

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche

Scientifique

Université M'hamed Bougara de Boumerdès



Faculté Des Hydrocarbures et de la chimie
Département Gisements Miniers et Pétroliers

Mémoires de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

MIHOUBI Ahmed Rami

MOHAMDI Ali

Filière : Hydrocarbures

Option : Génie pétrolier : Forage des puits .

Thème

Optimisation des opérations well control : détermination de la différence de kick tolérance avec les modèles de simulation « gaz à bulle unique et multiphasique dynamique »

Année Universitaire:2022/2023

Remerciements

Ce travail de Recherche a été accompli à la division de forage au sein de groupement Reggane nord (GRN) au niveau de département des opérations de forage.

Je tiens tout d'abord à remercier en premier lieu ALLAH le tout puissant, pour m'avoir donné autant de courage, de patience et de volonté pour atteindre ce but.

Mes premiers remerciements vont naturellement à mon Directeur de Mémoire BELIMANE Zakarya pour avoir accepté de suivre mes travaux de Recherche malgré ses lourdes charges d'Enseignement et 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, car il apprécie la grande liberté qu'il m'avait accordée dans la gestion de mon mémoire tout en étant très rigoureux sur le respect du programme et les délais de remise du travail. Merci pour m'avoir supporté tout ce temps et d'en avoir fait de cette période, une période très utile et agréable pour moi.

Mes remerciements vont à tous ceux qui ont contribué à la réussite de ce travail, en particulier mes chers parents, mes frères pour les divers sacrifices et de m'avoir fourni depuis très longtemps déjà un cadre familial propice à un épanouissement personnel et scolaire, et pour m'avoir soutenu quoi qu'il arrive.

Je tiens aussi à exprimer mes remerciements aux personnels, ingénieurs de groupement Reggane nord et de L'IAP spécialement :

- M. GSASSI HOUARI, Chef département forage a GRN,
- M. IBRAHIM KADA, superviseur à GRN.
- M. ERIK ABALIAN, ingénieur des opérations de forage a GRN
- M. RACHID MESDOUR, formateur a crédité de IWCF chez l'IAP.

- M. KAWA AbdElkhalek, superintendent à GRN.

Résumé

La détermination de l'ampleur d'un afflux dans le puits lorsqu'un événement de kick se produit est très importante lors de la conception du puits ainsi que lors des phases d'exécution du puits. Ce travail est mené pour déterminer la tolérance d'un kick en utilisant un modèle multiphasique dynamique, puis les résultats de ce modèle sont comparés avec ceux du modèle monophasique à bulle unique utilisé généralement sur chantier. La modélisation multiphasique dynamique est capable de supporter un volume de kick plus important par rapport à la modélisation monophasique à bulle unique, car elle prend en compte plusieurs phases de fluide dans un afflux et applique la caractéristique du gaz pour avoir une perte de pression multiphasique. Le modèle multiphasique dynamique offre un plus grand volume de kick pour fracturer le point le plus faible au niveau du sabot de tubage, alors que la phase de gaz à bulle unique est plus conservative lorsqu'elle un afflux est survenue. L'effet du poids de la boue, du type de boue, de la composition de l'huile dans la boue, ainsi que du taux de circulation de l'afflux sont explorés en utilisant le modèle multiphasique dynamique. L'augmentation du poids de la boue, réduit le volume maximal de kick admissible d'un afflux en raison de la réduction de la MAASP entre la pression de fracturation et la pression hydrostatique au sabot du tubage. Un volume de kick plus élevé peut être atteint en utilisant du WBM(water based mud) par rapport au OBM(oil based mud) . De plus, l'impact de la kick tolérance a été étudié lorsque différents types de boue sont utilisés, tels que la boue à base d'eau et la boue à base synthétique. Ce travail a démontré que le modèle multiphasique dynamique peut être utilisé comme un guide pour identifier le comportement d'un afflux lorsqu'un événement de kick se produit.

Commenté [eb1]: Expliquer ??

ملخص

يعد تحديد حجم التدفق المسموح به إلى جوف البئر عند دخول سائل غير مرغوب فيه أمرًا مهمًا للغاية أثناء تصميم البئر وكذلك مراحل تنفيذ البئر. يتم إجراء هذا البحث لتحديد الكمية المسموحة من السائل المتدفق حيث يتم تطبيق نموذج الفقاعة الأحادية الطور وأيضًا لمقارنته بالنموذج الديناميكي متعدد الأطوار. النمذجة الديناميكية متعددة الأطوار قادرة على الحصول على حجم سائل أكبر مسموح به مقارنة بنموذج طور غاز الفقاعة الأحادية حيث يدعم الطور المتعدد محاكاة لخاصية الغاز على فقدان الضغط أثناء دخوله للبئر في حين يعتبر طور غاز الفقاعة المفردة يكون أكثر تحفظًا. في هذه الدراسة تم دراسة تأثير وزن الطين ، ونوع الطين ، وتكوين الزيت الداخل في تركيب الطين ، وكذلك معدل قتل وإخراج السائل الغير مرغوب فيه في النموذج الديناميكي متعدد الأطوار على الحجم المسموح به من غير كسر النقطة الأكثر ضعفا في البئر وهي حذاء الغلاف. زيادة وزن الطين في كلتا الحالتين يقلل من الحد الأقصى المسموح به لحجم السائل المتدفق الغير مرغوب به بسبب الانخفاض في MAASP بين ضغط الكسر والضغط الهيدروستاتيكي على مستوى حذاء الغلاف. يمكن السماح لتدفق حجم أكبر باستخدام WBM مقارنة بـ SBM. استنادًا إلى دقة الإجراء المقدم ، يمكن استخدام التنبؤ بحجم السائل المتدفق المسموح به باستخدام النمذجة الديناميكية متعددة الأطوار كمبدأ توجيهي لتحديد سلوك التدفق عند حدوث أي حدث غير مرغوب به.

Abstract

Determining the magnitude of an influx into the wellbore when a kick event occurs is very important during well design as well as the well execution phases. This research is conducted to determine the kick tolerance where the single bubble phase model is applied and also to compare it with the dynamic multiphase model. Dynamic multiphase modelling is capable of supporting more kick volume compared to single bubble gas phase modelling where it considers multiple fluid phase in an influx and applies the gas characteristic to have a multiphase pressure loss. Dynamic multiphase gives more kick tolerance to fracture the weakest point at the casing shoe where single bubble gas phase is more conservative when it allows influx. The effect of pore pressure, mud weight, mud type, oil composition in mud, as well as the circulation kill rate are explored in dynamic multiphase. Increasing the mud weight in either case reduces the maximum allowable kick volume of an influx due to the reduction in MAASP(maximum allowable anticipated surface pressure) between fracture pressure and hydrostatic pressure at the casing shoe. Higher kick volume can be achieved using WBM compared to SBM. In addition, a sensitivity analysis is performed from the dynamic multiphase simulations to analyze the impact on the kick tolerance during the increase in mud weight as well as the pore pressure uncertainties. Moreover, the impact of kick tolerance has been investigated when different types of mud are used, such as water-based mud and synthetic-based mud. Based on the accuracy of the presented procedure, the prediction of kick tolerance from dynamic multiphase modelling can be used as a guideline to identify the behavior of an influx when a kick event occurs.

Sommaire

Résumé	5
ملخص.....	6
Abstract.....	7
Liste des figures	13
Liste des tableaux	15
Abbreviations.....	17
Introduction Générale.....	18
Chapitre 1 Historique des venues à Sonatrach.....	20
Introduction	20
1. 1. Venues en fonction de l'activité	20
1. 2. Venues en fonction des opérations	21
1. 3. Venues en fonction du type	22
1. 3. 1. Venues induites	23
1. 3. 2. Venues en Underbalance.....	23
1. 3. 3. Autres types	23
Conclusion	25
Chapitre 2 Généralités sur les venues	26
Introduction	26
2. 1. Les principes fondamentaux du contrôle de venue.....	26
2. 1. 1. Contrôle primaire	26
2. 1. 2. Contrôle secondaire.....	26
2. 1. 3. Contrôle tertiaire	26

2. 2. Généralités sur les pressions	27
2. 2. 1. Rappel sur l'hydrostatique des fluides	27
2. 2. 2. Pertes de charge	28
2. 2. 3. Pression des pores	29
2. 2. 4. Pression de fracturation.....	30
2. 2. 5. Pression admissible.....	30
2. 3. Définition d'une venue	31
2. 4. Signes de la venue	31
2. 4. 1. Les signes précurseurs indiquant un risque de venue	31
2. 4. 2. Signes positifs d'une venue	33
2. 5. Causes des venues	34
2. 5. 1. Densité du fluide de forage insuffisante	34
2. 5. 2. Perte de circulation.....	35
2. 5. 3. Défaut de remplissage pendant la manœuvre	35
2. 5. 4. Pistonnage vers le haut (swabbing).....	36
2. 5. 5. Pistonnage vers le bas (surging)	37
2. 5. 6. Formation à pression anormalement élevées	37
2. 6. Méthodes de contrôle.....	37
2. 6. 1. Driller's method	37
2. 6. 2. Méthode Wait and weight.....	40
2. 6. 3. Comparaison entre les deux méthodes.....	41
Conclusion	42
Chapitre 3 Kick tolérance.....	43
Introduction	43

3. 1. Généralités des Kicks	43
3. 2. Swabbed Kick	44
3. 3. Kick tolérance	44
3. 3. 1. Intensité de kick : <i>Kick intensity</i>	45
3. 3. 2. Volume de Kick	45
3. 4. Pression annulaire, de pore et de fracturation.....	46
3. 4. 1. Pression annulaire maximale anticipée de surface.....	46
3. 4. 2. Pression de pore et pression de fracturation.....	46
3. 5. Profondeur de l'emplacement de tubage	47
Conclusion	48
Chapitre 4 Modélisation de Kick	49
Introduction	49
4. 1. Modèle de gaz à bulle unique (Single Bubble gaz model)	49
4. 1. 1. Principe du modèle de gaz à bulle unique.....	49
4. 1. 2. Approche de calcul de la KT en phase gazeuse à bulle unique	49
4. 2. Modèle multiphasique dynamique.....	53
4. 2. 1. Principe du modèle multiphasique dynamique	53
4. 2. 2. Comportement d'une venue de gaz.....	55
4. 2. 3. Écoulement biphasique Gaz-liquide	56
4. 2. 4. Perte de pression dans le modèle multiphasique dynamique.....	57
Conclusion	60
Chapitre 5 Étude de cas du champ AZSE-15	60
Introduction	61
4.1 Énoncé du problème	62

4.2	Méthodologie de recherche.....	62
4.3	Le projet du Groupement Reggane Nord (GRN)	63
4.3.1	AZRAFIL SUD-EST 15(AZSE-15).....	63
4.3.2	Location.....	63
4.4	Résultats de simulation.....	67
4.4.1	Simulation avec le modèle de bulle unique (single Bubble model).....	67
4.4.2	Simulation dynamique avec drillbench	70
4.5	Analyse de sensibilité	71
4.5.2	Effet de poid de boue.....	71
4.5.2	Effet de types de boue	71
4.5.3	Effet de kill rate	75
4.5.4	Effet de la compressibilité	78
	Conclusion	79
	Conclusion générale	81
	Recommandations et perspectives.....	83
	Références	84

Liste des figures

Figure 1-1. Venue en fonction d'activité.....	21
Figure 1-2. Venue en fonction d'opération	22
Figure 1-3. Venue en fonction de type.....	24
Figure 1-4 venue en fonction de champ.....	25
Figure 2- 1. Les étapes de la circulation de la méthode driller.....	21
Figure2- 2. Les étapes de la circulation de la méthode W&W.....	41
Figure 3- 1. Méthode bottom up.....	47
Figure 3- 2. L'effet de volume de kick à la profondeur de sélection de tubage.....	47
Figure 4- 1. Différents illustration de puit.....	51
Figure 4- 2. Illustrations des régimes d'écoulement pour puit de forage.....	56
Figure4- 3. Pression / température comportement d'un mélange.....	56
Figure 5- 1. Location de groupement reggane.....	64
Figure 5- 2. location de la structure d'AZRAFIL.....	64
Figure 5- 3. Coupe lithologique AZSE-15	65
Figure 5- 4. Enregistrement des pressions AZSE-15	66
Figure 5- 5. Le volume autorisé de venue sans fracturation de sabot	68
Figure 5- 6. Pression générer par différent volume de venue.....	69
Figure 5- 7. Pression générer par un volume de kick de 15 m ³ au niveau de sabot de tubage	70
Figure5- 8. volume de gain lors de la simulation de 15m ³ de venue.....	53
Figure5- 9. Simulation de pression générer par un volume de 40 m ³ de venue avec le WBM72	
Figure5- 10. Simulation de pression générer par un volume de 15 m ³ de venue avec le OBM72	
Figure5- 11. Simulation de pression de fond avec le WBM	74
Figure5- 12. Simulation de pression de fond avec le OBM	74

Figure5- 13. Le gas libre lors de la simulation dynamique multiphasique avec OBM.....	75
Figure5- 14. Le gas libre lors de la simulation dynamique multiphasique avec WBM.....	75
Figure5- 15. Pression générer au niveau de sabot pour des différents débit de circulation (100 , 150, 200 gpm)	76
Figure5- 16. L'effet de différent débit de circulation.....	77
Figure5- 17. Pression générer au niveau de sabot en utilisant des différents base oil composition	79
Figure5- 18. Pression générer au niveau de sabot en utilisant des différents nombres de composé de carbon	79

Liste des tableaux

Tableau1-1 Activité de Forage par années.....	20
Tableau 1-2 Nombre de venues en fonction des opérations en cours.....	22
Tableau1-3 Types de venue.....	23
Tableau 2- 1 comparaison entre la driller's et la wait and wait.....	41
Tableau 3- 1. Valeur typique du volume du venue	45
Tableau 3- 2. Directives d'évaluation du gradient d'afflux.....	46
Tableau 4- 1. Description des Régime d'un écoulement multiphasique liquide-gaz.....	57
Tableau 5- 1. Propriété de puits et de simulation.....	67
Tableau 5- 2. Résultats de simulation a bulle unique.....	67
Tableau 5- 3. effet de poids de boue sur le volume autorisé de venue.....	71

Abbreviations

FIT :Formation Integrity Test

LOT :Leak Off Test

MAASP :Maximmum Anticipated Annular Pressure

SIDPP :Shut in drill pipe pressure

SICP :Shut In Casing Pressure

BHA :Bottom Hole Assembly

BOP :Blow Out Preventer

BBL : Barrels

DPP : Drill Pipe Pressure

ESD : Equivalent Static Density

GPM :Gallon per Minute

KI :Kick Intensity

KT :Kick Tolerance

MWD :Measurement While Drilling

MD :Measured Depth

AZSE :Azrafil Sud Est

PV :Plastic Viscosity

YP :Yield Point

Introduction Générale

Le forage est une partie intégrante de l'industrie pétrolière et gazière car il est essentiel pour l'exploration et le développement des hydrocarbures. La demande croissante en énergie pousse à forer dans des environnements de plus en plus profonds et rigoureux, rendant le contrôle du puits de plus en plus difficile. Le succès du forage ne dépend pas de la section de puits, mais dépend en grande partie de la capacité du personnel à bord à détecter un problème avec l'équipement ou les conditions du puits avant qu'il ne devienne sérieux et à prendre les mesures appropriées. Pour cela, un paramètre très important est fréquemment évalué. Ce dernier est appelé la kick tolérance qui est le volume maximale admissible en cas de venue sans fracturer le point le plus fragile dans la colonne de tubage.

Étant donné que la kick tolérance (KT) a été considérée comme une caractéristique cruciale, ses effets sur la planification du puits, le forage et le contrôle du puits. Une image plus réaliste de la kick tolérance est souhaitée .

L'objectif de ce travail est de mener une étude numérique pour déterminer la kick tolérance en utilisant deux modèles numériques pour décrire le comportement de gaz : modèle à bulle unique et le modèle dynamique multiphasique. Après, les résultats des deux modèles sont comparés pour vérifier les différences qui pourraient avoir un impact significatif sur la conception des puits et l'opération de forage et pour explorer la possibilité de gérer des capacités d'afflux plus importantes. De plus, l'impact de la composition de l'huile dans la boue à base synthétique (SBM), l'effet de variation de poids de boue et le type de boue , ainsi que l'effet de la circulation d'évacuation de venue sont également évalués.

Pour atteindre ces buts, notre travail se structure comme suit :

Le **premier chapitre**, Présentation d'une étude statistique des venues enregistrées à la Sonatrach entre 2009 et 2012 réalisée par la cellule *well control* du département engineering de la division forage.

Le **deuxième chapitre** est orienté à présenter des généralités sur les venues .

Le **troisième chapitre**, dans ce chapitre nous présentons des généralités sur la kick tolérance .

Le **quatrième chapitre**, est consacré à la présentation des principaux modèles de la modélisation de la kick tolérance et ces importances .

Le **cinquième chapitre**, Les résultats des simulations sont présentés dans ce chapitre ainsi que leur discussion.

Chapitre 1 Historique des venues à Sonatrach

Introduction

Dans le temps, les venues et les éruptions ne sont pas souvent répertoriées et analysées. Par contre ces dernières années, toute venue ou éruption est systématiquement répertoriée et analysée pour assurer l'intégrité du puits. Dans cette perspective, La division de Forage de Sonatrach a créé la cellule Well Control au sein du département engineering pour renforcer ses équipes et contribuer à la démarche QHSE engagée par Sonatrach dans le secteur de forage. Dans le cadre de ses missions, la cellule Well Control a réalisé une étude statistique des venues qui ont eu lieu chez SONATRACH entre 2009 et 2012. Cette répertoriage permet l'analyse des principales causes des venues pour améliorer les procédures préventives et également les méthodes et les moyens de contrôle afin de réduire le nombre de venues.

1. 1. Venues en fonction de l'activité

Le **Tableau 1-1** présente l'activité de la division forage pour la période de 2009 à 2012. On note que 396 puits ont été réalisés durant cette période, dont 34 venues ont été enregistrées. Ceci donne une fréquence moyenne des venues de 8.85%, en d'autres termes 8,85 venues pour 100 puits forés.

Tableau 1-1 *Activité de Forage par années*

Année	Puits	Venues	Fréquence
2009	73	12	16.44 %
2010	110	13	11.82 %
2011	163	7	4.29 %
2012	50	2	4 %

La **Figure 1- 1** montre qu'à partir de 2010 le nombre des venues a une tendance décroissante alors que celle du nombre de puits forés est croissante. La fréquence des venues a diminué de 16.44 % en 2009 à 4 % en 2012, alors que le nombre de puits a augmenté de 73 puits en 2009 à 163 puits en 2011 puis a chuté à 50 puits en 2012. Cela montre que la venue n'est pas un événement probabiliste qui dépend du nombre de puits forés, mais un événement défini

qui se réalise si les conditions nécessaires sont réunies indépendamment du nombre de puits réalisés [1].

Cependant, si tous les paramètres qui contribuent à la bonne réalisation du puits à savoir le programme de forage, l'appareil de forage, les moyens de suivi, les moyens de contrôle, les moyens humains, et les procédures adaptées sont assurés et réunis, un grand nombre d'incident sera évité.

Ceci montre les efforts consacrés par la division forage pour améliorer les mesures préventives pour lutter contre les venues. Ce qui est assuré par la création de la cellule Well Control au département engineering en 2009.

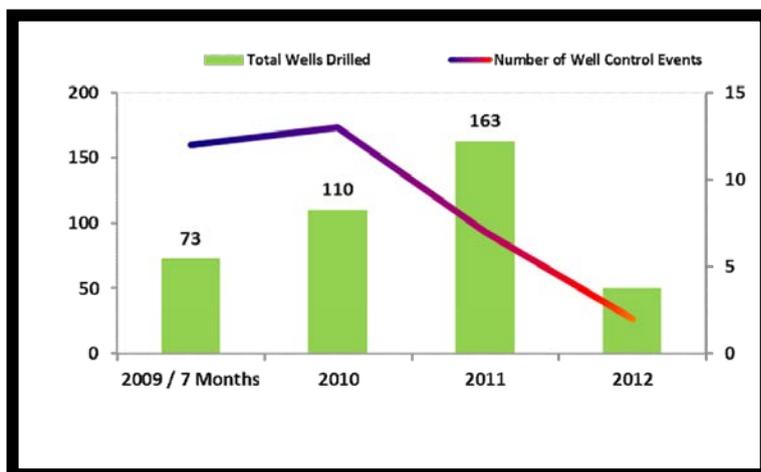


Figure 1-1. Venue en fonction d'activité

1. 2. Venues en fonction des opérations

Pour les quatre années d'études présentées dans le **Tableau 1-2**, les venues rencontrées en cours des opérations de forage sont les plus répondues et représentent 41.17 % de l'ensemble des cas. Suivi des venues en cours des opérations de manœuvre par un taux de 38.23 % 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 79.4%, 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. Cela est dû à :

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

Tableau 1-2 Nombre de venues en fonction des opérations en cours

Opérations en cours	Venue	Fréquence
Forage	14	41.17%
Manœuvre et carottage	13	38.23%
Diagraphie / Perforation	1	2.94%
Ballooning	3	8.83%
DST	1	2.94%
Production	1	2.94%
Complétion	1	2.94%
Total	34	100%

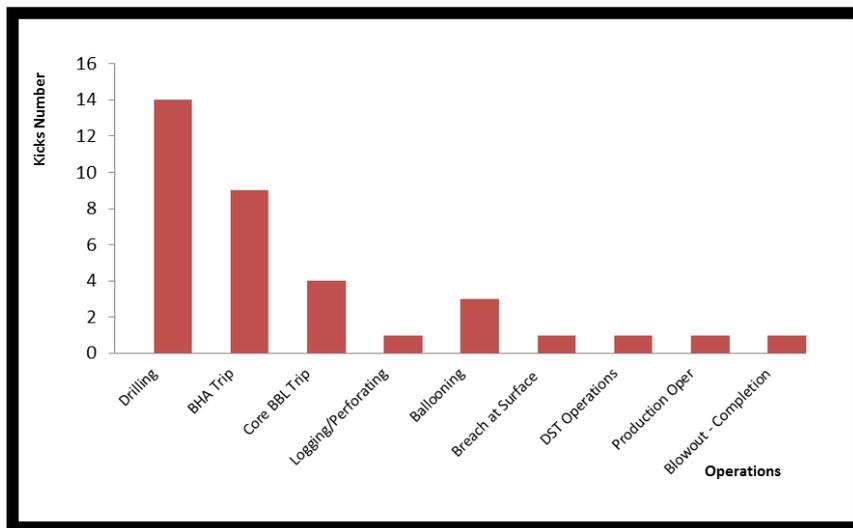


Figure 1-2. Venue en fonction d'opération

1. 3. 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, comme illustré dans le **Tableau1- 3** et **Figure1- 3** [2] .

1. 3. 1. Venues induites

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.
- Perte totale.

Le **Tableau 1- 3** montre que les venues induites sont les plus répondues et représentent 37 % des cas.

1. 3. 2. Venues en Underbalance

Ce type caractérise les venues qui ont eu lieu en cours des opérations de forage et de carottage dans des zones perméables avec une densité de boue insuffisante pour contre-balancier la pression du réservoir. Le taux des venues représente 34% des cas. On rencontre généralement ce problème dans les régions d'exploration ou la pression de réservoir est mal estimée.

1. 3. 3. Autres types

Il existe d'autres types des venues rencontrées en cours des opérations spéciales telle le DST, backflow, effet de ballooning, et fermeture du puits non-appropriée ou non-identifiée.

Tableau 1-3 Types des venues.

Type de venue	Nombre de Venues	Fréquence %
Induite	13	37
Underbalanced	12	34
Autres	9	9

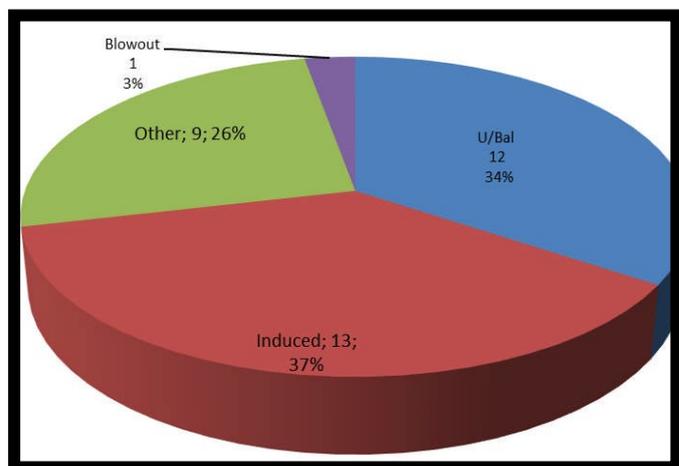


Figure 1-3. Venue en fonction de type

Tableau 1 1 Venues en fonction du champ.[2]

Nom de champ	HMD	BRIDES	NEZLA	IN AMMENAS	IN SALAH	AHNET	HASSI R'MEL	BER KAOUI
Nombre de venue	14	1	3	4	3	5	1	3

Dans la **Figure 1- 4**, on retrouve la répartition des venues en fonction des champs. On constate que 14 venues ont été rencontrées dans le champ de Hassi Messaoud ce qui représente un taux de 41.17%. On note que le premier forage sur le champ de HMD a été réalisé en 1956. Ceci montre à quel point le champ de Hassi Messaoud est complexe et hétérogène. Les difficultés associées au forage dans le champ de Hassi Messaoud ont fait de lui une école et une référence mondiale dans l'exploitation pétrolière.

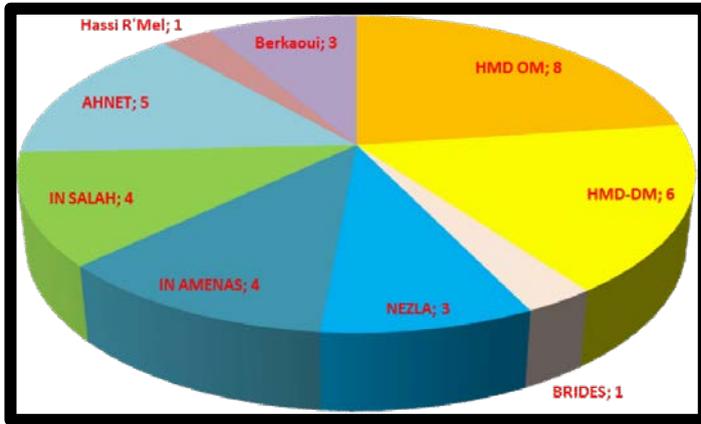


Figure 1- 4 venue en fonction de champ

Conclusion

Les venues les plus répondues ont été enregistrées en cours de forage avec une densité insuffisante de la boue de forage (*an Underbalanced Kick*) et lors de pistonage vers le haut (swabbing)

La majorité des venues sont enregistrées au champ de Hassi Messaoud, ce qui montre la complexité et l'hétérogénéité du champ HMD

Chapitre 2 Généralités sur les venues

Introduction

Le forage pétrolier est souvent confronté à des défis d'ordres techniques liés à la traversée des formations profondes contenant des fluides sous pression qui pourraient mettre en danger la vie humaine, l'équipement et l'environnement.

Le contrôle de puits est divisé en trois catégories principales à savoir le contrôle primaire, secondaire et tertiaire.

2. 1. Les principes fondamentaux du contrôle de venue

2. 1. 1. Contrôle primaire

Le control primaire consiste à assurer toutes les conditions nécessaires pour éviter toute intrusion du fluide de la formation dans le puits. Durant toutes les phases de la réalisation du puits, 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.

2. 1. 2. 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 les méthodes Driller's ou la wait and weight.

2. 1. 3. 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 est supérieure à la pression maximale admissible
- Coincement de la garniture
- Migration du gaz sans expansion
- Opération spéciale (snubbing)

2. 2. Généralités sur les pressions

2. 2. 1. Rappel sur l'hydrostatique des fluides

Le principe fondamental de l'hydrostatique concerne les fluides au repos soumis seulement aux forces de pesanteur.

La pression hydrostatique dépend de la hauteur de la colonne de fluide et de sa masse volumique. La section et la géométrie de la colonne n'ont pas d'effet sur la pression.

Le principe fondamental de l'hydrostatique entre deux points s'exprime par la formule suivante :

$$P_{hB} - P_{hA} = \rho g Z \quad (2-1)$$

Où :

P_{hA} : pression hydrostatique exercée en A exprimée en pascal (Pa),

P_{hB} : pression hydrostatique exercée en B exprimée en pascal (Pa),

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

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

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

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

étant $\frac{1}{10.2}$

$$\frac{dp}{dz} \left(\frac{\text{bar}}{\text{m}} \right) = \frac{d}{10.2} \left(\frac{\text{kg}}{\text{l}} \right) \quad (2-2)$$

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

$$PhB - PhA = \frac{d \times z}{10.2} \quad (2-3)$$

PhA et PhB étant exprimées en bar et Z en m, et d étant la densité équivalente liquide du fluide compris entre A et B.

2. 2. 2. Pertes de charge

Les pertes de charge dans une conduite représentent la résistance du fluide à l'écoulement. La diminution de pression est due à l'existence de frottements entre le fluide en mouvement et les parois de la conduite et entre les différentes couches de fluide qui se déplacent à des vitesses différentes.

Le frottement des molécules du fluide se traduit par une transformation de l'énergie de mouvement en chaleur. Il faut considérer les pertes de charge comme une consommation progressive tout au long du circuit de l'énergie initiale fournie par les pompes de forage.

La répartition des pertes de charge dans un circuit de forage est comme suit :

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

Pcdp : pertes de charge dans les drills pipes.

Pcdc : pertes de charge dans les drills collars.

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

Pca : pertes de charge dans l'espace annulaire.

$$Pci = Pcdp + Pcdc + Pco \quad (2-4)$$

Avec Pci : pertes de charge à l'intérieur de la garniture.

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

$$Pr = Pcs + Pcdc + Pcdp + Pco + Pca \quad (2-5)$$

La pression exercée au fond du puits est la somme des pressions dans l'annulaire :

$$Pf = Pha + Pca \quad (2-6)$$

Pha : pression hydrostatique dans l'annulaire.

2. 2. 3. Pression des pores

La pression de pore est la pression exercée par les fluides contenus dans les roches à l'intérieur des pores et des fissures. Les termes : pression de formation, pression de fluide interstitiel, pression interstitielle et pression de gisement sont également utilisés [4].

2. 2. 3. 1. Pression normale des pores

La pression de pore est dite normale lorsqu'elle résulte de la pression hydrostatique des eaux qui imprègnent le sous-sol uniquement 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.

D'après la définition d'une formation à pression normale, on pourrait conclure que le forage d'une couche à pression normale peut être réalisé sans problème avec une boue de densité comprise entre 1,00 et 1,20 suivant la densité de l'eau de formation.

Cependant, dans certains cas, il sera nécessaire d'utiliser une boue inférieure à 1,00 ou supérieure à 1,20 [5].

2. 2. 3. 2. Pression anormale

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

- d'une barrière de perméabilité pour constituer les parois du récipient contenant la pression et empêcher la communication des fluides avec l'atmosphère.
- d'un phénomène créateur de pression.

L'existence de barrières de perméabilité est liée à des processus géologiques (Sédimentation, diagénèse et tectonique).

Les phénomènes créateurs de pression sont nombreux et variés, ils interviennent souvent simultanément. Ils se rattachent à des processus physico-chimiques. Les principaux sont :

- La présence d'hydrocarbures (effet de densité).
- L'effet de la pression géostatique au cours de subsidence (formations sous-compactés).
- La transformation minéralogique des argiles.

- L'expansion thermique de l'eau.
- L'osmose.
- Le dépôt d'évaporites.
- La transformation de la matière organique.
- La tectonique.
- Les circulations des fluides (hydrodynamisme).

Le temps joue un rôle important dans l'existence des surpressions. Les barrières de perméabilité ne sont jamais parfaitement étanches et permanentes à l'échelle des temps géologiques. Les pressions auront tendance à s'équilibrer de part et d'autre de la barrière au cours du temps. Ceci explique pourquoi les surpressions sont plus fréquentes dans les formations récentes que dans les formations anciennes.

2. 2. 4. Pression de fracturation

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

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

La connaissance de la pression de fracturation est d'une importance vitale pour l'élaboration du programme de forage et de tubage. [4].

2. 2. 5. Pression admissible

La connaissance de la pression maximale admissible en tête de l'annulaire est d'une très grande importance pour éviter la fracturation de la formation durant le contrôle de la venue. [4]. Elle est donnée par la formule suivante :

$$P_{adm} = P_{frac} - \frac{z_s \times d}{10.2} \quad (2-7)$$

$$d_{frac} = 10.2 \frac{P_{frac}}{z_s} \quad (2-8)$$

Où :

Padm : pression maximale admissibles (bars).

Pfrac : pression de fracturation (bars).

d : densité initiale de la boue (kg/L).

d_{frac} : densité de fracturation.

Z_s : cote verticale du sabot (m).

2. 3. Définition d'une venue

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

2. 4. Signes de la venue

Plusieurs indices peuvent prévenir d'un risque imminent ou du déclenchement d'une venue. Ces indices sont extrêmement importants pour les foreurs car le démarrage rapide des procédures de contrôle influe directement les méthodes et le niveau de risque encourus.

Les signes indicateurs d'une venue peuvent être classés en deux catégories :

- Les signes précurseurs indiquant un risque de venue : ils indiquent qu'une venue peut être sur le point de se produire. Certains vont également se manifester pendant la venue.
- Les signes effectifs (positifs) de venue : ils indiquent de façon évidente l'entrée d'un fluide dans le puits.

2. 4. 1. Les signes précurseurs indiquant un risque de 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, c'est pour cela qu'il faut observer tous les signes à la fois.

2. 4. 1. 1. Augmentation de la vitesse d'avancement

Elle est généralement en fonction d'un certain nombre de paramètres parmi lesquels : le poids de l'outil, la vitesse de rotation, la différence de pression et la porosité de la formation.

Une augmentation de la vitesse d'avancement lors du forage d'une formation à pression anormalement élevée, serait due principalement à la réduction de la pression différentielle et à l'augmentation de la porosité.

Dans ces conditions, la réduction de la pression différentielle et favorisera l'arrachement des déblais et le nettoyage du fond du trou, ce qui met en évidence l'effet sur la vitesse d'avancement.

2. 4. 1. 2. Augmentation du torque et des frottements

L'augmentation du torque et des frottements par rapport à leurs tendances normales pendant le forage pourrait indiquer la pénétration d'une zone de pression anormalement élevée.

Cette augmentation peut être considérée comme une indication de l'instabilité des parois du trou due à la réduction de pression différentielle ce qui entraîne le fluage des argiles et l'accumulation des déblais autour de la garniture.

2. 4. 1. 3. La diminution de la densité des argiles

La tendance normale de la densité des argiles croit avec la profondeur sous l'effet de la compaction, la pénétration d'une zone à pression anormalement élevée est accompagnée généralement d'une augmentation de la porosité ce qui entraîne la réduction de la densité des argiles.

2. 4. 1. 4. Taille et forme des déblais

Les déblais de grande taille peuvent être produits dans les zones de transition et à pression anormalement élevée suite à une pression différentielle négative. Leur analyse continue permet de détection de l'entrée dans une zone de transition.

2. 4. 1. 5. Changement de la propriété de la boue de forage

L'intrusion d'un fluide plus léger dans le puits entraîne une diminution de la densité de la boue, cette diminution de densité est généralement accompagnée par une variation de la viscosité en fonction du type de boue et de la nature de l'effluent.

Par exemple l'intrusion de l'eau de formation dans une boue à base d'huile entraînera l'augmentation de la viscosité, par contre l'effet est inverse pour une boue salée saturé à faible PH.

2. 4. 1. 6. Indice de gaz dans la boue

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

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

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

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

Le gazage de la boue peut devenir dangereux si son pourcentage dans l'annulaire est élevé, ce qui diminuera la pression hydrostatique, c'est une valeur qui pourra déclencher une venue.

- Pendant l'ajout des longueurs de tiges, il y aurait intrusion de gaz dans le puits si la pression différentielle devient négative. Une fois ce bouchon de gaz est détecté, il est nécessaire d'augmenter la densité de la boue avant la manœuvre de la garniture.

Il faut garder à l'esprit qu'une venue peut se produire sans apparition préalable de ces signes. Dans certains cas, ces signes apparaissent uniquement au moment où l'effluent pénètre dans le puits. Ils se manifesteront en même temps que les signes effectifs de venue.

2. 4. 2. Signes positifs d'une venue

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

En cours de forage, l'entrée d'une venue dans un puits va se manifester en surface quel que soit la nature du fluide de forage, c'est alors qu'on observe soit une augmentation du débit à la goulotte, soit une augmentation de la boue au niveau des bacs.

Si par contre, en cours des manœuvres de remontée (ou descente) du train de tige, le volume de boue rempli est inférieur (ou supérieur) au volume de l'acier, cela signifie qu'il y a une venue d'un fluide au fond du puits.

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

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

- L'ajustement de la densité de la boue en cours de forage.
- Le transfert de la boue en surface durant le forage.

- Une perte partielle de circulation dans la formation.
- Des fuites dans les équipements de surface.
- L'utilisation des équipements d'épuration mécanique.
- Le démarrage et l'arrêt des pompes de forage.

2. 5. Causes des venues

La prévention des venues est un processus qui doit d'abord commencer par l'étude et la compréhension des causes qui sont l'origine de ces venues. Les causes des venues les plus fréquentes sont :

2. 5. 1. Densité du fluide de forage insuffisante

Pour un contrôle effectif du puits, il faut s'assurer à tout moment que la densité à l'entrée et à la sortie du puits est maintenue à la valeur requise. Cette densité est maintenue à une valeur correcte pendant le forage par l'utilisation des équipements d'épuration mécanique.

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.

Lors du forage des formations contenant du gaz, ce dernier se mélange avec la boue entraînant une réduction de la densité.

La réduction de pression due à la contamination de la boue par le gaz est donnée approximativement par la formule de Strong :

$$\Delta P = 2.3 \times \log Ph \times \frac{d_e - d_s}{d_s} \quad (2-9)$$

Où :

ΔP : la réduction de la pression sur le fond (bars). d_e : la densité d'entrée de la boue.

d_s : la densité de sortie de la boue.

Ph : la pression hydrostatique de la boue initiale (bars).

Pour sécuriser le puits, la boue doit être dégazée en surface avant d'être recerclée dans le puits. Donc elle doit être dégazée avant qu'elle soit recerclée dans le puits en utilisant le dégazeur sous vide.

2. 5. 2. Perte de circulation

Lors d'une perte de circulation, la pression hydrostatique diminue et si elle devient inférieure à la pression des 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 :

$$H = \Delta P \times \left(\frac{10.2}{d_i} \right) \quad (2-10)$$

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)

Cette perte peut être due à :

- Formation non-consolidée
- Formation fissurée
- Formation traversant une faille
- Formation caverneuse

2. 5. 3. 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.

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

- Pour les tiges vides

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

$$\Delta P = H \times Gb \times \frac{V_{a\ tiges}}{V_{i\ tiges} - V_{a\ tiges}} \quad (2-11)$$

Où :

ΔP : réduction de la pression de fond (bars)

H: longueur des tiges remontées (m).

Gb: gradient de boue

$V_{i\ tiges}$: volume intérieur de tubage (L/m).

$V_{a\ tiges}$: volume aciers des tiges (L/m).

- Pour les tiges pleines

$$\Delta P = H \times Gb \times \frac{V_{a\ tiges} + V_{i\ tiges}}{V_{i\ tubage} - (V_{a\ tiges} + V_{i\ tiges})} \quad (2-12)$$

Où :

ΔP : réduction de la pression de fond (bars). H : longueur des tiges remontées (m).

Gb : gradient de boue (bar/m).

$V_{a\ tiges}$: volume acier des tiges.

$V_{i\ tubage}$: volume intérieur de tubage (L/m).

Donc il faut assurer le remplissage du puits durant la manœuvre et utiliser le bac de manœuvre avec la feuille de manœuvre pour s'assurer de la correspondance des bilans de volumes

2. 5. 4. Pistonnage vers le haut (swabbing)

Le pistonnage vers le haut est un phénomène qui se manifeste lors de la remontée des garnitures entraînant une dépression au fond du puits. Il peut être détecté par un suivi rigoureux de retour à la goulotte et un bilan des volumes dans le trip tank. Pour minimiser l'effet de pistonnage il faut :

- Contrôler la vitesse de manœuvre.
- Respecter le jeu optimal entre le BHA et le découvert.
- Conditionner la boue.

2. 5. 5. 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.

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

Le pistonnage vers le haut/ bas est parmi les causes les plus fréquentes de l'apparition des venues. Il faut donc assurer toutes les conditions pour éviter ce phénomène.

2. 5. 6. Formation à pression anormalement élevées

Ces formations sont souvent une des causes des venues et cela dû aux données insuffisantes ou incorrectes, on dit qu'une formation est à pression anormalement élevée lorsque son gradient de pression n'égale pas au gradient de pression normal.

Gradient anormal $\neq 0.105 \text{ bar/m}$ [4]

Les formations à pression anormalement élevées sont souvent prévues et détectés par l'analyse détaillée des études sismiques avant de commencer le forage. Un autre moyen plus direct pour détecter ces formations à pression anormalement élevés consiste à observer les tendances des paramètres suivants pendant le forage :

- Vitesse de pénétration.
- Température de sortie de la boue à la goulotte.
- Densité et porosité des argiles.
- Torque et frottement

2. 6. Méthodes de contrôle

2. 6. 1. Driller's method

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

- Circulation et évacuation de la venue avec la densité initiale de forage.
- Remplacement de la boue initiale par une boue de densité suffisante pour équilibrer la pression de pores.

La procédure de mise en œuvre (**Figure 2- 1**) :

- 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.

Pendant la première circulation :

D'abord il faut ouvrir légèrement la duse et démarrer progressivement la pompe de forage jusqu'à atteindre le débit de contrôle tout en maintenant la pression annulaire constante et égale à la pression stabilisée en tête d'annulaire et la pression en tête des tiges égale à la pression de circulation initiale. On continue la circulation jusqu'à l'évacuation complète de la venue.

Après l'évacuation de la venue, la circulation doit être arrêtée progressivement en gardant la pression en tête d'annulaire constante jusqu'à l'arrêt total. On doit lire à l'arrêt.

$$P_t = P_a = P_{t1}$$

Pendant la deuxième circulation :

La boue de densité requise est prête, ouvrir légèrement la duse et démarrer la pompe progressivement jusqu'à atteindre le débit de contrôle, en ajustant la duse pour maintenir la pression annulaire constante et égale à la pression d'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 selon le graphe préétabli. On peut aussi dans le cas de driller's garder la pression annulaire constante $P_a = P_{t1}$ durant le pompage de la boue à l'intérieur.

Une fois que la boue lourde atteint l'outil, il faut continuer à circuler à pression de refoulement décroissante de pression de refoulement P_{r1} jusqu'à atteindre la valeur finale P_{Rr} .

Une fois que la boue lourde arrive à l'outil, continuer à circuler à pression de refoulement constante P_{Rr} jusqu'à l'arrivée de la boue à la surface.

Après l'arrêt de circulation, on doit observer que $P_a = P_t = 0$

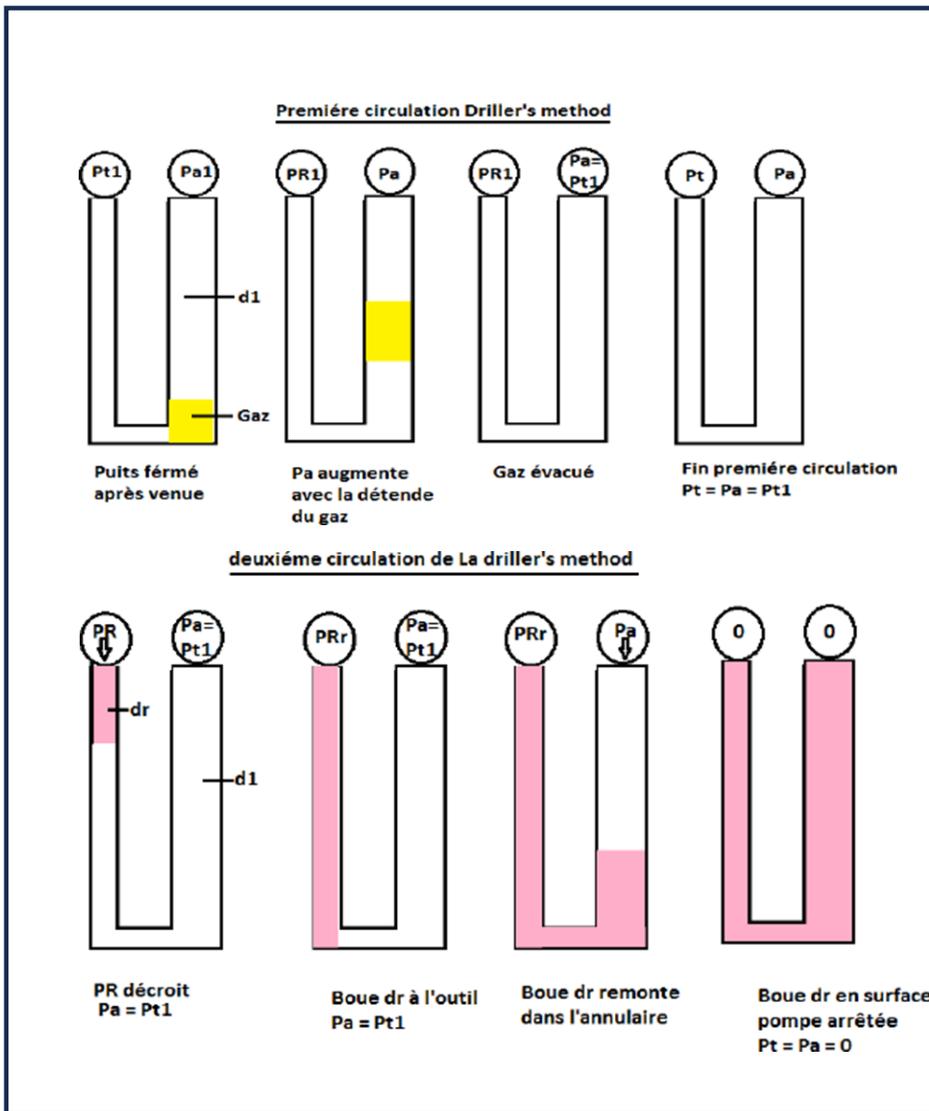


Figure 2- 1. Les étapes de la circulation de la méthode driller

2. 6. 2. Méthode Wait and weight

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

- Procédure de mise en œuvre (**Figure2- 2**) :

- 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.
- Une fois la boue de densité requise est prête, il faut ouvrir légèrement la duse et démarrer progressivement la pompe jusqu'à atteindre le débit de contrôle, en maintenant la pression annulaire constante et égale à la pression P_{a1} et la pression de refoulement doit être égale à $PR1$ une fois le débit atteint.
- Pendant le pompage de la boue de densité requise à l'intérieur des tiges, la pression de refoulement doit décroître de la valeur $PR1$ jusqu'à PRr lorsque la boue lourde atteigne l'outil.
- Durant la remontée de la boue dans l'espace annulaire jusqu'à la surface, continuer à circuler à pression PRr , jusqu'à évacuation complète de la venue.
- Arrêter la pompe, fermer la duse et observer les pressions en tête des tiges et d'annulaire qui doivent être nulles. Puis ouvrir le puits et continuer les opérations normales de forage.

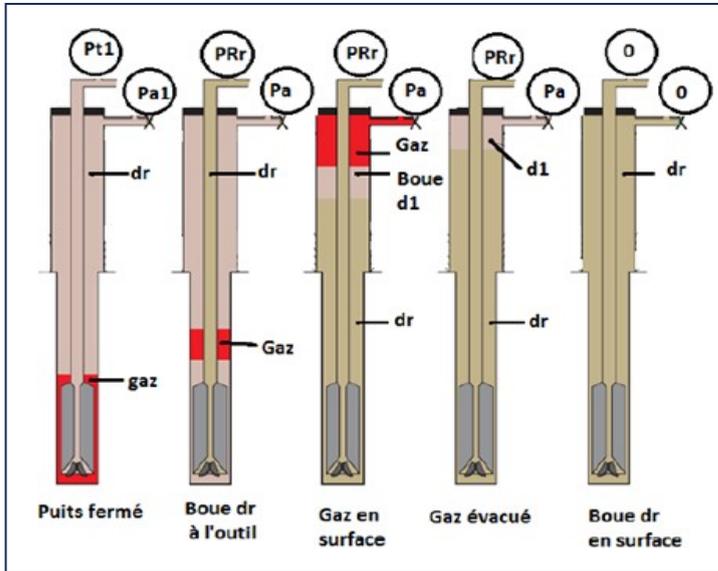


Figure2- 2. Les étapes de la circulation de la méthode W&W

2. 6. 3. Comparaison entre les deux méthodes

Tableau 2- 1 comparaison entre la driller's et la wait and wait

Méthodes	Avantages	Inconvénients
Driller	<ul style="list-style-type: none"> -Démarrage du contrôle juste après la stabilisation des pressions. -Simple d'utilisation. 	<ul style="list-style-type: none"> -Peut entrainer des pressions élevées dans l'annulaire qui peuvent provoquer la fracturation au point fragile. -Peut générer de forte pression en surface et par conséquent l'explosion des équipements. -Temps de contrôle élevé

<p>Wait and weight</p>	<p>-Moins de risque de fracturation surtout pour des découverts très longs.</p> <p>-Moins de pression en tête d'annulaire durant la présence de dr dans l'annulaire.</p> <p>-Moins de risque d'usure de la duse du fait que le temps de circulation est réduit</p>	<p>-Risque de coincement et de bouchage de la garniture à cause de temps d'attente pour préparer la boue lourde.</p> <p>-Difficulté d'homogénéité de la boue pour des volumes importants.</p> <p>-Possibilité de migration du gaz durant l'attente dans certains cas.</p> <p>-Difficulté de prévoir le comportement du gaz dans l'espace annulaire.</p>
-------------------------------	---	---

Conclusion

L'empêchement, la détection et l'évacuation sont les 03 principales procédures pour faire face à une venue.

L'empêchement est de faire face à un venue par les 03 barrière de sécurité (boue de forage, BOP, killing the well) .

La détection c'est l'aptitude des foreurs et les équipements de détection pour déceler le venue grâce à des signes positifs ou précurseurs.

L'évacuation d'un venue c'est le processus de faire tuer le fluide indésirable et de le sortir de puit avec les méthodes les plus répandues (driller or wait and weight) .

Chapitre 3 Kick tolérance

Introduction

Kick tolérance est l'un des aspects à prendre en compte lors de la conception d'un puits pour optimiser la profondeur de l'installation de la colonne de tubage, ainsi que lors du contrôle du puits lorsqu'une venue pénètre dans l'espace annulaire dans le puits et qu'elle est évacuée en toute sécurité vers la surface. L'exactitude de la KT est un défi car la méthode de calcul la plus largement utilisée ne prend en compte qu'une seule phase de gaz et ne tient pas compte de la caractéristique de migration de gaz .

3. 1. Généralités des Kicks

Un kick peut être défini comme un influx non désiré d'un fluide de formation qui s'écoule dans le puits. Basé sur les activités en amont, le kick est un afflux dans le puits de forage et une perte de contrôle primaire du puits possible qui doit être contrôlée par un contrôle secondaire (BOP) [9]. Un kick peut se produire dans trois conditions telles que le kick pendant le forage, le kick pendant le relevage (appelé swabbing) et le kick lorsque la tige de forage est hors du trou. Les principales causes du kick sont dues au déséquilibre de pression hydrostatique à l'intérieur du puits, qui est causé par :

- i. une réduction de la pression hydrostatique.

$$P_H = MW * 0.052 * TVD \quad (3- 1)$$

Selon la formule de pression hydrostatique donnée ci-dessus, la réduction de la pression hydrostatique est principalement due à la diminution du niveau de boue dans le trou, à la diminution de la densité de la boue et à la faible densité du fluide de formation entrant dans le puits [10]. Une diminution du niveau de boue dans le trou peut se produire en cas de perte de circulation au fond du trou où la pression hydrostatique exercée par la densité de la boue dépasse la résistance de la formation et la brise. À mesure que la formation commence à se briser, la boue à l'intérieur du puits s'écoule dans la formation. Une diminution de la densité de la colonne de boue peut se produire en raison de la dilution par de l'eau ou de l'huile de base, de l'élimination ou de la décantation de la baryte au fond du trou. Une faible densité du fluide de formation entrant dans le puits peut être due au gaz cut mud et à l'effet de swabbing, où la densité de la boue en bas du trou n'est pas suffisante pour empêcher le fluide de formation

d'entrer dans le puits. Lorsque le fluide de formation est plus léger que la boue, il réduit la pression hydrostatique en bas du trou.

ii. Augmentation de la pression du fluide de formation (pression anormale) [10]. Les principales causes de pression anormale sont le sous-compaction dans les schistes, les couches de sel, la minéralisation, les causes tectoniques, les failles, le diapirisme et la structure du réservoir [11].

3. 2. Swabbed Kick

Swabbing se produit lorsque la pression en fond de trou est réduite en dessous de la pression de la formation en raison de l'effet d'aspiration exercé par le train de tiges de forage (effet de seringue), permettant ainsi l'entrée de fluides de formation dans le puits. Cela s'est produit car, lors de la sortie du trou, l'espace étroit entre le trépan et le trou peut créer un effet d'aspiration qui réduit la tête hydrostatique pendant une courte période. Cela se produit souvent lorsque le tube de forage est retiré du trou sans le remplir de boue pour compenser le déplacement du tuyau retiré. Par conséquent, le tripping est généralement effectué avec une boue hydrostatique qui surpasse la pression des fluides de formation, cette marge de sécurité maintenant le contrôle du puits. Les facteurs qui influencent le swabbing sont la vitesse de tirage du tuyau de forage, les propriétés de la boue, la viscosité et la géométrie du trou.

3. 3. Kick tolérance

Bien que le kick tolérance soit un concept critique et fondamental pour l'industrie du forage, il n'existe pas de normes utilisées par les opérateurs et les entrepreneurs. Différentes définitions de la KT ont suscité des controverses dans l'industrie, en termes de gain de boue dans les réservoirs, d'augmentation de poids de boue ou de pression de sous-équilibre. Le volume de kick peut être défini comme suit :

- i. La pression maximale autorisée, en équivalent poids de boue. Si une venue avec un certain volume d'influx se produit à une profondeur particulière avec un fluide de forage spécifique, le puits doit pouvoir être fermé et la venue éliminée en toute sécurité sans fracturer le sabot de tubage.
- ii. L'augmentation maximale du poids de boue autorisée par le test d'intégrité de pression du sabot de tubage sans influx dans le puits (en référence au test d'intégrité de la formation, FIT, et au test de fuite, LOT).

- iii. La capacité du puits à supporter la pression générée lors des opérations de contrôle du puits sans fracturer la formation la plus faible.
- iv. La hauteur d'influx maximale que la section de trou ouvert peut tolérer sans fracturer la formation. Cette hauteur d'influx est ensuite convertie en volume en fonction de la section transversale et de la géométrie entre le puits et le train de tiges. Le volume dérivé est défini comme la KT en termes de barils.
- v. Le plus grand volume d'influx pouvant être retiré en toute sécurité du puits en fonction du résultat du LOT ou du FIT. Cela mesure le risque de contrôle du puits lors du forage de la section du trou.

Deux facteurs importants sont utilisés pour déterminer la KT, à savoir l'intensité de kick et le volume du kick.

3. 3. 1. Intensité de kick : *Kick intensity*

L'intensité du kick correspond à l'amplitude du déséquilibre de pression hydrostatique ou à la quantité de surpression provenant du flux de formation dans le puits. Elle peut également être définie comme étant la différence entre la pression de formation maximale anticipée et le poids de boue planifié, exprimée dans les mêmes unités que le poids de boue, en livres par gallon (ppg) [12]. Par exemple, si la densité de boue est de 10 ppg et que l'intensité du kick est de 0,5 ppg, alors la pression de pore équivalente de la formation est la somme des deux valeurs, qui dans ce cas est de 10,5 ppg.

$$P_f - MW = KI \quad (3- 2)$$

Tableau 3- 1. Valeur typique du volume du venue en fonction de la dimension de puit

DIMENSION DE PUIT (INSH)	VOLUME D'AFFLUX (BBL)
12 ^{1/4}	50
8 ^{1/2}	25
6	évacuation totale

3. 3. 2. Volume de Kick

Le volume de kick est une mesure permettant de quantifier l'influx qui entre dans le puits depuis la formation. Il existe plusieurs types d'influx, mais l'influx de gaz est toujours utilisé pour les calculs de contrôle du puits en raison de l'effet d'expansion et pour représenter le scénario le plus défavorable. Le volume d'influx requis, correspondant à l'intensité du kick requise pour

que le puits puisse être évacué en toute sécurité, doit être une valeur réaliste que l'équipe de forage peut détecter et fermer le puits sur la plateforme [13].

Le **Tableau 3- 2** montre les types d'influx et la quantification du gradient d'influx respectif. Le volume d'influx est calculé en multipliant la hauteur d'influx calculée par la section transversale de la zone entre le puits et la tige de forage. Cependant, sur la plateforme, normalement ce volume d'influx est détecté en fonction du volume de gain de boue dans la réserve de boue.

$$V_{influx} = H_{influx} * Ann. Cap \quad (3- 3)$$

Tableau 3- 2. Directives d'évaluation du gradient d'afflux [26]

INFLUX GRADIENT (PSI/FT)	INFLUX TYPE
0.05–0.2	gaz
0.2–0.4	combinaison de gaz, huile et ou eau salée
0.4–0.5	huile ou eau salée

3. 4. Pression annulaire, de pore et de fracturation

3. 4. 1. Pression annulaire maximale anticipée de surface

La pression annulaire maximale anticipée de surface (MAASP) est définie comme la pression annulaire maximale qui peut être autorisée à se développer à la surface avant que la pression de fracturation de la formation juste en dessous du sabot de tubage ne soit dépassée. Pendant l'opération de contrôle du puits, il est important que la pression exercée sur la surface ne dépasse pas le gradient de fracturation à ce point le plus faible [11]. La pression de fracturation de la formation a été déterminée par le test de fuite (LOT) réalisé après la mise en place du tubage.

$$MAASP = P_{fracture@shoe} - HSP_{@shoe} \quad (3- 4)$$

3. 4. 2. Pression de pore et pression de fracturation

La pression de pore est la pression exercée par le fluide piégé dans l'espace poreux de la roche, tandis que la pression de fracturation est la pression nécessaire pour propager une fracture loin du puits de forage et causer une perte de circulation [14]. Afin de planifier et de forer un puits en toute sécurité, il est nécessaire de connaître la pression de pore et la pression de fracturation de la formation à rencontrer, de sorte que la pression du fluide de forage se situe toujours entre la pression de pore et la pression de fracturation. Si la pression du fluide de forage tombe en dessous de la pression de pore, alors un afflux de fluides de formation provenant de l'espace

poreux s'écoulera dans le puits de forage. En revanche, si la pression du fluide de forage dépasse la pression de fracturation, alors la pression fracturera la formation et le fluide de forage s'écoulera vers la formation [15].

3. 5. Profondeur de l'emplacement de tubage

Lors de la conception préliminaire du tubage, la profondeur minimale de mise en place du tubage est déterminée. Cela implique de calculer la profondeur minimale du sabot de tubage précédent qui peut maintenir l'intégrité de la formation requise pour supporter un kick. La profondeur ainsi déterminée devient la référence pour déterminer la profondeur de mise en place du tubage précédent. Cette approche est appelée sélection du sabot de tubage de bas en haut, comme illustré dans la figure **Figure 3- 2** .Un volume de kick croissant nécessite que le tubage soit posé plus près de la profondeur finale de la phase. Ce point peut être expliqué par le fait que la position du sabot de tubage doit trouver des pressions de fracturation plus élevées (ce qui est réalisé en allant plus profondément et plus près de la profondeur finale) pour tolérer des volumes de kick plus élevés.

Cette observation indique que plus le volume autorisé du kick est important, moins il est nécessaire d'utiliser de points de tubage supplémentaire. Par conséquent, cela réduit les coûts associés au forage.

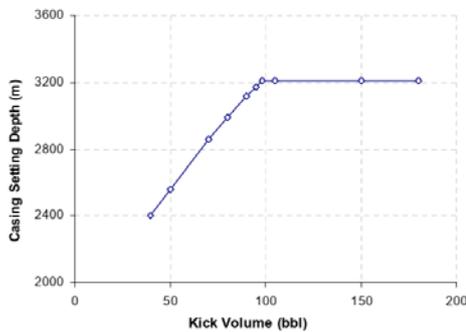


Figure 3- 1. L'effet de volume de kick à la profondeur de sélection de tubage

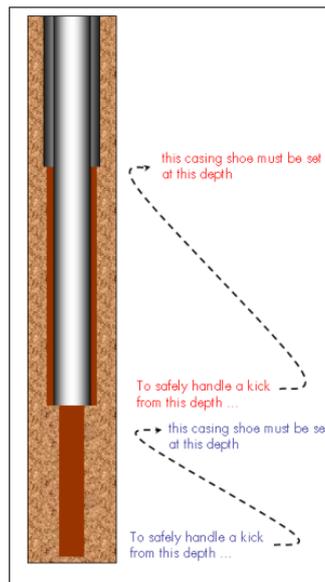


Figure 3- 2. Méthode bottom up

Conclusion

Le kick tolérance est un paramètre critique qui affecte le processus de conception de puit, il existe deux modèles pour évaluer le kick tolérance, Le modèle à bulle unique qui reste toujours conservatif et ne tient pas compte des caractéristiques de gaz et de sa migration, au contraire le modèle dynamique multiphasique qui tient compte de toutes les caractéristiques de gaz tel que la dispersion, de la migration, de l'expansion et de la dissolution du gaz. En présence de plusieurs fluides, l'écoulement biphasique d'une venue (gaz-liquide) provoque une perte de pression à cause du mouvement, déformation de l'interface, l'effet de non-équilibre et l'interaction entre ces phases.

Chapitre 4 Modélisation de Kick

Introduction

Dans le domaine des opérations de forage, la modélisation de la kick tolérance est essentielle pour assurer la sécurité et l'efficacité des opérations. Le "modèle de gaz à bulle unique", qui ne considère qu'une seule phase, a été largement adopté. Cependant, le modèle dynamique, en tenant compte de l'ensemble des caractéristiques du gaz et de sa migration, promet des résultats plus précis et une analyse plus rigoureuse des risques associés au forage.

4. 1. Modèle de gaz à bulle unique (Single Bubble gaz model)

4. 1. 1. Principe du modèle de gaz à bulle unique

Le calcul de la kick tolérance est basé sur le modèle de phase gazeuse à bulle unique, où le modèle considère une seule bulle de gaz d'un certain débit volumique au fond du trou. L'illustration de la phase à bulle unique du gaz est présentée dans la **Figure4- 1 (a)**. Il calcule la hauteur et les volumes, et détermine la pression maximale au niveau du sabot. Ensuite, cette pression est comparée à la valeur du LOT. D'autre part, pour déterminer la hauteur de l'influx en fonction de la pression maximale annulaire anticipée de la surface (MAASP), qui indique la pression maximale qu'un sabot de tubage peut supporter avant de se fracturer. Ensuite, la hauteur calculée de l'influx est transformée en volume à l'intérieur du puits de forage. Une augmentation du volume de l'influx au fond du trou jusqu'au sommet du sabot de tubage est appliquée en utilisant la loi des gaz (loi de Boyle) pendant la circulation de l'influx. Le modèle de phase gazeuse à bulle unique suppose que l'influx se produit sous forme de gaz monocouche qui circule du fond vers le haut et hors du puits de forage, ce qui néglige la dispersion, la solution, l'expansion et la migration des caractéristiques du gaz ainsi que l'effet de la température d'un influx dans le puits de forage [16]. De plus, ce modèle ignore également la densité du mélange gaz-liquide et la compressibilité du gaz (facteur z), ce qui conduit toujours à une solution conservatrice dans le calcul final [17].

4. 1. 2. Approche de calcul de la KT en phase gazeuse à bulle unique

La première étape dans le calcul simplifié de la KT en phase gazeuse à bulle unique (température constante, densité constante, pas de compressibilité) consiste à définir la hauteur verticale maximale d'un influx de gaz, H_{influx} , au niveau du sabot de tubage (supposé être le

point le plus faible dans le trou) en se basant sur le gradient de fracture, la densité de la boue, la densité du fluide d'influx, la pression de pore prédite et la pression maximale annulaire admissible de la surface (MAASP) [18].

La pression annulaire maximale dans la surface pour fracturer la formation au niveau du sabot de tubage est calculée en utilisant les équations suivantes :

$$MAASP = P_{frac} - HSP_{@shoe} = (0.052 * P_{frac} * CSD) - (0.052 * P_{mud} * CSD) \quad (4-1)$$

L'équilibre de pression quand l'influx au niveau du sabot de tubage est appliqué :

$$\begin{aligned} P_{formation} &= MAASP + HSP_{@shoe} + P_{influx} + HSP_{@belowinflux} \\ &= MAASP + (0.052 * p_{mud} * CSD) + (0.052 * H_{influx}) + 0.052 \\ &\quad * p_{mud}((TD - CSD - H_{influx})) \end{aligned} \quad (4-2)$$

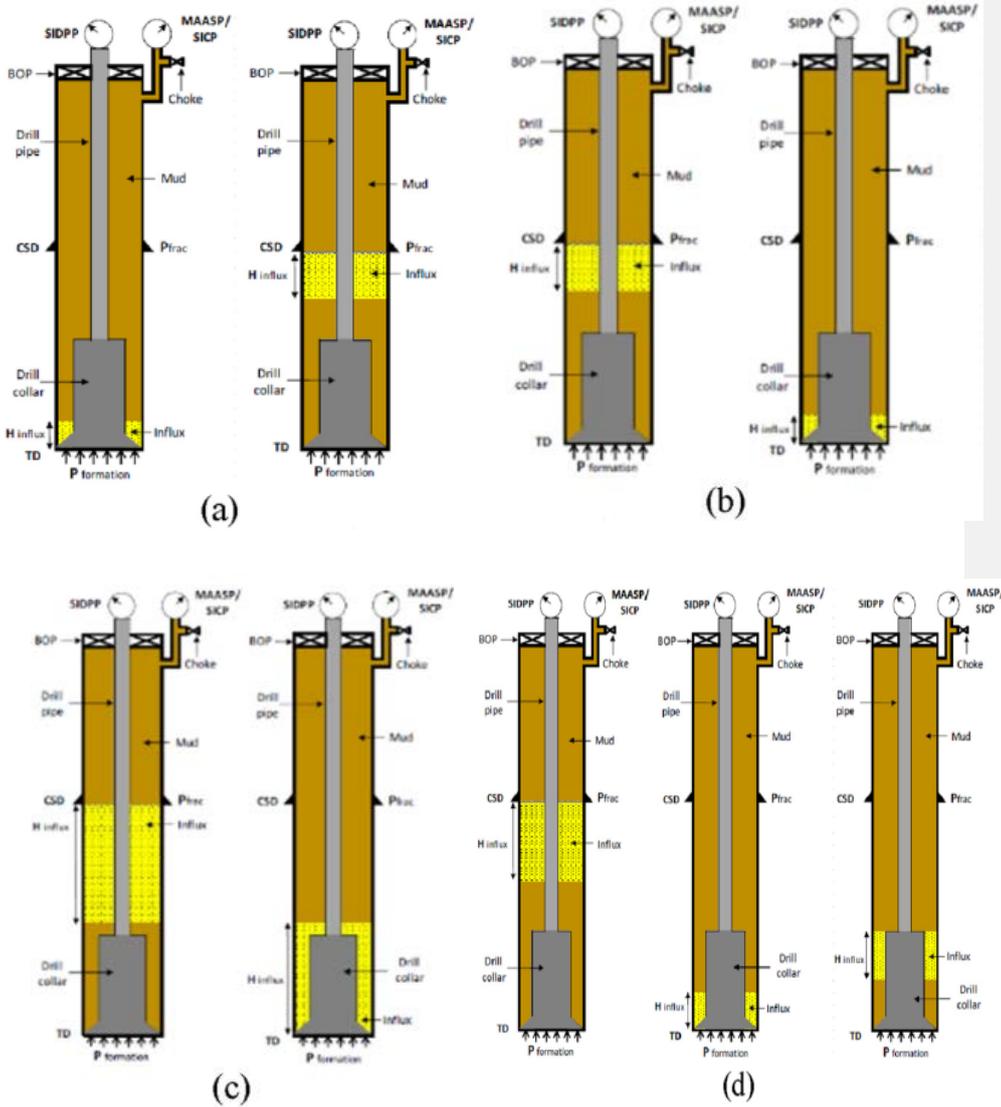


Figure 4-1. Différentes illustration de puit . a : La phase de bulle unique . b : Expansion de kick au niveau de Sabot . c : L'hauteur de venue > longueur de BHA . d : L'hauteur de venue < longueur de BHA.

La hauteur de l'influx au niveau du sabot (hauteur critique avant la fracture du sabot) peut être calculée comme suit :

$$H_{influx} = \frac{MAASP - (0.052 * TD * (p_f - p_{mud}))}{0.052 * (p_{mud} - p_{influx})} \quad (4-3)$$

Ensuite, le volume de l'influx au niveau du sabot de tubage peut être calculé en multipliant le H_{influx} par la capacité annulaire à travers le tube de forage :

$$V_{influx@shoe} = H_{influx} * CAP_{annulus/dp} = H_{influx} * \frac{d_{ah}^2 - d_{dp}^2}{1029.414} \quad (4-4)$$

Ensuite, l'influx au sabot, $V_{influx@shoe}$, est pris jusqu'au fond pour calculer le volume d'influx au fond de trou (V_1) en appliquant la loi de Boyle :

$$V_1 = \frac{V_{influx@shoe}}{P_{formation}} * P_{fracture} \quad (4-5)$$

V_1 est le volume total d'afflux à la zone de kick, qui s'étendra jusqu'à le sabot de tubage, ce qui provoquera une pression sur le sabot atteignant la pression maximale autorisée avant qu'elle ne se fracture (pression de fracture). Cependant, il est important de noter que le volume de kick au fond du trou variera en fonction de la longueur et de la géométrie du BHA avant d'atteindre la hauteur critique d'afflux au niveau de sabot de tubage. Par conséquent, un calcul de kick tolérance modifié doit être appliqué pour donner un volume absolu de kick afin que l'intégrité de sabot de tubage ne soit pas compromise [18].

La première condition pour le calcul de la KT modifiée est lorsque la hauteur d'afflux est supérieure à la longueur du BHA ($H_{influx} > \text{Longueur du BHA}$), comme indiqué dans le **Figure4- 1(c)**, alors la hauteur d'afflux a été prise jusqu'au fond du trou et multipliée par la capacité annulaire du masse tige et de la tige de forage.

$$V_{influx@DC} = H_{BHA} * CAP_{annulusDC} \quad (4-6)$$

$$V_{influx@DP} = (H_{influx} - H_{BHA}) * CAP_{annulusDP} \quad (4-7)$$

$$V_2 = V_{influx@DC} + V_{influx@DP} \quad (4-8)$$

Ensuite, les volumes d'afflux calculés V1 et V2 sont comparés et la valeur la plus petite est prise comme volume total d'afflux. Ainsi, en choisissant la valeur la plus petite, on obtient une marge de sécurité plus importante, ce qui rend la KT plus conservatrice et plus sûre [18].

La deuxième condition pour le calcul de la KT modifiée est lorsque la hauteur d'afflux est inférieure à la longueur du BHA ($H_{influx} < \text{Longueur du BHA}$), comme indiqué dans la **Figure 4- 1(d)**, alors la hauteur d'afflux a été prise jusqu'au sommet du BHA et multipliée par la capacité annulaire du BHA.

$$V_{influx@BHA} = H_{influx} * CAP_{annulusDC} \quad (4-9)$$

Ensuite, l'influx au niveau du BHA, $V_{influx@BHA}$, est pris jusqu'au fond pour calculer le volume d'influx au trou de fond (V3) en appliquant la loi de Boyle :

$$V_3 = \frac{V_{influx@BHA}}{P_{formation}} * P_{fracture} \quad (4- 10)$$

Ensuite, les deux volumes d'afflux calculés V1 et V3 sont comparés et la plus petite valeur est prise comme volume total d'afflux. Cela est dû au fait que la plus petite valeur créera une tolérance plus conservatrice, donc plus sûre [18]. Il est conceptuellement erroné de négliger la longueur du BHA si $H_{influx} < \text{longueur du BHA}$, alors la venue ne sera probablement pas circulée hors du puits mais il peut créer un événement dangereux où le l'influx fracturera le sabot et provoquera des pertes [18].

4. 2. Modèle multiphasique dynamique

4. 2. 1. Principe du modèle multiphasique dynamique

Le modèle multiphasique dynamique est un modèle amélioré basé sur le model du gaz à bulle unique où il prend en compte les changements des propriétés gaz-liquide dans un système de puits pendant une venue.

L'ampleur des changements pour ces fluides dépend de l'événement de contrôle du puits lorsqu'un venue est pris, puis suit la procédure standard de contrôle du puits en arrêtant les pompes et en fermant le BOP, puis en permettant à la pression de fond constante avant de circuler l'afflux [16]. Cela a provoqué l'apparition de plusieurs phases tels que le gaz et le liquide, ce qui a un impact significatif sur le gradient de pression dans le système de puits par rapport à la phase de gaz à bulles unique. Il tient en compte :

- la dispersion du gaz lors de la circulation de la boue pendant le forage,

- la migration et l'expansion du gaz lors de la fermeture et de la circulation de l'afflux tout en maintenant une pression constante au fond du trou,
- la dissolution du gaz dans la boue à base d'huile dans des conditions de fond de trou et de sa sortie de solution lorsque le point de bulle est atteint en surface,
- l'effet de la température de la formation et des fluides de forage [9].
- des propriétés variables telles que la géométrie du trou ou le volume de l'espace annulaire, la perméabilité et la porosité du réservoir, la différence de pression entre la pression du réservoir et la pression hydrostatique,
- l'effet de la température en fond de trou et en surface auront également un impact significatif sur le calcul de la KT en modèle multiphasique dynamique [9].

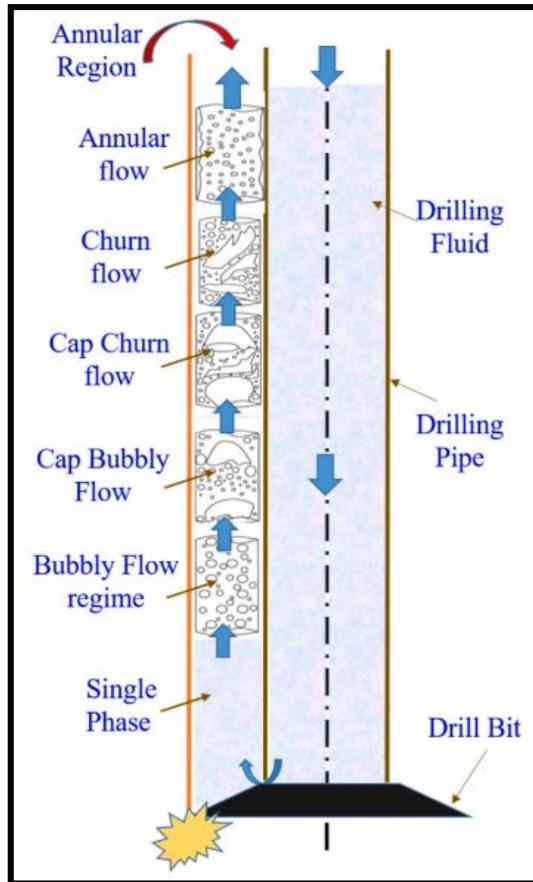


Figure 4- 2 .La différents régimes d'écoulement pour un puit de forage pendant une venue

4. 2. 2. Comportement d'une venue de gaz

Lorsque le gaz de formation, souvent du méthane supercritique, pénètre dans l'annulaire pendant une opération de forage, il peut se dilater et monter rapidement vers la surface, créant une situation extrêmement dangereuse pouvant entraîner une éruption et une explosion. Feng et al., (2016) [27] ont montré que l'apparition d'un kick est généralement détectée par la dilatation et la montée du gaz intrus (méthane), ce qui provoque un gain de pit et d'autres anomalies.

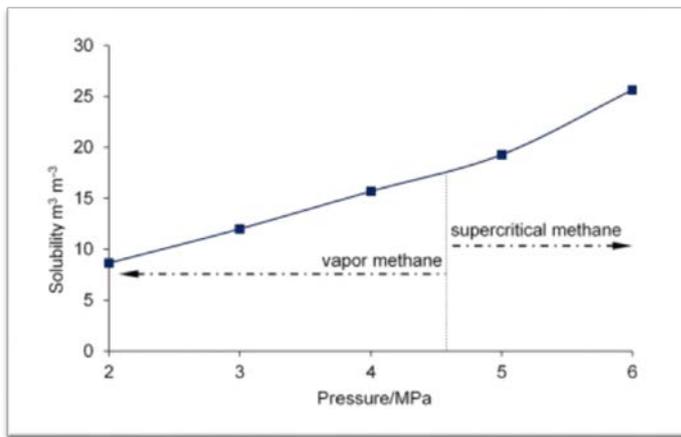


Figure 4 -3 Solubilité du CH4 dans le fluide à base d'huile à différentes températures.

Shiniti [28], en 1996, a défini le diagramme de phase du gaz réel en fonction de trois aspects principaux : le point de bulle, le point de rosée et la pression critique. Lorsque le gaz circule de la pression et de la température au fond du puits à la surface, il change son comportement de phase avec une possible augmentation de la fraction liquide, comme la montre la **Figure 4-4**. En d'autres termes, la bulle n'augmente pas linéairement avec la chute de pression et de température pendant son écoulement vers la surface.

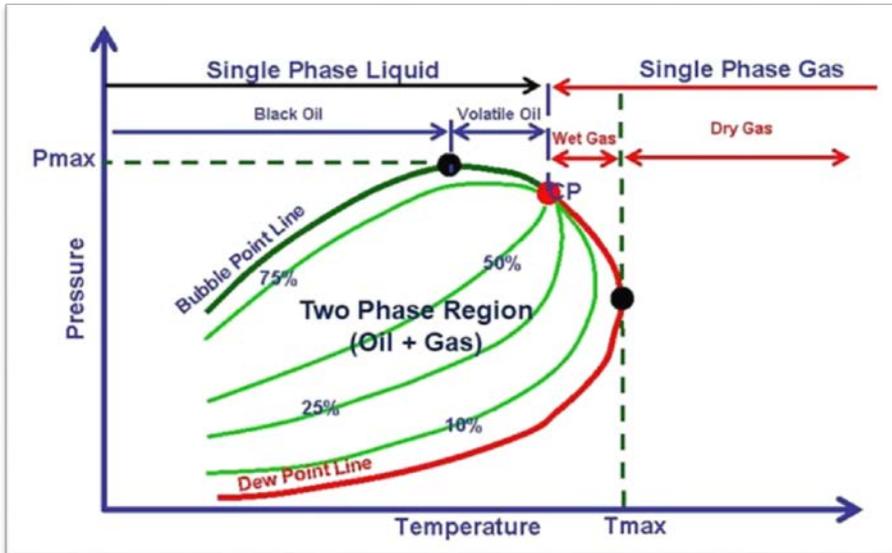


Figure 4-4. Pression / température comportement d'un mélange

4. 2. 3. Écoulement biphasique Gaz-liquide

À mesure que la vitesse et le rapport gaz-liquide augmentent, le "bubble flow" se transforme en "mist flow". À des rapports de liquide-gaz élevés, le liquide forme la phase continue, tandis qu'à des valeurs faibles, il forme la phase dispersée. Dans le régime d'écoulement en bouchon 'plug' et le régime 'slug flow', le gaz s'écoule plus rapidement que le liquide et le liquide forme un "plug" qui se détache, la vitesse diminue jusqu'à ce que le prochain slug liquide le rattrape.

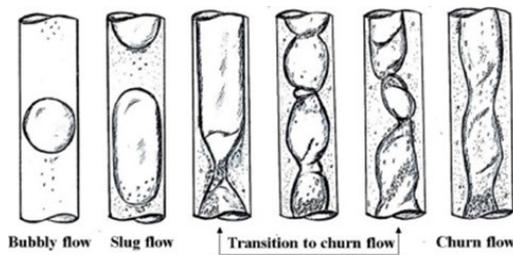


Figure 4- 5. Illustrations des régimes d'écoulement pour puit de forage

Tableau 4- 1. Description des Régime d'un écoulement multiphasique liquide-gaz [26]

Régime	Description
bubbly flow	La phase gazeuse se répartissant sous forme de bulles à l'intérieure de la phase liquide.
Slug Flow	Il est caractérisé par une série de bouchons liquides (bouchons) séparés par de grandes poches de gaz.
Churn flow	Un régime d'écoulement multiphasique dans des conduites quasi-verticales dans lequel de grands bouchons irréguliers de gaz se déplacent au centre de la conduite, transportant généralement des gouttelettes d'huile ou d'eau avec eux. La majeure partie du reste de l'huile ou de l'eau s'écoule le long des parois de la conduite.
Annular flow	le fluide plus léger s'écoule au centre de la conduite, tandis que le fluide plus lourd est contenu dans un film mince le long de la paroi de la conduite.

4. 2. 4. Perte de pression dans le modèle multiphasique dynamique

Les pertes de pression dans le model multiphasique peuvent être définies comme une perte de pression due à l'existence et à l'écoulement de plusieurs phases de fluides dans un système de puits de forage. Ces phases multiples est biphasiques mais pas triphasiques, telles que solide-liquide, liquide-liquide, gaz-liquide ou gaz-liquide Dans ce cas particulier, nous supposons que les phases gaz-liquide sont considérées comme un influx lorsqu'un événement de contrôle de puits s'est produit. L'écoulement multiphasique est beaucoup plus complexe, non-linéaire, avec une transition d'écoulement de laminaire à turbulent, et des instabilités caractéristiques des deux phases telles que le mouvement et la déformation de l'interface, l'effet de non-équilibre et l'interaction entre les phases [19].

La perte de pression totale d'un fluide est composée de la somme de la différence d'énergie potentielle (hydrostatique), d'énergie cinétique (accélération) et des pertes d'énergie de frottement sur les parois. Cet équilibre d'énergie, qui est fondamental pour tous les calculs de perte de pression, peut généralement s'exprimer comme suit :

$$V_3 = \Delta P_{statique} + \Delta P_{friction} + \Delta P_{cinétique} \quad (4-11)$$

$$-\frac{dp}{dz} = g\rho_m + \frac{f_m v_m^2 \rho_m}{2d} + \rho_m v_m \frac{dv_m}{dz} \quad (4-12)$$

Pour la plupart des puits verticaux et inclinés, la composante de la tête hydrostatique dépend directement de la densité moyenne du mélange. Par conséquent, la modélisation de l'écoulement biphasique se résume à estimer la densité du mélange de fluide ou la fraction volumique de gaz [20].

La détermination des pertes de charge dues aux frottements nécessite également une estimation de la densité du mélange et donc de la fraction volumique de gaz dans la conduite [21]. La densité du mélange, ρ_m est la moyenne pondérée volumétrique des deux phases, la densité du liquide, ρ_L , et la densité du gaz, ρ_g .

$$\rho_m = \rho_g f_g + \rho_L (1 - f_g) \quad (4-13)$$

Pour déterminer la fraction volumique in-situ de la phase gazeuse ou de la phase plus légère dans l'écoulement liquide, f_g , un modèle d'écoulement biphasique du facteur de frottement biphasique, f_m , est également nécessaire, car la fraction volumique n'est souvent pas égale au rapport de la vitesse superficielle du gaz, v_g , à la vitesse moyenne du mélange, v_m .

$$f_g \neq \frac{v_{sg}}{v_m} \quad (4-14)$$

En appliquant le modèle homogène pour estimer la perte de pression due aux frottements, le facteur de frottement, f_m , dans tous les régimes d'écoulement est déterminé à partir du nombre de Reynolds du mélange, Re_m , qui utilise une viscosité moyenne du mélange, μ_m .

$$Re_m = \frac{D v_m \rho_m}{\mu_m} \quad (4-15)$$

$$\mu_m = \mu_g x + \mu_l (1 - x) \quad (4-16)$$

La corrélation de Chen (1979) [22] pour le facteur de frottement, f_m , dans les conduites rugueuses est ensuite appliquée. Elle couvre toutes les gammes du nombre de Reynolds et de la rugosité relative [23].

$$f_m = \frac{1}{\left[4 \log \left(\frac{\varepsilon/d}{3.7065} - \frac{5.0452}{Re_m} \log A \right) \right]^2} \quad (4-17)$$

Où ε représente la rugosité de la conduite et A est un paramètre sans dimension donné par l'expression suivante :

$$A = \frac{(\varepsilon/d)^{1.1098}}{2.8257} + \left(\frac{7.149}{Re_m}\right)^{0.8981} \quad (4-18)$$

En ce qui concerne la fraction volumique de gaz f_g , elle dépend des conditions d'écoulement du fluide, qu'il s'agisse d'un écoulement en bulles, en bouchons, agité ou annulaire [20]. Les régimes d'écoulement observés dans le puits vertical sont présentés dans **la Figure4- 2**

Pour tous les régimes d'écoulement, la phase gazeuse (ou plus légère) se déplace plus rapidement que le liquide (ou plus lourd), en raison de sa flottabilité et de sa tendance à s'écouler près du centre du conduit, où la vitesse du gaz est supérieure à la vitesse moyenne du mélange, cela permet d'exprimer la vitesse du gaz in situ, v_g , comme la somme de la vitesse de montée des bulles, v_α , et du paramètre sans dimension d'écoulement, C_0 , multiplié par la vitesse moyenne du mélange, v_m [20].

$$v_g = C_0 v_m + v_\alpha \quad (4-19)$$

La vitesse moyenne du mélange, v_m , pour un écoulement vertical ascendant concurrent, est donnée par :

$$v_m = v_{sg} + v_{sl} \quad (4-20)$$

Lorsque l'écoulement est dans le sens contre-courant, le liquide s'écoule vers le bas tandis que le gaz s'écoule vers le haut, la vitesse moyenne du mélange est donnée par :

$$v_m = v_{sg} - v_{sl} \quad (4-21)$$

Étant donné que la vitesse du gaz in situ est le rapport entre la vitesse superficielle et la fraction volumique de gaz, il est possible de relier la fraction volumique aux vitesses de phase dans ces régimes d'écoulement. Le signe positif dans v_α indique une augmentation et le signe négatif indique une diminution de la vitesse de remontée des bulles. On observe que la vitesse de remontée des bulles diminue avec l'augmentation de la pression et la diminution de la température [24]. La vitesse d'une bulle sphérique augmente avec la taille de la bulle, car l'augmentation de la force de gravité (flottabilité) domine l'augmentation du frottement dans ce régime de forme [25]

$$f_g = \frac{v_g}{C_0 v_m \pm v_\alpha} \quad (4-22)$$

La fraction volumique calculée, f_g , peut ensuite être substituée dans l'équation de la densité moyenne du mélange [20].

$$\rho_m = \rho_g f_g + \rho_L (1 - f_g) \quad (4- 23)$$

La valeur du paramètre sans dimension d'écoulement, C_0 , et de la vitesse de montée des bulles, u_α , dépendent du schéma d'écoulement, de la déviation du puits, de la direction de l'écoulement (ascendant ou descendant) et des phases, ce qui aura un impact direct sur la fraction volumique.

Conclusion

Tandis que le "modèle de gaz à bulle unique" se limite à une seule phase, le modèle dynamique, avec sa complexité mathématique accrue et les facteurs supplémentaires qu'il englobe, suggère une approche plus exhaustive. D'après les équations mathématiques, on anticipe que ce modèle offrira des résultats nettement plus précis, comme cela sera détaillé dans le chapitre suivant.

Chapitre 5 Étude de cas du champ AZSE-15

Introduction

Le forage du puits X-1, situé à 295 pieds au nord-est d'Alexandrie, dans la partie centre-est de la concession égyptienne West Delta Deep Marine (WDDM), a débuté en août 2018 à une profondeur d'eau de 1998 pieds et une profondeur de puits prévue de 15465 pieds en profondeur mesurée (MD). Le forage de la section de trou de 12,25 pouces à 8277 pieds en profondeur mesurée a entraîné un déversement de boue à base d'huile en surface, avec un KT statique maximum prévu de seulement 56 barils, avec un KI de 0,4 livre par gallon (ppg) à 9330 pieds de profondeur verticale réelle (TVD).

L'augmentation spectaculaire du niveau de pit implique que du gaz s'échappe du fond du trou, et le gaz au fond du trou et le fluide de forage sont actuellement en interaction dans le puits. Après avoir examiné tous les capteurs de niveau des réservoirs de boue avant et après l'événement de contrôle du puits et après avoir effectué un suivi approfondi du volume pouvant être déversé en mer, le volume estimé de boue à base d'huile déversée en mer est de 8 barils. Après avoir nettoyé le plancher de la plate-forme avec une machine d'aspiration super puissante renvoyant les résidus dans le réservoir de boue. Le volume estimé de boue récupérée était d'environ 20 barils, en plus d'une augmentation de 102 barils dans les réservoirs de boue, ce qui a entraîné un gain total de pit de 130 barils. Étant donné les conditions météorologiques difficiles en même temps que l'incident, il est un peu difficile de reconnaître un petit volume de déversement en pleine mer avec un fluide qui disparaît rapidement en quelques minutes, surtout dans une situation de contrôle du puits où tout le monde est concentré sur le puits actif.

Comme il y avait un risque d'effondrement de la formation lors de la fermeture du puits ou de l'élimination du kick, un contrôle du puits a été effectué avec un KT de 130 barils. Cependant, les résultats inattendus ont fait en sorte que l'opération de suppression de la venue pouvait être réalisée en toute sécurité, ce qui a soulevé la question la plus importante de savoir comment, avec un KT autorisé de 56 barils avec un KI de 0,4 ppg à une profondeur de 9330 pieds TVD, nous avons encore une chance de contrôler le puits sans problèmes au fond de trou.

4. 3. Énoncé du problème

Malgré la simplicité du modèle à bulle unique et la marge de sécurité inhérente à une telle hypothèse, la majorité des puits profonds ne peuvent pas être pratiquement surestimés en termes de sécurité des procédés et de volumes de kick intolérables si l'approche classique est utilisée.

Le cas rapporté a montré un trou ouvert intact, bien qu'un volume élevé de venue ait été observé à la surface, soit 130 barils. Une enquête approfondie a été menée pour discuter des résultats et des lacunes qui ont conduit à une réponse tardive à une telle influx. Il pourrait être considéré comme de la pure chance que le tubage soit resté intact même si un volume aussi important s'était écoulé à la surface, mais les ingénieurs voulaient savoir pourquoi le double du volume de coup autorisé avait été dépassé et comment ils étaient encore capables de le pomper de manière conventionnelle.

Il était intéressant de fournir des simulations précises pour examiner comment le puits était contrôlé avec une KT de deux fois supérieure à la limite autorisée sans problèmes de fond de trou.

4. 4. Méthodologie de recherche

Il est important de noter que la théorie de la bulle unique était utilisée avant l'introduction de logiciels avec des fonctions de correction de pression, volume et température (PVT). Pour cette raison, le gradient de gaz est considéré comme constant et égal à 0,086 psi/ft, indépendamment de la pression du gaz/du puits

Dans cette étude on va utiliser Le logiciel de simulation dynamique de forage Drillbench™, pour démontrer la validité du cas en réalisant une analyse similaire sur un autre puits pour estimer le volume de venue maximal autorisé du puit AZSE-15 et pour montrer comment pourrions-nous de contrôler le puit X-1 de l'Axendrie en tout sécurité si on applique la méthode multiphasique dynamique. L'utilisation du module de contrôle de puits dynamique permet la simulation de conditions transitoires complexes, y compris la dissolution de gaz dans la boue à base d'huile. L'analyse transitoire suit toutes les interactions des fluides entrants et de leurs propriétés, et affiche la pression au niveau du sabot de tubage lorsque les fluides entrants circulent dans le puits lors du processus de contrôle de puits. Une étude supplémentaire est encore fait ce qui concerne une analyse de sensibilité ciblant l'effet du plusieurs paramètre sur

la kick tolérance y compris , l'effet de poids de boue , type de boue , débit de circulation , ainsi que l'effet de compressibilité .

La simulation sera réalisé dans le puits AZSE15 au niveau de la phase de forage 8.5 '' (open hole) à 2450m , ou le volume maximal autorisé de venue de cette phase est estimé d'environ 9m3 en utilisons le modèle de gaz à bulle unique .

4. 5. Le projet de Groupement Reggane Nord (GRN)

Le projet de Groupement Reggane Nord (GRN) prévoit de forer un puits de développement dans la région de Reggane, Sahara algérien (blocs 351C, bassin de Reggane), dans la wilaya d'Adrar, au sud-ouest de l'Algérie, dans le cadre de la deuxième campagne de forage de gaz. AZRAFIL Sud-Est-15 (AZSE-15) est l'un des puits de développement prévus par le Groupement Reggane Nord (GRN) dans la région de Reggane, qui sera foré à la verticale sur le flanc est de la structure d'Azrafil.

4.1.1 AZRAFIL SUD-EST 15 (AZSE-15)

Ce puits (AZSE-15) ciblera les réservoirs du Dévonien inférieur et sera foré jusqu'à une profondeur d'environ 4164 m MD (3969 m TVD). L'objectif géologique de l'AZSE-15 est de confirmer la présence des bons réservoirs du Dévonien inférieur (Gédinnien-A, Gédinnien-B et Siegenien-C) sur le flanc est de la structure d'Azrafil. L'emplacement a été sélectionné sur la base d'une évaluation intégrée de la géophysique, de la géologie et de l'ingénierie des réservoirs.

4.1.2 Location

Le puits AZSE-15 sera foré à la verticale et est situé à environ 2,1 km au sud-est d'AZSE-10, environ 2,7 km à l'est-nord-est d'AZSE-5ST et environ 1,8 km au sud-est d'AZSE-21 (Figure 2), à la latitude 26°44'11.1573"N et à la longitude 0°18'40.1243"E (Coordonnées en Y : 2961289,2 m et coordonnées en X : 829397,7 m) en utilisant le système de référence North Sahara 1959.

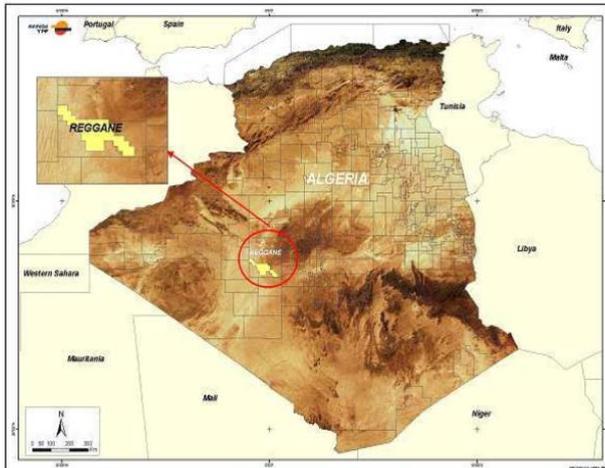


Figure 5-1. Location de groupement reggane

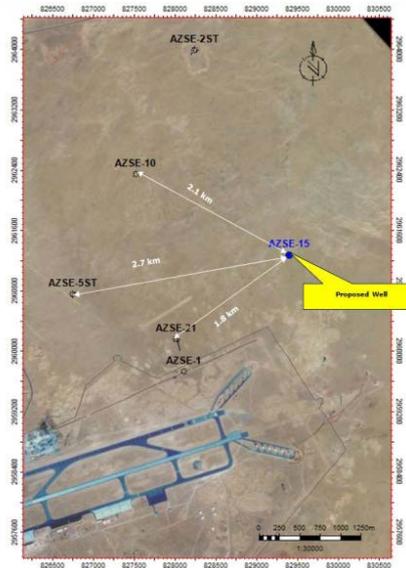


Figure 5-2. location de la structure d'AZRAFIL

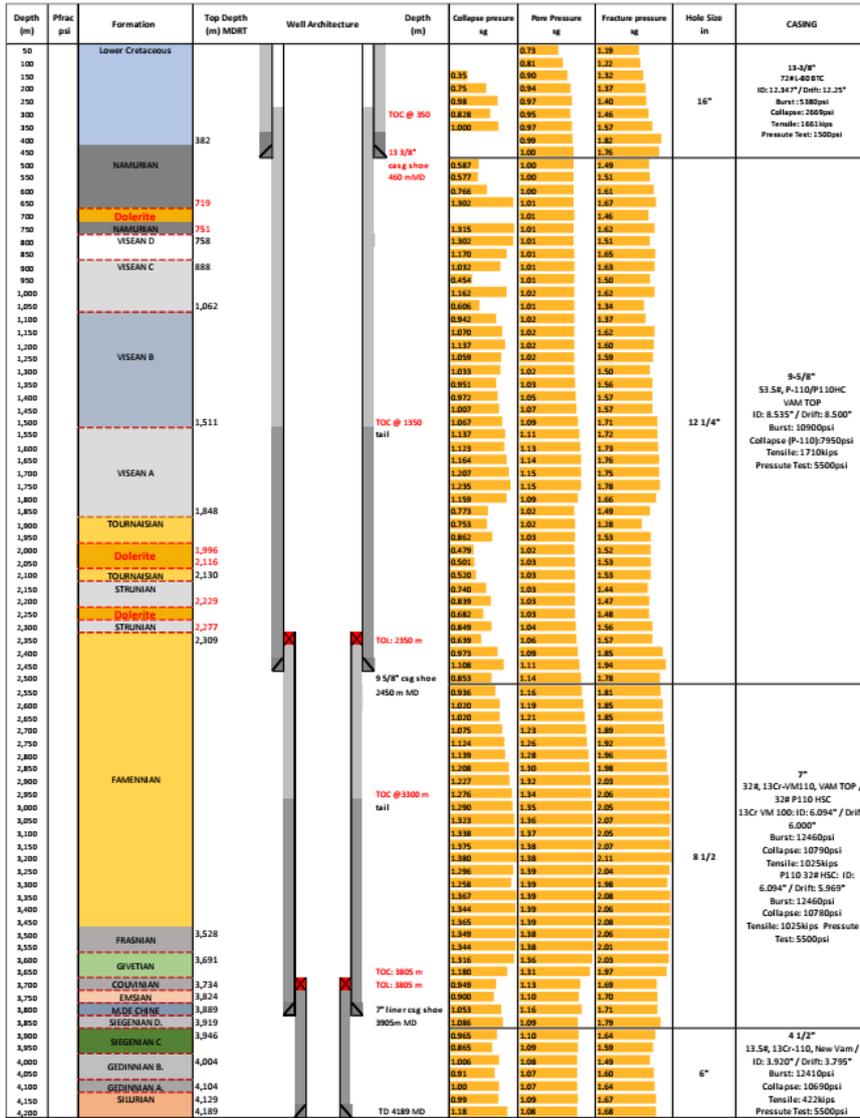


Figure 5-3. Coupe lithologique AZSE-15

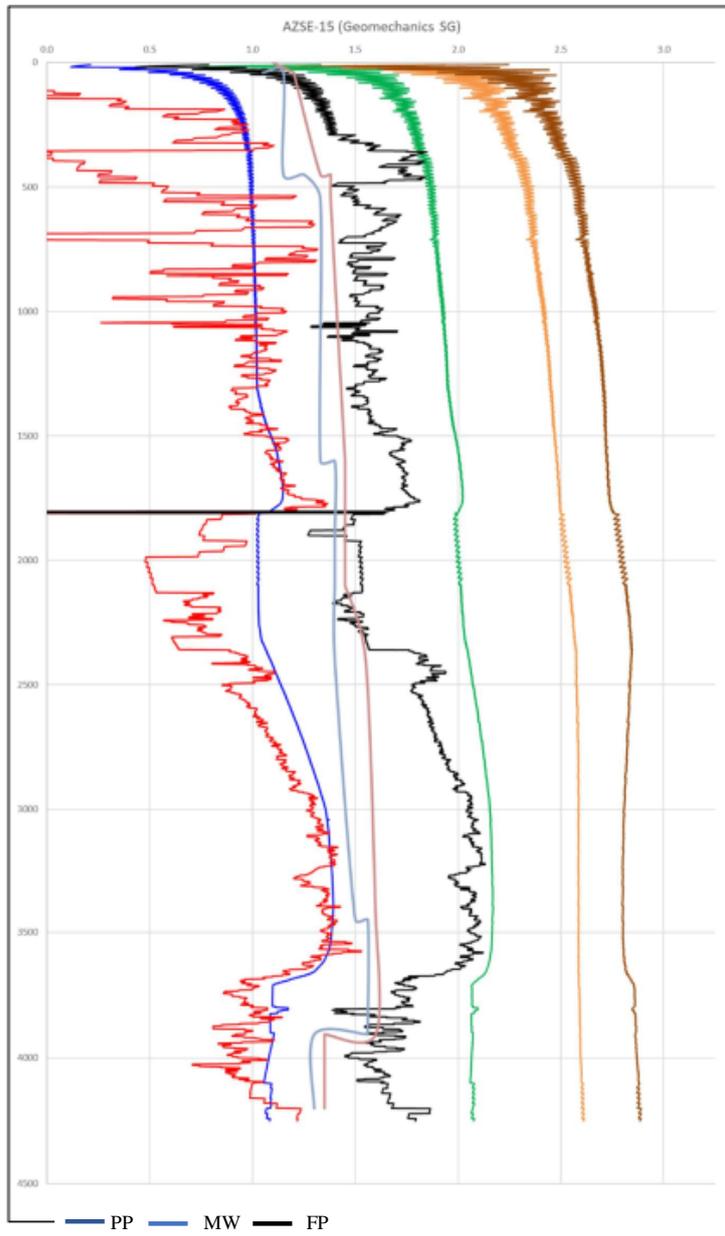


Figure 5- 4. Enregistrement des pressions AZSE-15

Tableau 5- 1. Données de puits et de simulation

	Propriété	Valeur
puit	Profondeur vertical total	4189m
	emplacement de venue	3150m
	Open hole	8.5 "
	Profondeur de dernier sabot de tubage	2450m
	Tubage	9-5/8" 53.5 P110
boue	Type de boue	WBM/OBM
	Densité	1.5 sg
formation	Densité des solides	4 sg
	Oil/water ratio	0/100 - 20/80
	Pression de pore	1.35 sg
	Pression de fracturation	2.1 sg
	Gradient de gaz	0.1 psi/ft
configuration de control de venue	Méthode de circulation	Drillers method
	Débit de circulation	150 usgal/min
	Type d'afflux	Gaz sec

4. 6. Résultats de simulation

4. 6. 1. Simulation avec le modèle de bulle unique (single Bubble model)

La **Figure 5- 5** représente l'enregistrement de pression de pore et de fracturation ainsi que la pression au niveau d'espace annulaire généré en fonction du volume de venue. En utilisant le logiciel Wellplan™, l'approche de la bulle unique, qui néglige la miscibilité du gaz avec la boue de forage et tout changement de phase pendant la circulation dans l'espace annulaire avec des variations instantanées de pression et de température, a abouti à une taille maximale de kick de 9 m³ à une profondeur de 3150 m pour fermer en sécurité et circuler le puits.

D'autre part, la simulation du cas réel avec un volume de venue de gaz de 7 m³, 15 m³ et de 30 m³ (**Figure 5- 6**) en utilisant le même modèle de simulation donne les résultats montrés dans le (**Tableau 5- 2**).

Tableau 5- 2. Résultats de simulation pour le modèle à bulle unique

Volume de venue simulé (m3)	7	15	30
Pression générer au dernier sabot de tubage(psi)	7000	7900	7900

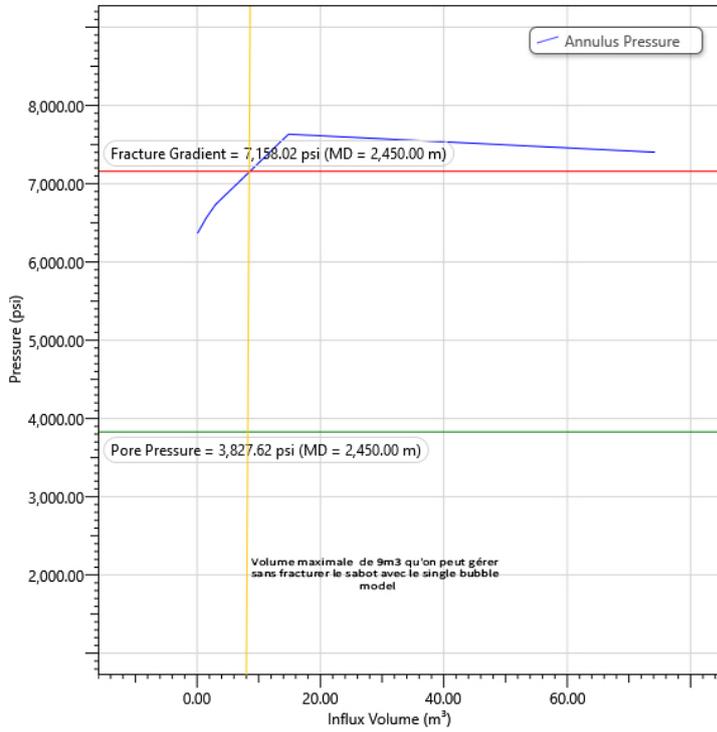


Figure 5-5. Le volume autorisé de venue sans fracturation de sabot

On constate que la simulation de différents volumes de venue avec le single bubble approche indique que les volumes de venue de 15, 30 m³ génèrent des pressions qui dépassent celle de la fracturation de la formation (7158 psi).

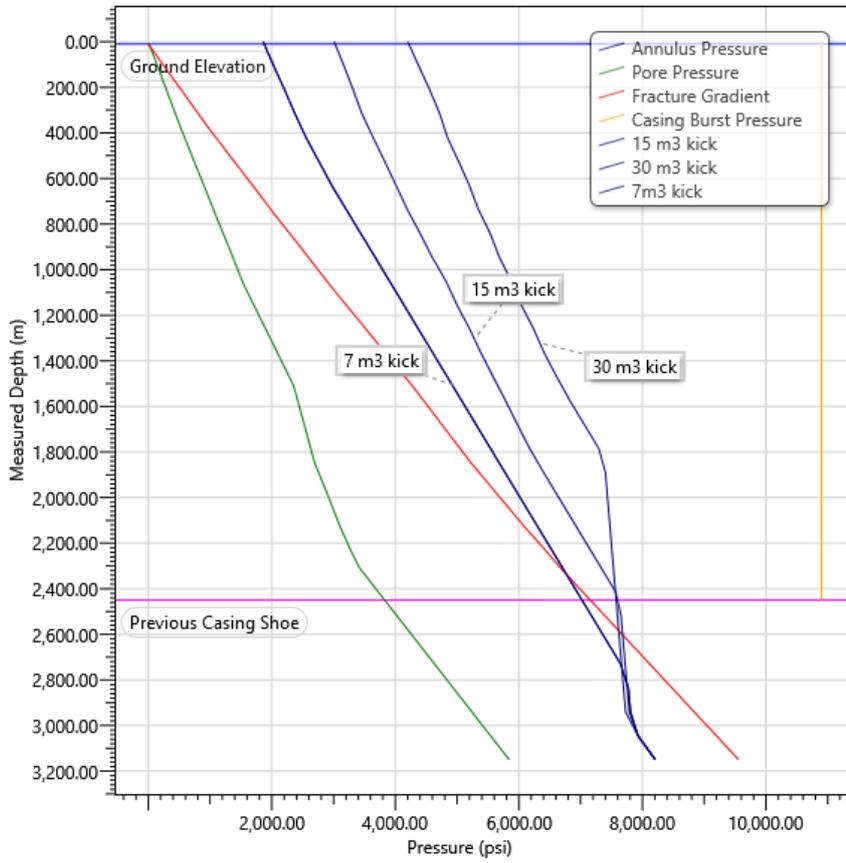


Figure 5- 6. Pression générée par différent volume de venue

4. 6. 2. Simulation dynamique avec drillbench

Une simulation dynamique du volume de venue qui est de 15m^3 (presque deux fois le volume autorisé par le modèle à bulle unique et le programme de forage) a été pris, Les résultats sont montrés dans la **Figure 5- 7**.

La simulation dynamique génère une pression de 6800 psi, ce qui est inférieur à la pression attendue avec le modèle de single bubble qui prévoit une pression de 7900 psi.

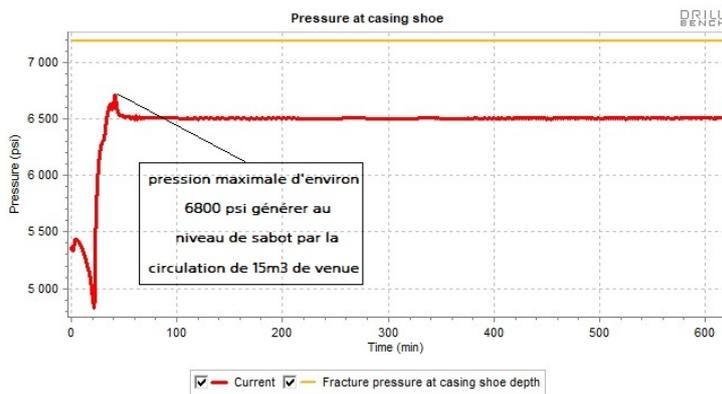


Figure 5- 7. Pression générée par un volume de kick de 15 m^3 au niveau de sabot de tubage

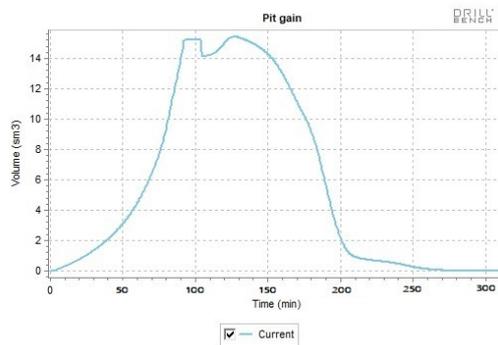


Figure5-8. volume de gain lors de la simulation de 15m^3 de venue

4. 7. Analyse de sensibilité

4. 7. 1. Effet de poids de boue

Le **Tableau 5- 3** représente les résultats de simulations en utilisant différent poids de boue variant de 1.15 sg jusqu'à 1.30 sg. On remarque que l'augmentation du poids du boue de forage réduit la kick tolérance en raison de la réduction de la pression maximale admissible en surface (MAASP) entre la pression de fracturation et la pression hydrostatique au niveau de sabot du tubage .

Tableau 5- 3. Effet de poids de boue sur le volume autorisé de venue

Densité de boue (sg)	Kick tolérance (m3)
1.15	20
1.20	14
1.25	9.2
1.30	5.4

4. 7. 2. Effet de type de boue

Cette section présente une analyse de sensibilité visant à étudier l'impact de différents types de boue de forage sur le volume maximal autorisé de la venue en utilisant modèle multiphasique dynamique. L'analyse de sensibilité a été réalisée pour les deux cas où deux types de boue ont été utilisés lors de la simulation.

Les **Figures (Figure5- 9 et Figure5- 10)** montrent l'analyse de sensibilité du volume de venu dans les deux cas, lorsque différents types de boue ont été utilisés (même densité), tels que la boue à base d'eau (WBM) et la boue à base d'huile (OBM). En comparant le volume maximal autorisé de la venue entre WBM et OBM, WBM permet un volume de venu de (40 m³), alors que pour le cas de OBM, il est de 15 m³. (WBM et OBM génèrent les mêmes pressions (7100 psi), mais, avec des différents volumes de venue (15 m³ pour l'OBM et 40 m³ pour l'WBM) ce qui explique que l'WBM supporte plus de volume que l'OBM).

Cela peut s'expliquer en tenant compte de la densité de circulation équivalente (ECD) ainsi que de la solubilité et de la compressibilité des gaz.



Figure5- 9. pression générée par un volume de 40 m³ de venue avec le WBM

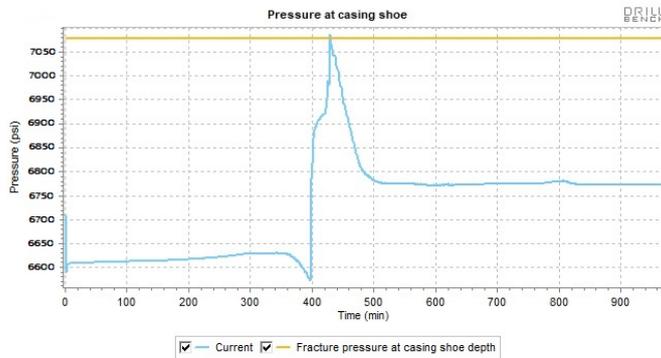


Figure5- 10. pression générée par un volume de 15 m³ de venue avec le OBM

Tout d'abord, ce qui concerne la densité de circulation équivalente (ECD), Pour le WBM, lors du début de venu, la pompe était déjà éteinte. Il a été constaté que l'ESD (ECD lorsque la pompe est éteinte) du WBM est réduit de 0,7 ppg ((5- 2) par rapport à la densité initiale de la boue utilisée, comparé à une réduction de seulement 0.3 ppg pour le SBM (eq (5- 4). Cela signifie que l'ESD du WBM est inférieure à celle du SBM après cette réduction. La réduction de la pression hydrostatique au fond du trou lorsque la pompe est éteinte est due à des effets de température qui se comportent différemment dans le WBM et le SBM.

- La réduction de densité dans les 02 cas (WBM et SBM) , selon les graphes dans les **(figures (Figure5- 11et Figure5- 12))** on trouve :

a- Cas de boue à base d'eau :

$$ESD = \frac{HSP(pumps\ off)}{TVD * 0.052} = \frac{6300}{10332 * 0.052} = 11.72\ pp\ g \quad (5- 1)$$

La réduction de densité sera donc :

$$MW - ESD = 12.5 - 11.72 = 0.7\ pp\ g \quad (5- 2)$$

b- Cas de boue à base d'huile :

$$ESD = \frac{HSP(pumps\ off)}{TVD * 0.052} = \frac{6450}{10332 * 0.052} = 12.2\ pp\ g \quad (5- 3)$$

La réduction de densité sera donc :

$$MW - ESD = 12.5 - 12.2 = 0.3\ pp\ g \quad (5- 4)$$

Cependant, dans le cas du SBM, la réduction n'est pas significative en raison du facteur de compressibilité plus élevé du SBM, ce qui entraîne un ESD plus élevé. Lorsqu'une plus grande réduction de la densité de boue est observée (ESD plus bas), cela signifie qu'il y a une plus grande marge de tolérance entre la pression de fracture et la pression hydrostatique au niveau de sabot et qu'on peut gérer un volume de venue plus important.

Deuxièmement, en ce qui concerne la solubilité et la compressibilité du gaz dans le WBM, le gaz commence à se dilater lorsqu'il commence à circuler vers la surface, et on peut généralement dire que sa taille double lorsque la pression est réduite de moitié. Cela signifie que lorsque le gaz se dilate en circulant vers la surface, il pousse la boue hors du puits et remplace la colonne de boue dans le puits, ce qui entraîne une augmentation des gains de boue et une réduction de la pression hydrostatique ainsi que de la pression au fond du trou. En revanche, dans le cas du SBM ou de l'OBM, puisque les composants d'hydrocarbures se trouvent à l'intérieur de la boue, ils ont la caractéristique de compressibilité.

Par conséquent, le gaz se diluera dans la boue et restera en solution, et il se comporte comme un liquide jusqu'à ce qu'il atteigne le point de bulle, puis se séparera brusquement de la solution et se dilatera rapidement avec une augmentation de pression. Les **figures (Figure5- 13 et Figure5- 14)**, montrent que dans le SBM, 90 % du gaz se dissout dans la boue et seulement 10

% de gaz libre au fond du trou. Cependant, dans le WBM, 60 % du gaz se trouve sous forme de gaz libre et aucun gaz n'est dissous dans la boue au fond du trou. Cela montre qu'avec une pression approximativement similaire au niveau de sabot de tubage lors de la fermeture, le SBM contient plus de gaz dissous dans la boue mais moins de gaz libre au fond du trou par rapport au WBM, qui contient plus de gaz libre au fond du trou mais aucun gaz dissous. Les gains de boue à la surface indiquent le volume de boue qui est déplacé par un volume de gaz au fond du trou sous forme de gaz libre.

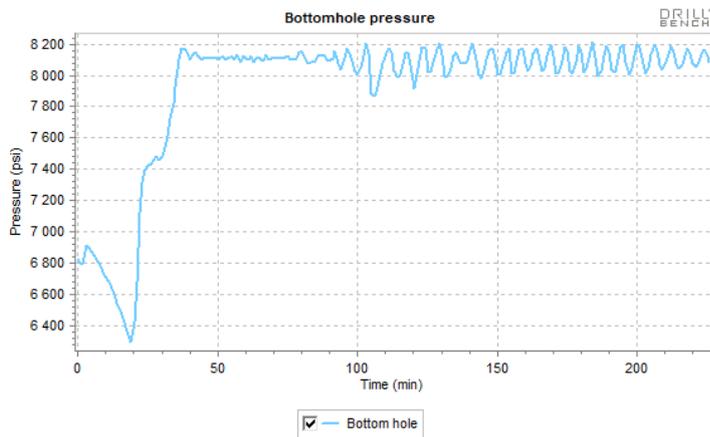


Figure5- 11. pression de fond pour une boue WBM

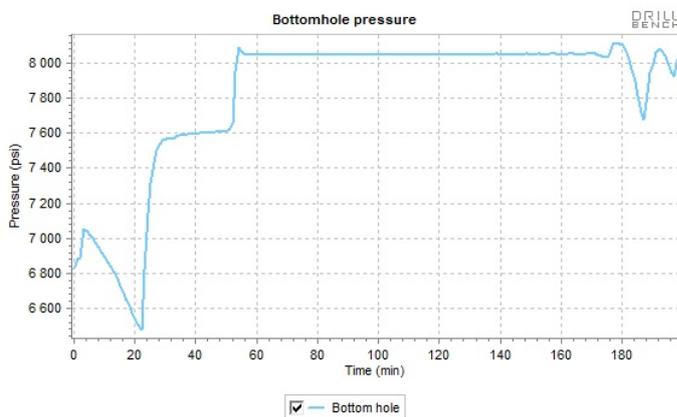


Figure5- 12. pression de fond pour une boue OBM

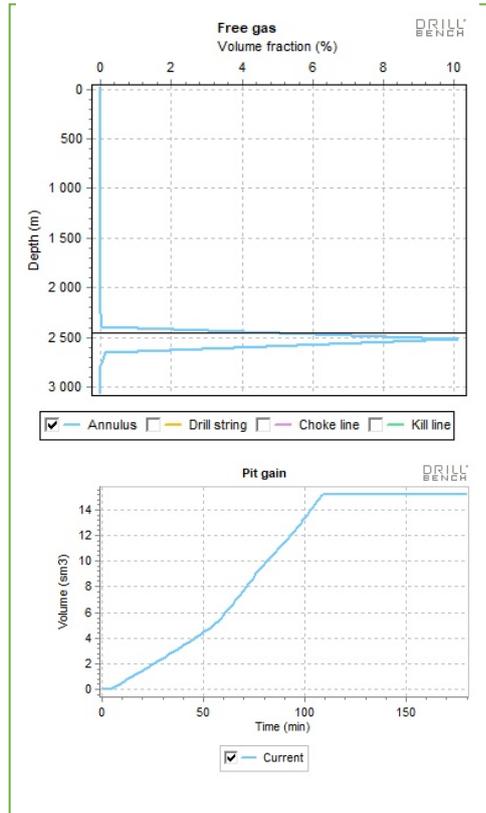
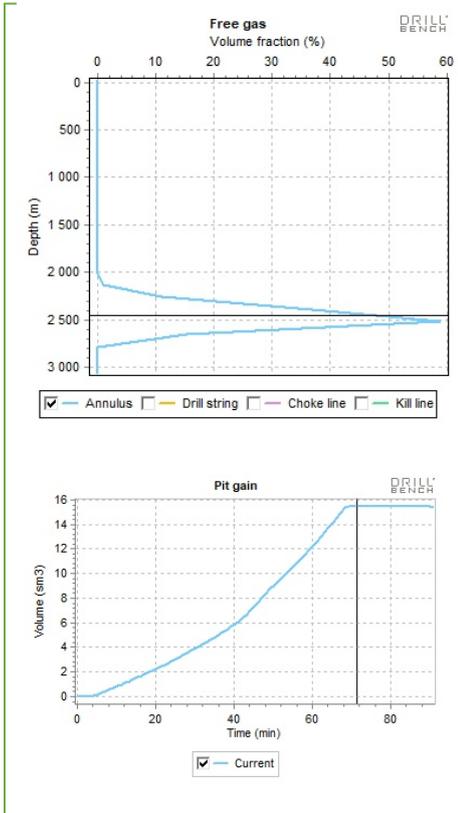


Figure5- 13. Le gas libre lors de la simulation dynamique multiphasique avec WBM

Figure5- 14. Le gas libre lors de la simulation dynamique multiphasique avec OBM

4. 7. 3. Effet de kill rate

Cette section présente les résultats d'une analyse de sensibilité visant à examiner comment le changement du taux de kill rate affecte le volume maximal autorisé de la venue en utilisant le modèle multiphasique dynamique. L'analyse de sensibilité a été réalisée en utilisant le SBM uniquement, où trois valeurs du taux de kill rate sont utilisées 100, 150 et 200 gpm.

La **Figure5- 15** montre les résultats de la simulation d'un volume de venue par des différents débit d'évacuation , cette figure représente la pression générer au niveau de sabot de tubage lorsque de l'évacuation de cette venue .Cela montre que pour tous les débits de circulation de suppression de venue, au début, lorsque le gaz pénètre dans le puits, la pression au niveau de sabot de tubage est le même pour tous les différents taux de circulation. Par conséquent, le puits est capable de contenir et d'évacuer la venue sans fracturer le sabot de tubage à mesure que le débit de circulation de suppression augmente. Cependant, dans la **Figure5- 16** , il est possible de constater que le débit de circulation de suppression affecte la pression de la pompe , le débit de gaz ainsi que la vitesse de gaz sortant. Lorsque la pompe est démarrée, la pression de la pompe augmente à mesure que le débit de circulation augmente, atteignant 500 psi à 100 gpm, augmentant de 10% (550 psi) à 150 gpm et de 20% (600 psi) à 200 gpm. Cela est dû à l'augmentation de la densité équivalente de circulation au fond du trou, observable à un débit de circulation de suppression plus élevé. De plus, lorsque la venue est évacuée vers la surface, on peut observer qu'à mesure que le débit de circulation de suppression augmente, le débit de gaz sortant à la surface augmente de manière significative. À 100 gpm, le débit de gaz sortant est de 600 scf/min, il augmente de 33,4% (800 scf/min) à 150 gpm et de 25% (1000 scf/min) à 200 gpm. Cela peut s'expliquer par le fait que le gaz se dilate et se déplace vers la surface à une vitesse plus élevée à mesure que le débit de circulation de suppression augmente.

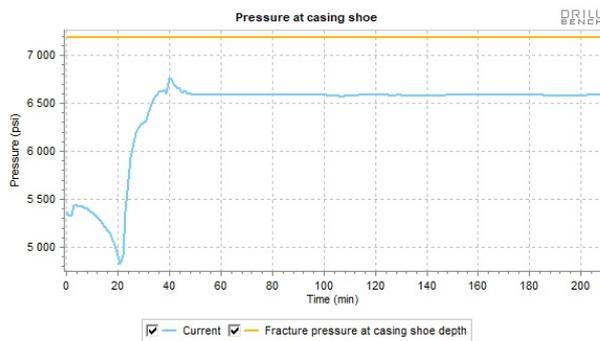
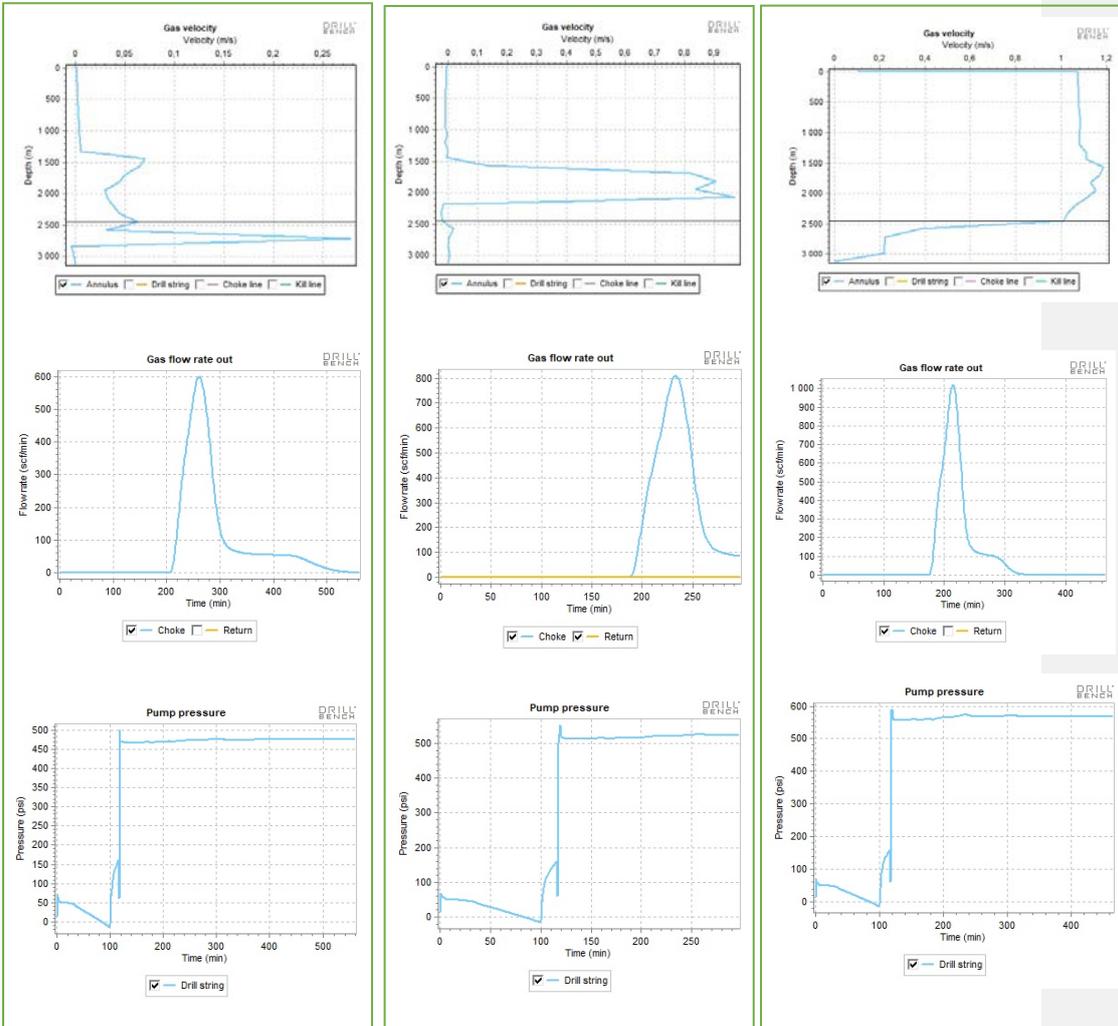


Figure5-15. Pression générer au niveau de sabot pour les différents débits de circulation (100 , 150, 200 gpm)



(a)

(b)

(c)

Figure5- 16. Effet de différents débits de circulation(évacuation) a :100 gpm , b :150 gpm , c :200 gpm

4. 7. 4. Effet de la compressibilité

La **Figure 5- 17**. Pression maximale autorisé au niveau de sabot en utilisant des différents base oil composition montre comment l'effet de compressibilité des différentes compositions (huile de base, huile de paraffine et huile a faible toxicité) impacte la pression maximale autorisé au niveau de sabot de tubage. À mesure que l'effet de compressibilité diminue, la pression maximale autorisé au niveau de dernier sabot de tubage augmente tandis qu'à mesure que l'effet de la compressibilité augmente, le volume maximal autorisé diminue. Donc, lorsque le nombre de composés carbonés augmente, l'effet de compressibilité de la chaîne d'hydrocarbures diminue.

On peut constater que la composition d'huile de base à faible toxicité a un volume autorisé de venue plus élevé par rapport à la paraffine et au diesel, où la faible toxicité a un pourcentage plus élevé de composés carbonés de nombre plus élevé (C16 = 58,3 %, C18 = 33,7 %) par rapport à la paraffine (C15 = 100 %) et au diesel (C12 = 42,8 %, C16 = 55,4 %). Cela indique qu'en raison du nombre plus élevé de composés carbonés, la faible toxicité a un effet de la compressibilité moindre et augmente directement le volume maximal autorisé de la venue. Cependant, pour le diesel, il a un faible nombre de composés carbonés, ce qui indique un effet de compressibilité plus élevé et diminue la pression maximale autorisé au niveau de sabot.

La **Figure 5-18**. Pression maximale autorisé au niveau de sabot en utilisant des différents nombres de composé de carbon montre les résultats des relations entre le nombre de composés carbonés d'une composition d'huile de base et la pression maximale autorisé au niveau de dernier sabot de tubage (le point le plus fragile). Chaque composé carboné étant composé d'une fraction molaire de 100 %. On peut observer que lorsque le nombre de composés carbonés impairs augmente de C11 à C19, la pression maximale autorisé augmente alors le volume maximal autorisé de venue augmente. De même, pour les composés carbonés pairs, à mesure que le nombre augmente de C12 à C20+, le volume maximal autorisé de venue augmente également. Cela peut s'expliquer par le fait que lorsque le nombre de composés carbonés augmente, la longueur de chaîne du composé carboné augmente également. Lorsque la longueur de chaîne du carbone augmente, elle a une masse moléculaire plus élevée, ce qui réduit les espaces entre les molécules et les rend moins compressibles ou mobiles. Par conséquent, cela diminue légèrement l'effet de la compressibilité de la chaîne, ce qui rend le composé plus incompressible, de manière similaire aux caractéristiques des boues à base d'eau (WBM). On peut conclure que le nombre de composés carbonés affecte la compressibilité de la composition

d'huile de base et affecte directement le volume maximal autorisé de venue, où un nombre plus élevé de composés carbonés aura un effet de compressibilité moindre et augmentera directement le volume maximal autorisé dans un puits. Cette déclaration soutient donc le résultat selon lequel les boues à base d'eau (WBM) ont un volume maximale autorisé de venue plus élevé par rapport aux boues à base synthétique (SBM) en raison de l'effet de compressibilité inférieur.

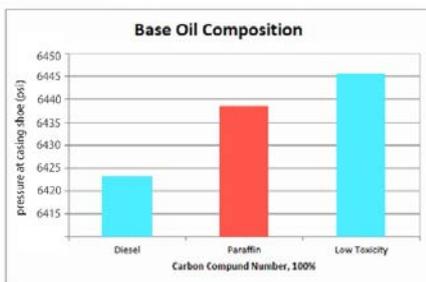


Figure 5-17. Pression maximale autorisée au niveau de sabot en utilisant des différentes bases d'huile

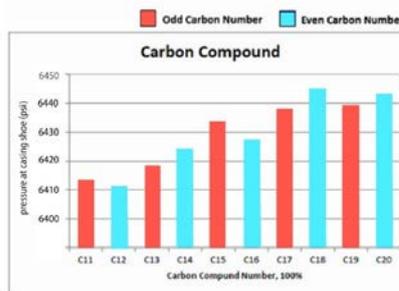


Figure 5-18. Pression maximale autorisée au niveau de sabot en utilisant différents nombres de composés de carbone

Conclusion

- Les résultats de simulations multiphasiques dynamiques donneront des valeurs de kick tolérance plus importantes que celle de la bulle à gaz unique, ce qui explique que la circulation réussisse de 130 barils avec un trou ouvert intact de venue de puits (X-1) de l'Axendrie,
- Le poids de boue affecte la valeur de kick tolérance, d'où l'augmentation du poids de boue de forage réduit la kick tolérance
- Le WBM supporte un volume de venue plus important que l'OBM.

- Le débit d'évacuation (kill rate) n'a aucune effet sur la kick tolérance, mais il affecte la pression de la pompe et le débit de gaz, ainsi que la vitesse du gaz sortant
- le nombre de composés carbonés affecte la compressibilité de la composition d'huile de base et affecte directement le volume maximal autorisé de venue

Conclusion générale

Conclusion générale

Dans ce travail on a montré que La modélisation multiphasique dynamique est capable de supporter plus de volume de kick par rapport à la modélisation monophasique à bulle unique, car elle prend en compte plusieurs phases de fluide dans un influx et applique les caractéristiques du gaz pour avoir une perte de pression multiphasique .

ce travail s'est concentré sur certains points pour améliorer le well contrôle ainsi que pour la réduction des coût de conception des puits de forage, les conclusions suivantes peuvent être tirées dans le cadre de cette étude, sur la base des résultats obtenus à partir de la simulation:

- L'augmentation du poids du fluide de forage réduit le volume maximum admissible de kick en raison de la réduction de la pression maximale admissible en surface (MAASP) entre la pression de fracturation et la pression hydrostatique au sabot du tubage.
- Un plus grand volume de kick peut être atteint en utilisant une boue à base d'eau (WBM) par rapport à une boue à base synthétique (SBM).
- La kick tolérance varie avec le type de boue utilisé en raison de sa rhéologie (PV et YP) qui impacte la chute de la densité équivalente en surface (ESD) de la boue en WBM lorsque la pompe est éteinte.
- La réduction du poids du fluide de forage (MW) en WBM et SBM est due à la différence de comportement de l'effet de la température. Cependant, avoir un facteur de compressibilité plus élevé dans le SBM conduit à une ESD plus élevée, ce qui entraîne un volume de kick plus faible.
- La diminution de l'effet de compressibilité de la composition de l'huile de base dans le SBM provoque une augmentation du volume maximal de kick admissible et cela est dû à l'augmentation du nombre de composés de carbone dans la composition de l'huile de base.
- Les composés de carbone plus élevés ayant une structure moléculaire à chaîne longue, cela entraîne un effet de compressibilité plus faible.

Conclusion générale

- L'augmentation du débit de circulation pendant l'évacuation de l'influx du fond du puits à la surface n'affecte pas la kick tolérance lorsque l'influx entre dans le puits et la pression du sabot de tubage pendant la fermeture. Cependant, l'augmentation du débit de circulation a un impact sur la pression de la pompe et augmente le débit de gaz. De plus, cela raccourcit également la période d'évacuation.

Recommandations et perspectives

- La formation du personnel du chantier de forage sur le contrôle des venues est fortement recommandée car le succès du contrôle d'une éventuelle venue dépend essentiellement de la compétence et de la réactivité du personnel.
- Les superviseurs, les superintendants et les ingénieurs de forage doivent être formés et informés sur les mesures préventives et curatives des venues spécifiques à chaque champ avant leurs prises de service.
- Le département de forage, cellule « opérations de forage » doivent avoir ces logiciels de simulations dynamique bien qu'ils doivent fournir des formations nécessaires au gens concernés pour maîtriser ces logiciels.
- La bonne estimation de volume maximale autorisé de kick avec le modèle dynamique multiphasique peut réduire le nombre de colonnes de tubage, permettant des opérations de contrôle de puits en toute sécurité et réduisant la possibilité d'accident.
- Le modèle dynamique multiphasique peut être utilisé pour réduire les limitations liées à la géométrie du puits et aux solubilités du gaz dans les boues à base d'huile pour faire des simulations plus proches de la réalité.
- L'archivage de toutes les données des venues est précieux pour éviter que les accidents liés aux mêmes causes et circonstances soient répétés. Ainsi pour avoir des meilleurs résultats des simulations grâce aux données précises disponibles.

Références

- [1] SKALLE, P. and PODIO, A.L., 1998. Trends extracted from 800 Gulf Coast blowouts during 1960-1996. IADC/SPE paper 39354 presented at the 1998 IADC/SPE Drilling Conference held in Dallas, USA, 3-6 March 1998
- [2] SONATRACH and BOOTS & COOTS. Well control incident report, well control cell. Internal document of Sonatrach.
- [3] Sonatrach M1 (2009).
- [4] ENSPM (2006), formation industries- IFP training
- [5] Redmed training center, manual well control niveau 2, pp 108,110
- [6] Xu Z, Song X, Li G, Zhu Z, Zhu B. Gas kick simulation in oil-based drilling fluids with the gas solubility effect during high-temperature and high-pressure well drilling. *Appl Therm Eng* 2019;149:1080–97.
- [7] Yang H, Li J, Liu G, Jiang H, Wang C, Jiang J. A transient hydro-thermo-bubble model for gas kick simulation in deep water drilling based on oil-based mud. *Appl Therm Eng* 2019;158:113776. doi: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2019.113776>.
- [8] Jiang H, Liu G, Li J, Zhang T, Wang C. Drilling fault classification based on pressure and flowrate responses via ensemble classifier in Managed pressure drilling. *J Petrol Sci Eng* 2020;190:107126. doi: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107126>.
- [9] Procedures P. Guidelines for Upstream Activities (PPGUA), revision 2. PETRONAS: Petroleum Management Unit; 2008.
- [10] Grace RD. Blowout and well control handbook. Gulf Professional Publishing; 2017.
- [11] Schools AD. Well control for the rig-site drilling team. Training Manual; 2002.
- [12] Santos HM, Sonnemann P. Transitional kick tolerance. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2012.
- [13] Fraser D, Lindley R, Moore DD, Vander SM. Early kick detection methods and technologies. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2014.
- [14] Rabia H. Well Engineering & Construction. Entrac Consulting Limited London; 2002.

[15] Ng F. Well Control Simulation-A Tool for Engineering and Operations. In National Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas; 2005. Umar L, Thiam YY, Murad MSB, Woo WK, Nas S, Escalano B, et al. Dynamic multiphase kick tolerance allows safe drilling which led to huge gas discovery in a HPHT exploration well in Malaysia. International Petroleum Technology Conference, vol. 1. European Association of Geoscientists & Engineers; 2014. p. 1–14.

[16] Umar L, Thiam YY, Murad MSB, Woo WK, Nas S, Escalano B, et al. Dynamic multiphase kick tolerance allows safe drilling which led to huge gas discovery in a HPHT exploration well in Malaysia. International Petroleum Technology Conference, vol. 1. European Association of Geoscientists & Engineers; 2014. p. 1–14.

[17] Acosta C. Model for kick tolerance. Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk; 2012.

[18] Santos HM, Catak E. Kick tolerance misconceptions and consequences to well design. SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, 2011.

[19] Moreno QJ. Experimental and analytical study of two-phase pressure drops during evaporation in horizontal tubes. EPFL; 2005.

[20] Hasan A, Kabir CS, Sayarpour M. A basic approach to wellbore two-phase flow modeling. SPE annual technical conference and exhibition, 2007.

[21] Hasan AR, Kabir CS. A study of multiphase flow behavior in vertical wells. SPE Prod Eng 1988;3(02):263–72.

[22] Chen NH. An explicit equation for friction factor in pipe. Ind Eng Chem Fundam 1979;18(3):296–7.

[23] Turgut OE, Asker M, Coban MT. A review of non iterative friction factor correlations for the calculation of pressure drop in pipes. Bitlis Eren Univ J Sci Technol 2014;4(1):1–8.

[24] Luo X, Zhang J, Tsuchiya K, Fan L-S. On the rise velocity of bubbles in liquid- solid suspensions at elevated pressure and temperature. Chem Eng Sci 1997;52(21-22):3693–9.

[25] Park SH, Park C, Lee JinYong, Lee B. A simple parameterization for the rising velocity of bubbles in a liquid pool. Nucl Eng Technol 2017;49(4):692–9.

[26] slb energy glossary .

[27] Feng, J.; Fu, J.; Chen, P.; Du, Z.; Qin, L.: Experimental Study and Molecular Simulation of Gas Dissolution and Diffusion Behavior in Drilling Fluid. *J. Nat.Gas Sci. Eng.*. 36A. 424–433. ISSN 1875–5100 (2016).

[28] Ohara S.: Improved Method for Selecting Kick Tolerance During Deepwater Drilling Operations. *LSU Historical Dissertations and Theses*. 6159 (1996).
https://digitalcommons.lsu.edu/gradschool_disstheses/6159