure V.2 : Architecture du Puits HM3 [33].

V.1.3. Détection de la venue

L'arrêt de la circulation a 14h37 et la remontée de 4 longueurs des tiges 5'', une circulation en vue de faire un remplissage puits a 15 :00 mais pas de changement dans le volume actif des bacs ce qui explique qu'un gain de volume acier est introduits dans le puits, on constate aussi durant la remontée une augmentation légère du volume actif ce qui donne en totale.

$$V_{\text{gain}} = V_{\text{acier}} + V_{\text{augmenter en bac}} = 469 + 500 = 969 \text{ litres}$$

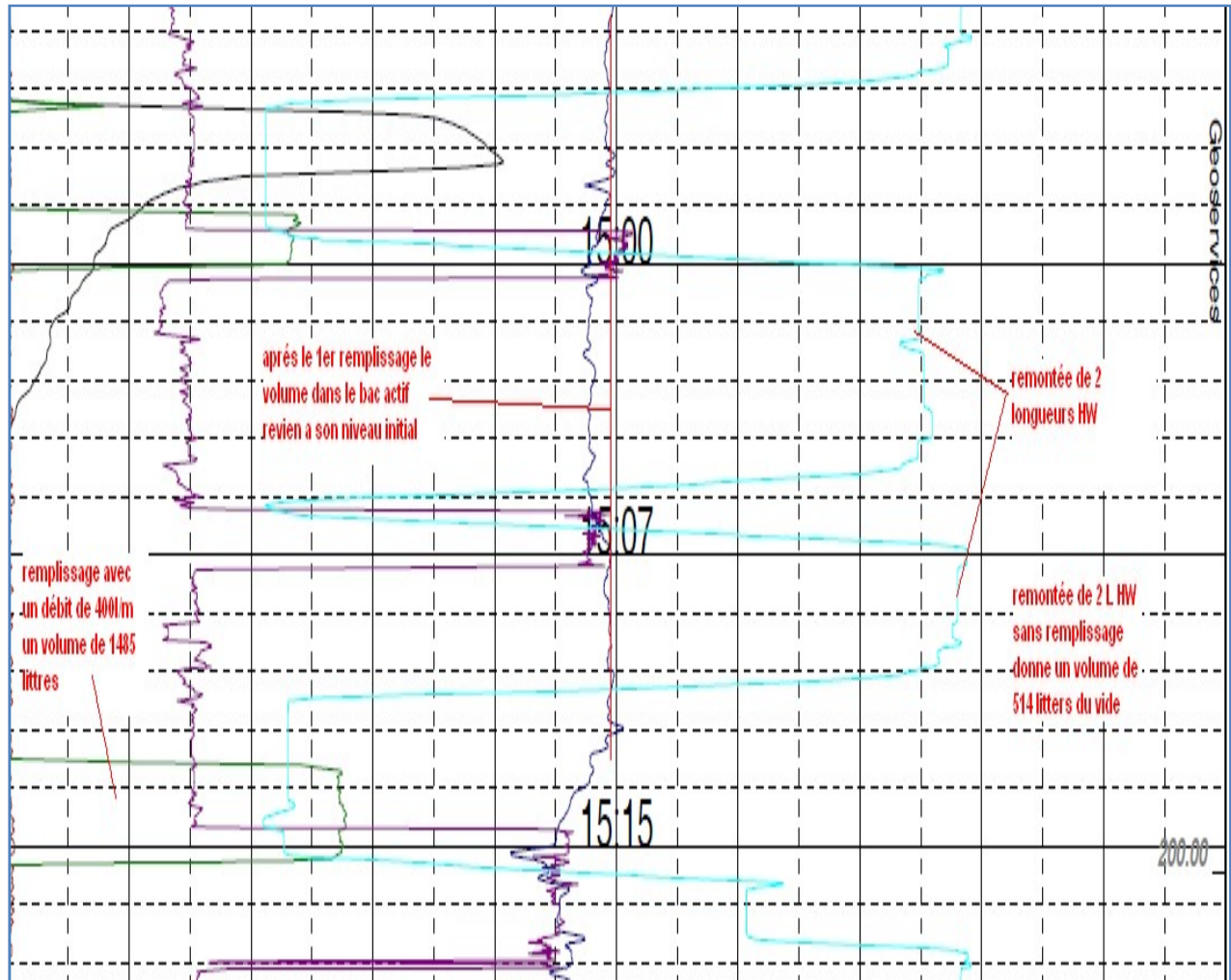


Figure V.3 : Charte indique l'augmentation de volume active [32]

V.1.4. Pression annulaire Pa et en tête de tige Pt

Après la fermeture du puits les pressions en tête d'annulaire et en tête des tiges sont : $P_t = 200 \text{ psi}$ et $P_a = 200 \text{ psi}$. Et l'observation des pressions avant la stabilisation représenter dans le tableau suivant :

Tableau V.1 : Pression annulaire et en tête de tige avant la stabilisation

Date & heure	Pression tête de tiges Pt (psi)	Pression annulaire Pa (psi)
Le 20/11/2012 a 16 :00	200	200
Le 20/11/2012 a 16 :30	480	440
Le 20/11/2012 a 16 :55	500	400
Le 20/11/2012 a 17 :15	500	440

V.1.5. Les opérations du contrôle

Pompage de la boue de forage initiale 1,15sg afin d'évaluer les pressions. Le volume pompé dans le puits été 1,6 m³ et après en choisi d'appliquer la drillers method

V.1.5.1. Contrôle par le drill's Method**a. Première circulation**

Au début de 1^{ère} circulation et au démarrage des pompe jusqu' a atteint le débit de control 20 cps/min, la pression dans l'annulaire diminue, le pompage est arrêté et on a constaté que le volume pompé est squeezé dans la formation (perte de la boue dans la formation) et les pressions après le pompage de 1,6m3 de la boue 1,15sg sont :

Tableau V.2 : Pression annulaire et en tête de tige pendant le contrôle par le drill's method

Date & heure	Pt	Pa	remarques
Le 20/11/2012 a 17 :40	330	370	observation
Le 20/11/2012 a 18 :10	330	300	observation
Le 20/11/2012 a 18 :30	330	320	observation
Le 20/11/2012 a 18 :45	350	285	observation
Le 20/11/2012 a 19 :00	360	300	observation
Le 20/11/2012 a 20 :00	370	400	Pompage de 2m ³
Le 20/11/2012 a 20 :15	455	400	observation
Le 20/11/2012 a 20 :30	460	405	observation
Le 20/11/2012 a 21 :30	460	420	observation
Le 20/11/2012 a 22 :15	465	415	Purge 50psi
Le 20/11/2012 a 22 :45	475	430	observation
Décidé de pomper à travers la garniture pour évacuer le gaz dans l'annulaire			
Le 20/11/2012 a 23 :10	415	445	Pompage de 2m ³
Le 20/11/2012 a 23 :20	445	440	observation
Le 20/11/2012 a 23 :10	445	410	observation

b. Evaluation de l'opération

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

V.1.5.2. Contrôle par la méthode de Bullheading avec la densité 1,15 sg

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

Tableau V.3 : *Pression annulaire et en tête de tige pendant le contrôle par le Bullheading N1*

Date & heure	V pompé	Pt	Pa	remarques
Le 21/11/2012 a 01 :05	2m ³	450	400	Début de pompage
Le 21/11/2012 a 01 :10	4m ³	410	450	Fin de pompage
Le 21/11/2012 a 01 :15	6m ³	410	400	
Le 21/11/2012 a 01 :25	8m ³	400	440	
Le 21/11/2012 a 01 :38	10m ³	380	430	<i>Début d'injection dans la formation</i>
Le 21/11/2012 a 01 :45	12m ³	365	410	<i>Arrêt de pompage</i>
		350	350	Valeurs après l'arrêt de la pompe
<u>Décider de continuer 2m³</u>				
Le 21/11/2012 a 02 :00	14m ³	305	345	observation
Le 21/11/2012 a 02 :10		285	300	observation
Le 21/11/2012 a 02 :20		285	275	observation
Le 21/11/2012 a 02 :30		285	250	observation
Le 21/11/2012 a 02 :40		285	235	observation
Le 21/11/2012 a 03 :10		275	225	observation

a. Analyse et évaluation de l'opération

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

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

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

En vue de cette situation de la migration rapide de gaz on décide un contrôle qui consiste à pomper directement une boue de 1,60 sg dans le puits à fin d'avoir 0 psi en surface et avant que le gaz commence à se maigrir.

Les causes de ce choix sont :

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

L'idée de calculer de la densité 1,60 sg est donnée suivant les tableaux précédents où on a constaté que la formation absorbe de la boue 1,15sg avec une pression en tête de 225psi, avec une donnée supposée durant le forage on avait une perte totale à 332m donc le point d'injection est supposé à 332m. La densité équivalente est :

$$Deq = 1,15 + [(225/14,5) * 10,2/332] = 1,62 \text{sg}$$

V.1.5.3. La deuxième opération de Bullheading avec la densité 1,20 sg

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

Tableau V.4 : Pression annulaire et en tête de tige pendant le contrôle par le Bullheading N2

Date & heure	V pompé	Pt	Pa	Remarques
Le 21/11/2012 à 20 :05	2m ³	450	450	Début de pompage 2m ³ HI-VIS
Le 21/11/2012 à 20 :10	4m ³	455	475	Pompage de la boue 1,20 sg
Le 21/11/2012 à 20 :15	6m ³	450	496	
Le 21/11/2012 à 20 :22	8m ³	440	500	
Le 21/11/2012 à 20 :27	10m ³	420	480	
Le 21/11/2012 à 20 :33	12m ³	395	455	
Le 21/11/2012 à 20 :39	14m ³	350	350	
<i>Décider de continuer 2m³ volume des équipements de surface</i>				
Le 21/11/2012 à 20 :44	16m ³	320	390	Arrêt de pompe
Le 21/11/2012 à 20 :50		300	295	observation
Le 21/11/2012 à 21 :00		305	250	observation
Le 21/11/2012 à 21 :10		290	220	observation
Le 21/11/2012 à 21 :20		240	180	observation
Le 21/11/2012 à 21 :30		225	170	observation

a. Analyse et évaluation des pressions

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

V.1.5.4. La troisième opération de Bullheading avec la densité 1,60 sg

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

Tableau V.5 : *Pression annulaire et en tête de tige pendant le contrôle par le Bullheading N3*

Date & heure	V pompé	Pt	Pa	Remarques
Le 22/11/2012 a 00 :20	1,6m ³	275	310	début de pompage1, 60 m ³ hi-vis
Le 22/11/2012 a 00 :26	3,6m ³	350	355	Pompage de la boue 1,60sg
Ouverture de la duse en vue de purger le gaz				
Le 22/11/2012 a 00 :32	5,6m ³	160	230	Gaz en surface
Le 22/11/2012 a 00 :40	7,6m ³	100	175	Duse ouverte souffle faible
Le 22/11/2012 a 00 :47	9,6m ³	120	195	Duse ouverte souffle faible
Le 22/11/2012 a 00 :55	11,6m ³	140	205	Duse ouverte souffle faible
Le 22/11/2012 a 01 :05	13,6m ³	120	200	Duse ouverte souffle faible
Le 22/11/2012 a 01 :13	15,6m ³	170	155	Duse ouverte souffle faible
Le 22/11/2012 a 01 :20	17,6m ³	175	130	Arrêt de pompe
Le 22/11/2012 a 01 :21		0	0	Puits mort
Le 22/11/2012 a 01 :25		0	0	observation
Le 22/11/2012 a 01 :30		0	0	observation

V.1.6. Fin de l'opération et évacuation de la venue

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

Une fois la garniture de control trou arriva a 200m une circulation avec densité 1,15sg est faite a fin d'avoir le retour en surface, le retour est observé en surface et la descente est continuée jusqu'au fond en circulant la boue de densité 1,60sg par la boue originale 1,15sg, le puits est déclaré stable avec cette densité et les opérations sont continuées suivant le programme initial.

V.1.7. Conclusion

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

- Un mauvais remplissage de puits
- Les pertes partiales dans ce puits a masqué la venue car le volume perdu est remplacé immédiatement par l'effluent du fond donc en surface les volumes sont normaux

- Les venue de surface (<500m) sont des venues difficilement détectée car elles sont proche de surface est la dilatation du gaz est rapide
- Dans ce cas, le découvert est de 81/2 et la cote de venue est 380m une perte ou bien un mauvais remplissage de 1000 litres donne une baisse de niveau dans le puits de 40m et une diminution de pression de fond de 60psi
- L'alerte de gain été donnée en retard, mais la remontée été continue d'une autre longueur drill collar, 15min plus tard la boue a débordée en surface

V.1.8. Recommandations

- Pour éviter le problème de remplissage veuillez à l'utilisation de trip sheet
- Dans ce cas de figure, utiliser le remplissage continue en utilisant le trip tank et un trip sheet
- Alerter dans la moindre perte partielle même une perte trop petite
- La sécurité du personnel et de puits
- Rappel et explication de la procédure Sonatrach sur la fermeture de puits en cas de venue
- Rappel sur l'importance de la bonne préparation de matériels well control
- Définir la tache de chaque personne en cas d'alarme d'une venue

V.2. Etude N° 02: Etude et évolution des pressions de fracturation par la méthode de minifrac au niveau du puits HTFN5

V.2.1. Introduction

Le puits HTFN5 a été complété en novembre 2015; réservoir de l'Hamra Quartzite. Il a donné un débit de 12,31 m³ / h d'huile sur un étrangleur de 9,53 mm pour une pression de réservoir de 473 kg / cm².

- 15/10/2017: Changement d'instrumentation et d'achèvement.
- 29/12/2017: Nettoyer après Snubbing, (WHP = 5bars).
- 29/01/2018: Acidification.
- 02/03/2018: Nettoyage, (WHP = 9bars).

V.2.2. Données du puits

Les tableaux suivants représentants les données nécessaires pour l'étude :

Tableau V.6 : Les intervalles perforés

Formation	Intervalle perforé (m)	Hauteur (m)
Hamra Quartzite	3377– 3453	76

Tableau V.7 : Les paramètres de réservoir

Paramètre	Hamra Quartzite
Réservoir Pressure, psi	6,727
Réservoir Température, °C	120
Porosité, %	4
Water Saturation	6
Perméabilité, mD	1 est
Hauteur perméable (m)	85

Table V.8: Fracture Model

Fracture Modèle	Unité	Valeur
Stress Gradient,	psi/ft	0.9
Young's Modulus,	Psi x10 ⁶	5
Poisson's Ratio	/	0,29
Total leakoff coeff. CT	ft/min ^{1/2}	0,0011
Spurt Loss,	gal/ft ²	0,004

V.2.3. Test d'injectivité

Les deux figures suivantes représentent les différentes pressions enregistrées lors de test d'injectivité, Acide et mini Frac.

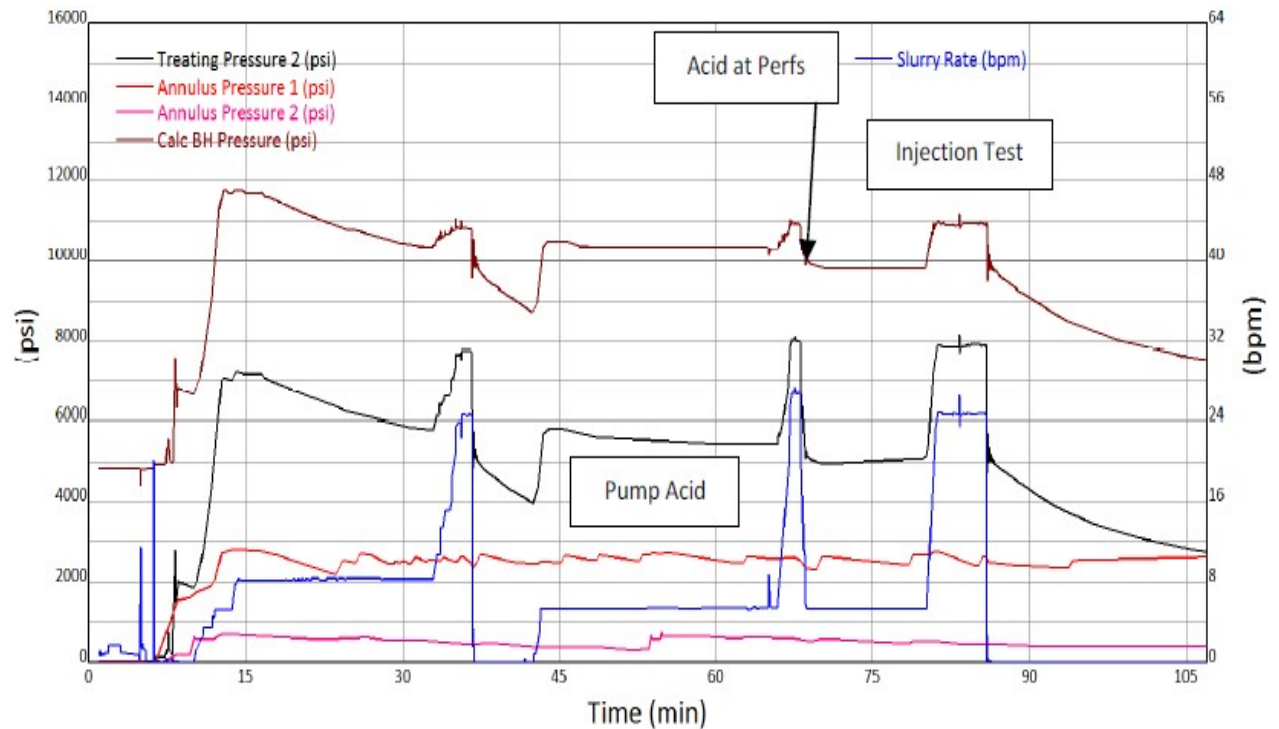


Figure V.5: Données de traitement Acide / Test d'injection [23]

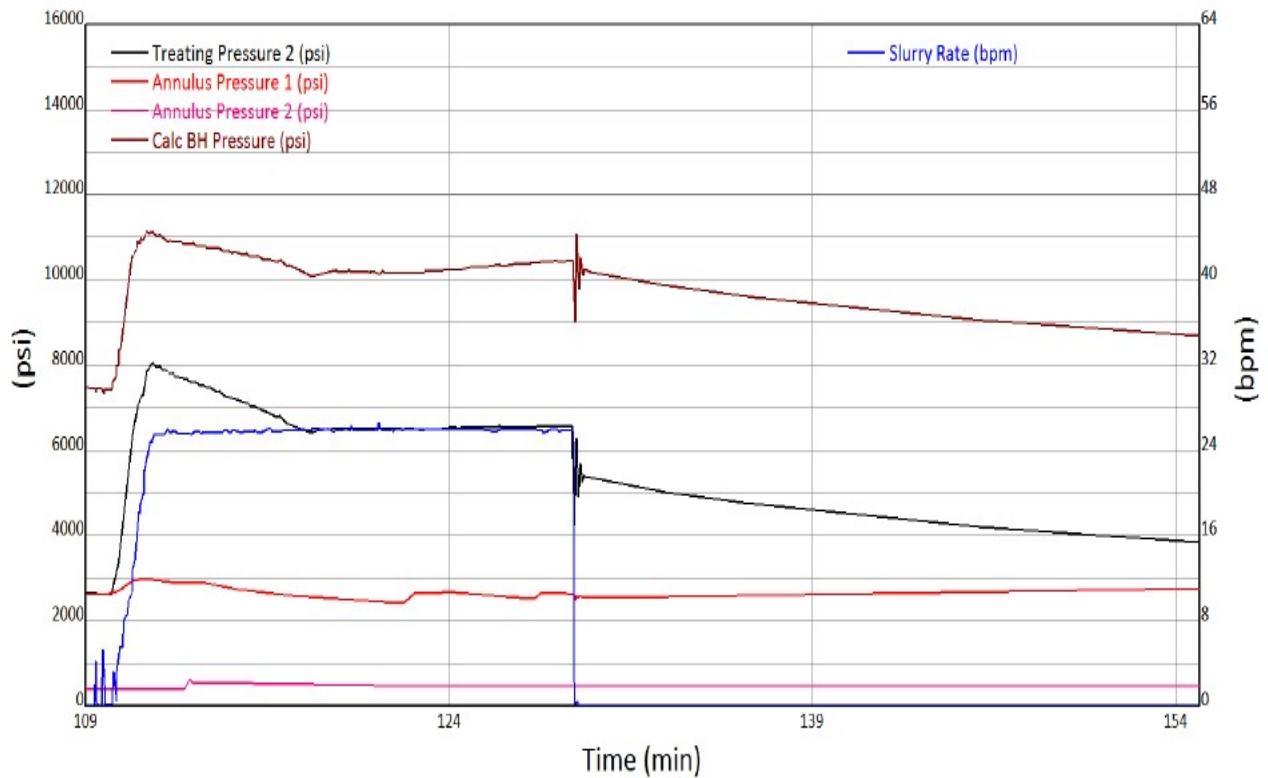


Figure V.6: Données de traitement Minifrac [23]

Les tableaux suivants représentants le type et le volume de fluide de les deux opérations :

Tableau V.9 : *Sommaire des volumes de traitement Acide / Test d'injection.*

Opération	Type de Fluide	Volume (gals)
l'injectivité établir	Eau traitée	3813.6
15% S3 Acide	15% S3 Acide	3994.2
Déplacement de l'acide / test d'injection	Eau traitée	11083.8

Tableau V.10: *Sommaire des volumes de traitement - Mini Frac*

Opération	Type de Fluide	Volume (gals)
Pre-pad	35#Gel	1125.6
Mini frac	Spectra Frac G® 3500	11,491.2
Mini frac Déplacement	35# Gel	7194.6

V.2.4. Thermo Log

Un log de température a été exécuté après le Shadow-Frac dont le but de déterminer l'initiation (localisation) de la fracturation dans le réservoir ce qui nous permet d'obtenir la hauteur de la fracture (H_f). Ces renseignements décident s'il y a lieu ou non de poursuivre

V.2.5. Interprétation de log température

Le log de l'enregistrement des données a montré un refroidissement à partir de 3365m. Le graphe de diagraphe de température montre un refroidissement de la formation, et que la fracture est développée dans un intervalle caractérisés par une diminution de la courbe de température d'une hauteur approximative 62 m.

Tableau V.11: *Estimation de hauteur de la fracture.*

Paramètres	Valeur Estimée (m)
Hauteur totale de la fracture H_f	62
Profondeur du sommet de la fracture	3365
Profondeur du fond de la fracture	3427

V.2.6. Détermination de la hauteur de fracture

D'après le log de température (figure V.7), l'estimation de la hauteur de fracturation est :

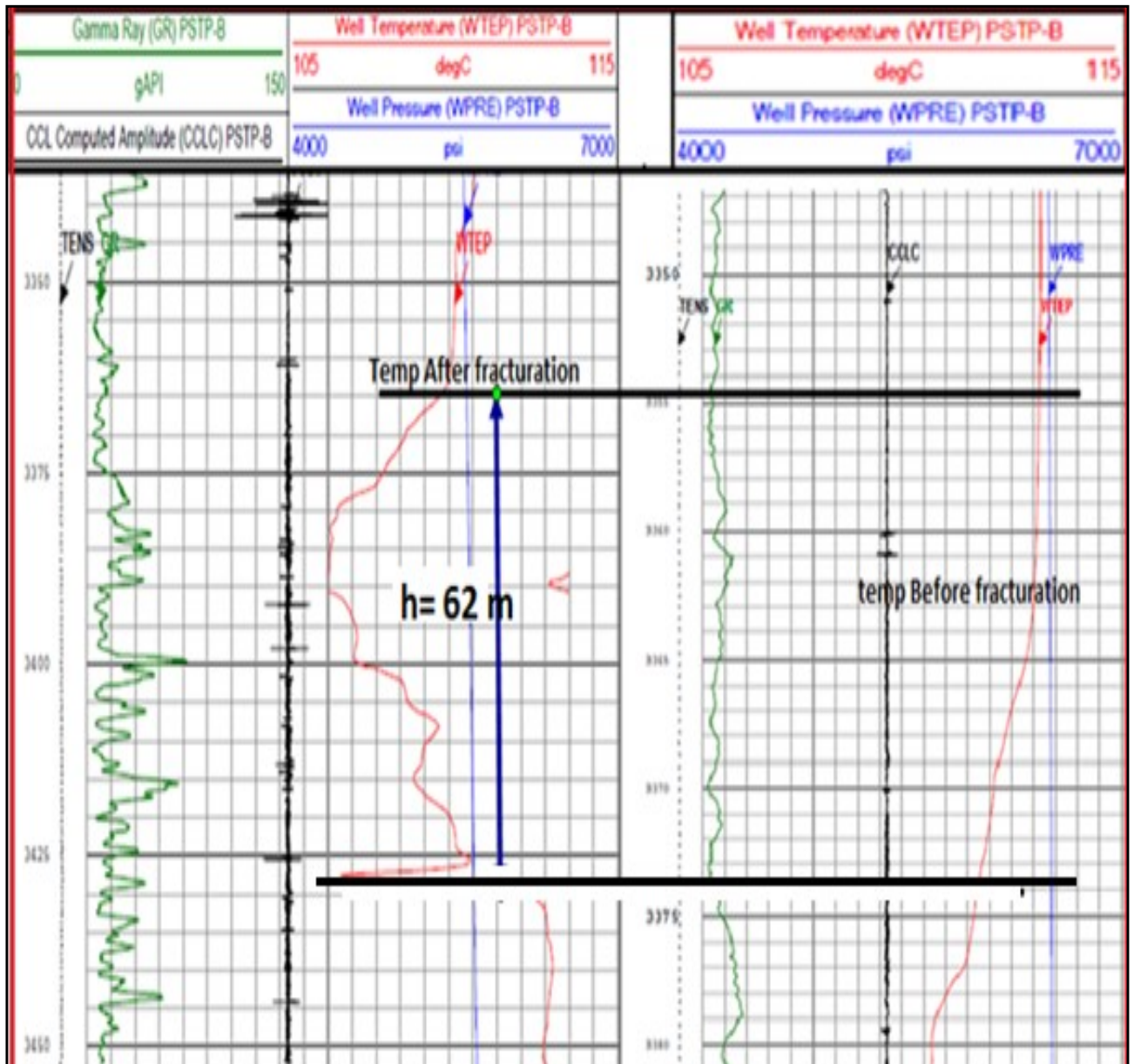


Figure V.7: Thermo Log du puits TFN5 [24]

V.2.7. Interprétation des courbes de déclin de pression (l'essai de Mini frac)

Les données de déclin de pression du mini frac ont été analysées pour déterminer :

- L pression instantanée de fermeture ISIP
- La pression de fermeture de la fracture P_c
- La pression nette P_{net}
- L'efficacité de fluide η
- Le coefficient de filtration (Leak off) C_L
- La pression de fermeture de la fracture (P_c).

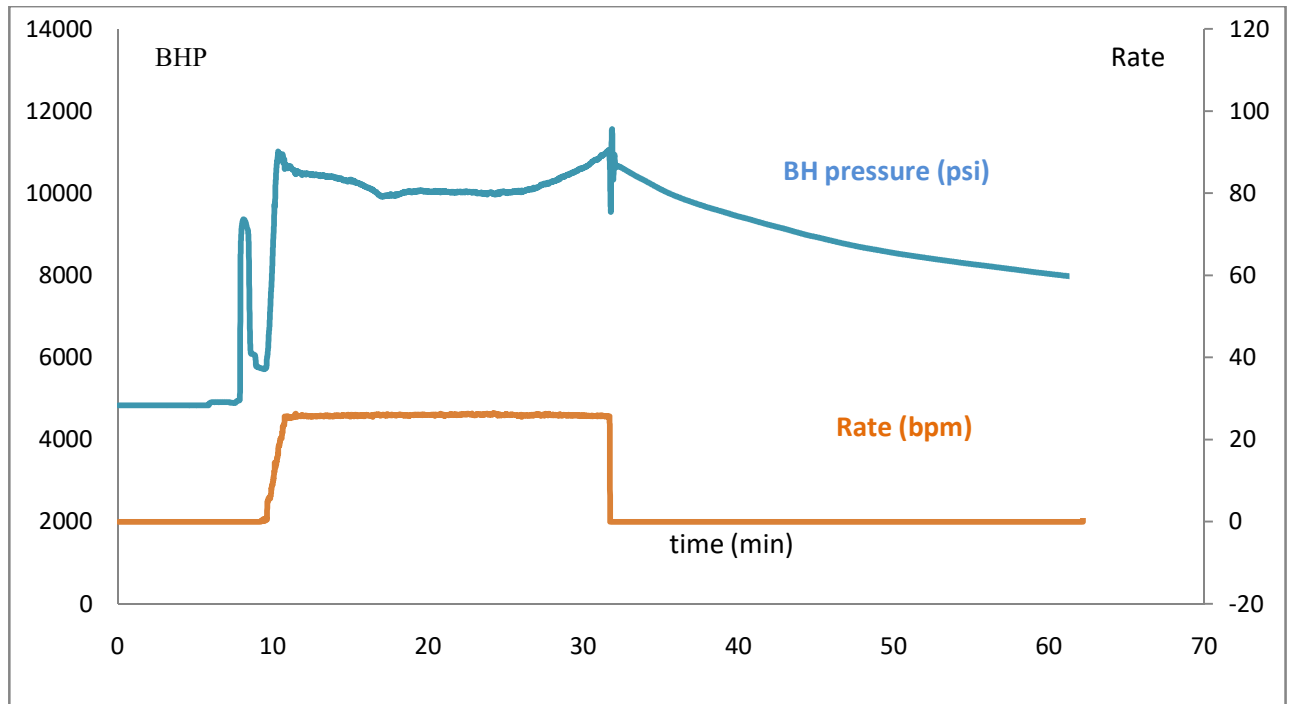


Figure V.8: Enregistrement de la pression du fond et le débit lors du mini frac HTFN5

V.2.7.1. Détermination de l'ISIP (Instantaneous Shutting Pressure) et LPP

A partir des courbes marquant l'évolution de la pression de fond (P_f) et de surface après shut-in en fonction du temps, on peut déterminer la pression instantanée de fermeture ISIP, pour cela on trace une droite verticale à partir du point correspondant au temps d'arrêt d'injection du fluide. Ensuite la droite de chute de pression stabilisée est extrapolée le point d'intersection des deux droites correspond à l'ISIP. L'ISIP représente l'intersection entre l'extrapolation de la baisse de pression et la fin de pompage $Q = 0$. Et le LPP (last pumping pressure) est la dernière pression de pompage enregistrée.

V.2.7.2. Détermination les pressions du fond BHISIP & BHLPP

D'après le diagramme, nous trouvons que l'**BHISIP** est d'environ **10250 psi**, et le **BHLPP** est d'environ **10934 psi**.

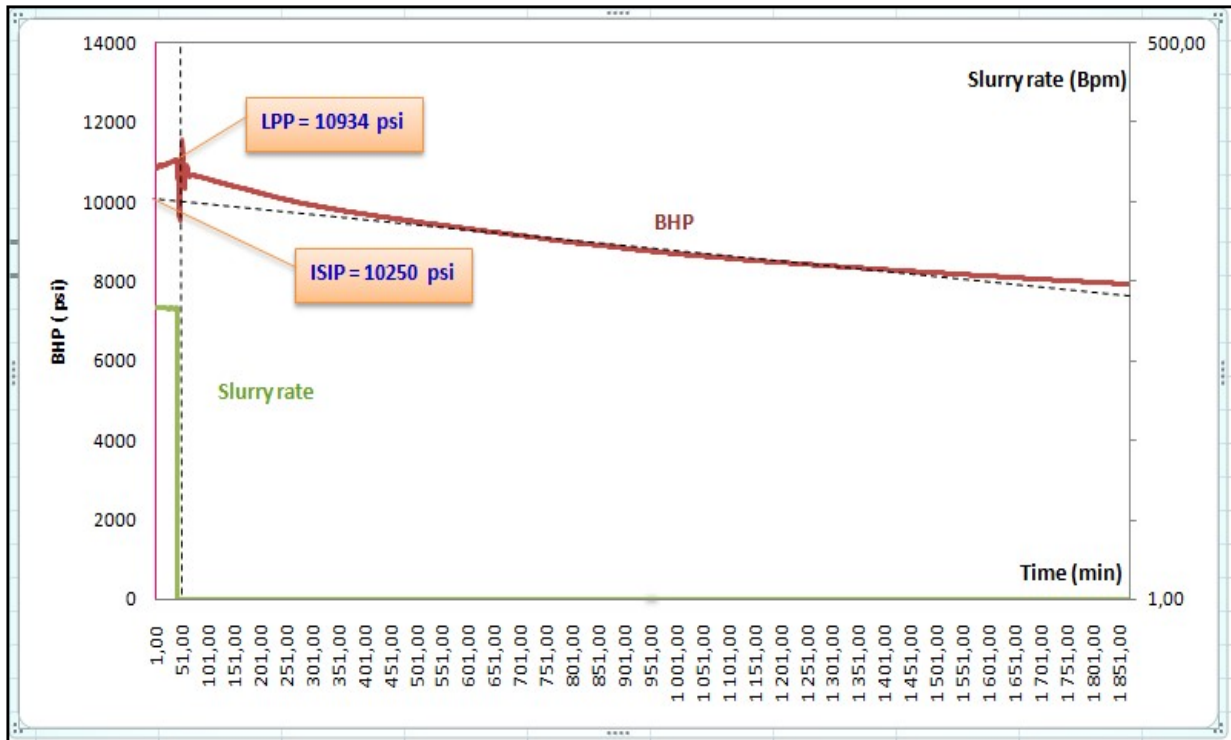


Figure V.9: Évolution de pression de fond en fonction du temps après shut-in

V.2.7.3. Détermination les pressions de surface SISIP & SLPP

D'après le diagramme, nous trouvons que l'SISIP est 4900 psi, et le SLPP est 6589 psi.

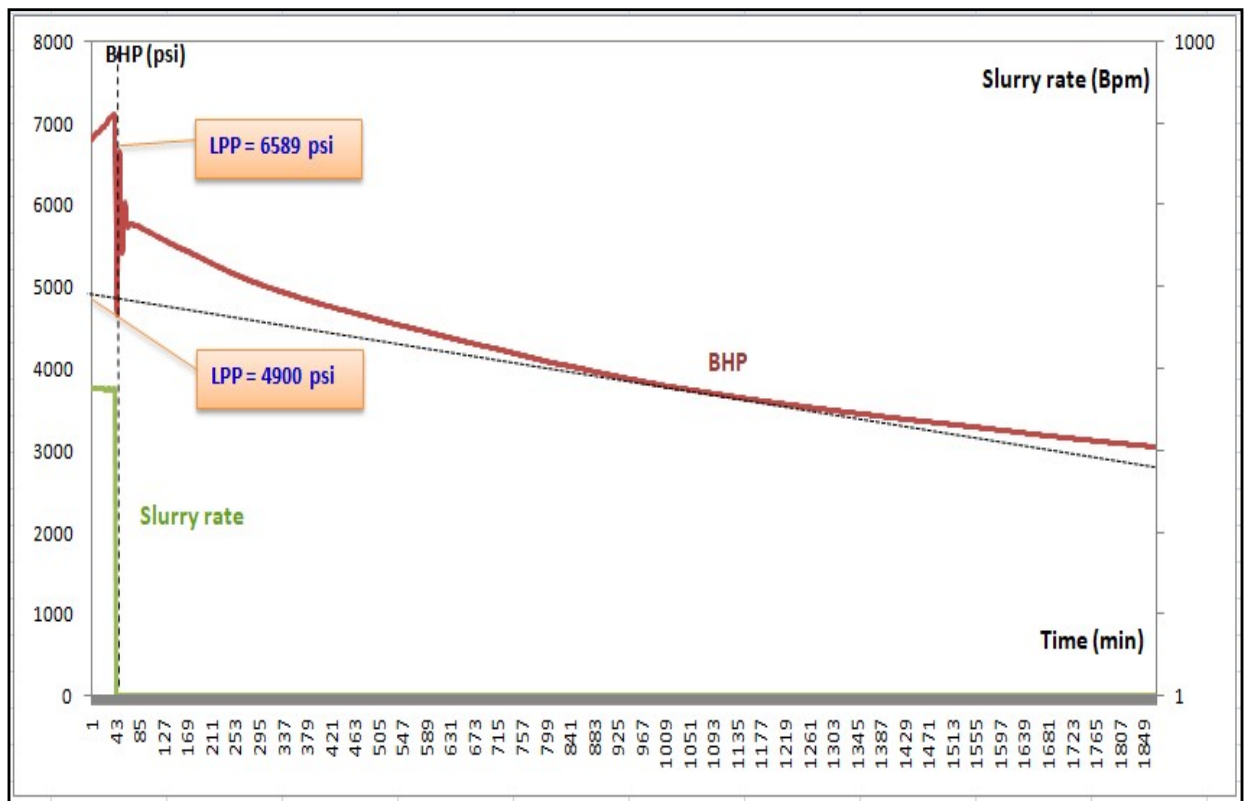


Figure V.10: Évolution de pression de surface en fonction du temps après shut-in

V.2.7.4. Calcule du gradient de fracturation (GF)

Le gradient de fracturation peut être estimé en utilisant l'expression suivante :

$$G_F = \text{BHISIP} / H = 10250 / 11328, \quad \underline{G_F = 0.90 \text{ psi/ft}}$$

H : Profondeur (au milieu de la fracture) soit $H = 3453 \text{ m} = 11328 \text{ ft}$

V.2.7.5. Détermination des pertes de charges

a. Perte de charge Near Well Bore

$$\Delta P_{\text{nwb}} = \text{BHLPP} - \text{BHISIP} = 10934 - 10250, \quad \underline{\Delta P_{\text{nwb}} = 684 \text{ psi}}$$

b. Pertes de charges Total ΔP_t

$$\Delta P_t = \text{SLPP} - \text{SISIP} = 6589 - 4900, \quad \underline{\Delta P_t = 1689 \text{ psi}}$$

c. Pipe friction: $\Delta P_{\text{pipe friction}}$

$$\Delta P_{\text{pipe friction}} = \Delta P_t - \Delta P_{\text{nwb}} = 1689 - 684, \quad \underline{\Delta P_{\text{pipe friction}} = 1005 \text{ psi}}$$

V.2.7.6. Efficacité de fluide

Efficacité de fluide est donnée par la formule ci-dessous :

$$\eta = \frac{\text{Volume du fluide présent dans la fracture}}{\text{Volume total du fluide pompé}}$$

Pour déterminer η il existe plusieurs formules, la plus éminente est celle formulée par Nolte :

$$\eta = [(1 + T_c/T_p)^{3/2} - (T_c/T_p)^{3/2} - 1] / [(1 + T_c/T_p)^{3/2} - (T_c/T_p)^{3/2}]$$

Avec :

T_c : temps de fermeture (min)

T_p : temps de pompage (min)

Dans notre cas on a:

Début de pompage : 14:43:30

Fin de pompage : 15:02:47

$$\text{Temps de pompage } (T_p) \text{ ou } (T_{\text{inj}}) = \text{Fin de pompage} - \text{Début de pompage} = \underline{T_p = 19,17 \text{ min}}$$

Début de fermeture: 15:02:47

Fin de fermeture: 15:30:24

$$\text{Temps de fermeture} = \text{Fin de fermeture} - \text{Début de fermeture} = \underline{T_c = 27,37 \text{ min}}$$

Donc l'efficacité de fracturation est égale à η : **62,21 %**

V.2.7.7. Détermination de la pression de fermeture (Pc)

Le calcul de la pression de fermeture est essentiel, en effet elle correspond à la contrainte principale horizontale minimale (σ_h). La valeur de Pc est une donnée indispensable pour déterminer les paramètres de la fracture. La pression de fermeture peut être déterminée avec de nombreuses méthodes, dans notre cas, nous allons utiliser méthode Nolte G-fonction et la méthode de la racine carrée du temps (square root of time)

V.2.7.8. Détermination de Pc par la méthode de la fonction-G (G-function)

Dans notre cas : $\eta = 35.14\% > 20$. On peut déterminer la pression de fermeture (Pc) avec la méthode G-Function est calculée à partir de la formule :

- **Upper bound (Borne Sup)**

$$G(\Delta t_D) = \frac{16}{3\pi} \left[(1 + \Delta t_D)^{3/2} - \Delta t_D^{3/2} - 1 \right]$$

$$\Delta t_D = \frac{\Delta t}{t_p} = \frac{t - t_p}{t_p}$$

T: Temps de l'enregistrement,

Tp : Temps de pompage.

Dans notre cas :

Fin de pompage : 15:02:47

Fin de l'enregistrement : 15:45:50

Temps d'enregistrement = Fin de l'enregistrement - Fin de pompage = **T = 43,02 min**

$\Delta t = (0, 1, 2, 3, \dots, 43.02)$

Après le shut-in, on effectue le tracé : PBH = f(G(Δt_D))

Sachant que l'efficacité de fluide est de ($\eta > 20\%$), la détermination de (Pc) se fera par l'utilisation de G(Δt_D) (Borne sup). Le tableau ci-dessous résume les valeurs de pression de fond (PBH) après shut-in et celles de la fonction G(Δt_D) :

Tableau V.12: Les données nécessaires pour le tracé de PBH = f(G(Δt_D))

T	T-Tp	(T-Tp)/Tp	G(Δt_D) UB	BHP (psi)
15:02:47	0	0	0	10819
15:03:47	1	0,05216484	0,01020541	10914
15:04:47	2	0,10432968	0,02932919	11020
15:05:47	3	0,15649452	0,05497594	10934

15:06:47	4	0,20865936	0,08661757	11046
15:07:47	5	0,2608242	0,1241506	10608
15:08:47	6	0,31298905	0,1676506	10558
15:09:47	7	0,36515389	0,21728361	10047
15:10:47	8	0,41731873	0,27326501	10037
15:11:47	9	0,46948357	0,33583762	10028
15:12:47	10	0,52164841	0,40525899	10027
15:13:47	11	0,57381325	0,48179366	9993
15:14:47	12	0,62597809	0,56570812	9983
15:15:47	13	0,67814293	0,65726768	10022
15:16:47	14	0,73030777	0,75673434	10055
15:17:47	15	0,78247261	0,86436543	10160
15:18:47	16	0,83463745	0,98041274	10297
15:19:47	17	0,8868023	1,10512204	10476
15:20:47	18	0,93896714	1,23873274	10646
15:21:47	19	0,99113198	1,3814778	10931
15:22:47	20	1,04329682	1,53358373	10660
15:23:47	21	1,09546166	1,69527065	10463
15:24:47	22	1,1476265	1,86675246	10262
15:25:47	23	1,19979134	2,04823695	10060
15:26:47	24	1,25195618	2,23992602	9895
15:27:47	25	1,30412102	2,44201592	9759
15:28:47	26	1,35628586	2,65469739	9637
15:30:24	27,37	1,4277517	2,96360334	9526
15:30:47	27	1,4084507	2,87815594	9417
15:31:47	28	1,46061555	3,11257204	9312
15:32:47	29	1,51278039	3,35812132	9209
15:33:47	30	1,56494523	3,6149748	9111
15:34:47	31	1,61711007	3,88329904	9004
15:35:47	32	1,66927491	4,16325639	8918
15:36:47	33	1,72143975	4,45500515	8827
15:37:47	34	1,77360459	4,75869971	8742
15:38:47	35	1,82576943	5,07449077	8666
15:39:47	36	1,87793427	5,40252547	8600
15:40:47	37	1,93009911	5,74294752	8534

15:41:47	38	1,98226395	6,09589741	8476
15:42:47	39	2,03442879	6,46151246	8420
15:43:47	40	2,08659364	6,83992703	8367
15:44:47	41	2,13875848	7,23127256	8315
15:45:47	42	2,19092332	7,63567777	8266
15:45:50	43,02	2,24413146	8,06175588	8220

Le temps de fermeture **Tc=15:30:24** et qui correspond à **G (Δt_D)= 2.96360334**, en faisant une projection sur l'axe des ordonnées BHP, on lit **BHP=9526 Psi** et d'après les données du tableau, on a : **P_C = 9650 Psi**

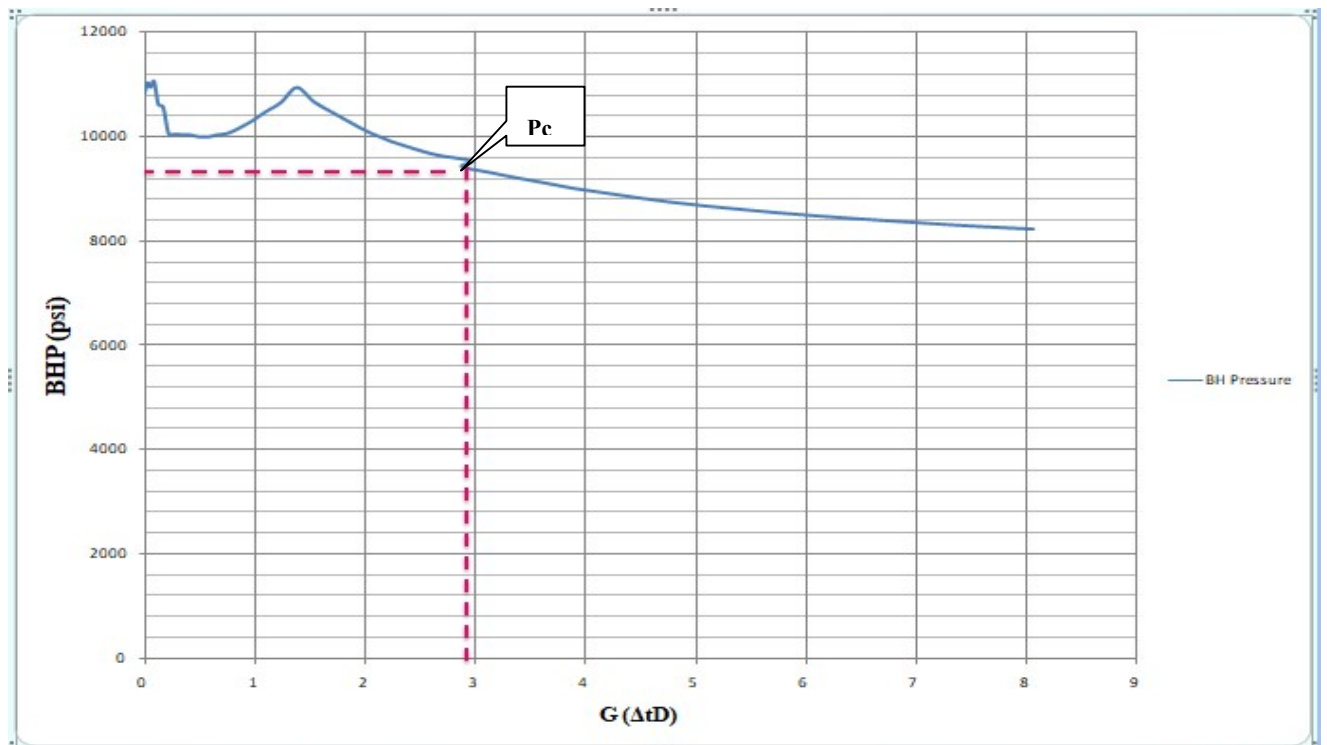


Figure V.11: Détermination de la (P_C) en utilisant la fonction-G.

V.2.7.9. La pression nette (P net)

$$P_{\text{net}} = \text{BHSIP} - P_C = 10250 - 9650 = \underline{P_{\text{net}} = 600 \text{ psi}}$$

V.2.7.10. Calcul du module de déformation plane (E')

Le module de déformation plane (E') est calculé par la formule suivante: $E' = E / (1 - \nu^2)$

D'après le tableau V.3 on a: $E = 5.10^6$ psi et $\nu = 0.29$ donc : **E' = 5,48.10⁶**

V.2.7.11. Coefficient de filtration (C_L)

Le coefficient de filtration du fluide est également estimé à partir de mêmes plot de la (P_C), elles correspondent par ailleurs à une pente relative à la fonction-G. Le coefficient de filtration (C_L) est donné par la formule:

$$C_L = \left[\frac{m \cdot B}{r_p \sqrt{t_p^* E'}} H_f \right]$$

m: Coefficient qui est obtenu à partir de la courbe de pression de fond en fonction G (Δt_D).

$$m = \text{tong } \theta = (11800 - 9650)/(2,96360334) = \underline{\underline{725,60m}}$$

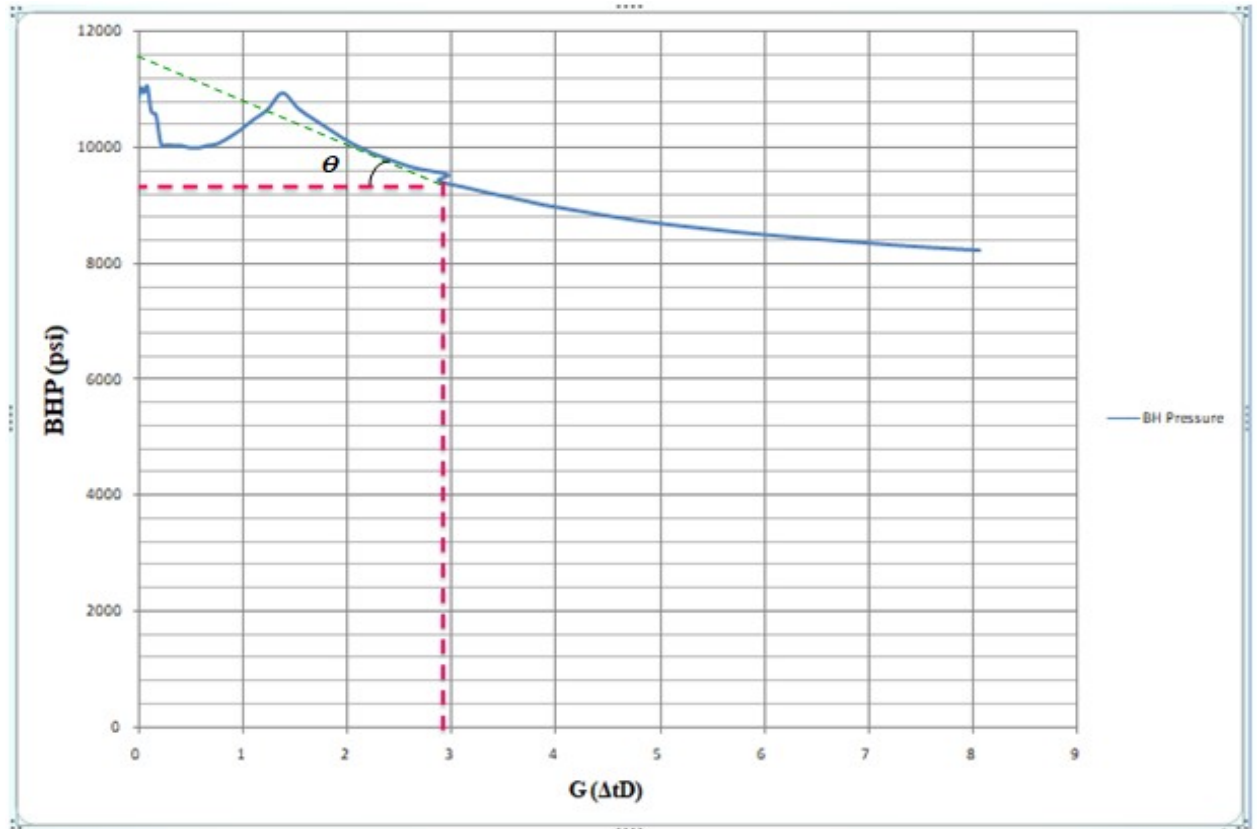


Figure V.12 : Détermination de la pente relative à la fonction-G

Avec : $\beta = 2n' + 2/2n' + \alpha + 3$ et $r_p = H_p/H_f$

α : Coefficient qui décrit la constance de la viscosité du fluide de fracturation ($\alpha = 1$)

n' : Exposant dans le modèle rhéologique de loi de puissance ($n' = 0.45$)

H_f : Hauteur de la fracture ($H_f = 62m = 203ft$).

r_p : un coefficient qui est égale H_p/H_f .

H_p : Hauteur perméable ($H_p = 85m = 278 ft$).

Le temps de pompage $T_p = 19,17 \text{ min}$

AN : $\beta = 0.59, r_p = 1.369$ et $C_L = 0.00265 \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$

On a : $C_L = 0.00256 \text{ ft}/\sqrt{\text{min}} > 0.001 \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$ la filtration du fluide est bonne.

V.2.7.12. Calcul de la Conformité de la fracture (C_f)

Elle est donnée par la formule suivante : $C_f = \pi \cdot \beta \cdot H_f / 2E'$ donc : **$C_f = 3,431.10^{-5} \text{ ft/psi}$**

V.2.7.13. Volume injecté (V_{inj})

Connaissant le débit et le temps d'injection (pompage), on déduit le volume injecté par :

$Q_{inj} = 26 \text{ bbl/min}$ (atteint lors de pompage)

$T_{inj} = T_p = 19.17 \text{ min}$

$V_{inj} = Q_{inj} * T_{inj}$ donc : **$V_{inj} = 498.42 \text{ bbl} = 2798.419 \text{ ft}^3$**

V.2.7.14. Estimations de la Géométrie de fracture par la méthode de Nolte

a. Estimation de la longueur (X_f)

Pour le modèle PKN et $\eta = 35,14\% > 20\%$ donc $G(\Delta T_D = 0) = 4/3$

$$X_f = \frac{(1 - \eta) V_i E'}{4 G (\Delta T_D = 0) \beta * m} * \frac{1}{H^2 f}, \quad \mathbf{X_f = 105.71 \text{ ft} = 32.22 \text{ m}}$$

b. Estimation de la largeur (W_f)

Pour le modèle PKN et $\eta = 35,14\% > 20\%$ donc $G(\Delta T_D = 0) = 4/3$

La largeur de la fracture est donnée par la formule suivante :

$$W_f = \frac{V_f}{A_f} = \frac{\eta V_i}{X_f H_f} = \frac{2 G (\Delta T_D = 0) (C_{Lr_p} \sqrt{T_{inj}}) \eta}{(1 - \eta)}, \quad \mathbf{W_f = 0.0458 \text{ ft} = 1.395 \text{ cm}}$$

V.2.7.15. Volume de la fracture (V_f)

$V_f = \eta * V_{inj} = 0.3514 * 2798.419$, **$V_f = 983.266 \text{ ft}^3 = 27.84 \text{ m}^3$**

V.2.8. Comparaison du résultat obtenu par logiciel M Frac

Le logiciel FracPro PT peut fournir plusieurs designs, c'est à l'exécutant du programme de sélectionner le plus convaincant, le design est affiché sous formes de tableaux et de graphes.

Ci-dessous on expose le design fait par le M Frac :

Tableau V.13: Comparaison du résultat obtenu par logiciel

Paramètres	Symbole	(Unit)	V. Calcule	V. logiciel
Pression de fermeture instantanée au fond	BHISIP	(psi)	10250	10221
Pression de fermeture instantanée à la surface	SISIP	(psi)	4900	5321
Pression fin pompage à la surface	SLPP	(psi)	6589	5640
Temps de fermeture	T_c	(min)	27.37	26.61
Pression de fermeture	P_c	(psi)	9526	9548

Gradient de fracturation	Gf	(psi/ft)	0.90	0.91
Pression nette	P_{net}	(psi)	724	643
La longueur de fracturation	Xf	(m)	32.22	21.89
Hauteur de fracturation	hf	(m)	62	62.28

Les résultats des différentes étapes des calculs effectués se rapprochent de ceux obtenus sur simulateur, mais le design établi sur ce dernier reste toujours le plus précis, car il repose sur des modèles proposés qui ont toujours une marge d'erreur, et que l'outil informatique essaye de minimiser.

La méthode de NOLTE basée sur les bilans matières et l'analyse du déclin de pression après SHUT-IN, apparaît comme une bonne approche, car elle est une sorte de synthèse des travaux déjà effectués antérieurement. Autrement dit, pour bien maîtriser les logiciels (simulateurs) qui traitent la fracturation, il est important de comprendre et de maîtriser la méthode de NOLTE manuellement.

V.2.9. Conclusion

V.2.9.1. Interprétation des résultats du test d'injectivité

- Détermination du gradient de fracturation (G_f) et son évolution avec l'extension de la fracture.
- Un gradient anormalement élevé est en général l'indice de colmatage du puits. Une acidification complémentaire avec quelques mètres cubes d'acide pourra réduire sensiblement le gradient.
- Détermination des pertes de charge en injection avec estimation si possible des pertes de charge à prévoir à un débit différent (généralement supérieur) au cours du traitement principal.
- Vérification du comportement de l'équipement du puits (La qualité de la cimentation et le comportement des équipements de fond).
- Orientation et localisation de la fracture précisées par la thermométrie notamment.

V.2.9.2. Renseignements du test d'injectivité

La pression d'initiation de la fracture peut ou non passer par un maximum, suivant :

- Le degré de filtration du fluide injecté dans la formation.
- Le rapport des contraintes principales horizontales.
- La distribution réelle des contraintes au voisinage immédiat du puits.
- Le plus souvent on n'observe pas de maximum de la pression de fond, surtout si le fluide injecté filtre normalement dans la formation. Si les indications du test d'injectivité ne sont pas entièrement satisfaisantes, il y a lieu de différer l'exécution du traitement principal pour rechercher les causes des anomalies observées.

V.2.9.3. Objectif de Data FRAC

L'objectif est d'abord obtenir des données exactes ou au moins réalistes des mesures in. Donc c'est une technique puissante qui permet de déterminer des paramètres nécessaires à l'étude et à la conception d'une opération de fracturation hydraulique par :

- Estimation de la contrainte minimale (Pression de fermeture).
- Mesure de la pression nette de pompage (choisir le model le plus approprié)
- Mesure de l'efficacité.
- Evaluation de la hauteur fracturée (Thermométrie après 03 heures de l'arrêt de pompage).
- Détermination la géométrie de la fracture : longueur, largeur, les propriétés mécaniques.
- Calcule de la valeur de coefficient de filtration.

V.2.9.4. Durée de fermeture du puits après le traitement

La durée de fermeture variera aussi évidemment d'un puits à l'autre suivant la perméabilité du réservoir et la nature du fluide injectée

V.2.9.5. Recommandations

Les données de traitement principales ont été appariées au simulateur, une fracture hautement conductrice est prédite.

Le simulateur MFrac initie la fracture dans l'intervalle de contrainte le plus bas, qui est dans le section supérieure des perforations sur la base du profil de contrainte fourni et thermo log.

L'analyse du traitement avec une pression de fond calculée peut être erronée en raison de les difficultés associées au calcul de pressions de frottement précises. Une méthode de la surveillance de la pression en fond de trou en temps réel améliorerait la qualité du traitement et analyses associées

Il est mieux que nous essayer de faire une modalisation par la méthode de XFEM (The Extended Finite Element Method) :

Une nouvelle technique de calcul présenté par méthode d'élément fini entendue (XFEM) utilisée pour la résolution des problèmes de fractures hydrauliques. La XFEM faire la modélisation de la propagation des fissures. Elle augmentée les degrés de liberté pour obtenir un bon résultat de calcul de la fissure et sa contribution à la déformation.

On recommandé de faire ce problématique avec cette méthode

Conclusion générale

Conclusion générale

Pendant la fermeture du puits une pression en tête de l'annulaire P_a et un profil de pression dans le trou s'établissent en fonction de la pression de pore et des densités des fluides.

La procédure normale de contrôle suppose que dans ces conditions il n'y a pas fracturation au point fragile. C'est la condition $P_a < P_{adm}$ pour la densité de boue utilisée pendant le forage dans le réservoir.

La détection rapide d'une venue est également essentielle puisque plus volume de fluide entre dans le puits avant la fermeture sera important plus la pression annulaire en tête P_a sera élevée.

On ne saurait également trop insister sur l'importance de la connaissance de P_{adm} . Celle-ci est obtenue par les mesures de fracture du découvert au sabot du dernier tubage ou en cours de phase.

Il faut cependant rester prêt à résoudre une telle éventualité et le maître de l'œuvre devra définir à l'avance :

- La procédure qu'il souhaite appliquer dans une telle éventualité
- Les consignes au chef de poste correspondant.

Dans ces procédures on ne stoppe pas immédiatement la venue puisque c'est impossible sans risque de fracturer, mais on cherche à l'arrêter progressivement.

L'exercice du contrôle de venue a pour objet de simuler avec la boue de la phase de forage en cours une circulation sous duse.

Il doit mettre en évidence:

- le comportement du personnel (positionnement, actions)
- les temps de réaction.
- les défaillances du matériel.

Il faut organiser des exercices de sécurité de contrôle de venue et prendre les actions nécessaires pour que personnel et matériel soient parfaitement opérationnels en sécurité, et pour les objets suivants :

- Transmettre à l'entrepreneur de forage par écrit et commenter la procédure de fermeture du puits si venue en forage.
- D'organiser des exercices de sécurité et d'entreprendre les actions nécessaires pour que personnel et matériel soient parfaitement opérationnels.

Toute anomalie déclarée par l'ingénieur du mud logging doit être noté sur le livre de bord en précisant les actions nécessaires. Toute variation anormale doit être expliquée (défaillance de matérielle, négligence du personnel ou un autre cause). .

La pression de fracturation P_{frac} étant une valeur constante, si l'on change la densité de la boue, la pression hydrostatique au sabot variera et la Pression admissible P_{adm} également.

Si la densité d augmente et la pression hydrostatique P_h augmente dont la pression admissible P_{adm} diminue.

Si la densité d diminue et la pression hydrostatique P_h diminue dont la pression admissible P_{adm} augmente.

La connaissance du gradient de fracturation des terrains peut être déterminée par :

- Une information statistique locale
- Essai du découvert (leak of test/mini frac)

Le Minifrac est une mise en pression du puits et en particulier de la nouvelle formation, afin de déterminer sa résistance ou la pression de fracturation P_{frac} .

Le résultat du LOT lu en surface donne la pression admissible en tête de puits P_{adm} . De cette pression admissible, il est facile de détruire la pression de fracturation au sabot P_{frac} .

Le sabot sera toujours considéré comme le point fragile de la formation, car plus l'on force profondément plus le terrain est généralement résistant

Références Bibliographique

- [1] Jean Paul NGUYEN, Le forage, Edition technip 1993.
- [2] Erik Eberhardt, Doug Stead, Tom Morrison: Rock Mechanics, Meeting Society's Challenges and Demands, volume 1, Taylor and Francis London
- [3] Gary .J. Plisga, BS.William Lyons, Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering, Third Edition; William C. Lyons
- [4] Usman Ahmed, D. Nathan Meehan, Unconventional Oil and Gas Resources: Exploitation and Development, BAKER HUGHES, Taylor and Francis Group.
- [5] Prévention et maîtrise des éruptions, Sous-commission forage, Edition technip.
- [6] A Rojey, B. Durand, S. Jullian, M. Valais, Le Gaz naturel, Edition technip.
- [7] Robust Mini-Fracturing/DFIT Modeling and Analysis Using Semi-Analytical Strategy, Chang Su Regina, University of Regina, December, 2014.
- [8] Leak-off test (lot) models combining wellbore and near-wellbore mechanical and thermal behaviors, Arjang Gandomkar, 2015
- [9] Stimulation, Dowell Shlumberger, Edition limitée.
- [10] Méthodes de contrôle des puits, manuel d'intervention sur puits, Naftogaz Hassi Messaoud, Algérie.
- [11] Généralités sur le forage, Naftogaz, direction formation filière forage, Naftogaz Hassi Messaoud, Algérie.
- [12] F. GRONDIN, Les outils de forage, Sonatrach division forage, département de formation 2004.
- [13] Le fluide de forage, Sonatrach division forage, département de formation 2004
- [14] Robert D, Grace with Contributions by Bob Cudd, Richard S, Carden, and Jerald L. Shursen, Advanced Blowout & well Control
- [15] Evaluation de la fracturation hydraulique dans le champ de Hassi Messaoud IAP Boumerdes 2014.
- [16] Review of Hydraulic Stimulation Technology, R. Jung, F. Rummel engine Workshop 3, 2006.
- [17] Well testing and interpretation, D. Bourdet, IFP.
- [18] Complétion et reconditionnement des puits, programmes et modes opératoires, Edition technip 27 rue Gignoux 75737 paris cedex 15.

- [19] Introduction au forage pétrolier, département de formation Sonatrach division forage 2008.
- [20] La garniture de forage ; ENSPM Formation industrie – IFP Training 2005.
- [21] Minifrac (DFIT) Analysis for Unconventional Reservoirs using F.A.S.T. Well Test.
- [22] Forage et fracturation hydraulique, Jean-Jacques Biteau d'après la documentation utilisée en conférences par Total.
- [23] Hydraulic fracture treatment post job REPORT (Rev01) HTFN-5, Farid Zahal, Advancing Reservoir Performance, BJSP 2018.
- [24] Thermo log HTFN5, Schlumberger 2018.
- [25] Massifs rocheux, Transvalor - Presses des MINES, 2010.
- [26] Présentation des investigations et études géotechniques, Frédéric Durand Journée du 20 octobre 2009.
- [27] KHODJA Mohamed, Les fluides de forage : étude des performances et considérations. Environnementales, Université Louis Pasteur Strasbourg – France, 2008.
- [28] Transport des déblais dans les forages pétroliers cas des forages inclinent, Melle Baba Hamed Samira, université des sciences et de la technologie d'Oran Mohamed Boudiaf.
- [29] Technical data book a Quick Reference Book of Formulas, Charts and Tables, 2007 Wild Well Control.
- [30] Well control model theory and user's manual, Maurer engineering inc. 2916 West T.C. Jester Houston, Texas 77018.
- [31] Comportements de puits pétrolières, Pierre Berest et Benoit Brouard, Réunion CFMR –11, 2007.
- [32] Sonatrach division forage, DDO, Data base, Base 24 février Direction des opérations, Département engineering, HMD
- [33] Sonatrach SH/DP data base, Base IRARA, Service puits
- [34] Fluides pour forages horizontaux dirigés, Most 205 Boulevard Marcel Cachin, France.
- [35] Yawar Rizwan, Pressure Transient Analysis for Minifrac/DFIT and Waterflood Induced Fractures, Delft University of Technology, 2017.
- [36] Saad Ibrahim, Applications of Mini Fracs DFIT - Diagnostic Fracture Injection Test, P. Eng, for information: www.petromgt.com 2015.

- [37] Frederic SKOCZYLAS, Contribution a l'étude de la distribution de contraintes autour d'un puits pétrolière, université de lille, 1988.
- [38] Arjang Gandomkar, Leak-off test models combining wellbore mechanical and thermal behaviors, The University of Texas at Austin, August 2015.
- [39] Yao Fu, M.S.E, Leak-Off Test Models, the University of Texas at Austin, 2014.
- [40] Dave Hawker, Anormal formation pressure analysais, Version 2001.
- [41] Formation professionnalisant IFP/ Intervention puits-traitement des réservoirs / Sonatrach 2015.
- [42] Prévention éruption manuel, Sonatrach division forage, Hassi Messaoud, Algérie.
- [43] Inversion methods to determine the in-situ stresses, Segun Gideon Aiyeru, university of Stavanger.

Résumé

Malgré l'évolution impressionnante de l'industrie pétrolière, cette dernière affronte toujours des défis surtout dans le domaine de sécurité. L'un des risques les plus graves lors du forage d'un puits de pétrole est l'éruption causée par l'intrusion incontrôlée d'un fluide de formation à l'intérieur du puits. Notre étude consiste à comprendre le phénomène et à analyser des cas réels pour puits HM3.

L'objectif de notre projet, est d'étudier les causes des venues et analyser les pressions et le comportement de la pression de réservoir pendant l'évacuation de venue et de choisir des méthodes de contrôle, utilisée dans l'étude proposé pour le puits HM3

L'estimation de la pression de pore lors du forage est extrêmement importante. Une estimation précise n'affecte pas seulement la sécurité des opérations de forage, elle affecte également le temps et le coût de forage ainsi que l'état de la formation pour les essais et la production. Dans les cas d'une surestimation extrême, la pression de la boue peut détruire l'intégrité du découvert. Une contrainte précise sur la pression de pore est un facteur important sur l'étude des gisements. (Etude de l'opération de Minifrac au niveau du puits HTFN5)

Mots-clés : contrôle de puits, venue, pression de fracturation, éruption, méthodes de contrôle,

Pression admissible, contrainte autour d'un puits, résistance mécanique, Leak of test, Gradient de fracturation, Densité requise, kill sheet, mini frac.

Abstract

Despite the impressive evolution of the oil industry, the latter still faces challenges especially in the security field. One of the most serious risks when drilling an oil well is the rash caused by the uncontrolled intrusion of a formation fluid into the well. Our study consists of understanding the phenomenon and analyzing real cases for HM3 wells. The objective of our project, is to study the causes of the blowout and analyze the pressures and the behavior of the reservoir pressure during the evacuation of blowout and to choose methods of control, used in the proposed study for the well HM3

Pore pressure estimation while drilling is extremely important. Accurate estimation not only affects the safety of the drilling operation it also affects the time and cost of drilling as well as the condition of the formation for testing and production. In cases of extreme overestimation, the mud pressure may destroy seal integrity. Accurate constraint on pore pressure is an important factor in the study of deposits. (Study of the Minifrac operation at the well HTFN5)

Key words: well control, cracking pressure, eruption, control methods, Permissible pressure, constraint around a well, mechanical resistance, Leak of test, Fracturing gradient, Density required, kill sheet, mini frac.

ملخص

تلعب معدات التحكم في الحفر دوراً مهماً في صناعة النفط، فإن الأخيرة لا تزال تواجه تحديات خاصة في مجال الأمن

أحد المخاطر الأكثر خطورة عند حفر بئر نفطية هو النفخ الناتج عن التدخل غير المتحكم فيه لوسائل التكوين في البئر إن تقدير ضغط المسام أثناء الحفر مهم للغاية لا يؤثر التقدير الدقيق على سلامة عمليات الحفر فحسب ، بل يؤثر أيضاً على وقت وتكلفة الحفر بالإضافة إلى حالة التدريب للاختبار والإنتاج

الهدف من مشروعنا هو دراسة إخلاء ومراقبة الغاز في الدراسة المقترحة للبئر HM3. الضغط الدقيق على ضغط المسام هو عامل مهم في دراسة الترسبات (دراسة عملية Minifrac في بئر HTFN5)

الكلمات المفتاحية:

التحكم الجيد، ضغط التكسير، الثوران، طرق التحكم، الضغط المسموح به، التقييد حول البئر، المقاومة الميكانيكية، تسرب الاختبار، تدرج التكسير، الكثافة المطلوبة

Les annexes

Annexes

I. La methode de bullheading

2.4.4 Neutralisation par Bullheading

A/ Cas d'un tubing intégral

L'opération bullheading est une des méthodes les plus recommandées pour la neutralisation des puits producteurs (gaz). Elle consiste à pomper un fluide de contrôle dans le tubing de production afin de squeezer le fluide de formation à travers les perforations tout en suivant le profil de l'évolution des pressions en surface.

La neutralisation des puits par bullheading est utilisée dans des situations telles que:

- puits à gaz de grande profondeur
- impossibilité d'accéder aux dispositifs de circulation de fond (écrasement tubing, poisson ou dépôts de sédiments dans le tubing,...)
- volume sous packer important
- dégradation du fluide annulaire (densité au fond importante, bouchage de l'espace annulaire)

Procédure de neutralisation par bullheading

La procédure de neutralisation par bullheading consiste à:

- calculer le volume intérieur de tubing
- calculer la pression maximale admissible en surface au début et à la fin de l'opération
- établir les graphes des pressions en fonction du volume de fluide de contrôle pompé:
 1. limite de la pression d'éclatement du tubing
 2. pression maximale admissible pour ne pas fracturer la formation
 3. pression statique en tête de tubing
- pressuriser l'espace annulaire pour réduire le risque d'éclatement de tubing et s'assurer de son intégralité
- choisir un débit réduit de façon que la vitesse de pompage soit supérieure à la vitesse de migration du gaz dans le tubing

- commencer à pomper le fluide de contrôle dans le tubing en observant les pressions en surface (pressions en tête de tubing et d'annulaire) jusqu'à ce que le fluide de contrôle arrive au niveau des perforations
- fermer le puits et observer les pressions en tête de puits (normalement $P_{tbg} = 0$)

Avantages

- simple à réaliser
- nécessite un volume de fluide contrôle relativement faible
- diminution instantanée de la pression en tête de tubing dès le début de pompage
- puits neutralisé dès que le fluide de contrôle arrive au fond

Inconvénients

- risque de fracturer la formation
- risque d'endommager la couche productrice par perte importante de fluide de contrôle
- risque d'éclater la colonne de tubing et les équipements de surface

Note:

Pour que la méthode de neutralisation par bullheading soit efficace, la vitesse de déplacement du fluide pompé doit être supérieure à la vitesse de migration du gaz dans le tubing. L'utilisation de viscosifiants avec le fluide de contrôle peut réduire l'effet de cette migration.

Exemple d'application:**Données du puits**

Côte packer	: 3050 m
Côte haut perforation	: 3100 m
Densité du fluide annulaire	: 1.07 Kg /l
Densité de fracturation	: 1.65 Kg/l
Capacité du tubing 4 ½ - N80 - 13.50#	: 7.79 l/m
Pression d'éclatement du tubing	: 622 bars
Pression stabilisée en tête du tbg (puits fermé)	: 252 bars
Pression de pores	: 318 bars
Gradient du gaz	: 0.022 bar/m

Calculs

- volume de tubing

$$V_{\text{tbg}} = 3100 \times 7.79 = 24149 \text{ l}$$

- densité de fluide de contrôle

$$d_r = \frac{318 \times 10.2}{3100} = 1.05 \text{ kg/l}$$

- pression maximale admissible en tête de tubing au début de l'opération bullheading

$$P_{\text{adm1}} = \frac{1.65 \times 3100}{10.2} - (0.022 \times 3100) = 433 \text{ bars}$$

- pression maximale admissible en tête de tubing à la fin de l'opération bullheading

$$P_{\text{adm2}} = \frac{(1.65 - 1.05) \times 3100}{10.2} = 182 \text{ bars}$$

- pression statique initiale stabilisée en tête de tubing

$$P_{\text{tbg1}} = 252 \text{ bars}$$

- pression statique finale en tête de tubing à la fin de l'opération bullheading

$$P_{\text{tbg2}} = 0 \text{ bars (puits plein de fluide de contrôle)}$$

La représentation graphique de l'évolution des pression en tête de tubing est utilisée comme guide durant l'opération de neutralisation (fig 2.35 et 2.36).

EVOLUTION DES PRESSIONS EN TÊTE DE TUBING DURANT L'OPERATION DE NEUTRALISATION PAR BULLHEADING

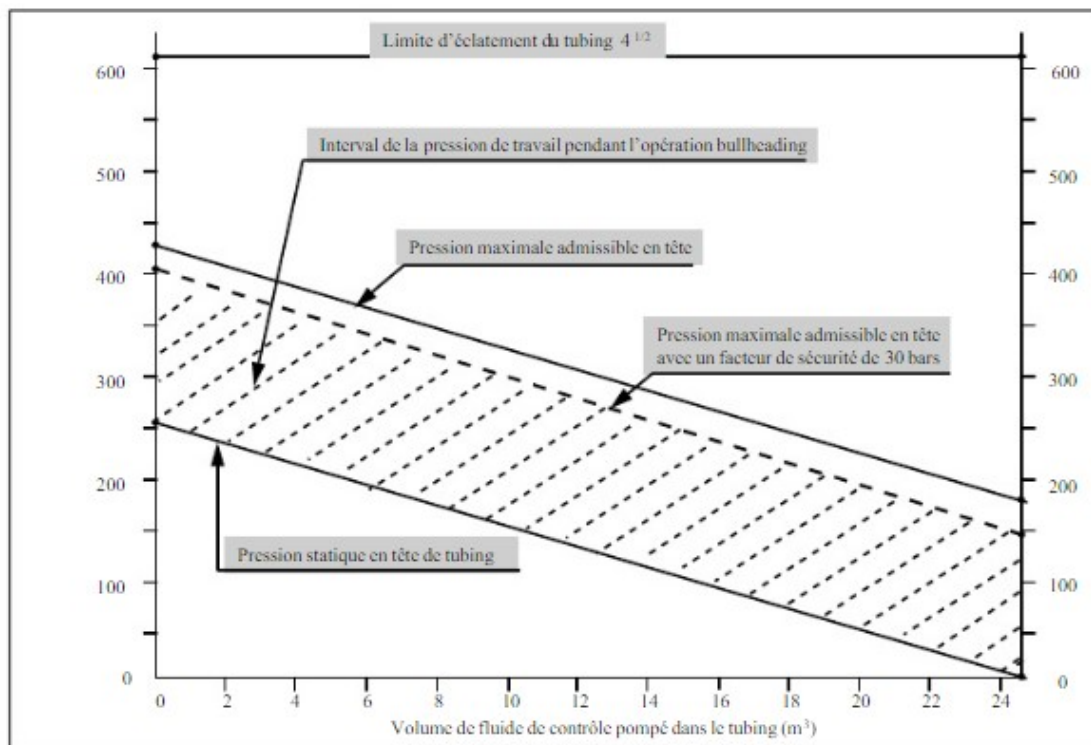
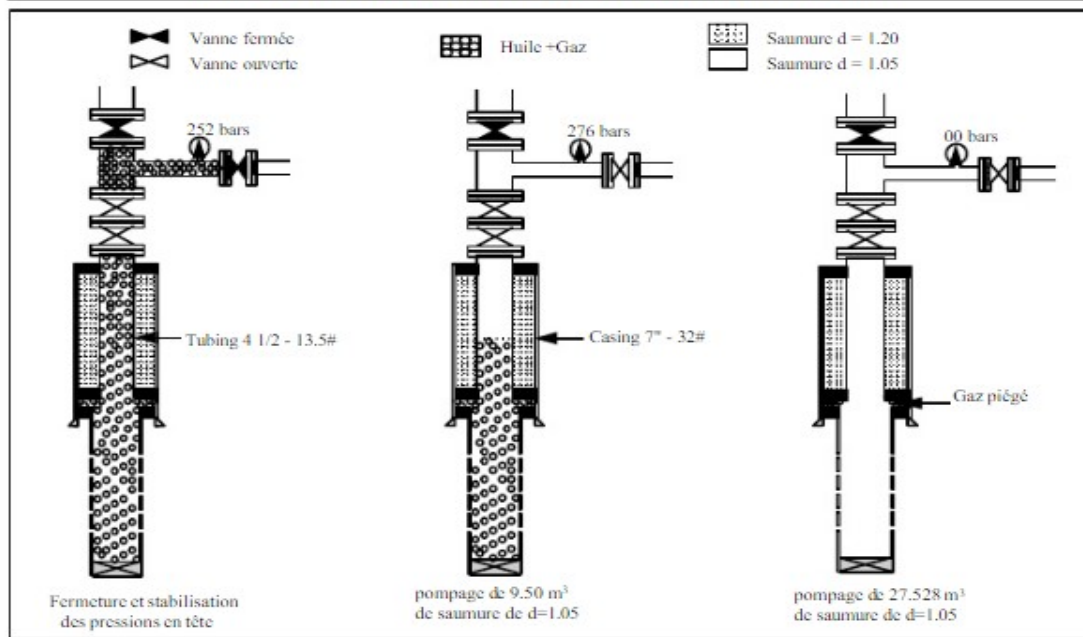


Fig 2.35 & 2.36

2. La kill sheet

International Well Control Forum				DATE : _____	
Surface BOP Kill Sheet - Deviated Well (S.I. Units)				NAME : _____	
FORMATION STRENGTH DATA: SURFACE LEAK-OFF PRESSURE FROM FORMATION STRENGTH TEST (A) kPa DRILLING FLUID DENS. AT TEST (B) kg/m ³ MAX. ALLOWABLE DRILLING FLUID DENSITY = $(B) + \frac{(A)}{\text{SHOE T.V. DEPTH} \times 0.00981} = \text{[C]} \text{ kg/m}^3$ INITIAL MAASP = $((C) - \text{CURR. DENS.}) \times 0.00981 \times \text{SHOE T.V. DEPTH} = \text{[]} \text{ kPa}$			CURRENT WELL DATA: DRILLING FLUID DATA: DENSITY [] kg/m ³ DEVIATION DATA: KOP M.D. [] m KOP TV.D. [] m EOB M.D. [] m EOB TV.D. [] m CASING SHOE DATA: SIZE [] mm M. DEPTH [] m T.V. DEPTH [] m HOLE DATA: SIZE [] mm M. DEPTH [] m T.V. DEPTH [] m		
PUMP NO. 1 DISPL.		PUMP NO. 2 DISPL.			
m ³ / stroke		m ³ / stroke			
SLOW PUMP RATE DATA:		(PL) DYNAMIC PRESSURE LOSS			
		PUMP NO. 1		PUMP NO. 2	
SPM		kPa		kPa	
SPM		kPa		kPa	
PRE-RECORDED VOLUME DATA:		LENGTH m	CAPACITY m ³ / m	VOLUME m ³	PUMP STROKES stks
DP - SURFACE TO KOP		x	=		(L) stks
DP - KOP TO EOB		x	=	+	(M) stks
DP - EOB TO SHA.		x	=	+	(N1) stks
HEVI WALL DRILL PIPE		x	=	+	(N2) stks
DRILL COLLAR		x	=	+	(N3) stks
DRILL STRING VOLUME				(D) m ³	stks
DC x OPEN HOLE		x	=		
DP / HWDP x OPEN HOLE		x	=	+	
OPEN HOLE VOLUME				(F) m ³	stks
DP x CASING		x	=	(G) +	stks
TOTAL ANNULUS VOLUME				(F+G) = (H) m ³	stks
TOTAL WELL SYSTEM VOLUME				(D+H) = (I) m ³	stks
ACTIVE SURFACE VOLUME				(J) m ³	
TOTAL ACTIVE FLUID SYSTEM				(I+J) m ³	
					Dr No SD 00/01 (S.I.-0.00981) 29-01-2003

3. Puits HTFN5

