

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEGNEMENT SUPERIERUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de Fin d'Études



En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

KERMA Abdeldjabar

REZZOUG Abdeldhadi

Filière : Hydrocarbures

Option : Génie Pétrolier, Forage des puits d'hydrocarbures

Thème:

**Evaluation de la tolérance aux venues (Kick Tolerance)
dans les opérations de forage et de well control**

Devant le jury:

| | | | |
|----------------------------|-----|-------|------------|
| Mme. Fatma YAHI | MCB | UMBB | Présidente |
| Mr. Zinelabidine BOUBEKEUR | ING | SLB | Examineur |
| Mr. Salim SATOR | ING | DF SH | Examineur |
| Mme. Nadjat AZRIL | MAA | UMBB | Encadrante |

Année Universitaire: 2023/2024

Remerciements

الحمد لله الذي بنعمته تتم الصالحات

Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude à tous ceux qui, de près ou de loin, nous ont soutenus et ont contribué à la réussite de notre travail.

Nous tenons à remercier notre professeur et encadrante, Mme AZRIL Nadjat pour ses conseils, son orientation et ses commentaires sur la manière d'améliorer notre travail.

Nous tenons également à remercier tous les ingénieurs du secteur pétrolier en Algérie qui nous ont aidés à réussir ce travail, en particulier :

-Mr. BOUBEKEUR Zine-Elabidine, Ingénieur SLB

-Mr. OUSDIDENE Younes, Superviseur Forage SONATRACH

-Mr. CHALOULI Khaled, Ingénieur de forage & Spécialiste Well Control SONATRACH

-Mr. NACEF Ali, Formateur Well Control IAP

-Mr. BOULIFA Ayoub, Ingénieur de boue NEWPARK

-Mr. MESSAOUDI Nacer-Eddine, Ingénieur de boue NEWPARK

Dédicaces

À Mes chers parents

À mon frère

À mes sœurs

À tous les membres de ma famille

À mes amis

À vous tous, je dédie ce travail

KERMA Abdeldjabar

À Mes chers parents

À mes frères

À mes sœurs

À tous les membres de ma famille

À mes amis

À vous tous, je dédie ce travail

REZZOUG Abdelhadi

Résumé

Les activités d'exploration des puits et les données des tests de terrain sont essentielles pour le développement des forages pétroliers et gaziers, en particulier pour garantir la sécurité des procédures de contrôle des puits pendant le forage. Les variables clés de ce processus sont la pression de fracture, la pression de pore et le kick tolerance, qui mesure le volume de kick qu'un trou ouvert peut supporter sans affecter l'intégrité du sabot de tubage. Cette étude se concentre sur l'utilisation d'un modèle dynamique dispersé du kick tolerance pour mieux évaluer les risques associés à la circulation de volumes de kick à des profondeurs et des intensités spécifiques.

Deux modèles d'écoulement ont été utilisés pour déterminer le kick tolerance : Le modèle à bulle unique (single bubble) et le modèle multiphasique. Le modèle de bulle unique donne des résultats plus conservateurs, tandis que le modèle dispersé est moins conservateur. Le modèle de la bulle unique indique un volume de kick admissible de 12 m³, tandis que le modèle dispersé permet un volume plus élevé avec les boues à base d'huile. L'étude confirme que le kick tolerance est influencé par divers paramètres, notamment les propriétés de la boue, les caractéristiques de la formation et la configuration des puits.

Abstract

Well exploration activities field operations test data are essential for oil and gas drilling development, particularly in ensuring safe well kill procedures during drilling. Key variables in this process include fracture pressure, pore pressure, and kick tolerance, which measures the volume of kick an open hole can handle without compromising casing shoe integrity. This study focuses on using a dynamic dispersed kick tolerance model to better assess the risks associated with circulating kick volumes at specific depths and intensities.

Two flow models were used to determine kick tolerance: Single-phase bubble and dispersed (multiphase) bubble models. The single-phase model more conservative results, while the dispersed model is less conservative. The single-phase model indicated an allowable kick volume of 12m³, whereas the dispersed model allowed for a higher volume with oil-based mud. The study confirm that kick tolerance is influenced by various parameters, including mud properties, formation characteristics, and well configurations.

ملخص

تُعد أنشطة استكشاف الآبار وبيانات اختبار العمليات الميدانية ضرورية لتطوير عمليات التنقيب عن النفط والغاز، لا سيما في ضمان إجراءات إغلاق الآبار بشكل آمن أثناء الحفر. تشمل المتغيرات الرئيسية في هذه العملية ضغط الكسر، وضغط المسام، وتحمل الركلة، الذي يقيس حجم الركلة التي يمكن أن تتحملها حفرة مفتوحة دون المساس بسلامة حذاء الغلاف. تركّز هذه الدراسة على استخدام نموذج ديناميكي لتحمل الركلة المشتتة لتقييم المخاطر المرتبطة الركلات المتداولة على أعماق وشدات محددة بشكل أفضل.

تم استخدام نموذجين للتدفق لتحديد مدى تحمل الركلة: نموذج الفقاعات أحادية الطور ونماذج الفقاعات المشتتة (متعددة الأطوار). يعطي النموذج أحادي الطور نتائج أكثر تحفظًا، في حين أن النموذج المشتت أقل تحفظًا. أشار النموذج أحادي الطور إلى حجم ركلة مسموح به يبلغ 12 متر مكعب، في حين سمح النموذج المشتت بحجم أكبر مع الطين الزيتي. تؤكد الدراسة أن قدرة تحمل الركلة تتأثر بمعايير مختلفة، بما في ذلك خصائص الطين وخصائص التكوين وتشكيلات البئر.

Table des matières

| | |
|--|-------|
| Introduction..... | |
| Chapitre I: Etude Bibliographique..... | 1 |
| Chapitre II: Généralités et l’historique de WC | 6 |
| Introduction..... | 7 |
| II.1. Les notions générales | 7 |
| II.1.1. Pression hydrostatique..... | 7 |
| II.1.2. Pression de formation..... | 8 |
| II.1.3. Pression de fracturation | 9 |
| II.1.4. Le contrôle du puits..... | 9 |
| II.1.5. Les obturateurs | 10 |
| II.2. Causes de venues..... | 11 |
| II.2.1. Formation à pression anormalement élevée | 11 |
| II.2.2. Défaut de remplissage durant la remontée | 12 |
| II.2.3. Densité de boue insuffisante..... | 12 |
| II.2.4. Forage d'un réservoir de gaz..... | 12 |
| II.2.5. Perte de circulation..... | 12 |
| II.2.6. Pistonnage vers le haut (Swabbing) | 13 |
| II.2.7. Pistonnage vers le bas (surging)..... | 13 |
| II.2.8. La manœuvre..... | 13 |
| II.3. Signes d’une venue..... | 14 |
| II.3.1. Signes précurseurs d’une venue | 14 |
| II.3.2. Signes positifs d’une venue | 14 |
| II.4. Système de circulation | 15 |
| II.4.1. Les pertes de charges..... | 15 |
| II.4.2. Pression exercée sur le fond | 16 |
| II.4.3. Changement des caractéristiques de la boue et du circuit | 17 |
| II.4.4. Choix du débit de contrôle | 17 |
| II.5. Pression de fracturation et pression maximale admissible | 17 |
| II.5.1. Le test d’injectivité (Leak off Test)..... | 18 |
| II.5.2. Pression maximale admissible..... | 18 |
| II.5.3. Gain maximal | 19 |
| II.6. Nature et comportement de l’effluent | 19 |
| II.6.1. Venue d'un liquide..... | 19 |
| II.6.2. Venue d'un gaz | 19 |

| | |
|--|----|
| II.7. Procédures de fermeture du puits | 22 |
| II.7.1. La fermeture Soft..... | 22 |
| II.7.2. La fermeture Hard | 23 |
| II.7.3. Fermeture en manœuvre | 24 |
| II.7.4. Relevé des pressions..... | 25 |
| II.7. Contrôle de la venue et neutralisation du puits | 25 |
| II.7.1. Calculs préalables | 25 |
| II.7.2. Calculs après la venue | 26 |
| II.7.3. Choix du débit de contrôle | 27 |
| II.8. Méthodes de contrôle de la venue | 27 |
| II.8.1. Choix de la méthode de contrôle..... | 28 |
| II.8.2. La méthode Driller's | 28 |
| II.8.3. La méthode Wait & Wright..... | 31 |
| II.8.4. La méthode volumetrique | 33 |
| II.8.5. La méthode Lubricating | 33 |
| II.8.6. Le stripping | 34 |
| II.9. L'historique de venues de SONATRACH | 34 |
| II.9.1. L'analyse des kicks selon divers critère | 34 |
| Conclusion | 38 |
| Chapitre III : Notions générales sur la tolérance aux venues (Kick tolerance)..... | 39 |
| Introduction..... | 40 |
| III.1. Généralités | 40 |
| III.1.1. La tolérance à la venue (Kick tolerance)..... | 40 |
| III.1.2. Intensité de la venue (kick intensity) | 41 |
| III.1.3. Volume de la venue..... | 42 |
| III.1.4. La pression maximale annulaire anticipée en surface..... | 43 |
| III.1.5. Pression de pore et pression de fracture..... | 43 |
| III.2. Tolérance à la venue et le design du puits..... | 44 |
| III.2.1. Profondeur minimale de mise en place du tubage | 45 |
| III.3. Profondeur de forage maximale sécurisée | 46 |
| III.3.1. Profondeur maximale de forage en toute sécurité - swab kick | 48 |
| III.4. Modèles de calcul de kick tolerance | 48 |
| III.4.1. Modèle de phase gazeuse à bulle unique | 49 |
| III.4.2. Modèle dynamique multiphasique | 52 |
| Conclusion | 57 |
| Chapitre IV : Etude de cas de champ EL LEDJMET NORD | 59 |

| | |
|---|----|
| Introduction | 60 |
| IV.1. Énoncé du problème | 62 |
| IV.2. Méthodologie de recherche..... | 62 |
| IV.3. Présentation des données disponibles | 63 |
| IV.4. Données du puits..... | 63 |
| IV.5. Le résumé de l'incident..... | 67 |
| IV.6.Kick tolerance avec le modèle de la bulle unique (Single Bubble model) | 67 |
| IV.6.1. Les données de calcul | 67 |
| IV.6.2. Les résultats de calcul | 68 |
| IV.7.Simulation pour le modèle multiphasique avec le logiciel Drillbench | 68 |
| IV.8. L'étude d'influence des paramètres sur le kick tolerance..... | 69 |
| IV.8.1.Effet de la densité du fluide de forage | 70 |
| IV.8.2. L'effet de la pression du réservoir | 71 |
| IV.8.3. L'effet de l'espace annulaire..... | 72 |
| IV.8.4. L'effet de type de boue | 74 |
| IV.8.5. L'effet de débit de circulation..... | 77 |
| IV.8.6. L'effet de température | 79 |
| Conclusions..... | 80 |
| Conclusions générales et recommandations | 81 |
| Références..... | 84 |
| Annexes | 87 |

Liste des tableaux

| | |
|---|----|
| Tableau II.1 : L'activité de forage par année avec les kicks enregistrés..... | 35 |
| Tableau II.2 : Nombre de venues par opération..... | 36 |
| Tableau II.3 : Les types de venues | 37 |
| Tableau II.4 : Nombre de venues par nom de champ pendant 2009 et 2012..... | 38 |
| Tableau III.1: L'évaluation du gradient d'influx guidelines (Fraser D, Lindley R, Moore DD, Vander SM.2014)..... | 42 |
| Tableau IV.1 : Informations générales..... | 63 |
| Tableau IV.2 : Pression de réservoir estimée | 66 |
| Tableau IV.3: Les données de calcul | 67 |
| Tableau IV.4 : Les résultats de calcul de kick tolerance pour le modèle de bulle unique | 68 |
| Tableau IV.5 : Les données de puits d'étude (ELJN-3)..... | 69 |
| Tableau IV.6 : Les différentes configurations annulaire du puits..... | 73 |
| Tableau IV.7 : Les débits réduits utilisables sur chantier pour une pompe de boue triplex 6''/12'. | 77 |

Liste des figures

| | |
|---|----|
| Figure II.1 : Représente la colonne hydrostatique..... | 08 |
| Figure II.2 : Puits artésiens..... | 09 |
| Figure II.3 : Exemple de configuration d'empilage..... | 11 |
| Figure II.4 : Trip tank..... | 14 |
| Figure II.5 : Circuit de boue..... | 16 |
| Figure II.6 : Courbe de test d'injectivité..... | 18 |
| Figure II.7 : La migration d'un fluide..... | 20 |
| Figure II.8 : Migration du gaz dans la boue. (a) dans le WBM et (b) dans l'OBM..... | 21 |
| Figure II.9 : La fermeture Soft | 22 |
| Figure II.10 : La fermeture Hard | 23 |
| Figure II.11 : L'évolution P tige en fonction de temps..... | 25 |
| Figure II.12 : P de tige & P annulaire | 26 |
| Figure II.13 : 1° Circulation de la méthode driller's..... | 29 |
| Figure II.14 : 2° Circulation de la méthode driller's..... | 30 |
| Figure II.15 : Le déroulement de contrôle de La méthode driller's..... | 31 |
| Figure II.16 : Circulation de la boue avec la densité requise dans la méthode Wait and .Weight..... | 32 |
| Figure II.17 : Le déroulement de contrôle de La méthode Wait and Weight | 32 |
| Figure II.18 : Venues en fonction d'activité..... | 35 |
| Figure II.19 : Venue en fonction d'opération..... | 36 |
| Figure II.20 : Venue en fonction de champ..... | 38 |
| Figure III.1 : Kick tolerance en fonction de kick intensity..... | 42 |
| Figure III.2 :(a)la fenêtre de la boue de forage,(b)la profondeur de mise en place du tubage | 44 |

| | |
|--|----|
| Figure III.3: Profondeur minimale de mise en place du tubage (Bottom-up casing seat selection)..... | 46 |
| Figure III.4: Le modèle de la bulle unique et multiphasique dynamique dans le schéma d'un puits..... | 48 |
| Figure III.5: Différentes illustrations de puits. (a) Phase gazeuse à bulle unique, (b) en prenant un kick et en se développant au niveau de du sabot, (c) illustration lorsque la hauteur de l'influx > la longueur de la BHA, (d) illustration lorsque la hauteur de l'influx < la longueur de la BHA,..... | 50 |
| Figure III.6: Solubilité du CH ₄ dans le fluide à base d'huile à différentes pressions..... | 53 |
| Figure III.7: Les différents régimes d'écoulement pour un puit de forage lorsqu'un kick est survenue (Brill JP.1987)..... | 57 |
| Figure IV.1 : Vue satellite de la concession West Delta Deep Marine, offshore de l'Égypte (Othman,A.A.A.,et al.2015)..... | 61 |
| Figure IV.2: Les puits adjacents..... | 64 |
| Figure IV.3 : Localisation générale du puits..... | 64 |
| Figure IV.4 : Lithologie du puits..... | 65 |
| Figure IV.5: Profil de température de (ELJN-3)..... | 66 |
| Figure IV.6: Pression générée au niveau du sabot par un volume de 13m ³ | 69 |
| Figure IV.7: Volume de gain lors de la simulation de 13 m ³ de kick..... | 69 |
| FigureIV.8: Simulation de différentes densités de boue, la même phase de puits adjacents...70 | 70 |
| Figure IV.9: La variation de la choke pressure avec différentes densité de boue..... | 71 |
| FigureIV.10: La pression générer au niveau du sabot par différentes pressions de formation71 | 71 |
| Figure IV.11 : L'évolution de pit gain avec différentes pressions de formation..... | 72 |
| Figure IV.12 : L'effet de différente configuration annulaire du puits, (a) pit gain, (b) la vitesse de gaz, (c) pression au niveau du sabot | 73 |
| Figure IV.13 : La pression générée au niveau du sabot dans l'OBM et WBM..... | 74 |

| | |
|--|----|
| Figure IV.14: Volume de gain lors de la simulation de 13m ³ avec WBM et 16m ³ avec OBM..... | 75 |
| Figure IV.15: La pression générée au niveau du sabot par L'OBM et WBM avec le kick tolerance de chacun..... | 75 |
| Figure IV.16: Le gaz libre de kick tolerance pour L' OBM et WBM..... | 76 |
| Figure IV.17: Le gaz libre de kick tolerance pour le WBM..... | 76 |
| Figure IV.18: La vitesse de migration de gaz avec le kick tolerance pour L'OBM,WBM.. | 76 |
| Figure IV.19: L'influence de différents débits de circulation du gain sur : (a) la pression générée au niveau du sabot, (b) la pression de pompe enregistrée, (c) pit gain, (d) la vitesse de gaz au moment de circulation..... | 78 |
| FigureIV.20: La pression générée au niveau du sabot avec les températures des puits offset | 79 |
| Figure IV.21: La vitesse de gas avec les températures des puits offset..... | 79 |

NOMENCLATURES

| | |
|--------------|--|
| BHA | : Bottom Hole Pressure |
| BOP | : Blow Out Preventer |
| DST | : Drill Steam Test |
| DP | : Drill Pipe |
| DC | : Drill Collar |
| FIT | : Formation Integrity Test |
| HWDP | : Heavy Weight Drill Pipe |
| HMD | : Hassi Messaoud |
| KT | : Kick Tolerance |
| KI | : Kick Intensity |
| LOT | : Leak Off Test |
| MD | : Measured Depth |
| MAASP | : Maximum Allowable Annular Surface Pressure |
| OBM | : Oil Based Mud |
| PV | : Plastic Viscosity |
| QHSE | : Quality health Security Environment |
| ROP | : Rate Off Penetration |
| RPM | : Rotation Per Minute |
| SIDPP | : Shut-In Drill Pipe Pressure |
| SIACP | : Shut-In Annular Casing Pressure |
| SH | : SONATRACH |
| TVD | : True Vertical Depth |
| WBM | : Water Based Mud |
| WC | : Well Control |
| YP | : Yield Point |

Introduction

Le forage est un aspect essentiel de l'industrie pétrolière et gazière, indispensable à l'exploration et à l'exploitation des hydrocarbures. L'augmentation de la demande d'énergie pousse les forages dans des environnements plus profonds et plus difficiles, ce qui rend le contrôle des puits de plus en plus difficile. La réussite du forage dépend de la capacité du personnel à détecter rapidement les problèmes liés à l'équipement ou à l'état du puits et à prendre les mesures qui s'imposent, comme la gestion de la détérioration des propriétés de la boue ou l'augmentation des niveaux de la quantité de gaz de fond.

Un programme de forage a été planifié et mis en œuvre à l'aide d'outils et de concepts techniques avancés pour la planification des puits, y compris les calculs de kick tolerance¹. Ces calculs doivent garantir la sécurité des opérations de forage dans des conditions difficiles. Compte tenu de l'importance du kick tolerance, ses effets sur la planification des puits, le forage et le contrôle des puits ont été mesurés de manière approfondie.

Le modèle de phase gazeuse à une bulle unique (single bubble) est largement utilisé pour déterminer le kick tolerance pour chaque phase de forage. Cependant, la précision de ce modèle est limitée, car il ne prend en compte qu'une seule bulle de gaz, négligeant les caractéristiques d'afflux et de migration du gaz. En outre, il n'existe pas de méthode standard de calcul du kick tolerance dans l'industrie du forage, ce qui entraîne des disparités.

Une méthode alternative pour la recherche dynamique de kick² a été développée, tenant compte de la dispersion, de la migration, de l'expansion et de la solubilité des gaz. Des facteurs tels que la température, les propriétés de la boue, les caractéristiques du réservoir, la géométrie du puits et les opérations de forage sont pris en compte, car ils ont un impact significatif sur la dynamique du kick tolerance.

L'objectif principal de ce travail est d'étudier l'application des modèles de KT à bulle unique (single bubble) et multiphasique pour déterminer le volume maximal admissible de KT à l'aide d'un code d'Excel et d'un logiciel avancé de simulation de KT. Cette étude vise à explorer la possibilité de traiter des capacités d'afflux plus importantes et d'identifier les

¹Kick tolerance: la tolérance à la venue

² Kick : venue

paramètres qui affectent le KT, pour finalement fournir des indications sur la manière d'atteindre la plus grande tolérance possible de kick.

Ce mémoire est divisé en cinq chapitres principaux :

Le premier chapitre : Étude bibliographique sur les travaux et recherches qui sont liés à notre sujet de recherche.

Le deuxième chapitre: Généralité sur les notions de well control et les procédures d'évacuation lors d'un kick survenu et l'activité et l'historique de Kicks de SONATRACH, depuis la création de la cellule de well control en 2009 à 2023

Le troisième chapitre : généralité sur le kick tolerance et les notions théoriques qui nous avons utilisées dans notre partie pratique.

Le quatrième chapitre : Étude de cas sur le champ de LADJMET puits ELJN-3 la phase 8^{1/2} et faire la comparaison entre les deux modèles de détermination de kick tolerance et l'illustration des paramètres qui influencent sur le volume acceptable de kick.

À la fin, des conclusions et recommandations synthétiseront les principaux résultats de ce travail.

Chapitre I
Etude Bibliographique

I Etude Bibliographique

Dans le domaine de la conception des puits de pétrole et de gaz, il est essentiel de déterminer les profondeurs optimales pour la mise en place des tubages. Avec l'augmentation de la longueur du trou ouvert, le risque de fracturation de la formation pendant le forage s'accroît, ce qui peut entraîner des éruptions souterraines coûteuses. Compte tenu des défis uniques que pose le forage pétrolier et gazier, il est impératif d'évaluer avec précision le risque de fracturation de la formation. Le kick tolerance, un paramètre calculé, sert de mesure clé pour évaluer ce risque. Dans ce contexte.

(Ohara et Shiniti.1996).ont entrepris une étude approfondie pour développer un logiciel avancé spécialement conçu pour calculer le kick tolerance dans les puits en eaux profondes. Ce logiciel permet non seulement de valider les profondeurs de tubage lors de la conception des puits, mais aussi d'estimer en temps réel les risques de fracture pendant les opérations de forage, améliorant ainsi la sécurité et l'efficacité opérationnelle. Grâce à des expériences méticuleuses menées dans un puits de recherche de 6 000 pieds avec du fluide de forage et du gaz naturel, le chercheur a cherché à affiner les corrélations empiriques pour les vitesses d'ascension du gaz. La corrélation obtenue, qui relie la vitesse du gaz à la somme de la vitesse moyenne du mélange et de la vitesse de glissement relative, représente une avancée significative dans la précision du calcul de la tolérance au coup de pied. En outre, le chercheur a proposé des recherches futures sur le profil de distribution triangulaire des gaz le long de la trajectoire de migration ascendante des gaz, anticipant ainsi de nouveaux perfectionnements dans les méthodologies d'évaluation de kick tolerance. Cette approche globale, fondée sur une validation empirique et une recherche prospective, est prometteuse non seulement pour assurer des opérations de forage plus sûres, mais aussi pour débloquer des capacités accrues dans l'exploration des eaux plus profondes.

Dans leur étude, (John Rogers Smith.1999). s'est concentré sur l'amélioration des calculs de kick tolerance pour les scénarios conventionnels de contrôle de puits et d'éruption. Il a mené des expériences au LSU Petroleum Engineering Research and Technology Transfer Laboratory afin d'étudier la distribution des gaz pendant la circulation pour l'élimination des coups de gaz et de déterminer la vitesse critique nécessaire pour évacuer tout le liquide lors d'une éruption. Trente-sept expériences, incluant à la fois de l'eau et du fluide de forage, ont été menées dans le puits LSU n° 2 pour mesurer la vitesse et la distribution de la remontée du gaz. L'achèvement spécial du puits a permis de surveiller la migration du gaz à l'aide de

capteurs de pression. En outre, des expériences utilisant une boucle d'écoulement inclinée et les puits LSU n° 1 ont permis d'évaluer la vitesse critique du gaz pour évacuer le liquide lors d'une éruption. Les résultats ont montré que le modèle de Turner, qui intègre la théorie des gouttelettes de liquide et le régime d'écoulement, prédit avec précision la vitesse critique.

(Carolina Silva Avelar et Paulo Roberto Ribeiro. 2005). son étude relève les défis du forage en eaux profondes en introduisant le concept de tolérance au coup de bélier pour déterminer les profondeurs de tubage, améliorant ainsi la sécurité dans l'industrie pétrolière. Trois algorithmes itératifs comparent la pression de fracture à la pression du puits pendant les opérations de contrôle du puits, ce qui permet une sélection rapide et précise de la profondeur du tubage. Les outils logiciels développés sur la base de ces concepts facilitent les processus de prise de décision des ingénieurs de forage.

(Carla Acosta Hernández et Sigbjørn Sangesland.2012). ont examiné les différents paramètres qui influencent les calculs de kick tolerance dans les opérations de forage, en soulignant leur importance et en démontrant les idées fausses qui entourent leur négligence. Si la négligence de certains paramètres peut sembler conservatrice, l'étude révèle que cette approche n'est pas universellement applicable à tous les développements de puits. L'objectif premier était de développer une application autonome dotée de caractéristiques conviviales, similaires à celles des macros Excel couramment utilisées. Chaque puits présente des caractéristiques uniques, ce qui rend difficile la généralisation des paramètres qui peuvent être négligés. Négliger des facteurs tels que la température et le facteur z peut avoir un impact significatif sur les calculs dans les puits peu profonds, alors que les pertes par frottement posent de plus grands défis dans les puits à longue portée, horizontaux ou en eaux profondes. Cela souligne la nécessité de prendre en compte le plus grand nombre de paramètres possible pour déterminer avec précision le kick tolerance, ce qui permet de mieux comprendre le concept et de mieux se préparer aux éventuels problèmes de contrôle des puits.

(Nagham Jasim Al-a'ameri.2015). ses travaux de recherche portent sur l'importance croissante du kick tolerance, en particulier dans la planification des puits, le forage et le contrôle des puits. En s'appuyant sur des données de terrain, l'étude vise à concevoir une approche simple pour appliquer efficacement les concepts de kick tolerance. La recherche s'efforce d'améliorer la compréhension de de kick tolerance et de poser les bases d'une révision de la procédure standard. Au cœur de cet objectif se trouvent une étude et une présentation d'une méthodologie permettant de déterminer les paramètres de kick tolerance à l'aide des

concepts de kick tolerance circulation. La méthode proposée offre une approche systématique de l'évaluation et de l'analyse des problèmes de kick tolerance,

Dans le cadre de la simulation de situations de coups de bélier dans des boues à base d'eau, (Martine Kristoffersen et son superviseur "Kjell Kåre Fjelde". 2020). explorent dans leur étude trois modèles d'écoulement distincts : bulle unique, écoulement transitoire et analytique. À l'aide de MATLAB, des simulations sont effectuées en faisant varier des paramètres tels que la longueur et la taille du trou ouvert, ainsi que la longueur du BHA. . L'analyse comparative révèle la nature conservatrice du modèle à bulle unique, tandis que le modèle de flux transitoire fournit les estimations les moins conservatrices. L'étude propose une approche séquentielle : déterminer la pression du sabot de tubage dans un premier temps pour localiser le kick, puis utiliser un modèle transitoire si l'expansion du gaz entraîne une pression maximale. Inversement, si l'expansion du gaz n'est pas le principal facteur, le modèle analytique peut suffire.

(Osama Sharafaddin¹, Madya Issham Ismail, Mohamed Halafawi, Muhammad Subhi Sirajuddin, Gehad Mohammed Ahmed Naji.2021).se sont lancés dans une enquête approfondie. Leur étude a examiné minutieusement la dynamique des fluctuations de pression ayant un impact sur les paramètres clés pendant les procédures de contrôle des puits, en utilisant la méthode de l'ingénieur comme cadre analytique. Reconnaisant le rôle essentiel des fractured basement reservoirs dans l'industrie pétrolière, ils ont mené une étude de cas approfondie à l'aide du simulateur d'écoulement multiphasique Drillbench. Grâce à l'exploration systématique de divers scénarios impliquant des tailles et des intensités de kick³. Les chercheurs ont effectué des analyses de sensibilité, révélant l'influence prononcée de la taille et de l'intensité de kick pendant la circulation de kick. Ils ont notamment observé que les tailles de kick plus importantes correspondaient à des profils de pression plus élevés, tandis que l'augmentation de l'intensité du kick était corrélée à une augmentation de la pression d'étranglement, de la pression du sabot de tubage et de la pression de la pompe.

³ Kick intensity : l'intensité de venue

(Kazem Kiani Nassab, Shui Zuan TingSompop Buapha, Nurfitriah MatNoh, and Mohammad Naghi Hemmati. novembre 2021). ont étudié les pratiques de calcul KT au sein de l'entreprise P, en mettant l'accent sur l'amélioration de la précision et de la fiabilité. Il a mené des procédures d'assurance et de contrôle de la qualité afin d'évaluer les méthodes de calcul de KT existantes et d'identifier les critères importants affectant les calculs de KT. En outre, ils ont développé un programme informatique utilisant Visual Basic pour les applications afin d'étudier la sensibilité de KT à différents paramètres dans des conditions d'équilibre.

(Javed Akbar Khan, Sonny Irawan, Iliyas Bin Md Dan, Baoping Cai.2022) ont mené une étude visant à déterminer la tolérance aux éruptions de boues dans les puits de forage en utilisant deux modèles de modélisation : le modèle à phase unique de bulle et le modèle dynamique multiphasique. Les données ont été recueillies à partir d'un puits haute pression et haute température foré en Malaisie. Il a constaté que le modèle dynamique multiphasique offre une capacité de kick plus importante que le modèle à phase unique de bulle, en intégrant plusieurs phases fluides lors d'une éruption. L'impact de l'augmentation du poids de la boue a été examiné, montrant une réduction du volume de kick maximum autorisé en raison de la diminution du MAASP entre la pression de fracture et la pression hydrostatique à la chaussure de tubage. De plus, des analyses de sensibilité ont été réalisées pour évaluer l'effet de l'augmentation du poids de la boue et des incertitudes de la pression de pore sur la tolérance aux kicks. En conclusion, le chercheur a déterminé que le modèle dynamique multiphasique offre une meilleure tolérance aux kicks, en particulier lors de la fracturation du point le plus faible au niveau de la chaussure de tubage. Les différences de tolérance aux kicks ont également été observées en fonction du type de boue utilisé, avec une capacité de kick plus élevée pour la boue à base d'eau comparativement à la boue synthétique

(Hany Metwally Azab et Adel M. Salem.2022) se sont penchés sur le domaine critique du forage en eaux profondes dans l'industrie pétrolière et gazière, en se concentrant sur la détermination de la tolérance maximale de la pression de formation pendant les opérations de contrôle de puits, un facteur essentiel dans le développement de la production. À l'aide d'un logiciel de modélisation dynamique du contrôle des puits, ils ont analysé méticuleusement un authentique incident de contrôle des puits. Leur étude, basée sur des modèles de gaz

Chapitre II
Généralités et l'historique de
WC

Introduction

Le forage pétrolier présente régulièrement des défis techniques considérables, en particulier lorsqu'il s'agit de traverser des formations géologiques profondes contenant des réservoirs de fluides sous pression tels que le pétrole et le gaz naturel. Ces fluides sous pression augmentent les risques pour la sécurité des travailleurs, l'intégrité des équipements et la préservation du système environnemental. La maîtrise de ces risques et la mise en œuvre de mesures préventives sont essentielles, et le contrôle des puits se divise en trois catégories : primaire, secondaire et tertiaire. Historiquement, les événements et les éruptions n'étaient pas souvent enregistrés et analysés. Cependant, depuis quelques années, chaque kick ou éruption est systématiquement enregistré et analysé afin de garantir l'intégrité du puits. Pour renforcer ses équipes et contribuer à sa démarche QHSE, la Division Forage de SONATRACH a créé une cellule Well Control au niveau du Département d'ingénierie. Cette cellule a réalisé une étude statistique des kicks sur les champs de SONATRACH entre 2009 et 2023, en analysant les causes, le type de kick, le champ, le rig et les opérations en cours, afin d'améliorer les procédures préventives et les méthodes de contrôle pour réduire le nombre de kicks.

II.1. Les notions générales

II.1.1. Pression hydrostatique

Elle est définie comme étant le poids d'une colonne verticale de fluide par unité de surface, et dépend de la hauteur ou la profondeur verticale de la colonne de fluide, sans tenir compte de sa forme.

$$PH = (Z \times d) / 10.2 \quad (II.1)$$

PH = pression hydrostatique en bars

Z = hauteur verticale en m

d = masse volumique du fluide (communément appelée "densité") en kg/l

Le gradient de pression (exprimé en bars/m) est la pente de la droite $PH = f(Z)$, et représente la pression par unité de longueur :

$$GP = d / 10.2 \quad (II.2)$$

Donc : $PH = GP \times Z \quad (II.3)$

Exemples de calcul: Calculer la pression hydrostatique dans les cas suivants (Figure III-1):

Cas A :

$$PH = (3000 \times 1.50) / 10.2 = 441 \text{ bars}$$

Cas B :

$$PH = (2500 \times 1.10 + 500 \times 1.50) / 10.2 = 343 \text{ bars}$$

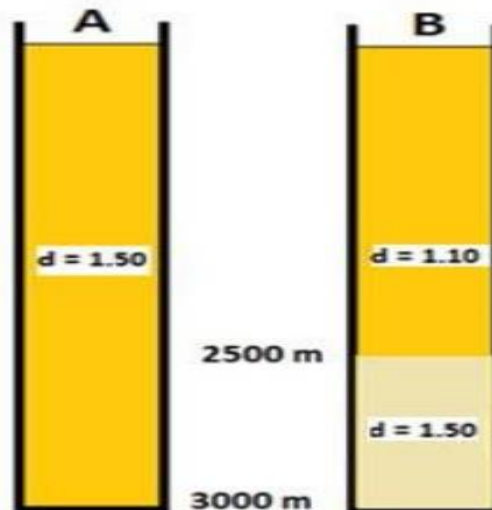


Figure II.1: Représente la colonne hydrostatique

II.1.2. Pression de formation

C'est la pression du fluide contenu dans les pores d'une formation. Elle est également appelée pression de réservoir, pression de pores ou pression de gisement. Cette pression est dite normale lorsqu'elle a pour seule cause la pression hydrostatique des eaux contenues dans les pores d'une roche réservoir qui communiquent avec l'atmosphère.

La densité des eaux est, en fonction de la salinité, généralement comprise entre 1.00 kg/l et 1.15 kg/l. Une formation à pression normale contient de l'eau ayant une densité moyenne de 1.07 kg/l (gradient = 0.105 bar/m).

La pression de pore est dite anormale lorsqu'elle ne répond pas à la règle ci-dessus. Elle est générée par un agent créateur de pression, lié à une couche imperméable qui empêche le fluide contenu dans les pores de s'échapper ; il supporte alors une partie de la contrainte géostatique.

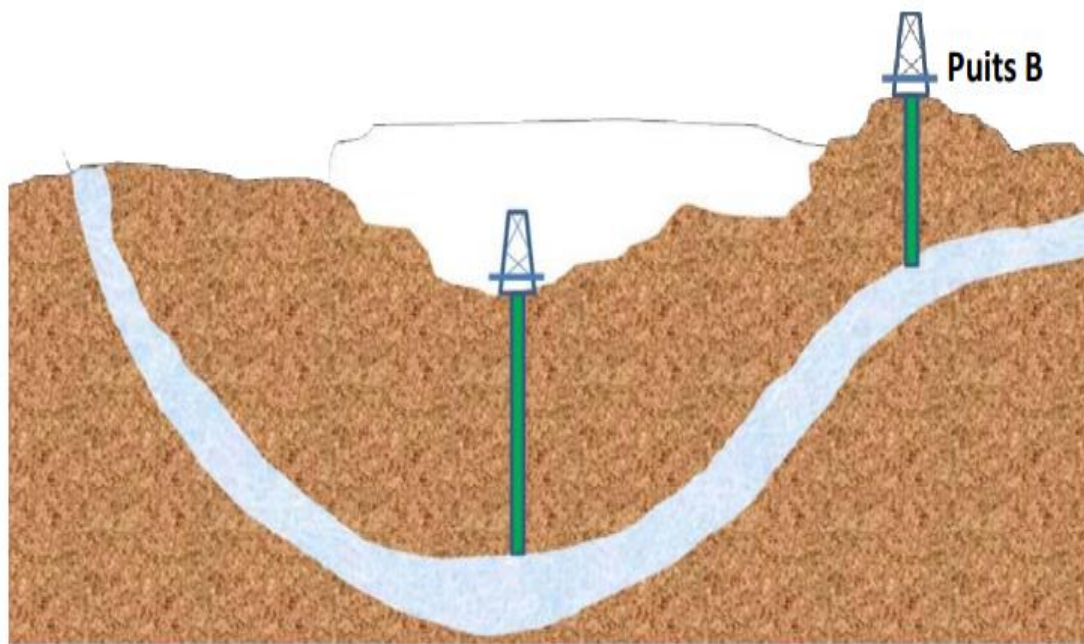


Figure II.2 : Puits artésiens

Exemple de pressions anormales :

Puits artésiens : (Figure II.2)

Puits A : la pression de formation est anormalement élevée parce que le réservoir affleure à une altitude supérieure à la cote d'implantation du puits.

Puits B : la pression de formation est anormalement basse parce que le réservoir affleure à une altitude inférieure à la cote d'implantation du puits.

Autres exemples de pressions anormales :

- ✓ Gaz cap
- ✓ Bancs de sel et d'argile
- ✓ Forces tectoniques latérales
- ✓ Failles

II.1.3. Pression de fracturation

C'est la pression à laquelle il y aurait rupture de la roche. La formation sous le sabot représente en général le point le plus fragile du puits.

II 1.4. Le contrôle du puits

II.1.4.1. Contrôle primaire

Consiste à maintenir, durant toutes les phases de réalisation du puits, une pression hydrostatique appliquée par la colonne de boue égale ou légèrement supérieure à la pression de pores sans toutefois dépasser la pression de fracturation au niveau du point le plus fragile (située juste sous le sabot).

Lorsque ce contrôle disparaît, même durant une courte durée, un écoulement du fluide de formation se produit du réservoir vers le puits.

En effet, si ce fluide est de l'eau ou du brut, la colonne hydrostatique s'allège mais l'effet de la pression de pore sur le puits n'est pas trop important.

Par contre, une venue de gaz allège la colonne en continu lorsqu'elle se déplace dans le puits avec expansion, ce qui augmente son volume (donc sa hauteur) et diminue sa densité. Si le puits est fermé, sa migration sans expansion, par le fait de la loi des gaz, génère une augmentation des pressions très importantes dans tout le puits.

II.1.4.2. Contrôle secondaire

Lorsque la pression appliquée sur le fond (contrôle primaire) devient inférieure à la pression de pores, le fluide contenu dans le réservoir commence à en sortir et s'écouler dans le puits. Le contrôle secondaire consiste en la fermeture d'un obturateur du puits pour stopper cet écoulement, et contrôler la venue en utilisant l'une des deux méthodes conventionnelles : Driller's ou Wait & Weight.

II.1.5. Les obturateurs

Les obturateurs servent à fermer rapidement le puits en cas de venue. Cette fermeture peut s'effectuer aussi bien de l'intérieur des tubulaires dans le puits que l'extérieur (espace annulaire). Il existe alors des obturateurs externes et d'autres internes, toujours disponibles et en bon état de fonctionnement, et sont testés périodiquement.

L'empilage des obturateurs doit permettre de :

- ✓ Fermer le puits totalement vide ou contenant du matériel tubulaire,
- ✓ Fermer sur le matériel tubulaire contenu dans le puits quelque soient son diamètre et sa forme (à condition qu'elle soit régulière),

- ✓ Permettre la circulation sous pression contrôlée pour évacuer l'effluent ayant pénétré dans le puits,
- ✓ Injecter un fluide à l'intérieur de puits sous forte pression pour le neutraliser.

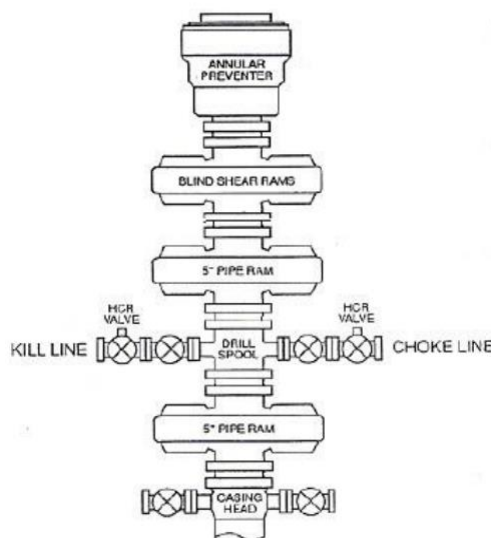


Figure II.3 : Exemple de configuration d'empilage

II.2. Causes de venues

La venue se produit lorsque du fluide de la formation pénètre dans le puits suite à un déséquilibre de pression. Pour éviter cela, il est crucial de maintenir une pression contrôlée au fond du puits, légèrement supérieure à celle du réservoir, sans dépasser la pression de fracturation. Tout déséquilibre, même bref, peut entraîner l'entrée de fluide réservoir dans le puits, provoquant une venue.

Les causes de venues les plus fréquentes sont :

II.2.1. Formation à pression anormalement élevée

Les formations à pression anormalement élevée (gradient supérieur à 0.105 bar/m) sont souvent prévues et détectées par l'analyse détaillée des données sismiques avant de commencer le forage. Mais, en exploration, les données sont souvent insuffisantes ou incorrectes, ce qui peut entraîner leur forage à l'aide d'une boue de densité insuffisante, causant ainsi la venue. Un autre moyen plus direct de détecter ces formations pendant le forage est l'observation de tendances de certains paramètres, tels que :

- ✓ Vitesse de pénétration (ROP)
- ✓ D-exposant
- ✓ Température de sortie de la boue à la goulotte

- ✓ Torque et frottements
- ✓ Densité et porosité des argiles

II.2.2.Défaut de remplissage durant la remontée

Durant la remontée de la garniture de forage, une baisse de niveau de la boue dans l'annulaire, due au fait que le volume de remplissage est inférieur à celui remonté, causerait la chute de la pression hydrostatique appliquée sur le fond, ce qui déclencherait une venue. Si la garniture de forage est remontée vide, le volume à remplir doit être égal au volume acier, et si elle est remontée pleine, le volume à remplir doit être égal au volume extérieur.

II.2.3.Densité de boue insuffisante

La densité à l'entrée comme à la sortie du puits doit être maintenue égale à la valeur requise, L'insuffisance de la densité de la boue peut être due à :

- ✓ Une sous-estimation de la pression de pores
- ✓ Une diminution accidentelle de la densité de boue en surface, due à une communication entre les bacs, une dilution non contrôlée avec de l'eau
- ✓ Une élimination non contrôlée des solides par la centrifugeuse
- ✓ Une contamination de la boue par le fluide contenu dans les pores de la roche forée.
- ✓ La chute de la densité peut être également causée par
- ✓ Communication avec les fluides derrière le tubage en cas de mauvaise cimentation
- ✓ Décantation des solides de la boue avec le temps
- ✓ Déshydratation rapide d'un laitier de ciment
- ✓ Température élevée.

II.2.4.Forage d'un réservoir de gaz

En forant un réservoir de gaz, ce dernier est évacué (gas cuttings) de la même façon que les déblais, et vient se mélanger avec la boue, réduisant ainsi sa densité. Durant le forage du réservoir, il est primordial de dégazer la boue une fois arrivée en surface en utilisant le dégazeur à vide avant de la réinjecter dans le puits. Sinon, sa densité diminue à chaque cycle jusqu'à devenir insuffisante pour contrebalancer la pression de formation.

II.2.5.Perte de circulation

La baisse de niveau peut être causée par une perte totale de circulation. La hauteur de la boue chuterait et si la pression hydrostatique de la boue devienne inférieure à celle des pores, une venue va se déclencher. Les différentes causes de pertes sont :

- ✓ Formation non consolidée, fissurée, traversant une faille ou caverneuse.

- ✓ Fracturation due à l'utilisation d'une boue de densité supérieure à d_{frac} , pertes de charge annulaire excessives, pistonnage vers le bas. La hauteur maximale du vide à ne pas dépasser est :

$$H = \Delta P \times 10.2 / d \quad (II.4)$$

Avec ΔP = pression différentielle entre la pression du fond et la pression de pores

II.2.6. Pistonnage vers le haut (Swabbing)

Le pistonnage vers le haut se manifeste durant la remontée de la garniture de forage, créant ainsi une dépression sur le fond, entraînant la venue. Cette dépression est d'autant plus importante que :

- ✓ La vitesse de remontée est trop rapide ;
- ✓ La rhéologie de la boue (viscosité, gel ...) est élevée ;
- ✓ Le jeu entre le découvert et la BHA est réduit ;
- ✓ L'outil est bourré ;
- ✓ La marge de sécurité durant la manœuvre (trip margin) est faible.

La détection d'un pistonnage vers le haut (différence entre le volume retourné dans le trip tank et celui calculé dans le trip sheet) est un signe positif et l'arrêt immédiat de la manœuvre est nécessaire, même si le puits ne débite pas. Si le trip margin est important, le flow check ne donnera rien, alors que la venue a eu lieu.

II.2.7. Pistonnage vers le bas (surging)

Le pistonnage vers le bas se manifeste durant la descente de la garniture de forage, créant ainsi une surpression sur le fond, entraînant la fracturation au niveau du point fragile du découvert, causant une perte de la boue, entraînant une baisse de niveau.

II.2.8. La manœuvre

La majorité des venues survient en cours de manœuvre, où la pression de fond est réduite suite à :

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

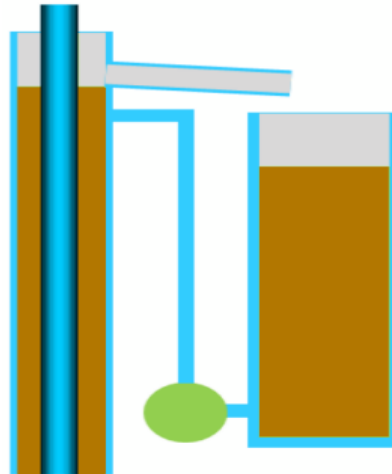


Figure II.4: Trip tank

II.3. Signes d'une venue

La détection rapide d'une venue suivie d'une action appropriée réduirait considérablement les risques qui peuvent compliquer le contrôle du puits. Plusieurs signes avertisseurs indiquent qu'il y a risque d'avoir – ou d'avoir eu – une venue. En surveillant constamment différents paramètres, on peut se rendre compte de la venue assez tôt pour intervenir avant que la situation ne se complique.

II.3.1. Signes précurseurs d'une venue

Un signe précurseur prévient qu'il est probable d'avoir eu une venue. Ce n'est pas un signe sûr.

Les signes précurseurs sont :

- ✓ Augmentation de la vitesse d'avancement (drilling break)
- ✓ Augmentation du torque et des frottements
- ✓ Diminution de la densité des argiles
- ✓ Changement de la taille, forme et volume des déblais
- ✓ Changement des propriétés de la boue, due à la contamination par un fluide plus léger
- Diminution puis augmentation de la température de la boue à la sortie
- ✓ Indices de gaz dans la boue libéré des pores du réservoir (gas cutting).

II.3.2. Signes positifs d'une venue

Un signe positif d'une venue confirme qu'un certain volume d'effluent est introduit dans le puits, ce qui nécessite l'arrêt immédiat des opérations en cours et la fermeture rapide du puits.

Les signes positifs d'une venue en cours de forage sont :

- ✓ Augmentation du débit à la goulotte
- ✓ Augmentation du niveau de la boue dans le bac actif
- ✓ Présence de débit à la goulotte avec les pompes arrêtées

En cours de manœuvre, les signes positifs d'une venue sont :

- ✓ Volume de remplissage inférieur au volume remonté
- ✓ Volume de boue récupéré supérieur au volume descendu
- ✓ Présence de débit à la sortie avec les pompes arrêtées

II.4. Système de circulation

Le système de circulation dans l'installation de forage assure un débit adéquat de boue pour nettoyer le puits et accélérer la vitesse de forage, grâce à des pompes qui aspirent et renvoient la boue dans le circuit complet

II.4.1. Les pertes de charges

Le déplacement de la boue à travers le circuit (Figure II.5) génère des frottements entre les particules de la boue et les parois des conduites, constituant ainsi des pertes de charges qui demandent à la pompe de fournir une pression suffisante pour les surmonter. Ces pertes dépendent :

- ✓ Du régime d'écoulement
- ✓ De la nature du fluide en mouvement,
- ✓ De la loi d'écoulement à laquelle il obéit,
- ✓ De la géométrie de la conduite.

Elles comprennent :

PCS : pertes de charges dans les équipements de surface,

PCDP : pertes de charges dans les tiges

PCDC : pertes de charges dans les masse – tiges

PCO : pertes de charges à l'outil

PCA : pertes de charges dans l'espace annulaire

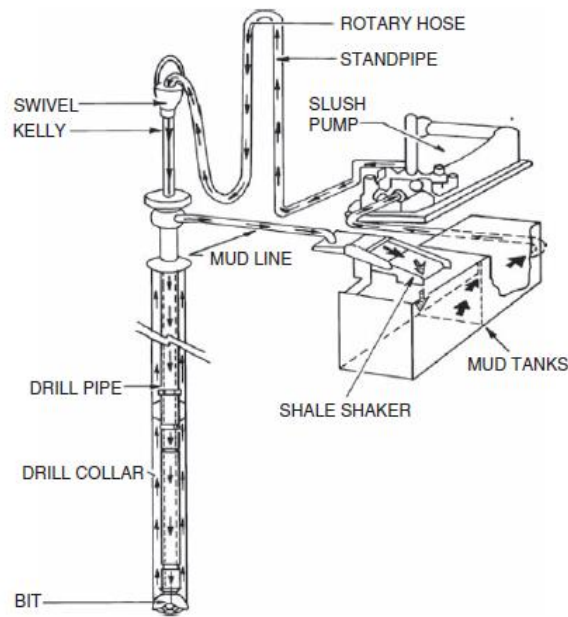


Figure II.5 : Circuit de boue

Si le fluide en circulation est homogène, la pression de refoulement des pompes (PR) est la somme de toutes les pertes de charge dans le circuit de circulation.

$$PR = PCS + PCDP + PCDC + PCO + PCa \quad (II.5)$$

Si la circulation se fait avec une boue dans l'espace annulaire chargée de cuttings, la pression de refoulement devient :

$$PR = PCS + PCDP + PCDC + PCO + PCa + (PHA - PHI) \quad (II.6)$$

- Avec :
- PHA= pression hydrostatique de la boue dans l'espace annulaire
 - PHI= pression hydrostatique de la boue à l'intérieur de la garniture

Si la circulation se fait à travers la duse, avec une boue dans l'espace annulaire chargée de cuttings, la pression de refoulement devient :

$$PR = PCS + PCDP + PCDC + PCO + PCa + (PHA - PHI) + PCL + PC \quad (II.7)$$

Ou
$$PR = PCS + PCDP + PCDC + PCO + PCa + (PHA - PHI) + Pa \quad (II.8)$$

Avec : Pa= pertes de charge en tête de l'espace annulaire.

II.4.2.Pression exercée sur le fond

Lorsque les pompes sont arrêtées (statique), les pertes de charge sont nulles et seule la pression hydrostatique de la boue s'exerce sur le fond. En statique :

$$PF = PH \quad (II.9)$$

Mais lorsqu'elles sont en marche (dynamique), les pertes de charge dans l'espace annulaire s'ajoutent à la pression hydrostatique.

$$PF = PH + PCa = Z \times \rho_{eq} / 10.2 \quad (II.10)$$

La densité équivalente en circulation est :

$$de_{qv} = 10.2 \times PF / Z \text{ ou } : de_{qv} = d + 10.2 \times P_{ca} / Z \quad (\text{II.11})$$

II.4.3.Changement des caractéristiques de la boue et du circuit

Les pertes de charges peuvent être exprimées comme suit :

$$P_c = k d L Q^2 / D^5 \quad (\text{II.12})$$

Avec : k = facteur de proportionnalité,

d = densité de la boue,

L = longueur de la conduite,

Q = débit,

D = diamètre de la conduite.

De cette formule, connaissant les pertes de charge initiales, il est possible de déterminer les nouvelles si la densité ou le débit change :

$$P_{c2}/P_{c1} = d_2/d_1 = (Q_2/Q_1)^2 = (N_2/N_1)^2 \quad (\text{II.13})$$

Puisque $Q = q \times N$, N étant le nombre de coups et q le débit unitaire.

II.4.4.Choix du débit de contrôle

Dans le cas de contrôle d'une venue, la circulation sous duse doit se faire à un débit faible (réduit), afin de :

- ✓ Réduire les surpressions exercées dans le puits par la réduction des pertes de charge annulaire
- ✓ Donner le temps nécessaire à l'opérateur de la duse de l'ajuster et réagir
- ✓ Efficacement en cas de problème
- ✓ Donner le temps nécessaire au dégazeur pour dégazer la boue
- ✓ Réduire les risques d'usure de la duse
- ✓ Les pertes de charge à débit réduit préalablement choisi doivent être mesurées (lues sur le manomètre du panel de commande des duses) et tenues à jour avant d'avoir une venue
- ✓ À chaque changement d'équipe, de BHA, ou de caractéristiques de la boue ;
- ✓ Après forage d'une section d'environ 150 à 200 m ;
- ✓ Après réparation sur les pompes.

II.5.Pression de fracturation et pression maximale admissible

La pression de fracturation est la pression à laquelle il y aurait rupture de la roche. La formation sous le sabot représente en général le point le plus fragile du puits. La densité du fluide de forage doit être adaptée aux formations à forer. Elle doit être suffisante pour maintenir

les fluides de formation et les parois du trou en place, sans toutefois être trop élevée pour ne pas fracturer les formations les plus fragiles. Il est donc nécessaire de connaître les pressions de pore et de fracturation des formations pour établir le programme de forage, tubage et boue.

II.5.1. Le test d'injectivité (Leak off Test)

Pour connaître la pression de fracturation, on réalise, pendant le forage d'un puits, un test d'injectivité (Leak Off Test). Il consiste à pomper la boue dans le puits jusqu'au début de l'injection, détecté par le changement de pente de la courbe de la pression en fonction du temps, tracée à débit constant (PLOT) 0

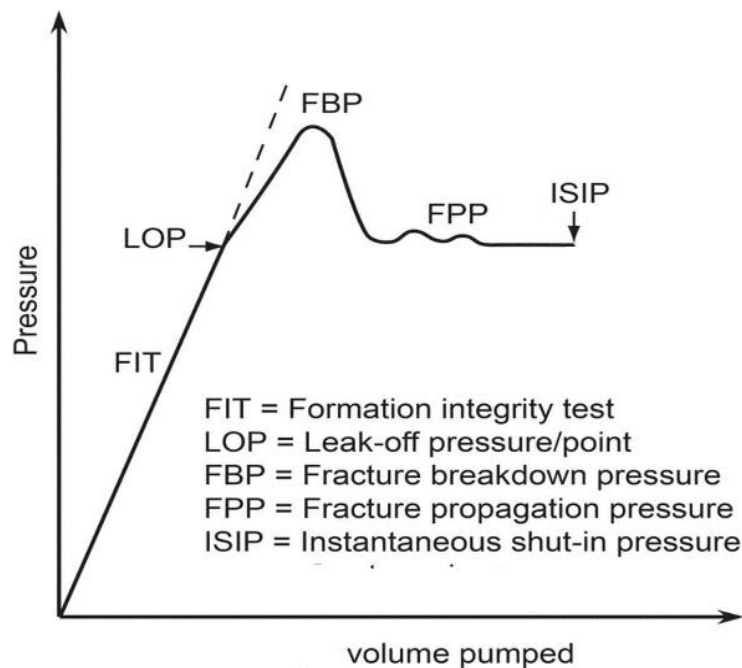


Figure II.6: Courbe de test d'injectivité

La pression de fracturation est :

$$P_{frac} = PLOT + Z_s \times d / 10.2 \tag{II.14}$$

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

$$d_{frac} = 10.2 \times P_{frac} / Z = d + PLOT \times 10.2 / Z \tag{II.15}$$

II.5.2. Pression maximale admissible

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

$$P_{adm} = P_{frac} - Z \times d / 10.2 = (d_{frac} - d) \times Z / 10.2 = (G_{frac} - G) \times Z \tag{II.16}$$

Etant donné qu'en général la formation la plus fragile est située en haut du découvert, juste sous le sabot, on prend $Z = Z_{sabot}$. La P_{adm} change quand la densité de la boue change.

II.5.3. Gain maximal

C'est le volume maximal de la venue, après fermeture du puits, qui peut être circulé en toute sécurité sans fracturer au niveau du point fragile. La hauteur maximale de la venue durant le forage est :

$$H_{\max} = (P_{\text{adm}} - P_{\text{t1}}) / (G_b - G_v) \quad (\text{II.17})$$

Le volume de la venue au fond est donc :

$$V_1 = H_{\max} \times V_{\text{ea}} \quad (\text{II.18})$$

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

$$V = P_{\text{frac}} \times V_{\text{ea}} \times (P_{\text{adm}} - P_{\text{t1}}) / [P_{\text{pores}} \times (G_b - G_v)] \quad (\text{II.19})$$

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

II.6. Nature et comportement de l'effluent

L'effluent peut être liquide (eau ou pétrole) ou gazeux (hydrocarbures, CO_2 , H_2S , etc.), et son comportement varie selon sa nature et ses caractéristiques. Contrôler le gaz est le plus difficile en raison de son instabilité et de son inflammabilité élevée. En cas de doute sur la nature de l'effluent, il est recommandé de le considérer comme du gaz pour éviter les risques imprévus

II.6.1. Venue d'un liquide

Le liquide a une densité élevée, qui peut parfois équilibrer la pression de pore avant même que le fluide atteigne la surface (réservoirs délités). Ceci entraîne l'enregistrement de faibles pressions en tête. La venue de l'eau est encore moins dangereuse puisqu'elle ne s'enflamme pas une fois en surface. En plus, les liquides, tels que le pétrole ou l'eau, gardent le même volume du fond jusqu'à la surface, ce qui rend le contrôle facile et évite les dangers liés à la migration.

II.6.2. Venue d'un gaz

Le gaz répond à la loi: $PV = \text{constante}$ (II.20)

En appliquant cette loi : durant la circulation d'une venue de gaz, sa pression diminue et son volume augmente, entraînant l'augmentation de sa hauteur et la diminution de sa densité. Ces deux changements réduiront la pression appliquée sur le fond et augmenteront, par

conséquent, la pression dans l'espace annulaire d'une valeur parfois suffisante pour fracturer la zone la plus fragile du découvert.

II.6.2.1. La migration

La migration d'un fluide par rapport à un autre est due à la différence entre les densités : le fluide le plus lourd, sous l'effet de la pesanteur, se déplace vers le bas, chassant le plus léger qui remonte vers le haut. La vitesse de migration dépend de la différence entre les densités. Dans le cas d'une venue, la migration commence immédiatement après l'intrusion du fluide de densité plus légère que la boue dans le puits, avec le puits ouvert ou fermé, en circulation ou à l'arrêt. Sauf que durant la circulation avec un débit supérieur à celui de la migration, l'effet de cette dernière ne se fait pas sentir.

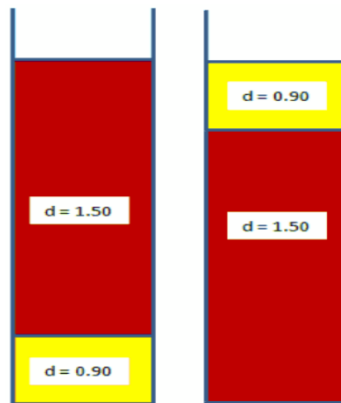


Figure II.7: La migration d'un fluide

II.6.2.1.1. La migration d'un liquide

La migration d'un liquide ne modifie pas son comportement car son volume reste constant. Cette migration est sûre, que le puits soit ouvert ou fermé. Après la fermeture du puits suite à l'arrivée d'un liquide (eau ou pétrole), les pressions se stabilisent, éliminant ainsi tout risque de fracturation.

II.6.2.1.2. Migration d'un gaz

Par application de la loi des gaz, la migration d'une venue de gaz dans un puits ouvert augmente son volume et diminue sa pression. L'augmentation du volume de la venue entraîne l'augmentation de sa hauteur et la diminution de sa densité, d'où l'allègement de la colonne hydrostatique, entraînant l'intrusion d'un autre bouchon si la marge de sécurité (trip margin) est faible. Mais si le puits est fermé, le gaz migrera en gardant son volume, puisque le volume du puits (fermé) est constant. En appliquant la loi des gaz, sa pression reste également constante. La pression initiale en bas de la bulle, qui n'est autre que la pression de pores, est

donc déplacée tout le long du puits, augmentant dangereusement les pressions dans le puits, fracturant inévitablement la zone fragile du découvert. Il est à noter que le forage d’un drain horizontal, le forage avec une boue à base d’huile ou le forage avec une boue trop visqueuse défavorisent la migration du gaz. La vitesse de migration (en m/h) est donnée par la formule suivante :

$$V_m = 10.2 \times \Delta P / d_1 \tag{II.21}$$

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

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

$$P_{\text{fond}} = P_{\text{gaz}} + P_{Ha}, \text{ or } P_{\text{gaz}} = P_{\text{pore}}, \tag{II.22}$$

Donc : $P_{\text{Fond}} = P_{\text{pore}} + P_{Ha} \tag{II.23}$

Avec : P_{Ha} = pression hydrostatique de la colonne de boue sous le bouchon.

La pression en tête des tiges étant :

$$P_t = P_{\text{Fond}} - P_{\text{Hint}}, \tag{II.24}$$

Augmente aussi.

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

II.6.2.1.3. Comportement du gaz dans la boue

La solubilité du gaz dans une boue à base d’eau est faible, ce qui rend son expansion immédiate et l’intrusion d’un faible volume est détectée très tôt, ce qui permet la fermeture du puits rapidement pour limiter le gain. Par contre, dans certaines conditions de température et de pression, les gaz légers peuvent se dissoudre dans la boue à base d’huile, rendant la détection d’un faible volume (inférieur à environ 800 litres) difficile avant d’atteindre leur point de bulle très proche de la surface. L’expansion se fait alors rapidement, allégeant ainsi la colonne hydrostatique, ce qui déséquilibre le puits et complique sa fermeture et le contrôle de la venue

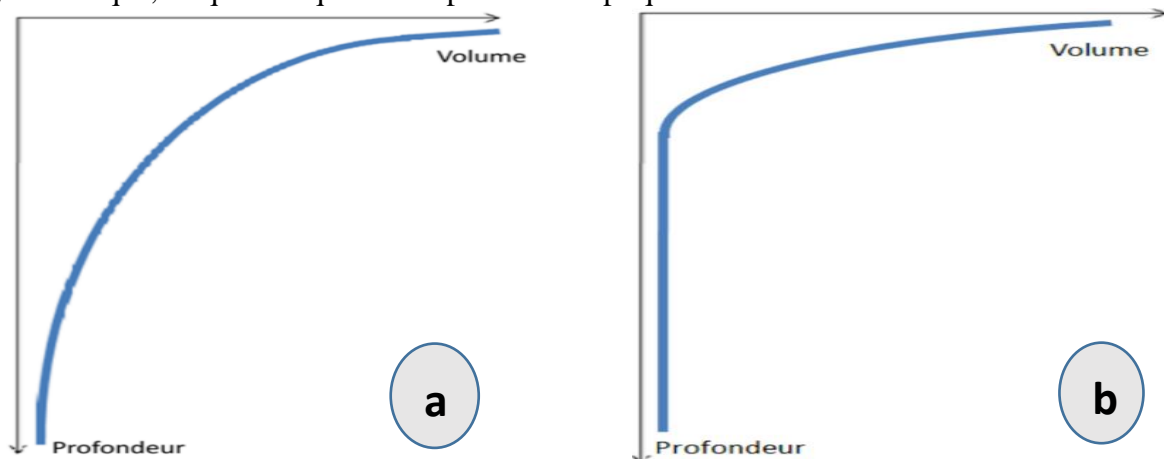


Figure II.8: Migration du gaz dans la boue. (a) dans le WBM et (b) dans l’OBM

Il est alors nécessaire d'être très attentif si on fore un réservoir à gaz avec une boue à base d'huile. Si on doute qu'il y'a intrusion d'un volume très petit, il ne faut pas hésiter à circuler un bottom-up avec le puits ouvert, puis le fermer et continuer la circulation à travers la duse totalement ouverte lorsque le bouchon arrive à la côte approximative de 1000 mètre.

II.7. Procédures de fermeture du puits

Une fois la venue détectée, le puits doit être fermé rapidement. En effet, le volume de la venue a une grande influence sur la suite des opérations. S'il est important, les opérations de contrôle deviennent difficiles. Pour cela, des procédures de fermeture du puits ont été fixées et sont utilisées en fonction de la situation. Les différentes procédures de fermeture sont :

II.7.1. La fermeture Soft

Pendant le forage le circuit est aligné comme montre la (Figure II.9):

- ✓ Vanne manuelle du choke line ouverte
- ✓ Vanne hydraulique du choke line (HCR) fermée
- ✓ Duse hydraulique ouverte
- ✓ Toutes les vannes de la ligne après la HCR passant par la duse hydraulique, allant au séparateur doivent être ouvertes
- ✓ Les autres vannes et duses du manifold doivent être fermées

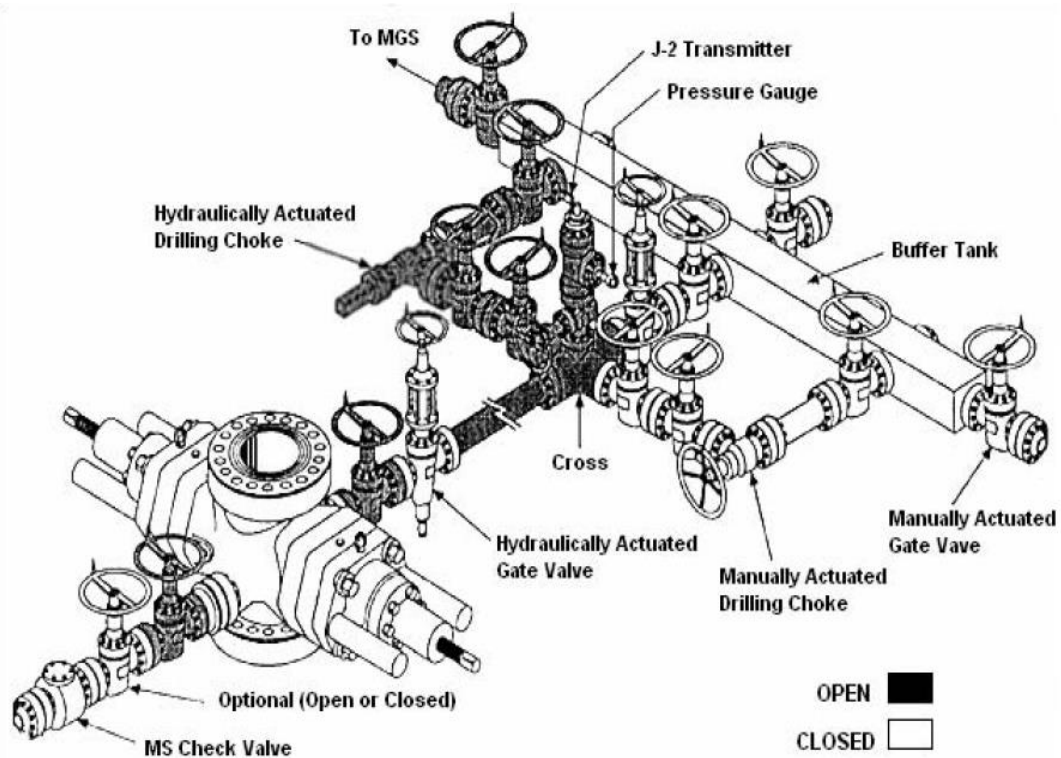


Figure II.9: La fermeture Soft

Lorsqu'un signe de venue se manifeste :

1. Arrêter la rotation,
2. Dégager la garniture avec les pompes en marche et positionner le premier tool joint à environ un mètre au-dessus de la table de rotation,
3. Arrêter les pompes et observer le retour de la boue à la goulotte, Si le puits débite,
4. Ouvrir la vanne hydraulique du choke line, 5. Fermer un obturateur (annulaire ou pipe rams),
5. Fermer la duse hydraulique et avertir le superviseur,
6. Noter le gain, relever les pressions en tête de tiges et d'annulaire.

II.7.2. La fermeture Hard

Pendant le forage le circuit est aligné comme suit : (Figure II.10)

- ✓ Vanne manuelle de la choke line ouverte
- ✓ Vanne hydraulique de la choke line (HCR) fermée,
- ✓ Duse hydraulique fermée
- ✓ Toutes les vannes de la ligne après la HCR passant par la duse hydraulique, allant au séparateur doivent être ouvertes
- ✓ Les autres vannes et duses du manifold doivent être fermées

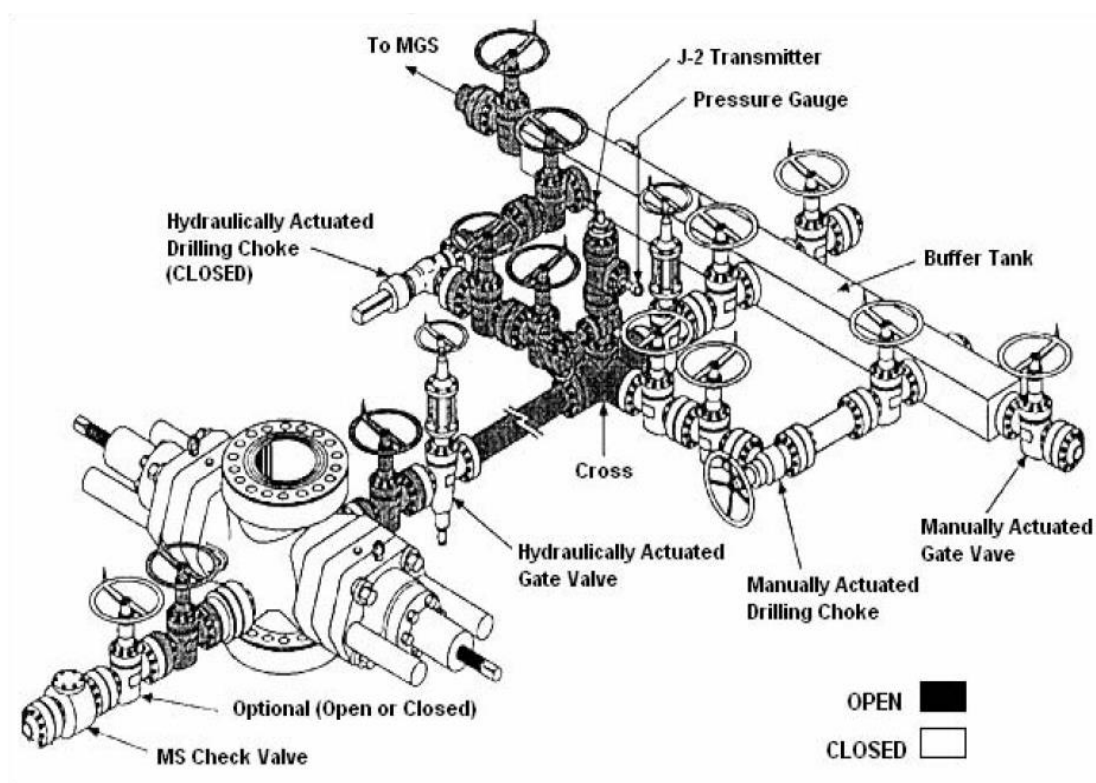


Figure II.10: La fermeture Hard

Lorsqu'un signe de venue se manifeste :

1. Arrêter la rotation
2. Dégager la garniture avec les pompes en marche et positionner le premier tool joint environ un mètre au-dessus de la table de rotation
3. Arrêter les pompes et observer le retour de la boue à la goulotte, Si le puits débite
4. Fermer un obturateur (annulaire ou pipe rams)
5. Ouvrir la vanne hydraulique du choke line et avertir le superviseur
6. Noter le gain, relever les pressions en tête de tiges et d'annulaire

II.7.3. Fermeture en manœuvre

Lorsqu'un signe de venue est détecté durant la manœuvre (volume de remplissage mesuré dans le trip tank inférieur au volume calculé dans le trip sheet), il faut arrêter immédiatement la manœuvre, en posant la garniture sur cales et continuer les opérations selon les cas :

II.7.3.1. Cas d'un puits ne débite pas

Dans ce cas, l'installation de la gray valve est facile : il suffit de la visser sur la tige posée sur cales, enlever son chapeau avec la tige de verrouillage, et continuer la descente avec le puits ouvert. Si le puits se met à débiter, fermer l'obturateur annulaire selon la procédure de fermeture, et continuer la descente en stripping jusqu'au fond, pour contrôler la venue.

II.7.3.2. Cas d'un puits débite

Si l'écoulement qui vient de l'intérieur de la garniture est important, la mise en place de la gray valve devient très difficile ou même impossible, et le fait d'insister ne fait qu'aggraver la situation. Il est donc nécessaire de recourir à un autre moyen plus sûr : utiliser la full open safety valve (lower kelly cock) qui a un passage intérieur assez gros pour permettre le passage de la boue à l'intérieur durant sa mise en place. Une fois placée, elle est fermée pour arrêter l'écoulement et permette ainsi la mise en place de la gray valve. Une fois cette dernière placée, la safety valve est ouverte : elle n'est d'aucune utilité pour le contrôle de la venue. Puisqu'on ne peut pas l'enlever, elle est descendue dans la garniture. N'étant pas conçue pour travailler dans le puits, le joint d'étanchéité de l'axe servant à sa manipulation par la clé peut présenter des fuites. Fermer ensuite l'obturateur annulaire selon la procédure de fermeture, et continuer la descente en stripping jusqu'au fond, pour contrôler la venue.

II.7.4. Relevé des pressions

Immédiatement après la fermeture du puits, il faut suivre et consigner l'évolution des pressions en tête des tiges et de l'espace annulaire, lues sur les manomètres placés sur la console des duses hydrauliques, jusqu'à la stabilisation.

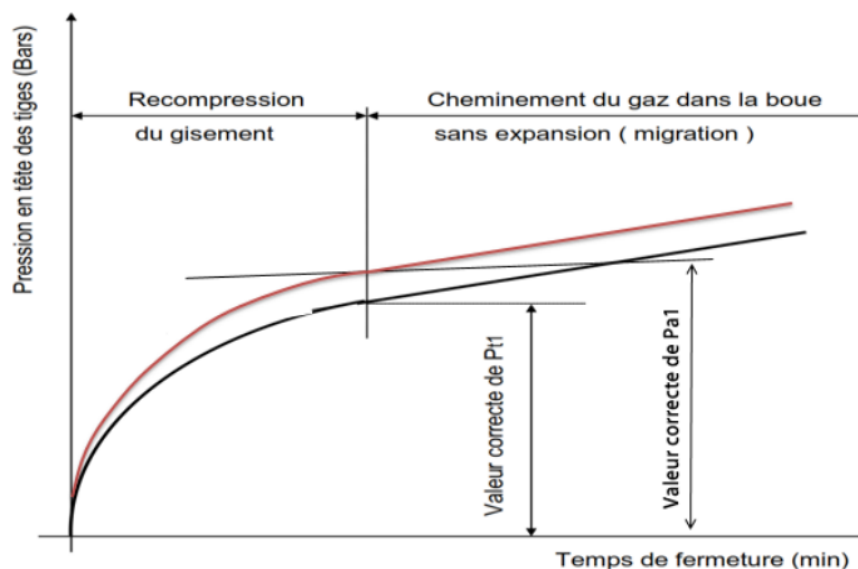


Figure II.11: L'évolution P tige en fonction de temps

II.7. Contrôle de la venue et neutralisation du puits

Si une venue se déclenche, il faut fermer le BOP et contrôler la venue. Le BOP ne sera ouvert et le forage repris que lorsque le puits est complètement neutralisé. Le contrôle d'une venue consiste à :

1. Évacuer l'effluent en circulant sous duse, en appliquant sur le fond une pression suffisante pour contrebalancer la pression de pore et éviter l'intrusion d'un autre bouchon, tout en évitant la fracturation au niveau de la zone la plus fragile du découvert ;
2. Remplacer la boue dans le puits par une autre de densité égale ou légèrement supérieure à la densité équivalente de réservoir.

II.7.1. Calculs préalables

Avant une venue, des calculs et mesures sont consignés sur la première page d'une fiche de contrôle, mise à jour à chaque changement significatif. Elle comprend les données de formation pour calculer la pression maximale tolérée, les pertes de charge aux débits prévus, les volumes dans le puits et en surface, ainsi que les détails sur les opérations de circulation. La deuxième page, dédiée à la venue, est remplie au moment de la stabilisation des pressions pour contrôler l'événement.

II.7.2. Calculs après la venue

II.7.2.1. Pression de pore

Lorsque la venue survient pendant le forage d'un réservoir, l'effluent, en pénétrant dans le puits, suivra le sens de la circulation de la boue, c'est-à-dire remonte dans l'espace annulaire et non à l'intérieur de la garniture, même si elle ne comporte pas de clapet anti-retour. Après fermeture et lecture des pressions stabilisées en tête, on doit calculer la pression de pore pour déterminer la valeur de la densité de boue requise pour contrebalancer cette pression. La pression de pore peut être calculée à partir de P_{t1} ou P_{a1} .

$$P_{\text{pore}} = P_{a1} + P_{h \text{ ann}} \text{ Ou } P_{\text{pore}} = P_{t1} + P_{\text{hint}} \quad (\text{II.25})$$

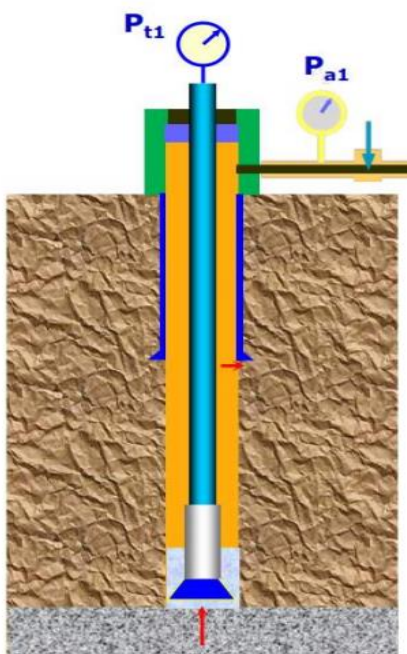


Figure II.12 : P de tige & P annulaire

La pression hydrostatique dans l'espace annulaire est composée des pressions hydrostatiques de la colonne de boue (chargée de déblais, donc densité incertaine) et du bouchon de gaz, dont la densité est inconnue et le calcul de la hauteur n'est pas précis.

Donc, il est plus précis et plus facile de calculer la pression de pore à l'aide de P_{t1} :

$$P_{\text{pore}} = P_{t1} + P_{\text{hint}} \quad (\text{II.26})$$

À la fermeture du puits juste après la venue, le gain et la profondeur sont notés et les pressions en tête des tiges (P_{t1}) et de l'annulaire (P_{a1}) sont relevées après stabilisation.

II.7.2.2. Densité requise :

C'est la densité de la boue nécessaire à contrebalancer la pression de pore pour éviter toute autre venue.

$$P_{\text{pore}} = P_{t1} + Z \times d1/10.2 = Z \times dr/10.2 \quad (\text{II.27})$$

D'où : $dr = P_{\text{pore}} \times 10.2/Z$ $dr = d1 + 10.2 \times P_{t1}/Z$ (II.28)

II.7.2.3. Pression de refoulement initiale

C'est la pression de refoulement à débit réduit avec la boue de densité initiale.

$$PR1 = P_{t1} + PC1 \quad (\text{II.29})$$

II.7.2.4. Pression de refoulement finale

C'est la pression de refoulement à débit réduit avec la boue de densité requise.

$$PRr = PC1 \times dr/d1 \quad (\text{II.30})$$

II.7.3. Choix du débit de contrôle

Dans le cas de contrôle d'une venue, la circulation sous duse doit se faire à un débit faible (réduit), afin de :

- ✓ Réduire les surpressions exercées dans le puits par la réduction des pertes de charge annulaire
- ✓ Donner le temps nécessaire à l'opérateur de la duse de l'ajuster et réagir efficacement en cas de problème
- ✓ Donner le temps nécessaire au dégazeur pour dégazer la boue
- ✓ Réduire les risques d'usure de la duse.

Les pertes de charge à débit réduit préalablement choisi doivent être mesurées (lues sur le manomètre du panel de commande des duses) et tenues à jour avant d'avoir une venue :

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

II.8. Méthodes de contrôle de la venue

Plusieurs méthodes de contrôle ont été développées pour traiter diverses situations de venues. Elles ont le même principe de base qui consiste à maintenir une pression sur le fond

constante et égale ou légèrement supérieure à la pression de pores durant toute la durée du contrôle, et différentes les unes des autres par la procédure de mise en œuvre et le nombre de cycles. Durant la circulation d'une venue de gaz dans le découvert, la pression annulaire augmente à cause de l'expansion du gaz (loi des gaz). Elle ne doit en aucun cas dépasser la pression maximale admissible en tête (P_{adm}) pour ne pas fracturer au sabot (point le plus fragile). Une fois la venue dans le tubage, le risque de fracturation est écarté si la pression de fond est maintenue constante. La pression au sabot est :

$$P_s = P_{fond} - (P_{Hboue} + P_{Hgaz}) \quad (II.31)$$

Or, lorsque le gaz remonte dans le découvert, son volume augmente, donc sa hauteur augmente et sa densité diminue ; la pression hydrostatique ($P_{Hboue} + P_{Hgaz}$) diminue et, par conséquent, P_s augmente, et devient maximale lorsque le top du bouchon atteint la zone fragile, juste sous le sabot. Mais lorsque le bouchon commence à entrer dans le tubage, la pression hydrostatique ($P_{Hboue} + P_{Hgaz}$) augmente, puisque la hauteur du bouchon de gaz dans le découvert diminue, ce qui entraîne la diminution de la pression au niveau du sabot. Cette diminution continue jusqu'à ce que le bouchon entre complètement dans le tubage. A partir de ce moment la pression au sabot devient :

$$P_s = P_{fond} - P_{Hboue} \quad (II.32)$$

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

II.8.1. Choix de la méthode de contrôle

Pour contrôler correctement une venue, l'outil doit être au fond, pour pouvoir pomper sous le bouchon de gaz et le remonter. Les méthodes utilisées alors sont la wait and weight ou la driller's. Si l'outil est loin du fond, il faut essayer d'y retourner avec le puits ouvert s'il ne débite pas, ou en stripping s'il débite. S'il est impossible de retourner au fond suite à un problème, il faut utiliser une autre méthode appropriée (volumetric, bull heading, ...).

II.8.2. La méthode Driller's

Dans cette méthode, le contrôle se fait en deux circulations :

1. Circulation sous duse pour évacuer la venue avec la densité de boue initiale
2. Remplacement de la boue initiale par la boue de densité requise pour équilibrer la pression de pores

II.8.2.1. Première circulation:

Évacuation de la venue (Figure II.13)

1. Démarrer le contrôle en ouvrant légèrement la duse et démarrart la pompe par paliers jusqu'à atteindre le débit de contrôle (Qr) en ajustant la duse pour maintenir la pression annulaire constante et égale ou légèrement supérieure à la valeur de la pression stabilisée en tête d'annulaire (Pa1),

2. Une fois le débit de contrôle atteint, la pression de refoulement (lue en tête des tiges) doit être égale ou légèrement supérieure à la pression de circulation initiale calculée (PR1),

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

$$PR1 = P_{t1} + Pc1 \tag{II.33}$$

4. Durant la circulation de la venue, Pa augmentera progressivement jusqu'à atteindre sa valeur maximale lorsque le top du bouchon arrive sous les BOP, puis commence à diminuer avec l'évacuation du gaz,

5. Après évacuation de tout le bouchon de gaz, et s'il n'y a pas un autre bouchon intrus, on doit lire :

$$Pa = P_{t1} \tag{II.34}$$

6. Si la circulation est arrêtée, on doit lire :

$$P_t = Pa = P_{t1} \tag{II.35}$$

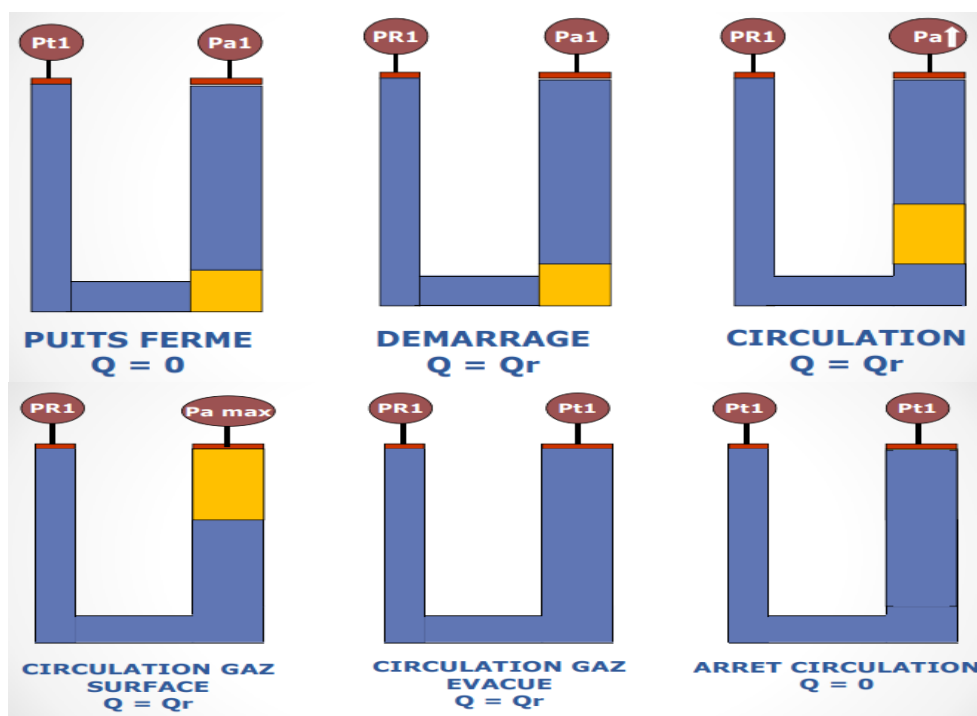


Figure II.13: 1° Circulation de la méthode driller's

II.8.2.2. Deuxième circulation :

Remplacement de la boue (Figure II.14)

1. Démarrer la pompe par paliers jusqu'à atteindre le débit de contrôle en ajustant la duse pour maintenir la pression annulaire constante et égale à Pt1
2. Continuer à circuler à débit constant en maintenant la pression annulaire constante et égale à Pt1 en ajustant la duse. La pression de refoulement va décroître de la pression initiale de circulation PR1 à la pression finale de circulation PRr lorsque la boue lourde arrive à l'outil
3. Lorsque la boue lourde commence à monter dans l'espace annulaire, continuer à circuler en maintenant cette fois-ci la pression de refoulement constante et égale à PRr jusqu'à l'arrivée de la boue lourde en surface. La pression annulaire décroît de Pt1, lorsque la boue lourde atteint l'outil, jusqu'à devenir nulle lorsque la boue arrive en surface
4. Arrêter la circulation, fermer complètement la duse et observer les pressions en tête des tiges et de l'annulaire qui doivent être nulles
5. Ouvrir le puits et continuer le forage

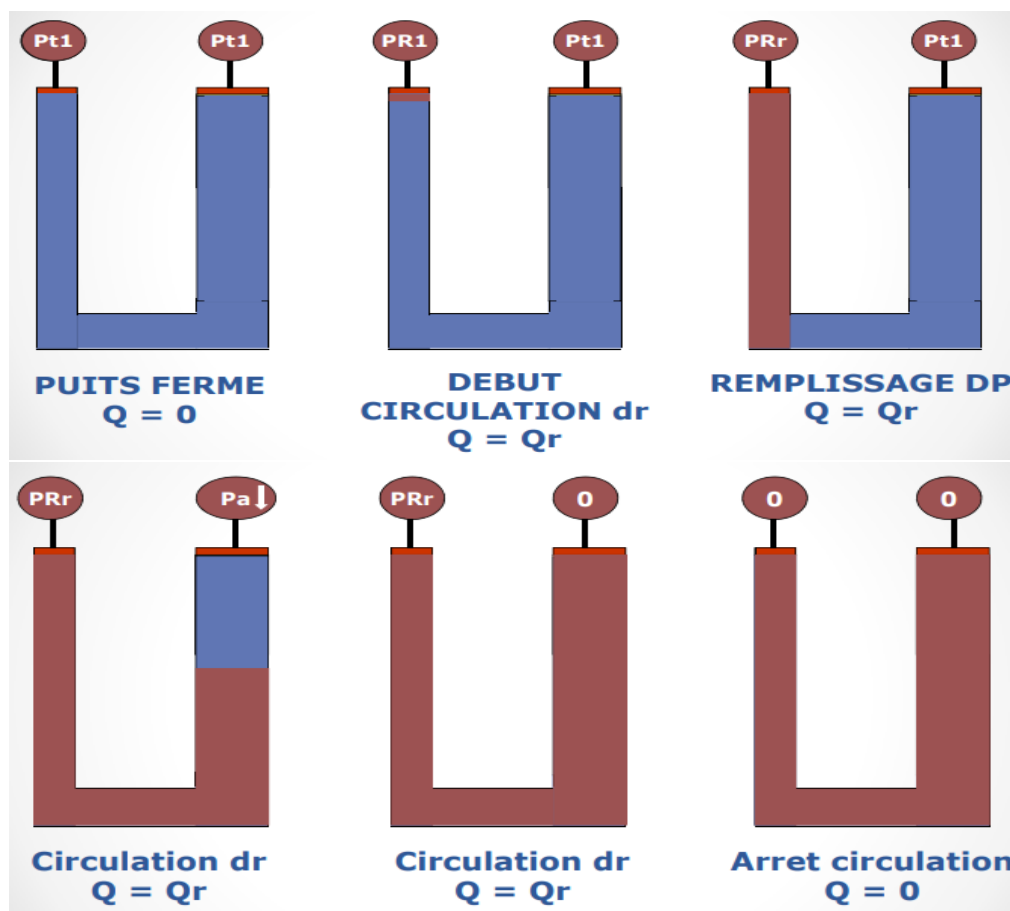


Figure II.14: 2° Circulation de la méthode driller's

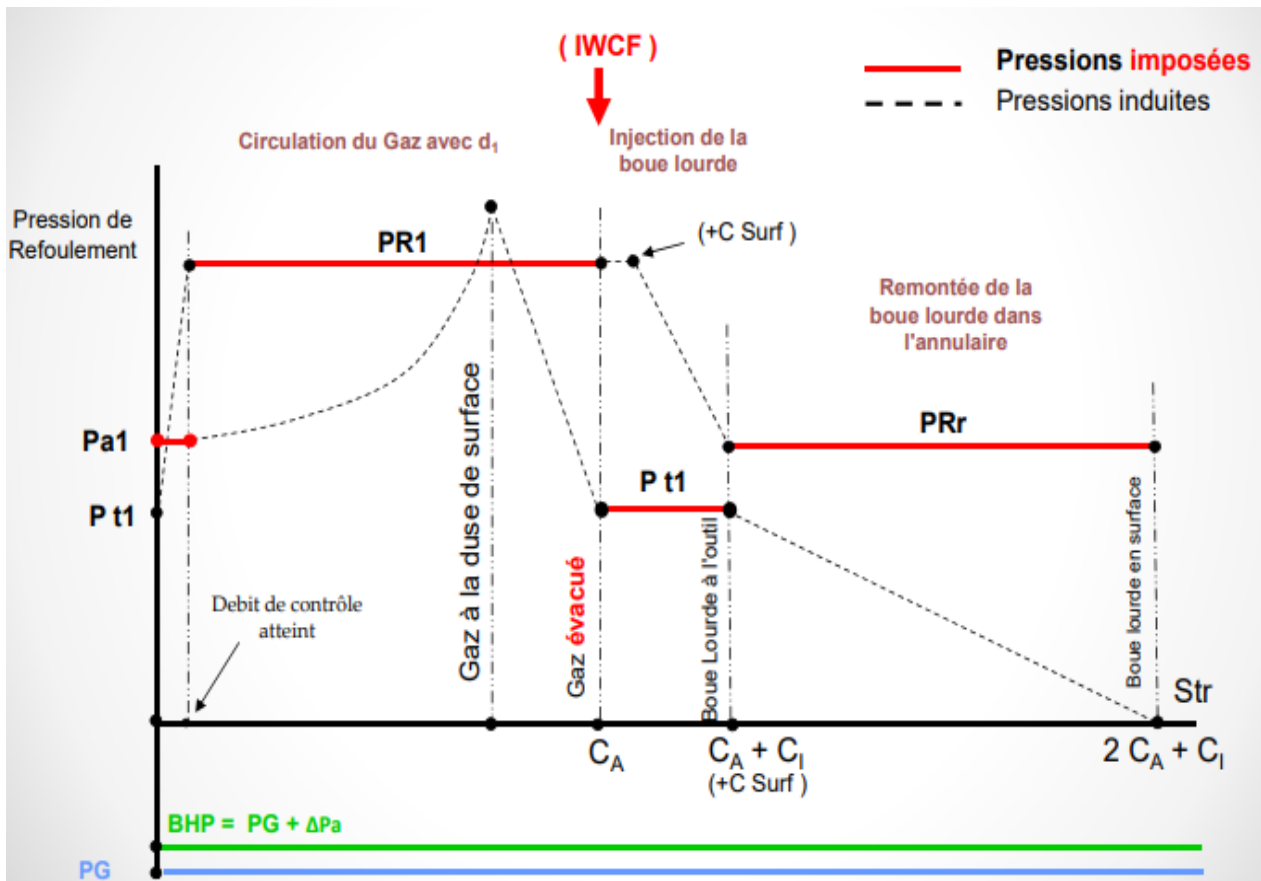


Figure II.15 : Le déroulement de contrôle de La méthode driller's

II.8.3. La méthode Wait & Wright

Le contrôle se fait en un seul cycle. Il consiste à évacuer la venue avec circulation sous duse au débit de contrôle, tout en remplaçant la boue initiale par celle à densité requise. Pour maintenir sur le fond une pression égale à la pression de pores, la pression de refoulement décroît de la valeur initiale $PR1$ à la valeur finale PRr lorsque la boue lourde arrive à l'outil puis reste constante jusqu'à l'arrivée de cette boue en surface. Ceci suppose que les pertes de charge dans l'annulaire sont nulles. Au début du cycle :

$$PR1 = Pc1 + Pt1 \tag{II.36}$$

Quand la boue lourde arrive à l'outil :

$$PRr = Pc1 \times dr/d1 \tag{II.37}$$

A la fin du cycle et après arrêt de la pompe :

$$Pa = Pt = 0 \tag{II.38}$$

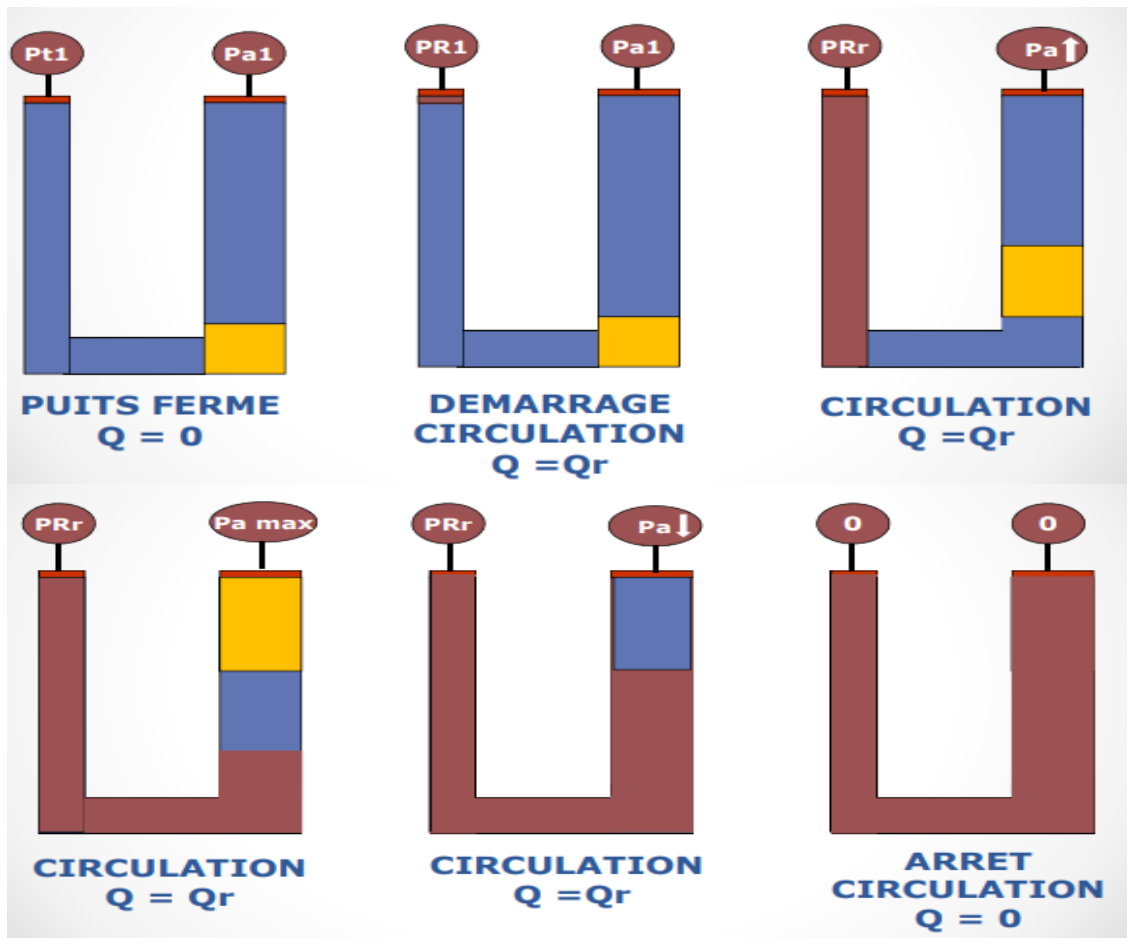


Figure II.16: Circulation de la boue avec la densité requise dans la méthode Wait and Weight.

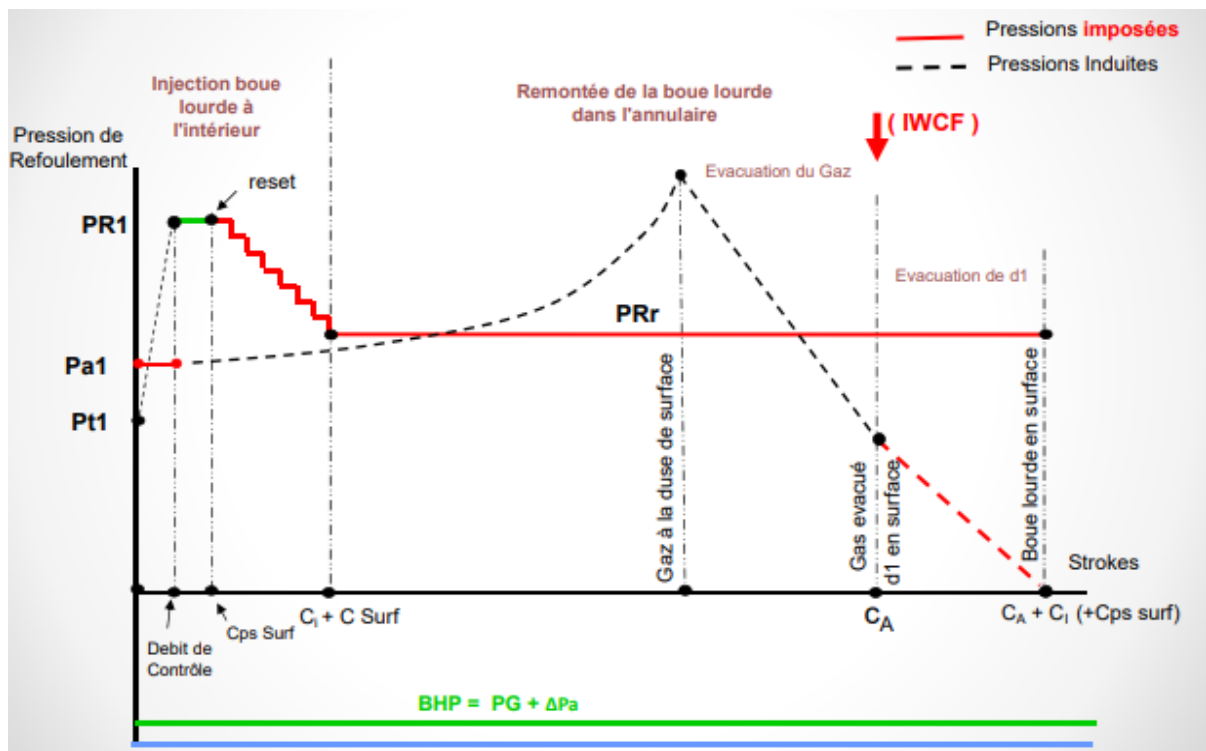


Figure II.17: Le déroulement de contrôle de La méthode Wait and Weight

La comparaison des méthodes de contrôle présente différents avantages et inconvénients pour les méthodes Driller et W & W. La méthode Driller présente l'avantage de commencer le contrôle après que les pressions se soient stabilisées et est facile à utiliser. Cependant, elle présente des inconvénients tels qu'une pression élevée et un temps de contrôle long. Par contre, la méthode W & W présente l'avantage d'une réduction de la pression annulaire et d'un temps de circulation faible. Ses inconvénients sont un temps d'attente pour alourdir la boue requise élevé avec un risque de migration et de décantation.

II.8.4. La méthode volumetric

Utilisée au cas où la circulation au fond est impossible : arrêt de la force motrice, garniture de forage hors du trou, coincée loin du fond, bouchée, sifflée ou cisailée, Elle consiste à laisser le gaz migrer jusqu'en surface dans le puits fermé, tout en purgeant par la duse pour lui permettre de se détendre selon la loi des gaz, en gardant une pression sur le fond suffisante pour ne pas avoir une autre venue. Si on peut lire la pression en tête des tiges (Pt1), il suffit de laisser le gaz migrer tout en purgeant pour garder Pt1 constante ou, de préférence, augmentée d'une marge de sécurité, jusqu'à l'arrivée du gaz sous les BOP. Mais s'il n'y a pas de communication entre l'intérieur de la garniture de forage et l'espace annulaire (bouchage), le contrôle de la migration du gaz ne peut pas être suivi à partir de la pression en tête des tiges, ce qui nous oblige à utiliser la pression en tête de l'annulaire (Pa). Pour cela, il faut laisser le gaz migrer et observer Pa. Lorsqu'elle atteint une certaine valeur, il faut purger un volume qui permet de :

- ✓ Laisser le volume de gaz augmenter selon la loi des gaz,
- ✓ Laisser Pa augmenter pour compenser l'allègement de la colonne hydrostatique dans l'annulaire, due à l'augmentation de la hauteur du gaz et la diminution de sa densité.

Ainsi, on maintient une pression sur le fond suffisante pour ne pas avoir une deuxième venue. En pratique, la pression appliquée sur le fond est égale à la pression de pore augmentée d'une sécurité, pour éviter la chute de pression au-dessous de celle de pore lors de la manipulation de la duse.

II.8.5. La méthode Lubricating

Une fois le gaz, ayant migré en utilisant la volumetric, arrive sous les BOP, on ne doit pas le laisser sortir, sinon le vide créé par le volume de gaz sorti va réduire la pression hydrostatique et déclencher une autre venue. Il faut alors, tout en évacuant le gaz, le remplacer

par le même volume de boue. La méthode consiste à pomper la boue par la kill line, en gardant la duse fermée, jusqu'à atteindre une certaine pression en tête de l'annulaire (inférieure, bien sûr, à Padm). On arrête alors le pompage et on attend quelques instants, pour permettre à la boue pompée de décanter (sinon elle sort directement par la choke line), puis on purge le gaz pour réduire la pression. Cette opération est répétée jusqu'à évacuation totale du gaz et sortie de la boue par la choke line.

II.8.6. Le stripping

Si une venue se déclenche durant la manœuvre (pistonnage vers le haut par exemple), il faut retourner au fond pour la contrôler. La descente est possible si le puits ne débite pas (trip margin suffisante), mais s'il débite, il faut placer un BOP interne et descendre jusqu'au fond en stripping, c'est-à-dire à travers un BOP fermé. Durant la descente en stripping, il faut maintenir la pression appliquée sur le fond constante, en purgeant, à pression annulaire constante, un volume de boue égal au volume extérieur de la garniture introduite, augmenté d'un volume correspondant à l'augmentation de la pression annulaire due à la migration du gaz.

II.9. L'histoire de venues de SONATRACH

II.9.1. L'analyse des kicks selon divers critères

II.9.1.1. Kicks en fonction de l'activité

Les résultats ci-dessous dans le (Tableau II.1) et la (Figure II.18) montrent l'activité de la division forage et les incidents pour la période 2009 à 2023, 396 puits ont été enregistrés au cours de la période 2009 à 2012, avec 41 Kicks enregistrés. Cela a donné une fréquence moyenne de 10.35%, c'est-à-dire 10.35 Kicks pour 100 puits forés.

D'autres résultats montrent qu'à partir de 2010, le nombre de kicks a tendance à diminuer tandis que celui du nombre de puits forés augmente. La fréquence des kicks est passée de 16,44 % en 2009 à 4,29 % en 2011, tandis que le nombre de puits a augmenté de 73 en 2009 à 163 en 2011, puis est retombé à 50 puits forés en 2012 avec une fréquence de kick 18%. Cela montre que le kick n'est pas un événement probabiliste qui dépend du nombre de puits forés, mais un événement défini qui se produit si les conditions nécessaires sont réunies indépendamment du nombre de puits complétés.

Cependant, si tous les paramètres qui contribuent à la réalisation du puits et qui dépendent du programme de forage, de l'appareil de forage, des équipements de contrôle, des ressources humaines et des procédures précises sont garantis et réunis, un grand nombre de puits peuvent être réalisés en toute sécurité. Un grand nombre d'incidents peuvent être évités.

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.

Tableau II.1 : L’activité de forage par année avec les kicks enregistrés.

| Années | Puits forés | Venues | Fréquence | Années | P. forés | Venues | Fréquence |
|--------|-------------|--------|-----------|--------|----------|--------|-----------|
| 2009 | 73 | 12 | 16,44 % | 2016 | / | 13 | / |
| 2010 | 110 | 13 | 11,82 % | 2017 | / | 21 | / |
| 2011 | 163 | 7 | 4,29 % | 2018 | / | 12 | / |
| 2012 | 50 | 9 | 18 % | 2019 | / | 17 | / |
| 2013 | / | 8 | / | 2020 | / | 8 | / |
| 2014 | / | 10 | / | 2021 | / | 12 | / |
| 2015 | / | 11 | / | 2022 | / | 8 | / |
| | | | | 2023 | / | 5 | / |

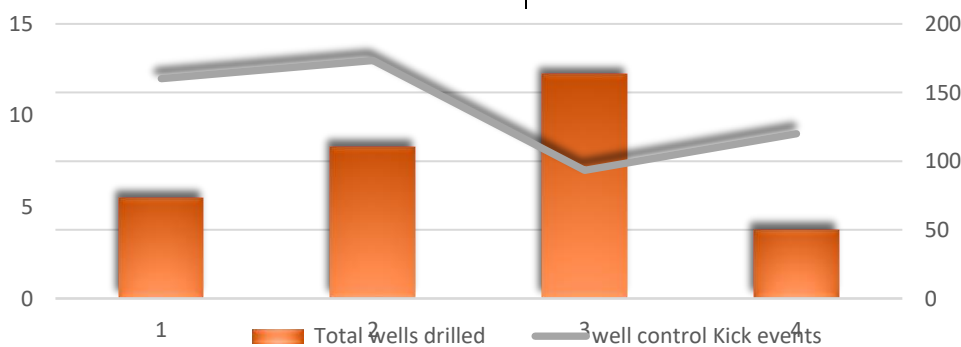


Figure II.18 : Venues en fonction d’activité

II.9.1.2. Les venues dépendent des opérations

Depuis la création de la cellule well control et le début de la surveillance et de l'enregistrement des kicks, les opérations de forage et carottage en cours sont les plus fréquents, représentant 55,48 % des cas, comme illustré dans la (Figure II.19).

Suivi des kicks lors des opérations de tripping par un taux de 35,36% des cas. Le nombre de kicks lors des opérations spéciales (logging, ballooning, DST, cimentation et complétion) est relativement faible.

Pendant les opérations de forage et de manœuvre, le taux de kicks est de 90,84%, ce qui indique que l'opérateur et les entreprises de forage n'ont pas respecté la première barrière de sécurité, c'est-à-dire la barrière de la pression hydrostatique de la boue. Les causes de cet incident sont les suivantes :

- ✓ La densité de la boue est insuffisante.
- ✓ Le pistonnage entraîne une perte de la marge de sécurité.

Tableau II.2 : Nombre de venues par opération.

| Operations | Venues | Fréquence |
|---------------------|--------|-----------|
| Forage et carottage | 91 | 55,48 % |
| Manœuvre | 58 | 35,36 % |
| DST | 4 | 2,44 % |
| Cimentation | 4 | 2,44 % |
| Logging | 3 | 1,83 % |
| Out of hole | 2 | 2 % |
| Complétion | 2 | 1,22 % |

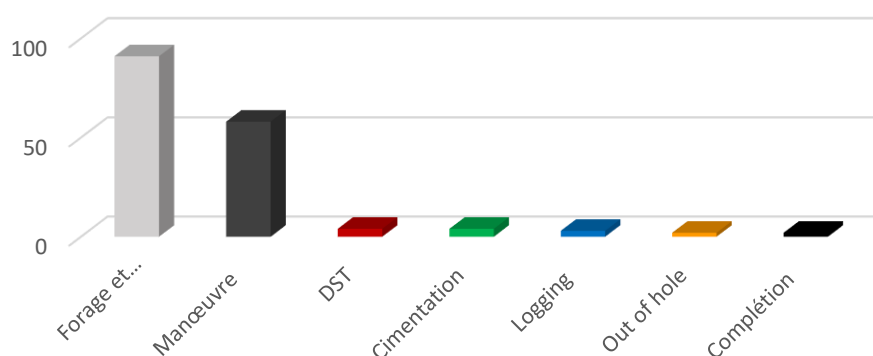


Figure II.19: Venue en fonction d'opération

II.9.1.3. Les venues en fonction du type

La classification des Kicks par type se fait sur la base de la différence entre la pression hydrostatique de la boue et celle du réservoir. Ils sont subdivisés en 3 types, , comme illustré dans le (Tableau II.3) et (Figure II -3) (SONATRACH.WC Reports).

II.9.1.3.1. Induced

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

- ✓ Mauvais remplissage des puits.
- ✓ Pistonnage vers le haut (Swabbing) entraînant la perte de la marge de sécurité.
- ✓ Diminution de la densité de la boue.
- ✓ Perte de circulation.

Le tableau (Tableau II.3) montre que "the induced kicks" sont les plus fréquents et représentent 45,73% des cas.

II.9.1.3.2. Under Balance

Ce type caractérise les kicks qui ont eu lieu pendant les opérations de forage et de carottage dans une zone perméable avec une densité de boue insuffisante. Le taux de kicks représente ici 45,12% des cas. Ce problème est généralement rencontré dans les régions d'exploration où la pression du réservoir n'est pas bien connue ou mal estimée.

II .9.1.3.3. Autres type

Ce type caractérise les kicks rencontrés lors d'opérations spéciales telles que le DST et l'effet de ballooning.

Tableau II.3: Les types de venues

| Type de venue | Nombre de venue | Fréquence |
|---------------|-----------------|-----------|
| Induced | 75 | 45,73 % |
| Underbalanced | 74 | 45,12 % |
| Other | 15 | 9,15 % |

II.9.1.4. Venues en fonction du champ

Dans la (Figure II.20) .Nous avons constaté que 14 kicks ont été rencontrés dans le champ de HMD, ce qui représente un taux de 41,17%. Il est à noter que le premier forage sur le champ de HMD a été réalisé en 1956, ce qui montre que le champ de HMD est complexe et hétérogène. Les difficultés liées au forage du champ de HMD en ont fait une école et une référence mondiale en matière d'exploitation pétrolière (SONATRACH.WC Reports).

Tableau II.4: Nombre de venues par nom de champ pendant 2009 et 2012

| Le nom de champ | HMD OM | HMD DM | BRIDES | NEZLA | IN AMINAS | IN SALAH | AHNET | HASSI R’mel | Berkaoui |
|-----------------|--------|--------|--------|-------|-----------|----------|-------|-------------|----------|
| Nombre | 8 | 6 | 1 | 3 | 4 | 4 | 5 | 1 | 3 |

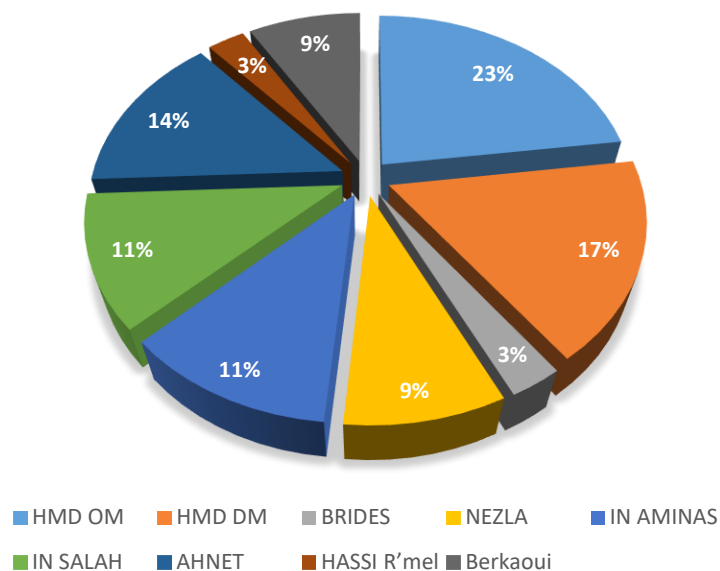


Figure II.120: Venue en fonction de champ

Conclusion

Il est important de rappeler que la meilleure ligne de défense contre les éruptions pendant le forage reste le contrôle primaire. Une formation et une certification strictes du personnel sont essentielles pour maîtriser les causes d'une éruption, reconnaître les signes d'alerte et utiliser correctement l'équipement de surveillance. En cas de venues, les méthodes conventionnelles sont généralement appliquées, mais dans les situations d'urgence, des méthodes telles que les méthodes volumétrique et lubrifiant sont essentielles. Une bonne préparation et une exécution efficace de ces méthodes sont essentielles pour la sécurité des opérations de forage. La documentation et l'analyse des incidents de kick et d'éruption ont été récemment améliorées par la Division Forage de SONATRACH avec la création de la cellule Well Control en 2009. Une étude statistique des kicks entre 2009 et 2023 a constaté une diminution de leur fréquence, malgré l'augmentation du nombre de puits forés, en identifiant les causes principales et en développant des procédures préventives efficaces. Cette initiative a renforcé la sécurité des opérations de forage et l'engagement QHSE de SONATRACH, ce qui a permis d'améliorer la sécurité des opérations de forage.

Chapitre III

*Notions générales sur la
tolérance aux venues*

(Kick tolerance)

Introduction

Dans le domaine de l'ingénierie pétrolière, la tolérance à la venue (kick tolerance) est un paramètre essentiel dans la planification des puits. Elle joue un rôle important dans l'optimisation de la profondeur d'installation du tubage, ce qui est essentiel pour garantir la sécurité et l'efficacité des opérations de forage.

La tolérance à la venue fait référence à la capacité du puits à gérer un influx inattendu de fluides de formation sans affecter l'intégrité du puits. Pour déterminer le kick tolerance pour chaque section du trou, il existe plusieurs modèles de calcul qui prennent en compte différents facteurs tels que la pression de la formation et la densité du fluide de forage. Ces modèles permettent de prévoir et de gérer les risques liés aux variations de pression pendant le forage. Une évaluation précise de la tolérance à la venue permet de sélectionner les cotes de l'emplacement de tubage appropriées et de planifier les mesures de contrôle de la pression, garantissant ainsi la stabilité et la sécurité du puits.

III.1. Généralités**III.1.1. La tolérance à la venue (Kick tolerance)**

Bien que le kick tolerance soit un concept critique et fondamental pour l'industrie du forage. Pour l'industrie du forage, il n'existe pas de normes utilisées par les opérateurs et les entreprises. Différentes définitions du kick tolerance ont été controversées et introduites dans l'industrie en termes de gain de puits, d'augmentation de densité de la boue ou de pression de déséquilibre (Santos HM, Catak E.2011). Le volume de venue peut être défini comme suit :

✓ La pression maximale des pores admissible en densité de boue équivalente, si une venue avec un certain volume d'influx se produit à une profondeur particulière avec un fluide de forage spécifique, le puits peut être en situation de fermer et de faire circuler la venue en toute sécurité sans fracturer le sabot de tubage.

✓ L'augmentation maximale de la densité de la boue permise par le test d'intégrité de la 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).

✓ La capacité du puits de forage à résister à la pression d'état générée pendant les opérations de contrôle du puits sans fracturer la formation la plus faible.

✓ La hauteur maximale d'influx que peut tolérer la section du trou ouvert sans fracturer la formation. Cette hauteur d'influx est ensuite convertie en volume sur la base de la section

transversale et de la géométrie entre le puits de forage et le train de tiges. Le volume dérivé est défini comme la tolérance limitée à la venue en termes de barils.

✓ Le plus grand volume d'influx qui peut être retiré du puits en toute sécurité sur la base du résultat du LOT ou du FIT. Il s'agit de la mesure du risque de contrôle du puits lors du forage de la phase du trou.

Il y a deux facteurs importants à utiliser pour déterminer le kick tolerance, à savoir le kick intensity et le volume de la venue.

III.1.2. Intensité de la venue (kick intensity)

L'intensité du kick est la magnitude du déséquilibre (underbalance) de la pression hydrostatique ou la quantité de surpression (overbalance) qui a pénétré dans le puits à partir du flux de la formation dans le puits. Elle peut également être définie comme la différence entre la pression de formation maximale prévue et la densité de boue planifiée, exprimée dans les mêmes unités que la densité de la boue, en ppg (Santos HM, Sonnemann P.2012). Par exemple, si la densité de la boue est de 10 ppg et que l'intensité du kick est de 0,5 ppg, la pression de la formation est l'addition des deux valeurs, dans ce cas, 10,5 ppg.

$$P_f - MW = KI \quad (III.1)$$

Où

KI : est l'intensité du kick, en ppg.

P_f : est la pression de formation, en ppg.

MW : est le poids de la boue, en ppg.

L'intensité du kick est un paramètre important et clé qui traduit la pression du pore à utiliser lors du calcul de la tolérance au kick. La définition de la pression de pore théorique de la zone du kick (appelée "pression de pore du plus mauvais cas" "worst case "). La première méthode consiste à se référer à la "pression de pore prédite + intensité du kick" comme étant la pression de pore de la zone de kick. La seconde méthode consiste à désigner l'utilisation du poids de la boue + l'intensité du kick comme étant la pression de pore de la zone de kick. Cette méthode "utilisation du poids de la boue + intensité du kick" est utilisée pour quantifier la pression de pore de la zone de kick (Santos HM, Sonnemann P.2012). Pour un swabbed kick, l'intensité du Kick est supposée être zéro (0), lorsque la densité de la boue est en surpoids et supérieur à la pression de la formation. Lorsqu'un swabbed kick se produit, la section du trou

prenant l'influx avec une pression de formation au fond du trou dans le puits. Lors l'intensité du kick est réduit, le kick tolerance augmente et l'inverse comme le montre dans la figure (Figure III.1).

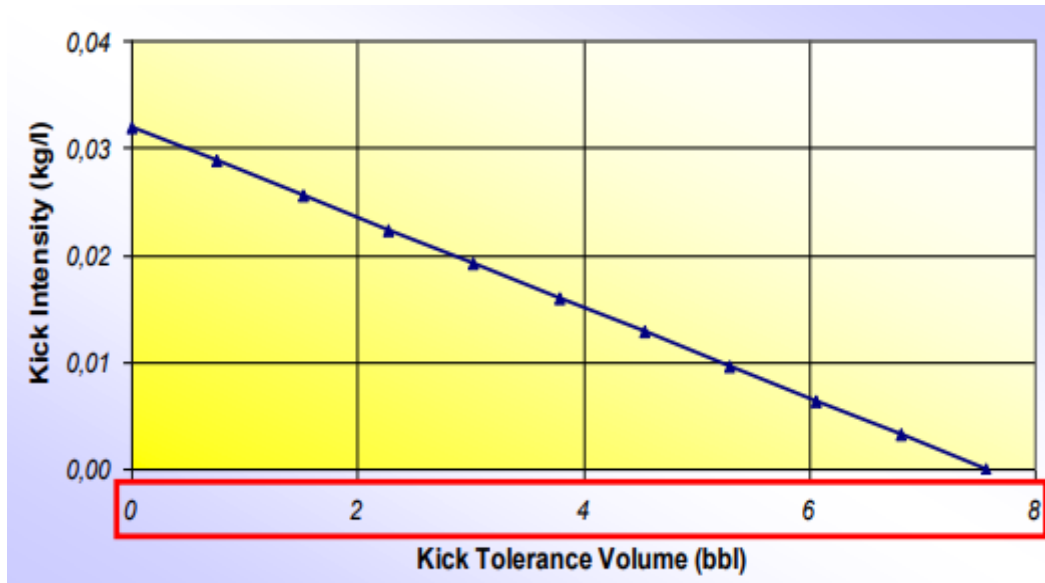


Figure III.1: Kick tolerance en fonction de kick intensity

III.1.3. Volume de la venue

Le volume de la venue est la mesure qui permet de quantifier l'influx qui est entré dans le puits de forage à partir de la formation. Il existe de nombreux types d'influx, mais l'afflux de gaz est toujours utilisé pour le calcul du contrôle du puits en raison de l'effet d'expansion et reflète le scénario le plus défavorable. Le volume d'influx nécessaire à l'intensité du kick requis pour que le puits circule en toute sécurité doit être calculé. Le volume d'influx nécessaire à l'intensité de kick requise pour que le puits circule en toute sécurité doit être une valeur réaliste permettant à l'équipe de forage de détecter l'influx et de fermer le puits sur l'appareil de forage (Fraser D,Lindley R,Moore DD, Vander SM.2014).

Tableau III.1: L'évaluation du gradient d'influx guidelines (Fraser D, Lindley R, Moore DD, Vander SM.2014)

| Influx gradient (psi/ft) | Influx Type |
|--------------------------|--|
| 0.05–0.2 | Gas |
| 0.2–0.4 | Probable combination of gas, oil and/or salt water |
| 0.4–0.5 | Probable oil or salt water |

Le volume d'influx est calculé en multipliant la hauteur d'influx calculée sur la section transversale de la zone entre le puits de forage et le train de tiges. Cependant, sur l'appareil de forage, ce volume d'influx est normalement détecté sur la base du volume de gain du puits de boue. Le détail de ce calcul sera discuté plus loin dans la section de l'approche de calcul de kick tolerance.

$$V_{\text{influx}} = H_{\text{influx}} * \text{Ann Cap} \quad (\text{III.2})$$

Où

V_{influx} : est le volume de l'influx, en barils

H_{influx} : est la hauteur de l'influx, en pieds

Ann Cap : est la capacité annulaire entre le puits de forage et l'entrée du puits.

Ann Cap : est la capacité annulaire entre le puits de forage et le train de tiges, en barils/pieds

III.1.4. La pression maximale annulaire anticipée en surface

La pression maximale annulaire anticipée en surface (MAASP) est définie comme la pression annulaire maximale que l'on peut laisser se développer à la surface avant que la pression de fracturation de la formation ne soit atteinte. Juste en dessous du sabot de tubage ne soit dépassé. Pendant l'opération de contrôle du puits il est important que la pression exercée à la surface ne dépasse pas le gradient de fracture à ce point le plus faible (Schools AD. 2002).

La pression de fracture de la formation a été déterminée par le Leak-Off Test (LOT) effectué après la mise en place du tubage.

$$\text{MAASP} = P_{\text{fracture at shoe}} - \text{HSP at shoe} \quad (\text{III.3})$$

Où

MAASP: est la pression maximale anticipée en surface

$P_{\text{fracture at shoe}}$: est la pression de frac de la formation au niveau du sabot

HSP at shoe: est la pression hydrostatique de la boue.

III.1.5. Pression de pore et pression de fracture

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 à la formation d'une

fissure ou propager une fracture loin du trou de forage et causer la perte circulation (Schools AD. 2002). Afin de planifier et de forer un puits en toute sécurité, il est nécessaire d'avoir une certaine connaissance de la pression de pore et de la pression de fracture de la formation que l'on va rencontrer, de manière à ce qu'elle soit en mesure de s'adapter à la pression de pore et à la pression de fracture de la formation à rencontrer afin que la pression du trou de forage soit toujours comprise entre la pression de pore et la pression de fracture de la formation à rencontrer. Si la pression de forage chute en dessous de la pression de pore, un afflux des fluides de formation provenant de l'espace des pores s'écouleront dans le puits. En contrepartie, si la pression du trou de forage est supérieure à la pression de fracture, la pression fracturera la formation et le fluide de forage s'écoulera dans la formation (Rabia H.2002).

III.2. Tolérance à la venue et le design du puits

Lors de la construction d'un puits, l'une des décisions les plus importantes consiste à choisir les profondeurs de tubage, influencées par de nombreux facteurs tels que les zones fracturées, le gaz à faible profondeur, la lithologie et la pression de pore. Dans la planification de la mise en place du tubage, les critères MAASP et de pression différentielle sont utilisés pour sélectionner les points de mise en place du tubage.

$$MAASP = \frac{(FG - MW)H_{shoe}}{10.2} \tag{III.4}$$

$$Differential\ Pressure = \frac{(MW - PG)H}{10.2} \tag{III.5}$$

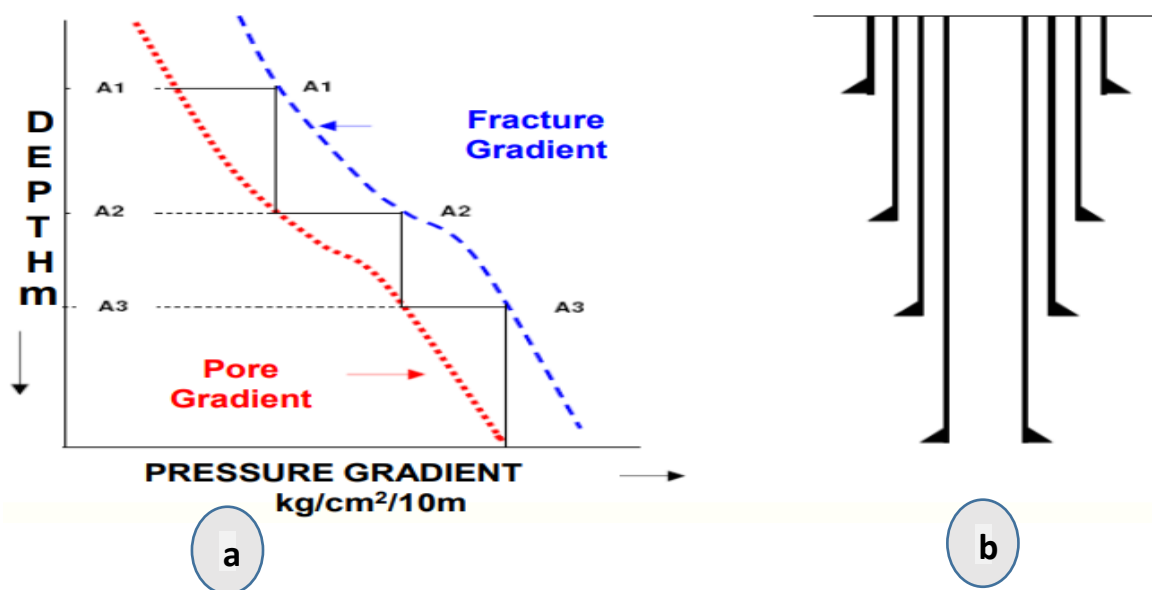


Figure III.2:(a) la fenêtre de la boue de forage, (b) la profondeur de mise en place du tubage

III.2.1. Profondeur minimale de mise en place du tubage

Kick tolenace est pris en compte à différents étapes du processus de construction d'un puits. Lors de la planification préliminaire du tubage, la profondeur minimale de mise en place du tubage est déterminée. Étant donné la nécessité d'atteindre une profondeur prédéterminée dans le puits, on calcule la profondeur minimale du sabot du tubage précédent qui assurera une intégrité suffisante de la formation pour tolérer kick donné. Ce point devient alors la section TD à partir de laquelle la profondeur de mise en place du tubage précédent est déterminée. C'est ce qu'on appelle "bottom-up casing seat selection" voir la figure (Figure III.3).

Pour déterminer la profondeur minimale de mise en place du tubage, il est tout d'abord nécessaire d'examiner le type de kick qui pourrait se produire lors du forage de la section située sous le sabot du tubage. Les deux causes principales de kick sont :

- ✓ Forage dans une formation avec une pression de pore élevée et inattendue, qui dépasse la pression hydrostatique du fluide de forage prévu .Cette situation est parfois connue sous le nom de "Drilling Kick".
- ✓ Swabbing accidentel dans un puits pendant la remontée du trou - swab kick.

Dans la plupart des cas, un "Drilling Kick" est associé à des pressions plus élevées dans le puits pendant "the killing operation". Cependant, comme "a swab kick" peut être un indicateur d'une équipe de forage peu performante, il est possible que le volume d'un swab kick soit plus élevé que celui d'un drilling kick donc des pressions plus élevées dans le trou de forage.

Étant donné qu'un swab kick se produit généralement lorsque le train de tiges est éloigné du fond, une partie de sa résolution peut inclure un exercice de décapage volumétrique combiné afin de ramener le trépan au fond du puits. Le facteur de sécurité appliqué au cours d'une telle opération augmentera les pressions dans le puits de forage.

Lors de la planification d'un puits de développement, une approche très conservatrice consiste à prévoir un scénario de kick pour tous les puits. Toutefois, le risque d'un tel scénario diminue avec la connaissance d'un champ ou d'une région. Établis dont les pressions de pores sont bien connues, il est peu probable qu'un tel kick se produise et il peut donc s'avérer excessif de concevoir le puits pour accueillir un kick de forage. Il est cependant courant de concevoir

les puits d'exploration et certains puits de reconnaissance de manière à ce qu'ils puissent résister à un kick.

En général, les entreprises ont leur propre norme quant à l'importance des volumes de kick que la formation doit pouvoir supporter pour suivre le forage. La valeur de ce chiffre varie d'une entreprise à l'autre, car il n'existe aucune réglementation sur le volume kick qui doit être traité à chaque forage.

Les statistiques montrent que la plupart des problèmes de contrôle des puits sont dus à l'erreur humaine. Les swab kicks peuvent se produire, et se produisent, dans n'importe quel type d'opération, dans de mauvaises hypothèses. C'est pourquoi il est courant de concevoir les puits de développement, même ceux de routine, en fonction d'un swab kick

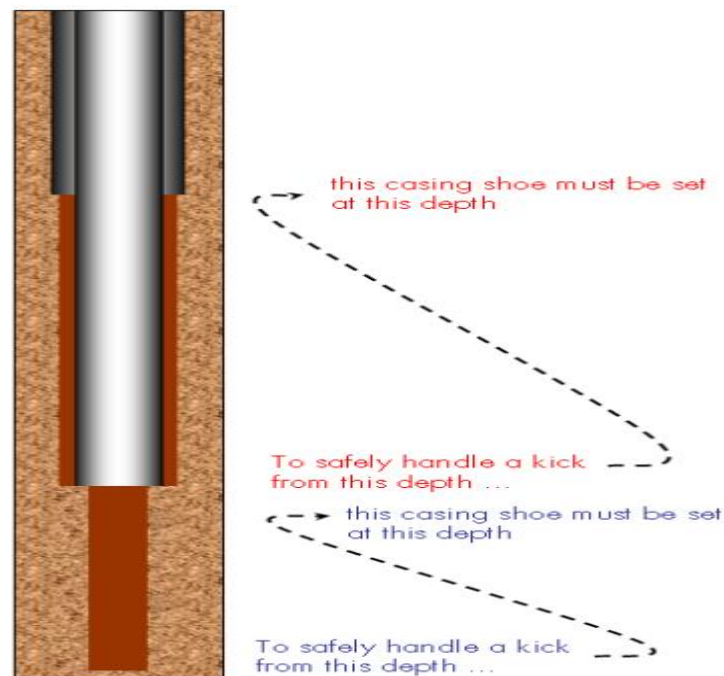


Figure III.3: Profondeur minimale de mise en place du tubage (Bottom-up casing seat selection)

III.3. Profondeur de forage maximale sécurisée

Lors du forage d'un puits, en particulier des puits d'exploration, il peut y avoir des incertitudes concernant les formations et les pressions de pores associées qui seront rencontrées. Bien qu'il existe un certain nombre de techniques permettant d'identifier les signes avant-coureurs d'un milieu surpressé, il est toujours possible de forer dans une formation dont la pression de pores dépasse la pression hydrostatique du fluide de forage.

Les pressions subies par le puits de forage dépendent d'un certain nombre de facteurs, dont les suivants

- ✓ Profondeur de kick
- ✓ Intensité de kick
- ✓ Volume de kick
- ✓ Densité kick
- ✓ Dimensions du puits et de la garniture

Pour une profondeur donnée du sabot de tubage ou d'un autre point faible du puits, plus le puits est foré profondément, plus la différence de pression hydrostatique à ce point sera grande par rapport au TD. Plus la différence de pression hydrostatique en ce point sera importante par rapport à la profondeur du puits. Cette différence de pression croissante signifie qu'un in flux de gaz prélevé au point TD se dilatera dans le puits à mesure que la profondeur du puits augmente. Cette expansion plus importante se traduit par une pression plus élevée au point faible lorsque le gaz circule. Cette expansion plus importante se traduit par une pression plus élevée au niveau du point faible lorsque le gaz est évacué. À un moment donné, une limite sera atteinte dans le puits. La profondeur à laquelle cette limite est associée s'appelle la profondeur maximale de forage en toute sécurité.

Essentiellement, la profondeur de forage maximale sûre est la profondeur à laquelle kick d'un volume donné et d'une intensité donnée peut encore être évacué du puits sans dépasser la capacité d'éclatement de l'un des composants du puits (normalement la formation située juste en dessous du sabot de tubage précédent).

Il est important de se rappeler qu'il n'existe pas une seule valeur de profondeur de forage maximale sûre. La profondeur est déterminée à partir d'un certain nombre de variables et d'hypothèses, qui seront très différentes si on les compare aux puits foré dans un champ pétrolifère exploité. Ces variables et hypothèses comprennent également les éléments suivants:

- ✓ La taille du trou et le ROP
- ✓ Dimensions de BHA et de la garniture
- ✓ Le contrôle géologique,
- ✓ Toutes les caractéristiques PVT connues des fluides du réservoir.
- ✓ La précision et la fiabilité du système de détection des kicks disponible.
- ✓ Le type d'appareil de forage (appareil flottant/appuyé sur le fond)
- ✓ L'expérience de l'équipe

Lors du forage d'un puits d'exploration, des contrôles périodiques doivent être effectués pour déterminer le kick tolerance. Pour le kick tolerance pendant le forage, des calculs doivent être effectués pour différents degrés de surpression par rapport à la densité du fluide de forage actuellement utilisé. Ces vérifications indiqueront dans quelle mesure la densité peut être augmentée pour contrôler la pression de la formation ou si le tubage doit être mis en place avant de forer plus profondément. De nouveaux calculs doivent être effectués chaque fois que l'un des paramètres a été ou sera modifié.

III.3.1. Profondeur maximale de forage en toute sécurité - swab kick

Un nombre limité de variables permet de déterminer la profondeur de forage sécurisée à partir d'un swab kick. Le BHP est connu après que la garniture de forage soit revenue au fond du puits - en supposant que la garniture de forage reste remplie de fluide de forage. L'intensité du kick est donc nulle. Les deux variables clés sont alors :

- ✓ La taille de l'influx
- ✓ La densité de l'influx.

III.4. Modèles de calcul de kick tolerance

Le modèle multiphasique comprend une fraction de gaz qui décrit la relation entre la boue et le kick dans la section transversale. Ces facteurs peuvent avoir un impact important sur le résultat, par contre modèle d'écoulement à bulle unique non.

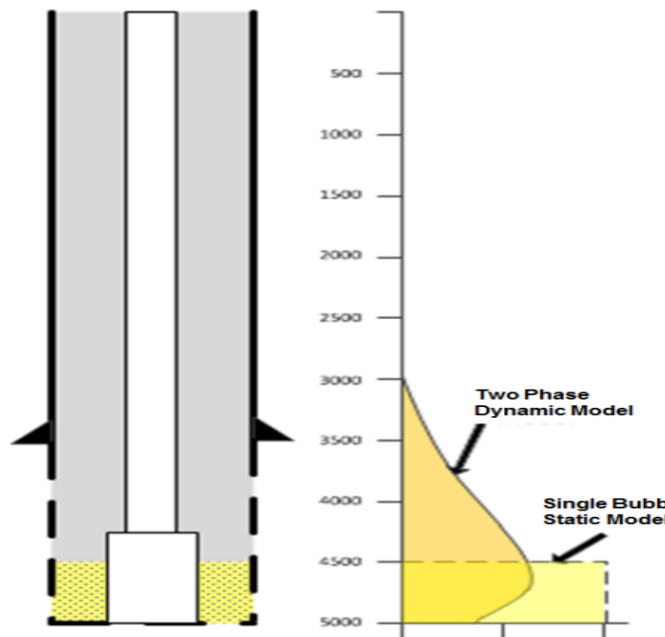


Figure III.4:Le modèle de la bulle unique et multiphasique dynamique dans le schéma d'un puits

III.4.1. Modèle de phase gazeuse à bulle unique

Le calcul de la tolérance au kick est basé sur le modèle d'une bulle unique de gaz, qui prend une bulle unique de gaz d'un certain débit volumique dans le puits au fond du trou, puis calcule la hauteur et les volumes, et détermine la pression maximale au niveau du sabot, l'illustration de la phase d'une bulle unique de gaz est présentée dans la figure (Figure III.5.a). Cette pression est ensuite comparée à la valeur du test d'injectivité (leak off test). D'autre part, il s'agit de déterminer la hauteur de l'influx sur la base de la pression de surface maximale anticipée de l'annulaire (MAASP) qui indique la pression maximale qu'un sabot de tubage peut accepter avant de se fracturer. Ensuite, la hauteur d'influx calculée est transformée en volume à l'intérieur du puits de forage. Pour les deux méthodes, une augmentation du volume de l'influx du fond du trou jusqu'au top du sabot de tubage est appliquée en utilisant la loi des gaz (loi de Boyle) pendant la circulation de kick. Le modèle de gaz à bulle unique suppose que l'influx de kick se produira dans un gaz à phase unique et restera ainsi pendant qu'il circule vers le haut et hors du puits de forage, ce qui néglige la dispersion, la solution, l'expansion et la migration d'une caractéristique de gaz ainsi que l'effet de température d'un influx dans le puits de forage (Ng F.2005). En outre, ce modèle ignore également la densité du mélange gaz-liquide et la compressibilité du gaz (facteur z), ce qui fait que le calcul final donnera toujours une solution conservatrice (Acosta C.2012).

III.4.1.1.L'approche du calcul de kick tolerance en phase gazeuse à bulle unique

La première étape du calcul simplifié de KT en phase gazeuse à bulle unique (température constante, densité constante, et pas de compressibilité) consiste à définir la hauteur verticale maximale d'un afflux de gaz, H_{influx} , au niveau du sabot de tubage (supposé être le point le plus faible du trou ouvert) en fonction du gradient de fracture, de la densité du fluide de forage, la pression de pore prévue et la pression de surface maximale admissible dans l'annulaire (MAASP)(Santos HM,Catak E.2012). La procédure de calcul de la tolérance au kick est présentée. Sur la base de la figure (Figure III.5.b). La pression de surface maximale admissible dans l'espace annulaire pour fracturer la formation au niveau du sabot du tubage est calculée à l'aide des équations suivantes :

$$\begin{aligned} MAASP &= P_{frac} - HSP_{at shoe} \\ &= (0.052 \times \rho_{frac} \times CSD) - (0.052 \times \rho_{mud} \times CSD) \end{aligned} \quad (III.6)$$

Où l'équilibre de pression lorsque l'influx au niveau du sabot de tubage est appliqué

$$P_{\text{formation}} = \text{SICP} + \text{HSP}_{\text{at shoe}} + \text{HSP}_{\text{of influx}} + 0.052 \times \rho_f \times \text{TD}$$

$$= \text{SICP} + (0.052 \times \rho_{\text{mud}} \times \text{CSD}) + (0.052 \times \rho_{\text{influx}} \times H_{\text{influx}}) + 0.052 \times \rho_{\text{mud}} \times ((\text{TD} - \text{CSD} - H_{\text{influx}}))$$

(III.7)

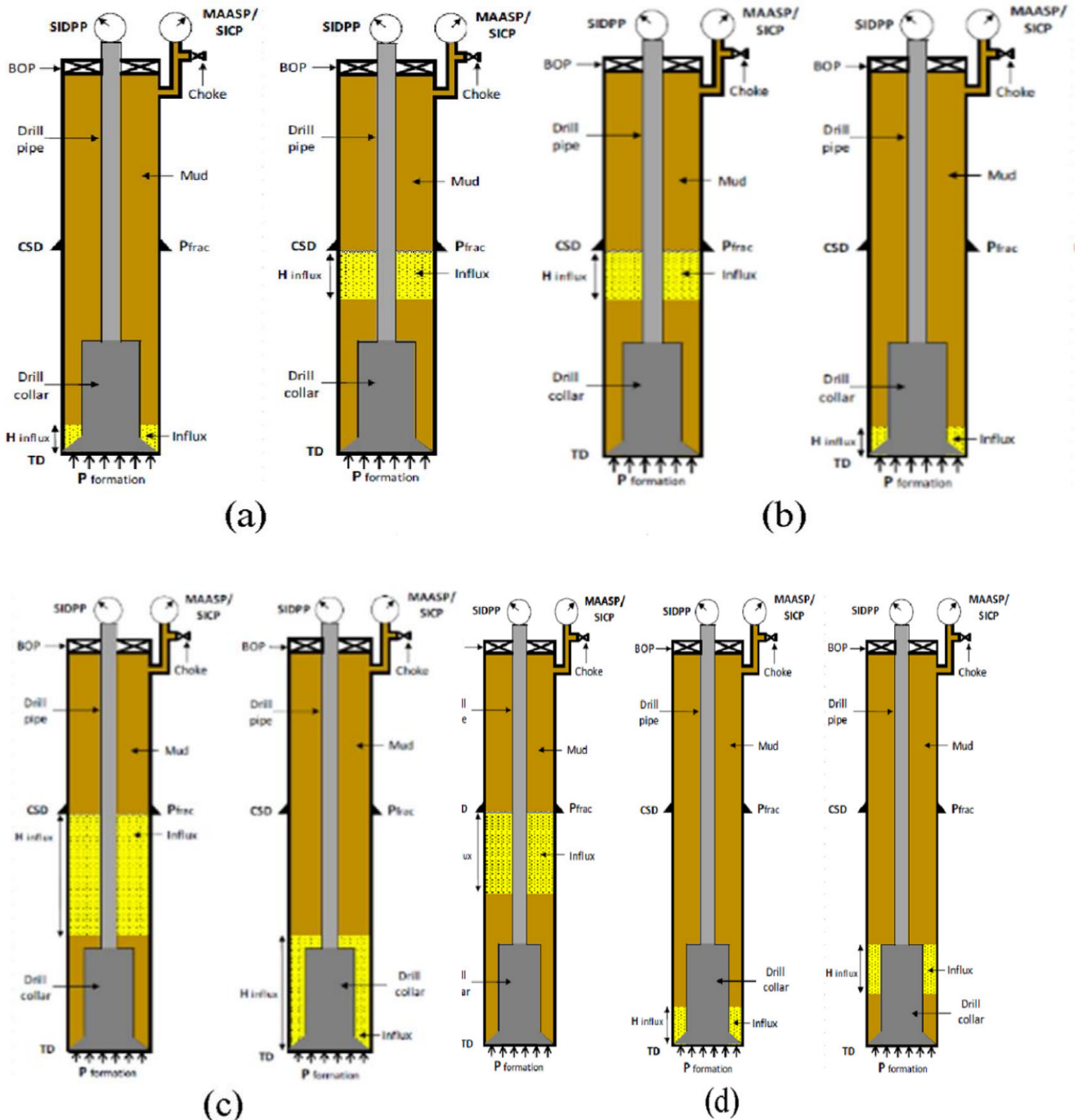


Figure III.5: Différentes illustrations de puits. (a) Phase gazeuse à bulle unique, (b) en prenant un kick et en se développant au niveau de du sabot, (c) illustration lorsque la hauteur de l'influx > la longueur de la BHA, (d) illustration lorsque la hauteur de l'influx < la longueur de la BHA,

La hauteur de l'influx au niveau du sabot (hauteur critique avant la rupture du sabot) peut être calculée de la manière suivante :

$$H_{\text{influx}} = \frac{\text{MAASP} - (0.052 \times \text{TD} \times (\rho_f - \rho_{\text{mud}}))}{0.052 \times (\rho_{\text{mud}} - \rho_{\text{influx}})} \quad (\text{III.8})$$

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 la tige de forage DP :

$$\begin{aligned} V_{\text{influx at shoe}} &= H_{\text{influx}} \times \text{Cap}_{\text{annulus DP}} \\ &= H_{\text{influx}} \times \frac{d_{\text{oh}}^2 - d_{\text{dp}}^2}{1029.414} \end{aligned} \quad (\text{III.9})$$

Ensuite, l'influx au niveau du sabot $V_{\text{influx at shoe}}$ est ramené au fond pour calculer le volume d'influx au niveau du trou de fond (V_1) en appliquant la loi de Boyle :

$$V_1 = \frac{V_{\text{influx at shoe}}}{P_{\text{formation}}} \times P_{\text{fracture}} \quad (\text{III.10})$$

Il s'agit du volume d'afflux total dans la zone de kick, qui se dilatera jusqu'au sabot du tubage, ce qui provoquera une pression sur le sabot. Atteindre la pression maximale admissible avant de se fracturer (pression de frac). 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 de la BHA avant d'atteindre la hauteur critique d'influx au niveau du sabot de tubage. Par conséquent, un calcul modifié de la tolérance au kick doit être appliqué pour donner un volume de kick absolu afin que l'intégrité du sabot de tubage ne doit pas être compromis (Santos HM, Catak E.2011). La première condition pour le calcul de la tolérance au kick modifié est lorsque la hauteur de l'influx est supérieure à la longueur de la BHA ($H_{\text{influx}} > \text{BHA length}$). comme le montre la figure (**Figure IV-5-b**), puis la hauteur d'afflux a été porté au fond du trou et multipliez-le à travers la capacité annulaire de la masse-tige et de la tige de forage

$$\begin{aligned} V_{\text{influxaDC}} &= H_{\text{BHA}} \times \text{CAP}_{\text{annulusC}} \\ V_{\text{influxaDP}} &= (H_{\text{influx}} - H_{\text{BHA}}) \times \text{CAP}_{\text{annulusP}} \\ V_2 &= V_{\text{influxaDC}} + V_{\text{influxaDP}} \end{aligned} \quad (\text{III.11})$$

Ensuite, les deux volumes d'influx calculés de V_1 et V_2 sont comparés et la plus petite valeur est retenue comme volume d'influx total. Ainsi, en raison de la plus petite valeur, la tolérance au kick sera plus conservatrice et donc plus sûre (Santos HM, Catak E.2011). La deuxième condition pour le calcul de la tolérance au kick modifié est lorsque la hauteur de l'influx est inférieure à la longueur de la BHA ($H_{\text{influx}} < \text{Longueur de la BHA}$) comme le montre la Fig. 1

(d), la hauteur de l'influx est alors prise en compte. La hauteur de l'influx a été prise au top de la BHA et multipliée par la capacité annulaire de la BHA.

$$V_{\text{influxaBHA}} = H_{\text{influx}} \times CAP_{\text{annulusDC}} \quad (\text{III.12})$$

Ensuite, l'influx au niveau du sabot $V_{\text{influx at shoe}}$ est ramené au fond pour calculer le volume d'influx au fond du trou (V_3) en appliquant la loi de Boyle.

$$V_3 = \frac{V_{\text{influxa at shoe}}}{P_{\text{formation}}} \times P_{\text{fracture}} \quad (\text{III.13})$$

Ensuite, les deux volumes d'influx calculés de V_1 et V_3 sont comparés et la plus petite valeur est retenue comme volume d'influx total. En raison de la plus petite valeur, la tolérance au kick est plus conservatrice, donc plus sûre (Santos HM, Catak E.2011), Il n'est pas correct, d'un point de vue conceptuel, de négliger la longueur de la BHA si $H_{\text{influx}} <$ longueur de la BHA, alors le kick sera très probablement ne circule pas à l'extérieur du puits de forage, mais il peut créer une situation dangereux où le kick fracturera avant d'atteindre le sabot.

III.4.2. Modèle dynamique multiphasique

Le modèle multiphasique dynamique est un modèle amélioré basé sur la tolérance simplifiée du gaz à bulle unique, où il prend en compte les changements des propriétés gaz-liquide dans un système de puits au cours d'un kick. Une illustration d'une bulle unique et d'une bulle multiphasique dynamique est présentée à la figure (Figure III.4). L'ampleur des changements pour ces fluides dépend de l'événement de contrôle du puits lorsqu'un kick est donné, suivi de la procédure standard de contrôle du puits consistant à arrêter les pompes et à fermer le BOP, puis à permettre à la pression du fond du trou d'être constante avant de faire circuler l'influx (Umar L, Thiam YY, Murad MSB, Woo WK, Nas S, Escalano B, et al.2014).

De ce fait, une phase multiple de fluides tels que le gaz et le liquide existe dans les propriétés d'un influx particulier, ce qui a un impact significatif sur le gradient de pression dans le système de forage par rapport à la phase gazeuse à bulle unique. Elle prend également en compte la caractéristique de la dispersion du gaz lors de la circulation de la boue pendant le forage. La migration et de l'expansion du gaz lors de la fermeture et de la circulation l'afflux de gaz tout en maintenant une pression constante au fond du trou, la dissolution du gaz dans la boue à base d'huile au fond du trou et sa sortie de la solution lorsque le point de bulle est atteint à la surface, ainsi que l'effet de la température de la formation et des fluides de forage (Procedures P.2008).

En outre, les propriétés variables telles que la géométrie du trou ou le volume annulaire, la perméabilité et la porosité du réservoir, la différence entre la pression du réservoir et la pression hydrostatique, la vitesse de circulation lors d'un kick et l'effet de la température au fond du trou et à la surface auront également un impact significatif sur le calcul de la tolérance au kick dynamique multiphasique (Procedures P.2008).

Au lieu d'appliquer uniquement la phase de gaz à bulle unique pour le modèle du kick tolerance, dans le modèle multiphasique dynamique, le modèle de perte de pression multiphasique a été appliqué pour déterminer les changements de gradient de pression d'un kick dans un puits de forage, ce qui est différent du modèle de gaz à bulle unique.

III.4.2.1. Comportement d'une venue de gaz

Lorsque du gaz de formation, souvent du méthane supercritique, pénètre dans l'annulaire pendant une activité 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) 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 (Feng,J,Fu,J,Chen,P.2016).

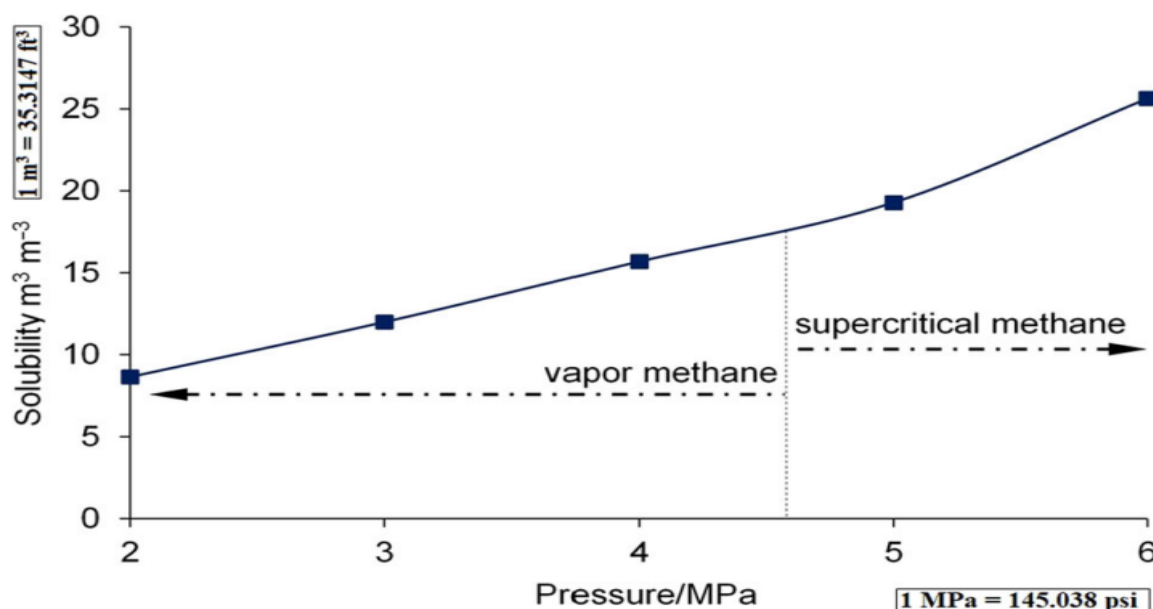


Figure III.6: Solubilité du CH4 dans le fluide à base d'huile à différentes pressions

Malheureusement, à des pressions plus élevées dans la partie plus profonde du puits, tout ou partie du gaz injecté peut se dissoudre dans la boue. À des pressions plus basses près de la tête de puits, le gaz dissous sortira de la solution, ce qui entraînera un dangereux retard

dans la détection de venue. Cela augmente considérablement le risque d'éruption (Tang, H,Zhang,S.Zhang,F.,Venugopal S.2018)

Il est donc très important de connaître la solubilité du gaz dans la boue. En outre, le rapport pression-volume-température du mélange et de boue dans l'espace annulaire a un effet significatif sur le modèle d'écoulement instable dans l'espace annulaire. Par conséquent, La variation de la pression dans le puits est beaucoup plus. Beaucoup plus compliquée, ce qui complique encore le Contrôle du puits.

L'étude de la solubilité du gaz dans les fluides de forage repose sur deux approches : le travail expérimental et la recherche de modélisation. Au cours des dernières années, l'étude de la solubilité du gaz dans les fluides de forage s'est concentrée sur différentes conditions de température et de pression. (Fing et a.2016) ont comparé la solubilité du méthane dans trois fluides de base (la saumure, l'huile minérale et la poly-alpha-oléfine). Que la solubilité du méthane dans l'huile minérale et la poly-alphaoléfine est beaucoup plus importante que dans la saumure (Feng, J, Fu, J, Chen, P.2016).

La similarité de la composition moléculaire augmente la solubilité, qui augmente également avec la pression (Figure III.6). Des travaux expérimentaux ont montré que la solubilité augmente avec la température (Tang, H, Zhang,S.Zhang,F.,Venugopal S.2018).

Pression dans le puits de forage est beaucoup plus compliquée, ce qui accroît encore la difficulté du contrôle du puits.

III.4.2.2.Perte de pression dans le modèle multiphasique dynamique

Les pertes de pression 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 peuvent être essentiellement plus que biphasées mais pas triphasées, comme les phases solide-liquide, liquide-liquide, gaz-liquide ou gaz-liquide. Dans ce cas particulier, nous supposons que les phases gaz-liquide sont considérées comme un afflux lorsqu'un événement de contrôle du puits s'est produit. Par rapport à l'écoulement monophasique, l'écoulement multiphasique est beaucoup plus compliqué : il n'y a pas de linéarité, l'écoulement passe de la phase laminaire à la turbulence, et les caractéristiques des instabilités biphasiques telles que le mouvement et la déformation de l'interface, l'effet de non-équilibre et l'interaction entre les phases (Moreno QJ.2005).

La perte de pression totale d'un fluide est constituée de la somme de la différence d'énergie potentielle (hydrostatique), de l'énergie cinétique (accélération) et de l'énergie de frottement sur les parois du passage. Cet équilibre énergétique, qui est à la base de tous les calculs de perte de pression, peut généralement s'écrire comme suit :

$$V_3 = \Delta P_{statique} + \Delta P_{friction} + \Delta P_{cinétique} \quad (III.14)$$

$$-\frac{dp}{dz} = g\rho_m + \frac{f_m v_m^2 \rho_m}{2d} + \rho_m v_m \frac{dv_m}{dz}$$

Pour la plupart des puits verticaux et inclinés, la composante de colonne hydrostatique dépend directement de la densité volumique moyenne du mélange, ρ_m (dominante). Par conséquent, la modélisation de l'écoulement diphasique se résume à l'estimation de la densité du mélange de fluides ou de la fraction volumique de gaz (Hasan A, Kabir CS, Sayarpour M.2007). La détermination des pertes de charge par frottement nécessite également une estimation de la densité du mélange et donc de la fraction volumique du gaz dans la conduite (Hasan AR, Kabir CS.1988). La densité du mélange, ρ_m est la moyenne de la masse volumique des deux phases, la densité du liquide, ρ_L , et la densité du gaz, ρ_g .

$$\rho_m = \rho_g f_g + \rho_L (1 - f_g) \quad (III.15)$$

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

$$f_g \neq \frac{v_{sg}}{v_m} \quad (III.16)$$

En utilisant le modèle homogène pour évaluer la perte de pression due aux frottements, le coefficient de frottement, pour tous les régimes d'écoulement est calculé à partir du nombre de Reynolds du mélange, Re_m qui prend en compte une viscosité moyenne du mélange, μ_m , basée sur la masse.

$$Re_m = \frac{D v_m \rho_m}{\mu_m} \quad (III.17)$$

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

La corrélation de Chen (Chen NH.1979) pour le facteur de frottement, f_m , dans les conduites rugueuses est ensuite appliquée. Chen (1979) a proposé l'équation suivante pour le

facteur de frottement couvrant toutes les gammes du nombre de Reynolds et de la rugosité relative (Turgut OE, Asker M, Coban MT.2014)

$$f_m = \frac{1}{\left[4 \log \left(\frac{\varepsilon/d}{3.7065} - \frac{5.0452}{Re_m} \log A \right)\right]^2} \quad (\text{III.18})$$

Où ε représente la rugosité de la conduite et A est le paramètre sans dimension donné par l'équation

$$A = \frac{(\varepsilon/d)^{1.1098}}{2.8257} + \left(\frac{7.149}{Re_m}\right)^{0.8981} \quad (\text{III.19})$$

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 (Hasan A, Kabir CS, Sayarpour M.2007). Les schémas d'écoulement observés dans le puits vertical sont présentés à la (Figure III.7). 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_∞ , et du paramètre sans dimension d'écoulement, C_0 , multiplié par la vitesse moyenne du mélange, v_m (Hasan A, Kabir CS, Sayarpour M.2007).

$$v_g = C_0 v_m + v_\infty \quad (\text{III.20})$$

où la vitesse moyenne du mélange, v_m , pour un écoulement vertical simultané vers le haut est donnée par la formule suivante

$$v_m = v_{sg} + v_{sl} \quad (\text{III.21})$$

Et à 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 :

$$v_m = v_{sg} - v_{sl} \quad (\text{III.22})$$

Si l'on considère que la vitesse du gaz in situ est le rapport entre la vitesse superficielle et la fraction de gaz en volume, il est possible de relier simplement la fraction de volume aux vitesses de phase dans ces régimes d'écoulement. Le signe plus dans le v_1 indique une

augmentation et le signe négatif 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 (Luo X,Zhang J,Tsuchiya K,Fan L-S.1997). La vitesse croissante d'une bulle sphérique augmente avec la taille de la bulle, car l'augmentation de la force du corps (flottabilité) domine l'augmentation de la friction dans ce régime de forme (Park SH,Park C, Lee Jin Yong, Lee B.2017).

$$f_g = \frac{v_g}{c_o v_m \pm v_\infty} \tag{III.23}$$

Où la fraction volumique calculée, f_g , peut alors être substituée dans l'équation de la densité moyenne du mélange (Hasan A,Kabir CS, Sayarpour M.2007).

$$\rho_m = \rho_g f_g + \rho_L (1 - f_g) \tag{III.24}$$

La valeur du paramètre sans dimension d'écoulement, C_0 , et de la vitesse de montée des bulles, v_∞ , 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

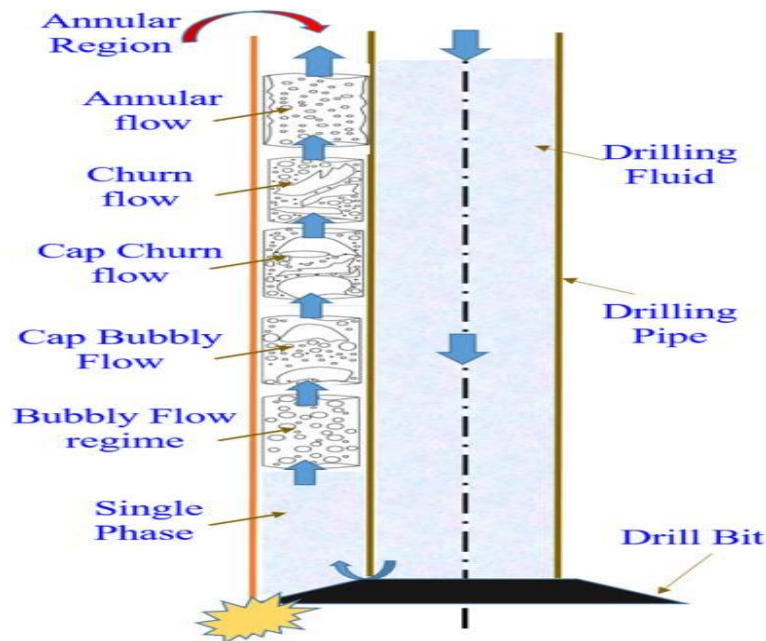


Figure III.7: Les différents régimes d'écoulement pour un puit de forage lorsqu'un kick est survenue (Brill JP.1987)

Conclusion

Dans la partie pratique, nous allons découvrir et étudier en détail les concepts de tolérance au kick et les modèles de calcul associés. Au moyen de différents scénarios et d'études de cas, nous réaliserons des évaluations précises de la tolérance pour une phase de

forage et nous étudierons des scénarios réels afin d'illustrer la gestion efficace des variations de pression. Nous examinerons également les procédures de contrôle de la pression, en démontrant leur importance dans la prévention de l'afflux de fluides.

La pratique renforcera notre compréhension théorique et développera les compétences pratiques nécessaires pour optimiser les opérations de forage tout en garantissant la sécurité des puits.

Chapitre IV
Étude de cas du champ
EL LEDJMET NORD

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), comme le montre (Figure IV.1) (Othman,A.A.A.,et al.2015), a été démarré en août 2018 avec une profondeur d'eau de 1998 pieds, et une profondeur de puits prévue de 15465 pieds Profondeur mesurée (MD)

Le forage de la section de 12,25 pouces à 8277 ft MD a entraîné un afflux de boue à base (OBM) à la surface avec un KT statique maximal prévu de seulement 56 bbls comme le montre le graphique ci-dessous Tableau 1, avec un KI de 0,4 livre par gallon (ppg) à 9330 pieds de profondeur verticale vraie (TVD). Profondeur verticale réelle (TVD).

L'augmentation importante du niveau du pit implique que du gaz s'écoule 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 bacs 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.

Étant donné le risque d'effondrement de la formation lors de la fermeture du puits ou de l'évacuation du kick, un contrôle du puits a été effectué avec un volume de 130 barils de boue. Cependant, des résultats inattendus ont montré que l'opération de suppression du kick pouvait être réalisée en toute sécurité, soulevant une question très importante, comment, avec un volume autorisé de 56 barils et une pression de formation (KI) de 0,4 ppg à une profondeur de 9330 pieds TVD, nous avons réussi à contrôler le puits sans problèmes de fond de trou.

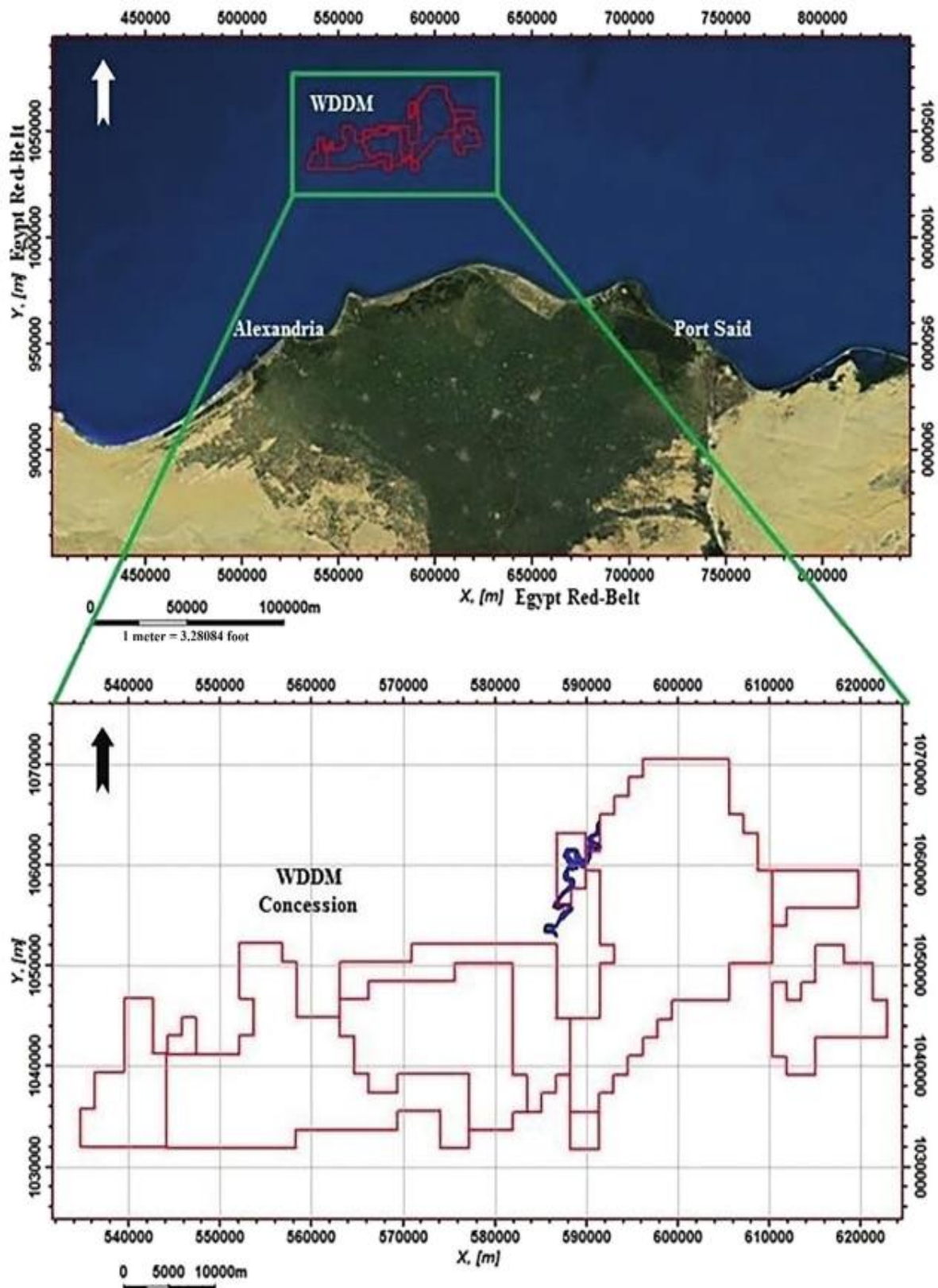


Figure IV.1 : Vue satellite de la concession West Delta Deep Marine, offshore de l'Égypte(Othman,A.A.A.,et al.2015).

IV.1. Énoncé du problème

Malgré la simplicité du modèle à bulle unique et la marge de sécurité qu'il offre, l'utilisation de l'approche classique rend difficile l'évaluation précise de la sécurité des procédés et des volumes de kick tolérables pour la majorité des puits profonds.

Le cas rapporté a montré que le trou était resté intègre, malgré l'observation en surface d'un volume important d'afflux, à savoir 130 barils. Une étude complète a été menée pour discuter des résultats et les lacunes qui ont conduit à une réponse différée à cet afflux. Le fait que le tubage soit resté en bon état malgré l'arrivée d'un tel volume à la surface peut être considéré comme une chance. Cependant, les ingénieurs voulaient comprendre pourquoi le volume de kick autorisé avait été dépassé de plus du double et comment ils avaient pu gérer ce volume de manière conventionnelle.

Il était intéressant de réaliser des simulations précises pour analyser comment le puits avait été contrôlé avec un KT deux fois supérieur à la limite autorisée, sans problèmes en fond de puits. Dans ce travail, nous visons à démontrer la validité de ce cas en effectuant une analyse similaire sur un autre puits, en utilisant une simulation avec des modèles de bulles monophasiques et multiphasiques via le logiciels de simulation de forage Drillbench™ et des calculs de kick tolerance de la bulle unique à l'aide d'un code Excel. L'objectif est de déterminer l'adéquation de l'hypothèse d'extension des limites multiphasiques et de leurs capacités associées.

IV.2. Méthodologie de recherche

Il est important de noter que la théorie de la bulle unique était utilisée avant la création d'un logiciel avec pression, volume et de température (PVT).

Le logiciel de simulation dynamique de forage Drillbench™ avec ses capacités transitoires et dynamiques uniques, est utilisé pour évaluer l'étude de cas sur le contrôle des puits. L'utilisation du module dynamique permet de simuler des conditions transitoires complexes, y compris la dissolution du gaz dans la boue à base d'huile. L'analyse transitoire prend en considération toutes les interactions des fluides entrants et leurs propriétés et affiche les résultats de l'analyse de la pression au niveau du sabot de tubage en fonction de l'état de ces fluides. Il était intéressant de réaliser des simulations précises pour d'examiner comment le puits a été contrôlé avec plus de volume tolérable de kick autorisé sans problèmes en fond de puits.

Dans ce travail, une évaluation empirique a été réalisée dans le puits (ELJN-3) au niveau de la phase de forage 8.5 '' (Open Hole) à la côte de 4435m, où le volume de kick qui a été contrôlé de 4 m³. Dans le cadre d'une circulation de contrôle de puits avec l'étude de ce cas pour les modèles à bulle unique et multiphasiques, en utilisant une feuille Excel développée basée sur les équations de la bulle unique et Drillbench™ afin de déterminer dans quelle mesure l'hypothèse d'un volume du kick prolongé est réaliste, pour déterminer le degré de fiabilité de contrôle d'un puits.

IV.3. Présentation des données disponibles

Dans le cas de notre puits d'étude nous avons choisi plusieurs données qui sont disponibles telles que les tests du puits (LOT, FIT, ...), etc, à l'aide de la disponibilité des documents ci-dessous :

- ✓ Rapport d'incident
- ✓ Programme de forage
- ✓ Les données de l'offset Wells
- ✓ Des autres documents qui liées

IV.4. Données du puits

Englobent la localisation générale et les Offset Wells, la lithologie du puits, le profil de température, et la pression estimée du réservoir, offrant une vision complète des caractéristiques et conditions du site

Tableau IV.1: Informations générales

| | | |
|--------------------------------------|-------------------------------------|----------------------------------|
| Le nom du puits | EL LEDJMET NORD -3 (ELJN-3) | |
| Champ | Rhourde Nouss-In Amédjane | |
| Basin/ Bloc | BERKINE /237f | |
| Coordonnées UTM/Géographiques | X = 287 686,313m | M : 06° 47' 53.22702'' E |
| | Y = 3 325 019,882m | L : 30° 02' 24.60777 '' N |
| | Zt = 264,916m | Zs = 255.766m |
| Profil | VERTICAL | |
| Objectifs Targets | Grès d'Ouargla & Quartzite de Hamra | |
| Profondeur totale du puits | 5067m | |
| Formation TD | Quartzite de Hamra | |

- Localisation générale et Offset Wells

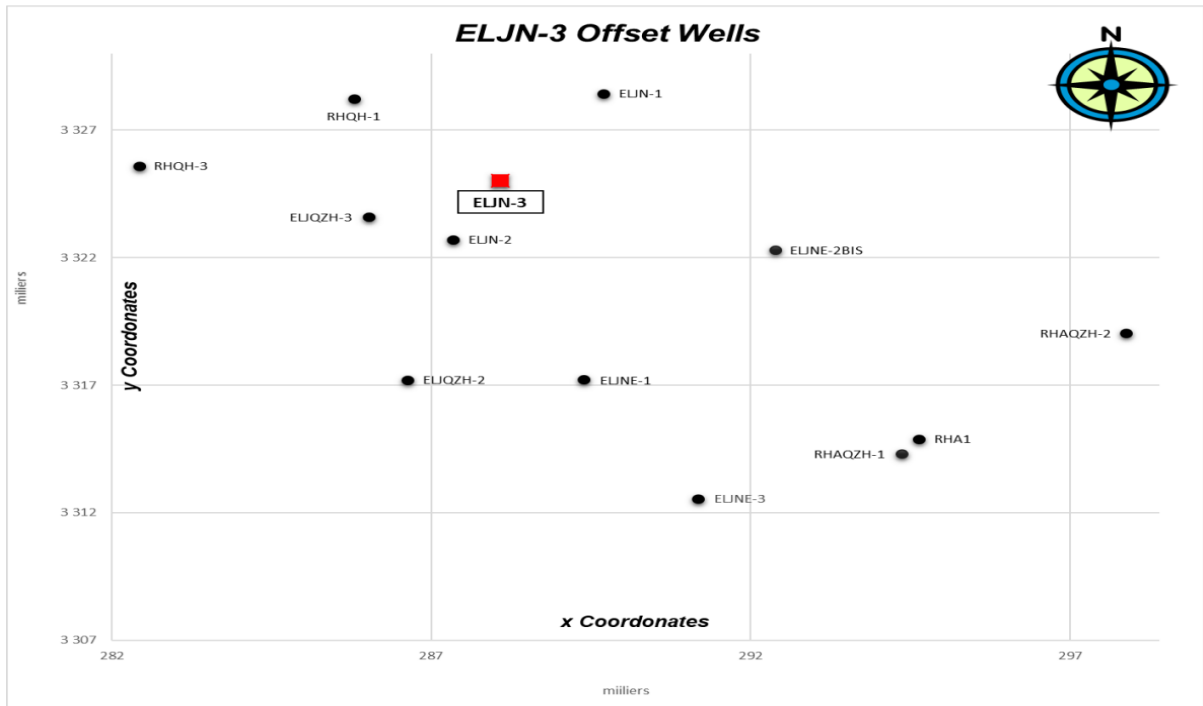


Figure IV.2: Les puits adjacents

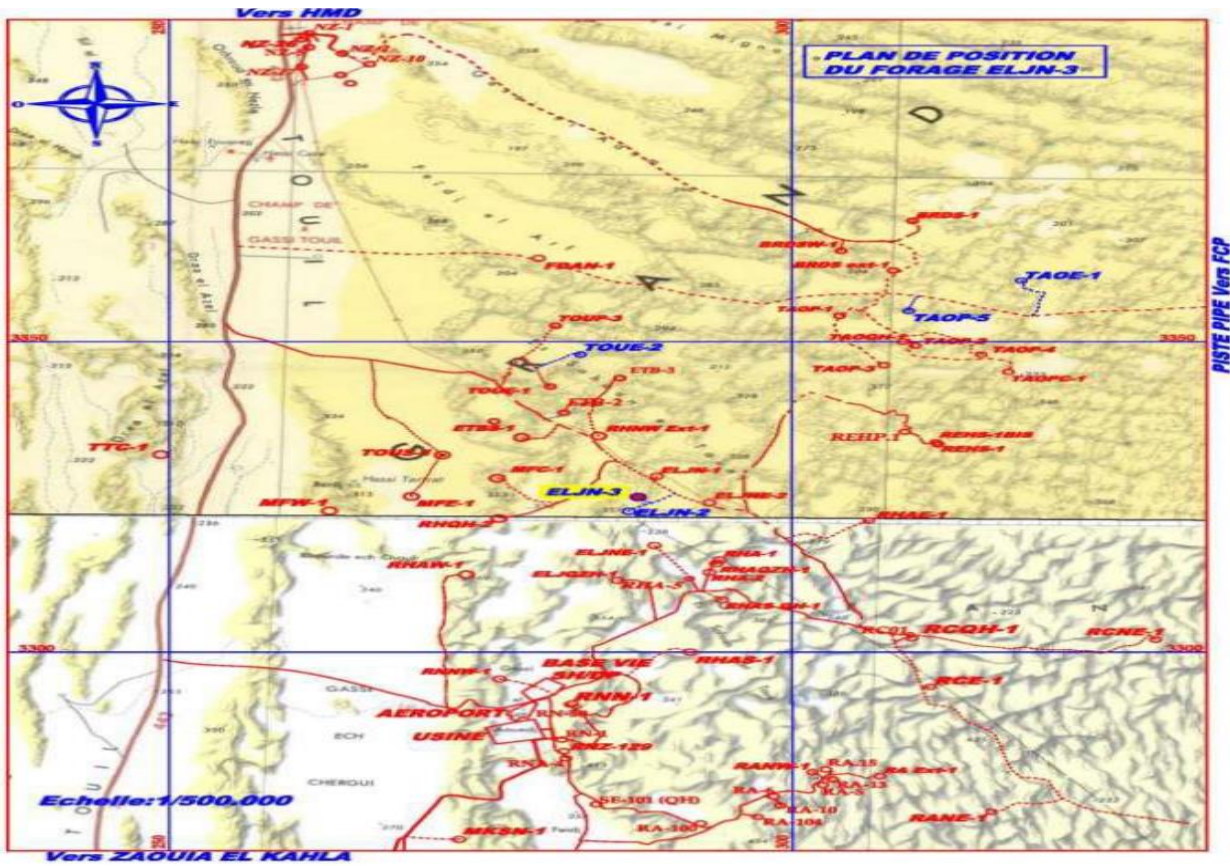


Figure IV.3 : Localisation générale du puits

-Lithologie du puits

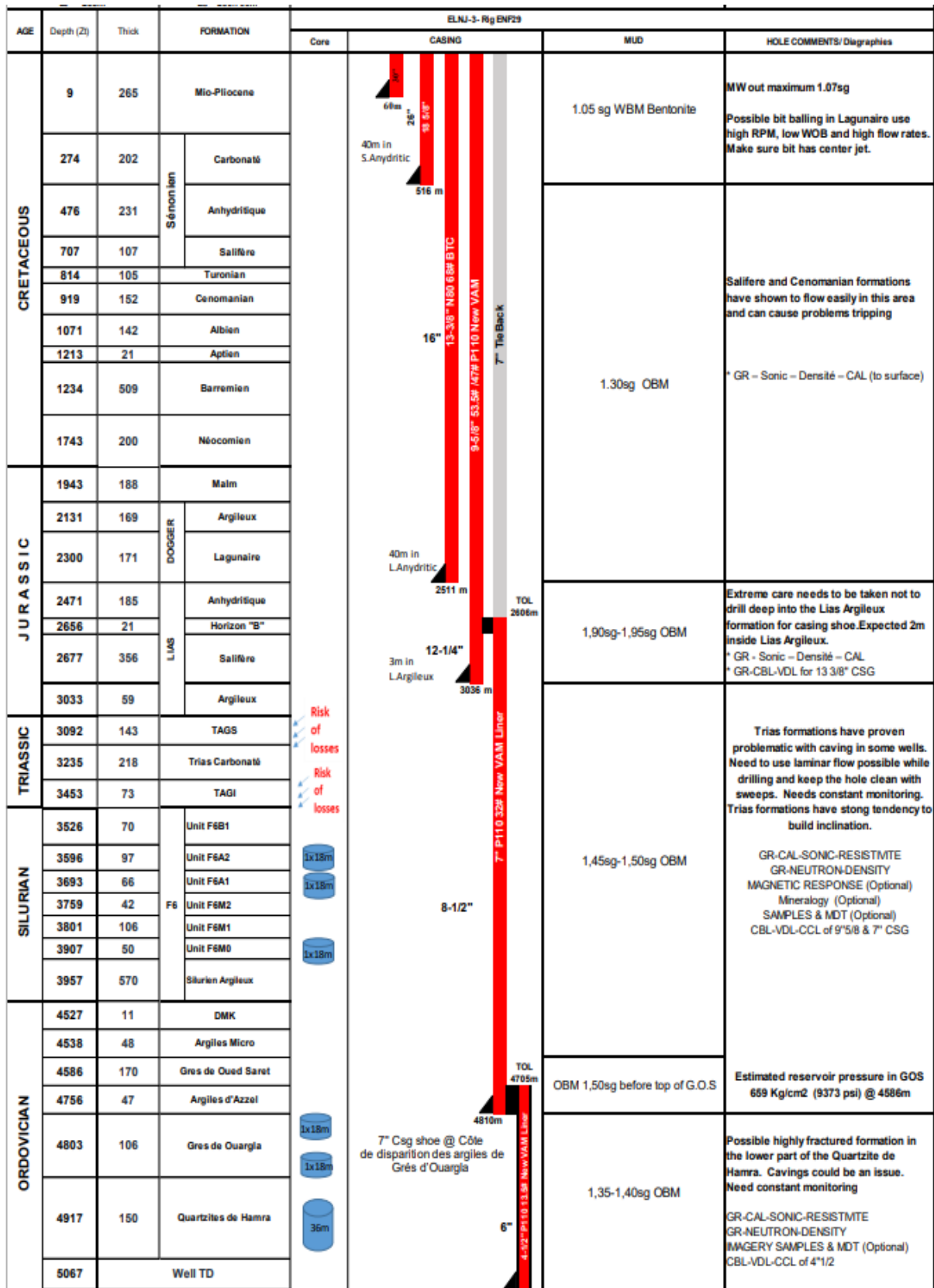


Figure IV.4 : Lithologie du puits

-Profil de température

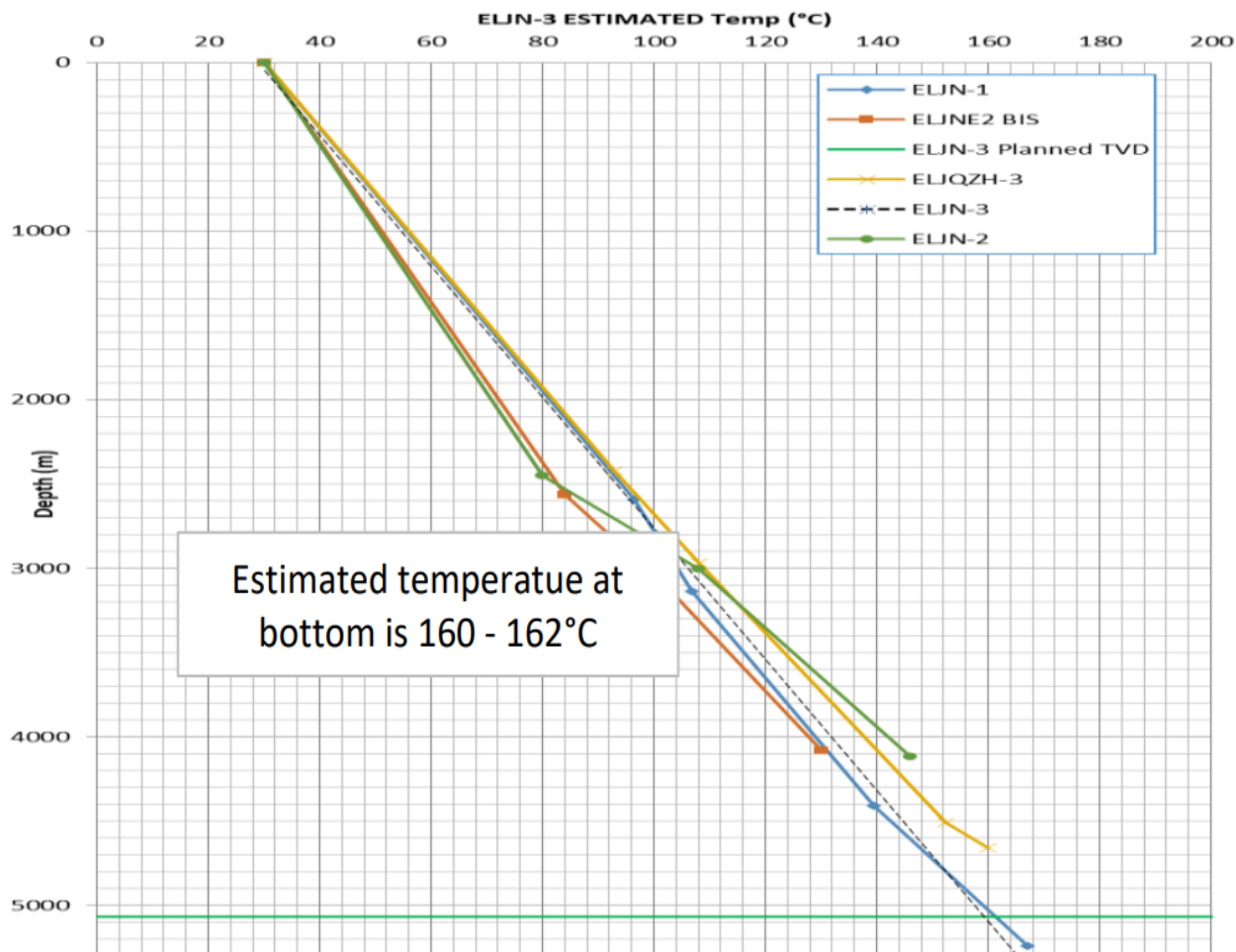


Figure IV.5: Profil de température de (ELJN-3)

- Pression du réservoir estimée

Tableau IV.2: Pression de réservoir estimée

| Formation | Pression (kg/cm2) | Profondeur | Pression (psi) |
|-------------|-------------------|------------|----------------|
| Silurien A1 | 406 | 3693 | 5774 |
| Silurien M2 | 416 | 3759 | 5917 |
| Silurien M1 | 418 | 3801 | 5946 |
| Silurien M0 | 459 | 3907 | 6528 |
| GOS | 659 | 4586 | 9374 |
| QH | 470 | 4917 | 6685 |

IV.5. Le résumé de l'incident

EL LEDJMET NORD -3 (ELJN-3) est situé dans la région de Rhourde Nouss In Amédjane, champ EL LEDJMAT à BERKINE /237f . Il est planifié comme un puits vertical d'exploration, afin d'étudier les réservoirs d'hydrocarbures du Grès de Ouargla et du Quartzite de Hamra. Au moment de l'événement, le tubage de 9-5/8" a été cimenté à 3056m et la section de 8-1/2" a été forée à 4499m.

Lors du forage avec packed hole BHA en utilisant un densité de boue de 1,45 g, le pourcentage de gaz total a augmenté de façon radicale. Après avoir arrêté le forage et effectué un flow check le puits a été fermé et SIACP de 500psi a été observé. Le gain détecté était de 500 l. Une circulation à travers le poorboy degaser a été lancée pendant une heure et demie avec un débit de 492 lpm et une pression de circulation de 665 psi . Ouvrez le puits encore et circulez pendant 30 minutes. Après la fermeture du puits, une pression de 800 psi a été enregistrée. Et le Gain= 4000l=4 m3. la méthode wait & weight a été utilisée pour déplacer le puits à l'aide de kill mud de 1,54 g d'OBM et pour éliminer la boue contaminée par l'influx de gaz en appliquant une back pressure de 250psi. Arrêter la circulation après un cycle et fermer le puits, Pt et Pa= 0psi.le puits a été confirmé stable. Cet incident serait identifié comme un underbalanced Kick.

- ✓ La première cause de cet incident est une densité de boue insuffisante.
- ✓ La Wait & Weight est la meilleure méthode pour traiter ce kick identifié comme un underbalanced afin d'éliminer l'influx et de pomper la boue dans la même circulation.
- ✓ Le poids de boue de 1,54sg utilisé pour tuer le puits était basé sur l'intensité du kick et également sur le programme de forage qui a préconisé une densité de boue de 1,45-1,54sg pour forer la section 8^{1/2}".

IV.6.Kick tolerance avec le modèle de la bulle unique (Single Bubble model)

IV.6.1. Les données de calcul

Tableau IV.3: Les données de calcul

| | | | |
|--|------------|-----------------------------|-----------------------------|
| Well Depth,TMD & TVD | 4810 m | Hole Size | 8 ^{1/2} inches |
| Casing Shoe Depth | 3036 m | Casing | 9 ^{5/8} 53.5#lb/ft |
| Fracture grad | 2.05 sg | HWDP & DP | 5 inches |
| Current mud weight | 1.45 sg | DC | 6 ^{1/2} inches |
| Kick intensity for SH exploration wells | 0.12 sg | DP & HWDP length | 1558 m |
| Mud Hydrostatic pressure at TD | 9912 m | DC length | 216 m |
| Choke Operator error | 100 psi | Ann.Cap DC/OH | 15.2 l/m |
| Influx Gradient | 0.2 psi/ft | Ann.Cap DP/OH | 23.3 l/m |

IV.6.2. Les résultats de calcul

En utilisant une feuille d'Excel développée pour le calcul de la tolérance au kick qui destinée et basée sur l'approche de la bulle unique, comme nous l'avons mentionné précédemment au chapitre 4, ce modèle 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 donné un kick tolerance de 12 m³ à une profondeur de la phase 8^{1/2} qui a été programmée jusqu' à la côte de 4810 m pour fermer en toute sécurité et évacuer et déplacé le gain au-dessus du sabot de la dernier tubage sans le fracturé.

Tableau IV.4 : Les résultats de calcul de kick tolerance pour le modèle de bulle unique

| | | | |
|--|------------------|-----------------------------------|----------------------------|
| Current MAASP= | 2588 psi | Case I : Hmax at the Shoe | |
| SIDPP= | 820 psi | Vg at (Shoe)= | 15.40 m³ |
| Maximum Tolerable length of gas influx | | | |
| Hmax= | 661 m | Equivalent Volume at Bottom | |
| | | Veq at bh= | 12.69 m³ |
| The fracture pressure at the shoe: | | | |
| Pfrac= | 8843 psi | Case II : Hmax at the Bottom Hole | |
| Estimated formation pressure | | Vg at bh= | 13.65 m³ |
| Pfor= | 10732 psi | Kick Tolerance= | 12.69m³ |

IV.7.Simulation pour le modèle multiphasique avec le logiciel Drillbench

Une simulation dynamique de même volume tolérable du modèle à bulle unique qui a été donne volume de 12.69 m³. Les résultats sont comme suit (Figure IV.6). Une simulation dynamique d'un kick de 13 m³ génère une pression de 8120 psi, ce qui est inférieur à la pression de fracturation du sabot qui a été estimée de 8843 psi.

Cette différence peut s'expliquer par le fait que le modèle à bulle unique ne prend pas en considération les interactions entre le gaz et le liquide dans le puits, ce qui peut sous-estimer les variations de pression et de volume. La simulation dynamique plus complexe, prenant en compte un volume de kick de 13 m³, intègre des paramètres plus réalistes, comme la variation de la densité.

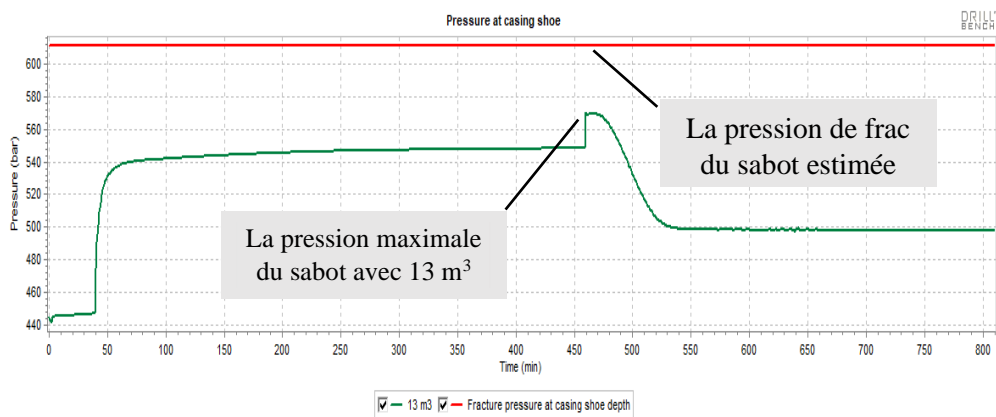


Figure IV.6: Pression générer au niveau de sabot par un volume de 13 m³

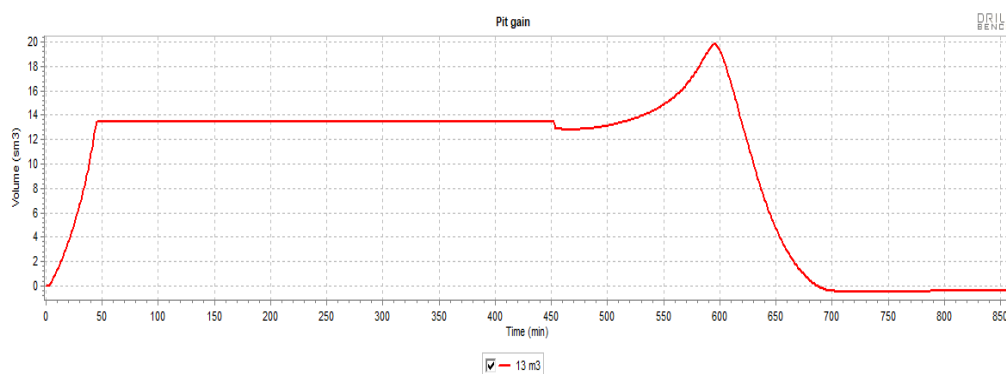


Figure IV.7: Volume de gain lors de la simulation de 13m³ de kick

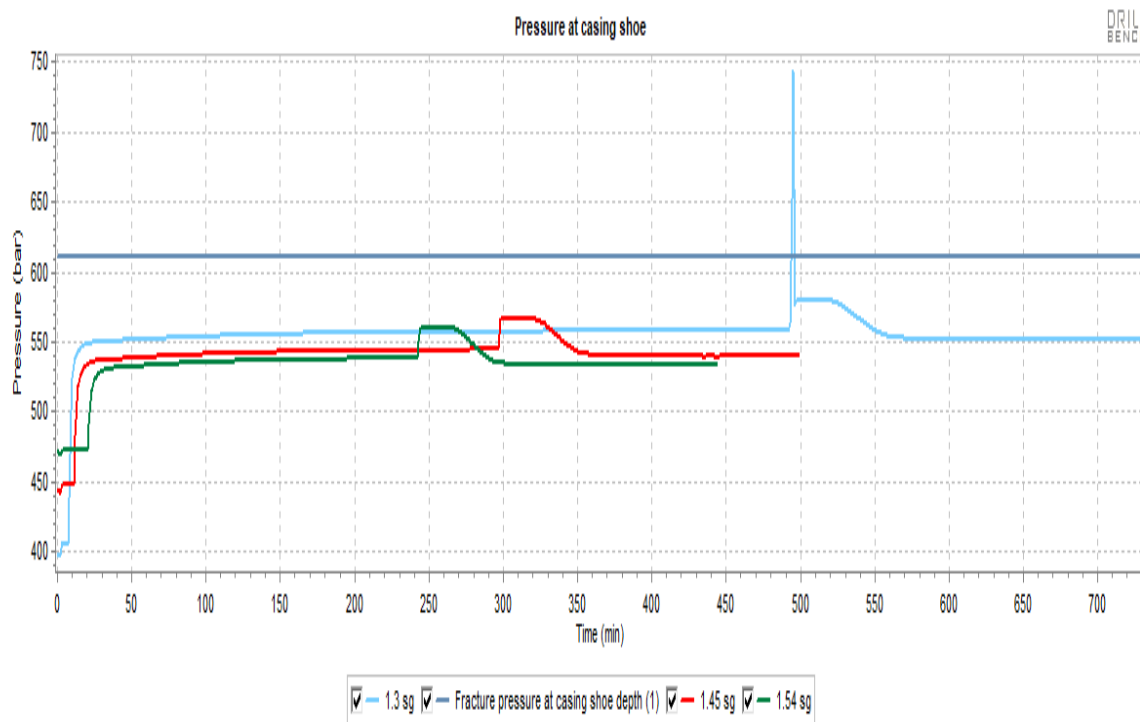
IV.8. L'étude d'influence des paramètres sur le kick tolerance

Tableau IV.5 : Les données de puits d'étude (ELJN-3)

| | | | |
|--|--|--|------------------|
| Propriétés du puits | Profondeur vertical total OH 8 ^{1/2} | 4810 m | |
| | Profondeur de kick | 4435 m | |
| | Open hole | 8 ^{1/2} " | |
| | Profondeur de dernier sabot de tubage 9 ^{5/8} | 3036 m | |
| Propriétés de formation | Pression de pore estimée | 1.15 sg | |
| | Pression de fracturation | 2.05 sg | |
| Propriétés de boue avec 1.45 sg | OBM | PV =18 cp Y _p =20 lb/100ft ² R _{pm3} = 9 pa OWR= 90/10 | |
| | WBM (KCL Polymer) | PV=10 cp Y _p = 16 lb/100ft ² R _{pm3} = 5pa | |
| | configuration de control de venue | Méthode de circulation | Driller's method |
| | | Débit de circulation | 600 lpm |

IV.8.1. L'effet de la densité du fluide de forage

La figure (FigureIV.8) illustre l'impact des variations de densité de boue sur la pression du sabot de tubage, en utilisant de la boue à base d'huile (OBM) avec des densités spécifiques (sg) de la même phase des puits adjacents de 1,30, 1,45 et 1,54 dans notre puits. La simulation a maintenu un gain de puits de surface constant de 4 m³ pour chaque poids de boue. Cependant, les volumes d'afflux de gaz en fond de puits varient en raison des pressions hydrostatiques variables créées par chaque densité de boue. Plus précisément, les volumes d'afflux de gaz enregistrés étaient de 5 m³, 4,5 m³ et 4,3 m³ pour 1,30 sg, 1,45 sg et 1,54 sg respectivement. Des densités de boue plus faibles entraînent des pressions hydrostatiques plus basses, ce qui permet à une plus grande d'expansion de gaz pénétré dans le puits de forage. Par conséquent, avec des densités de boue plus faibles ce qui correspond à la valeur 1.30 sg, l'afflux de gaz est plus important, ce qui entraîne des pressions de choke plus importantes et ça provoque la fracturation du point faible au niveau du sabot de tubage, car le volume de gaz plus important exerce une pression élevée sur le puits et le sabot de tubage. Cela démontre que l'utilisation d'une densité de boue plus faible augmente le risque de pressions plus élevées et de problèmes potentiels de contrôle du puits en raison d'afflux de gaz plus importants.



FigureIV.8 : Simulation de différentes densités de boue de la même phase de puits adjacents

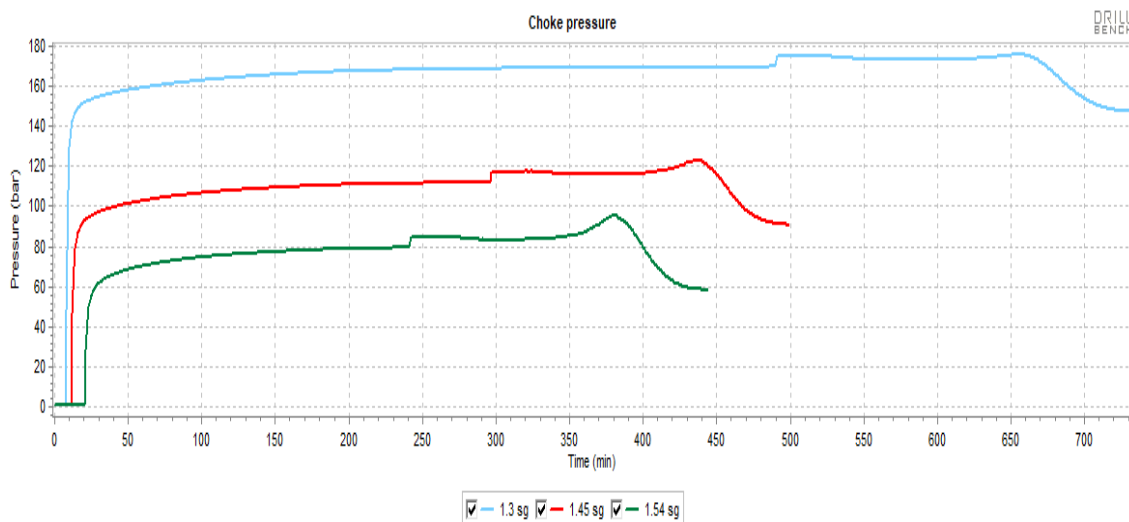


Figure IV.9: La variation de la choke pressure avec différentes densité de boue

IV.8.2. L'effet de la pression du réservoir

L'influence de la pression du réservoir sur les pressions annulaires du puits et la pression du sabot de tubage dans un puits foré à l'OBM est illustrée dans la figure (Figure IV.10). La variation de la pression du réservoir a provoqué un changement remarquable de la pression au niveau du sabot de tubage et de la pression annulaire. La pression plus élevée de la formation s'est traduite par un afflux plus important dans le puits. Même si bien que le gain en surface a été maintenu constant à 4 m³, les valeurs de l'influx total en fond de puits étaient de 4,25 m³, 4,5 m³ et 4,6 m³ avec des pressions de réservoir de 630, 669 et 690 bars respectivement. Ainsi, les plus grands volumes d'influx créent des pressions annulaires plus élevées dans le puits. De même, la pression maximale du sabot de tubage observée était de 590 bars. Cette augmentation significative de la pression peut dépasser la pression de fracture au niveau du sabot.

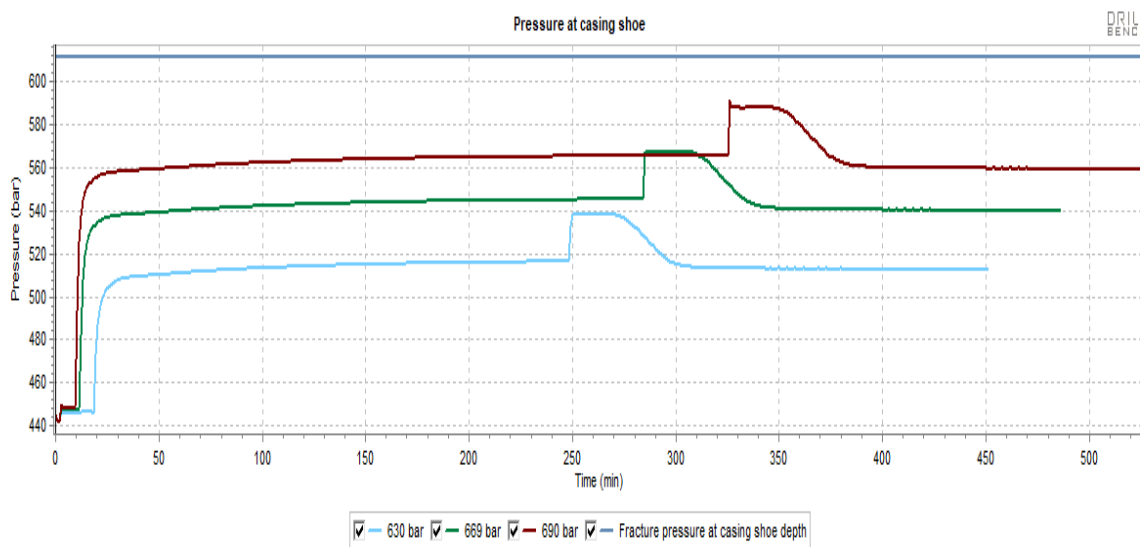


Figure IV.10: La pression générer au niveau du sabot par différentes pressions de formation

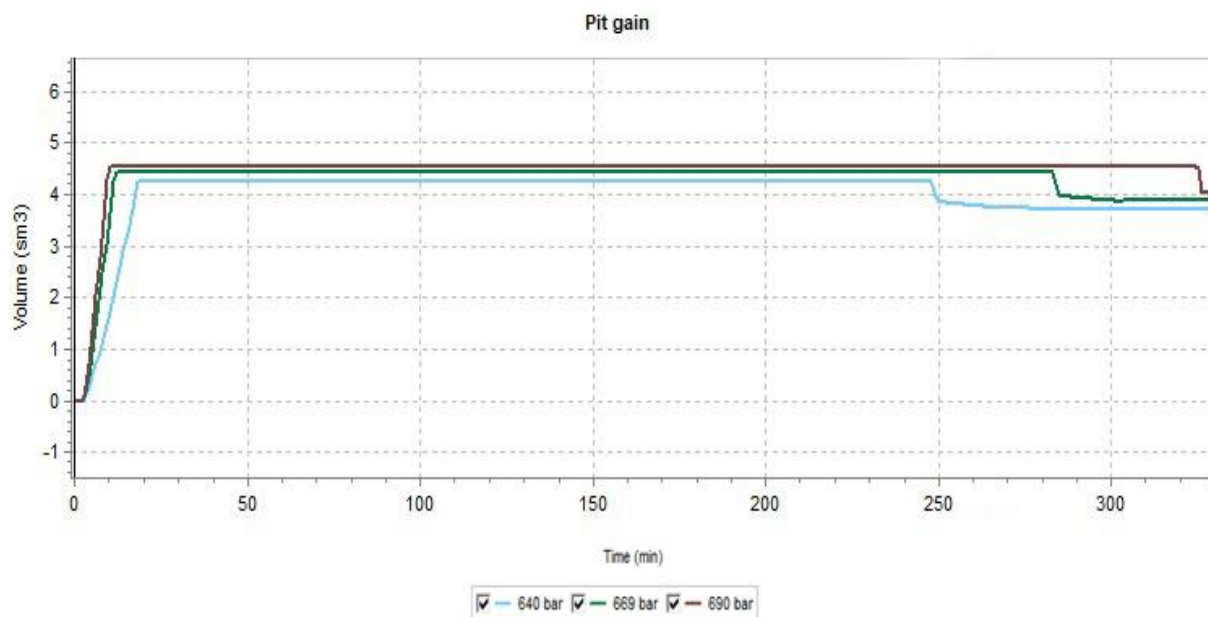


Figure IV.11 : L'évolution de pit gain avec différentes pressions de formation

En conséquence, dans ces simulations examinant l'influence de la densité de la boue de forage et de la pression du réservoir sur le kick intensity, nous avons identifié une relation claire définie par la formule ce que nous avons mentionné dans le chapitre IV : L'intensité du kick = pression du réservoir - densité de la boue de forage. Les résultats montrent que lorsque la densité de la boue de forage diminue, l'intensité du kick augmente en raison de la pression hydrostatique plus faible exercée par la colonne de boue. Par contre, plus la densité de la boue est élevée, plus l'intensité du kick est faible, car la pression hydrostatique plus élevée. D'autre part, lors P_r augmente, KI augmente.

IV.8.3. L'effet de l'espace annulaire

L'effet de l'espace annulaire sur les pressions de puits et sur la vitesse de circulation du gaz a été étudié à l'aide de trois différents types d'espace annulaire (Tableau IV.6). (La figure IV.12.c) présente la pression du sabot de tubage pour trois espaces annulaires différents. Plus la clairance annulaire est étroite, plus les variations de pression sont importantes. Dans un espace annulaire étroit, la colonne de gaz occupe une plus grande hauteur que dans une espace annulaire plus grand. Par exemple, la pression du sabot de tubage était de 611,4 bars pour l'espace annulaire la plus étroite utilisé dans cette étude. Elle était de 570 bars pour l'espace annulaire moyen et de 560 bars pour l'espace annulaire le plus large. (La figure IV.12.b) illustre que l'espace annulaire étroite affecte également sur la vitesse de circulation des gaz de la même manière avec les graphes de pression pour chaque configuration. La vitesse de circulation des gaz dans l'espace annulaire le plus petit était 55% plus élevée que dans l'espace annulaire le

plus large. Les vitesses de déplacement du gaz étaient de 0,76 m/s, 0,44 m/s et 0,33 m/s pour des espaces petits, moyens et grands, respectivement.

Tableau IV.6: Les valeurs de clairance annulaire du puits

| | Capacité DC /OH 8 ^{1/2} l/m | Capacité DP /OH 8 ^{1/2} l/m |
|-----------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| Configuration 1 | DC 5'' / OH = 23.9 | DP 3 ^{1/2} / OH = 30 |
| Configuration 2 | DC 6 1/2'' / OH = 15.2 | DP 5'' / OH = 23.3 |
| Configuration 3 | DC 7 ^{3/4} '' / OH = 6.2 | DP 6 ^{5/8} '' / OH = 13.6 |

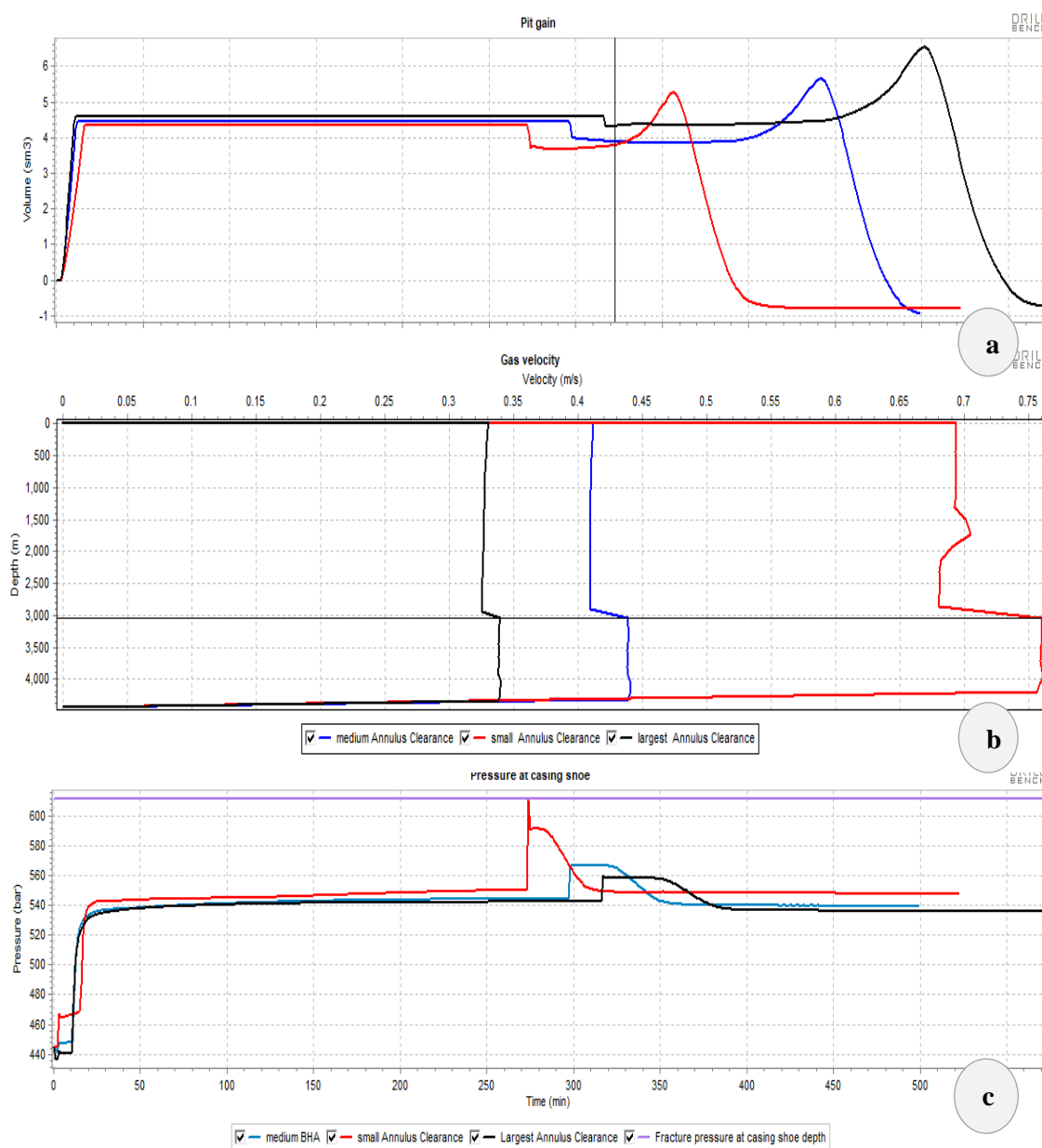


Figure IV.12 : L'effet de différente configuration annulaire du puits, (a) pit gain, (b) la vitesse de gaz, (c) pression au niveau du sabot

IV.8.4. L'effet de type de boue

La figure (figure IV.13) illustre l'impact des différents types de boue sur la pression du sabot de tubage avec un gain de 4 m³. L'analyse de sensibilité a été réalisée en utilisant deux types de boue : la boue à base d'huile (OBM) comme référence et la boue à base d'eau (WBM) comme paramètre variable. La comparaison de la pression maximale du sabot de tubage entre l'OBM et la WBM montre que l'OBM génère une pression notablement inférieure à la pression de rupture du sabot de tubage. Cette différence peut s'expliquer par les caractéristiques de solubilité et de compressibilité du gaz dans les boues à base d'huile.

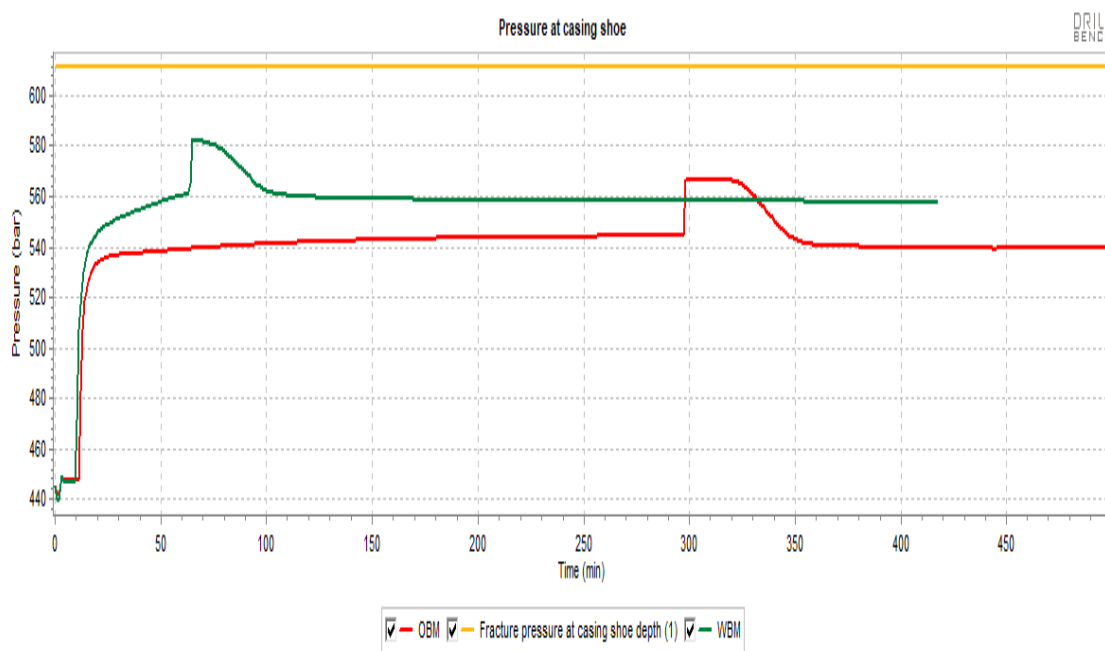


Figure IV.13 : La pression générée au niveau du sabot dans l'OBM et WBM

IV.8.4.1. La simulation de la tolérance au kick pour les deux types de boue et discussion

Les figures ci-dessous fournies illustrent divers résultats de simulation utilisant différents types de fluides de forage, en particulier la boue à base d'eau (WBM) et la boue à base d'huile (OBM). La simulation des figures (Figure IV.14) et (Figure IV.15) montre que le volume maximal tolérable pour les boues à base d'eau est de 13 m³ et de 16 m³ pour les boues à base d'huile. Le gaz libre pour l'OBM et le WBM montre que les deux types de boues gèrent efficacement la présence de gaz libre, pour la circulation du gaz dans le WBM il y a un gaz libre pendant tout le parcours du gaz dans l'espace annulaire comme l'indique la figure (Figure IV.17). D'autre part, pour l'OBM il y a un gaz libre au moment où le gaz est au fond et pendant la circulation à travers l'espace annulaire on remarque la disparition du gaz libre et après

l'arrivée du kick a la cote de 1500m qui correspond la point de bulle de mélange (OBM, gas) on constate l'apparition d'un pourcentage de gaz libre comme le montre sur la figure (Figure IV.16) . En outre, la vitesse de migration du gaz par rapport au volume tolérable révèle que le WBM présente un pic remarquable dans la vitesse de migration, indiquant un mouvement rapide du gaz, tandis que le OBM présente une augmentation contrôlée et graduelle. Ces simulations montrent que le WBM réagit plus rapidement, tandis que l'OBM présente un comportement plus stable et contrôlé dans des conditions similaires.

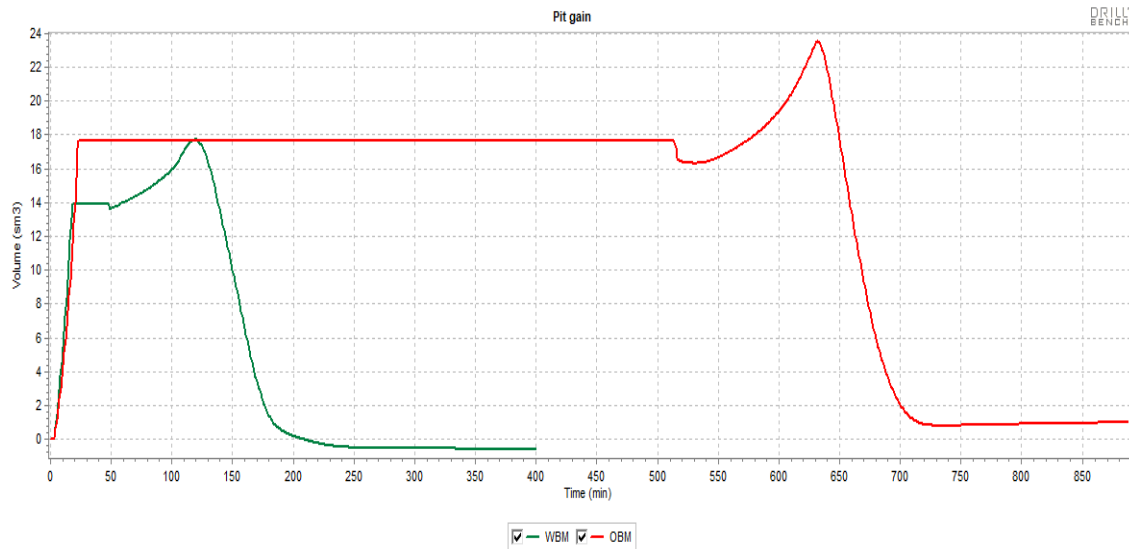


Figure IV.14: Volume de gain lors de la simulation de 13m3 avec WBM et 16m3 avec OBM

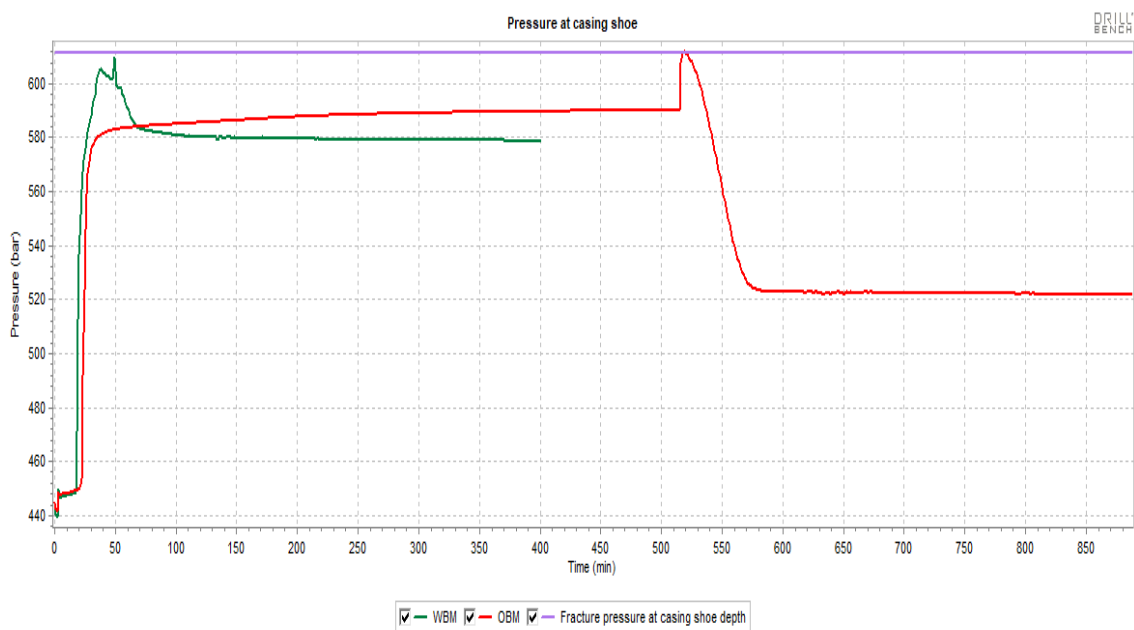


Figure IV.15: La pression générée au niveau du sabot par l'OBM et WBM avec le kick tolerance de chacun

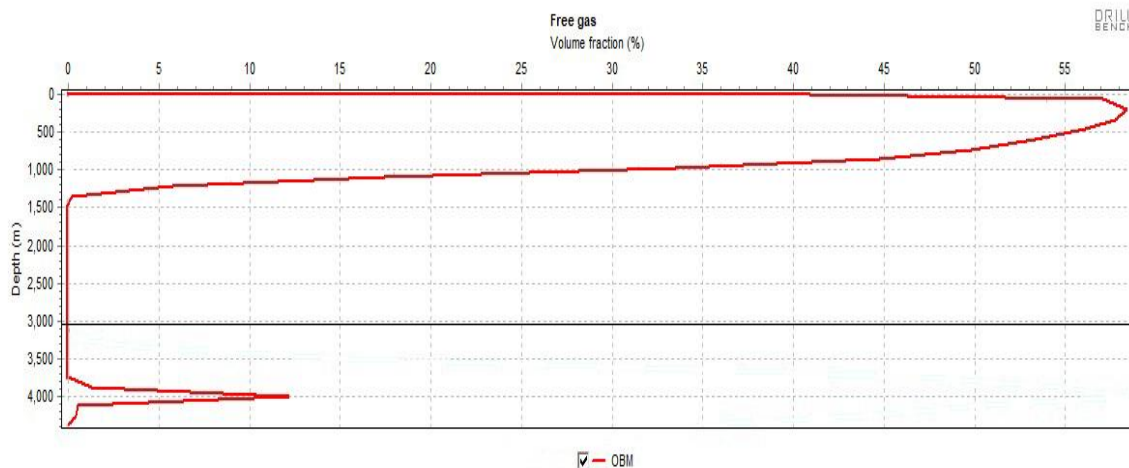


Figure IV.16: Le gaz libre de kick tolerance pour L’ OBM et WBM

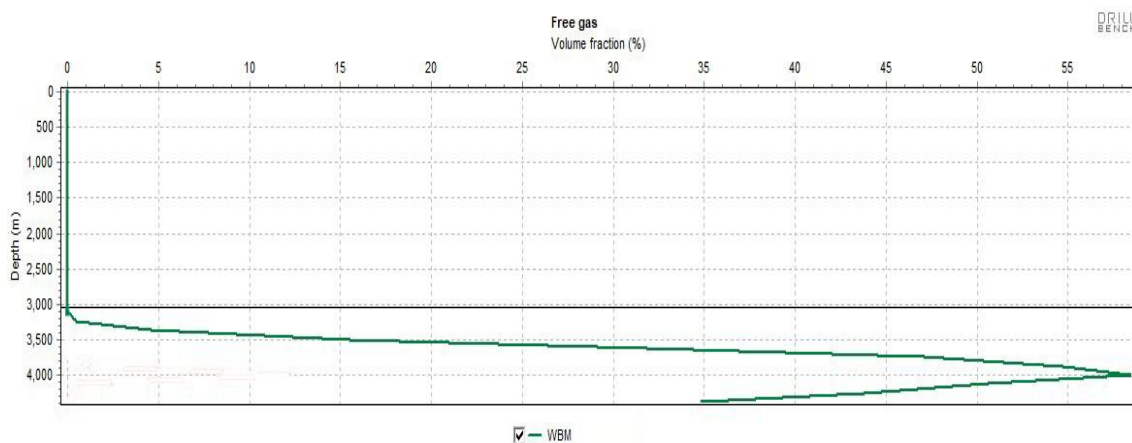


Figure IV.17: Le gaz libre de kick tolerance pour le WBM

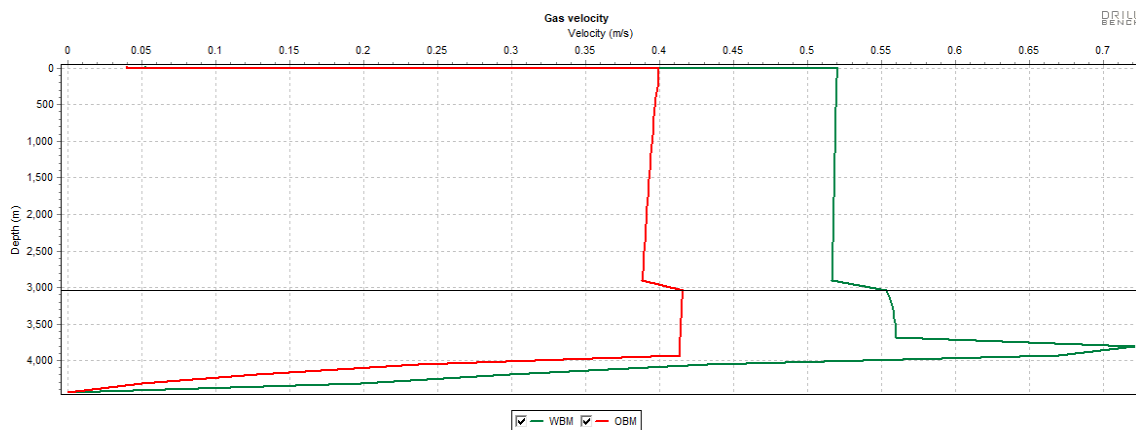


Figure IV.18: La vitesse de migration de gaz avec le kick tolerance pour L’OBM et WBM

En conséquence .dans la boue à base d'eau, un kick de gaz est considéré comme non soluble. Cette caractéristique entraîne la formation de bulles de gaz libres dans la boue, qui peuvent migrer vers le haut du puits. Nos expériences ont démontré qu'à des concentrations de gaz supérieures à 55 %, la vitesse de migration du gaz peut atteindre 0,75 m/s. Cette vitesse de migration élevée présente un risque

important de changements rapides de pression dans le puits, à l'opposé de ce qui se passe dans l'OBM, une vitesse de 0.42 m/s et friction de gaz libre de 12%.

En raison des compositions similaires à base de carbone et de la nature non polaire des molécules de gaz et des hydrocarbures, le gaz est soluble dans l'huile, ce qui permet un mélange homogène. La pression élevée dans les environnements de subsurface augmente la solubilité du gaz dans l'huile. En outre, la solubilité du gaz dans les fluides OBM entraîne des pertes de pression significative en dissolvant le gaz dans l'OBM, ce qui permet d'accepter un volume plus tolérable par rapport au WBM pour atteindre la même pression maximale au niveau du sabot de tubage sans fracture. Au cours de la circulation de gaz vers le haut dans l'OBM, la pression et la température diminuent, pour finalement atteindre le point de bulle. À ce moment-là, les premières molécules de gaz quittent la phase liquide, et l'apparition de bulles de gaz libre.

IV.8.5. L'effet de débit de circulation

Cette partie présente les résultats d'une analyse de sensibilité visant à examiner l'impact des variations du taux de débit de circulation (débit réduit) sur le sabot du tubage dans une simulation multiphasique dynamique. L'analyse de sensibilité a été réalisée uniquement avec l'OBM avec un gain de 4 m³, en faisant varier le débit réduit à 20, 30 et 40 l/stroke. La figure (Figure IV.19) montre l'analyse de sensibilité sur différents débits de circulation sur la pression de pompe (pression de refoulement), la pression générée au niveau du sabot et la vitesse de gaz.

D'après les observations sur la figure (Figure IV.19.a), lorsque le débit de circulation augmente de 316 à 632 lpm, la pression au niveau du sabot à la fermeture et pendant d'évacuation de gain est presque la même avec une variation sur le temps d'enregistrement de la pression. Cependant, il est possible de constater que le débit de circulation affecte légèrement sur la pression de refoulement (pump pressure) comme le montre la figure (Figure IV.19.b). Lorsque la pompe est mise en marche, la pression de la pompe augmente à mesure que le débit de circulation augmente. In addition, des débits de circulation plus élevés entraînent des vitesses plus importantes. Lorsque le débit augmente, une plus grande quantité de fluide est pompée dans le puits de forage, ce qui déplace le gaz à une vitesse plus élevée, comme le montre la figure (Figure IV.19.d).

Tableau IV.7: Les débits réduits utilisables sur chantier pour une pompe de boue triplex 6''/12''

| | | | |
|-----------------------------|-----|-----|-----|
| Le débit en L/Stroke | 20 | 30 | 40 |
| Le débit en L/min | 316 | 474 | 632 |

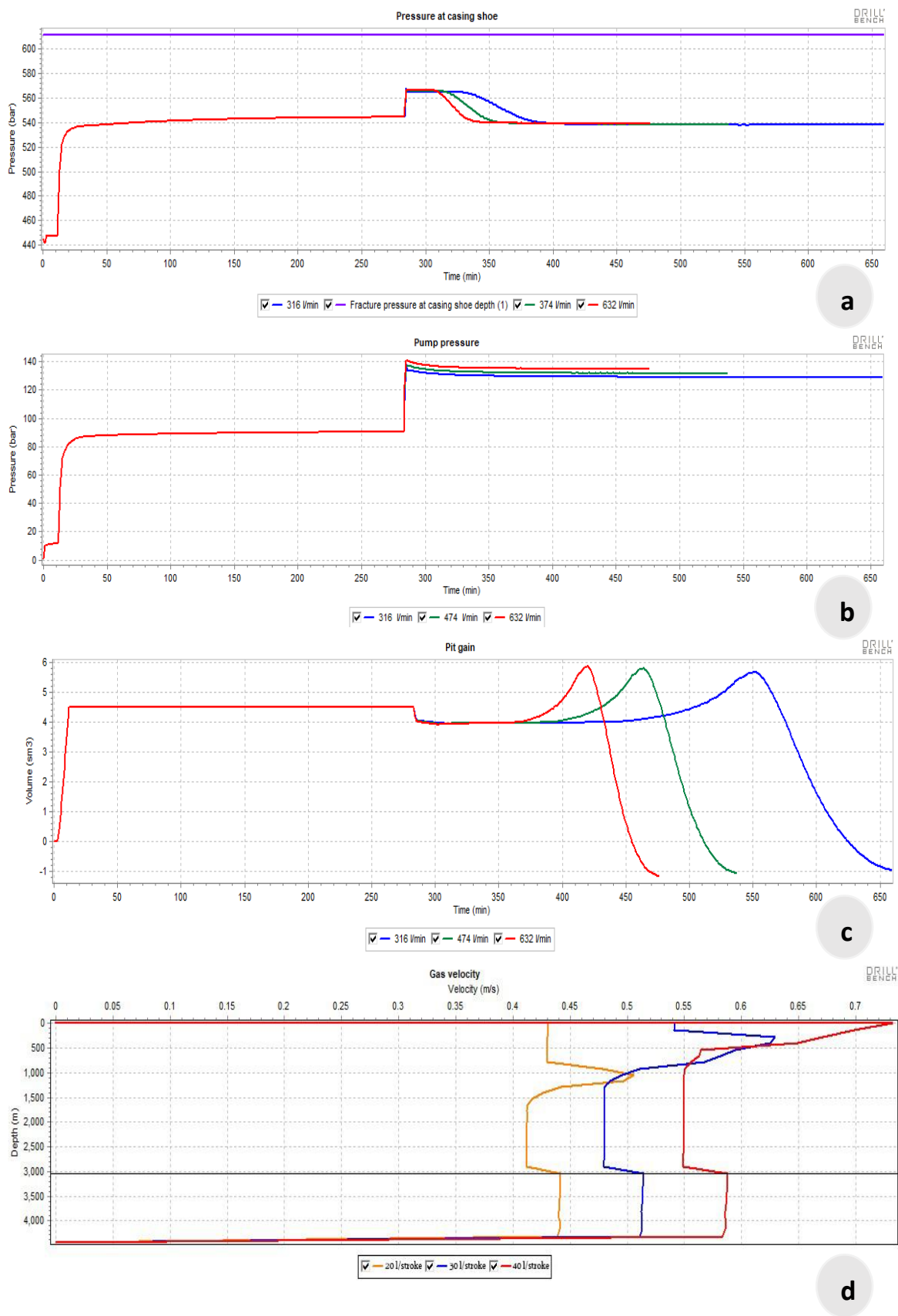


Figure IV.19: L'influence de différents débits de circulation du gain sur : (a) la pression générée au niveau du sabot, (b) la pression de pompe enregistrée, (c) pit gain, (d) la vitesse de gaz au moment de circulation

IV.8.6. L'effet de température

La variation des valeurs de température peut affecter la rhéologie du fluide, notamment la densité et la viscosité. À des températures élevées, la densité du fluide de forage diminue, ce qui peut avoir un impact sur le volume du kick. Dans notre étude de simulation, nous avons utilisé trois valeurs de température de 132, 144 et 152 degrés provenant de puits offset ayant la même profondeur. En raison de la proximité de ces valeurs, la simulation a montré qu'il n'y avait pas d'impact significatif sur la pression au sabot du tubage. Ainsi, nous n'avons pas pris en compte les changements de rhéologie du fluide dans cette analyse. Par conséquent, la pression hydrostatique est restée constante pour les trois valeurs de température, ce qui a entraîné une tolérance de kick identique. Cela suggère que, dans les conditions spécifiques de notre étude, les variations de température étudiées n'affectent pas de manière significative les performances de contrôle de puits.

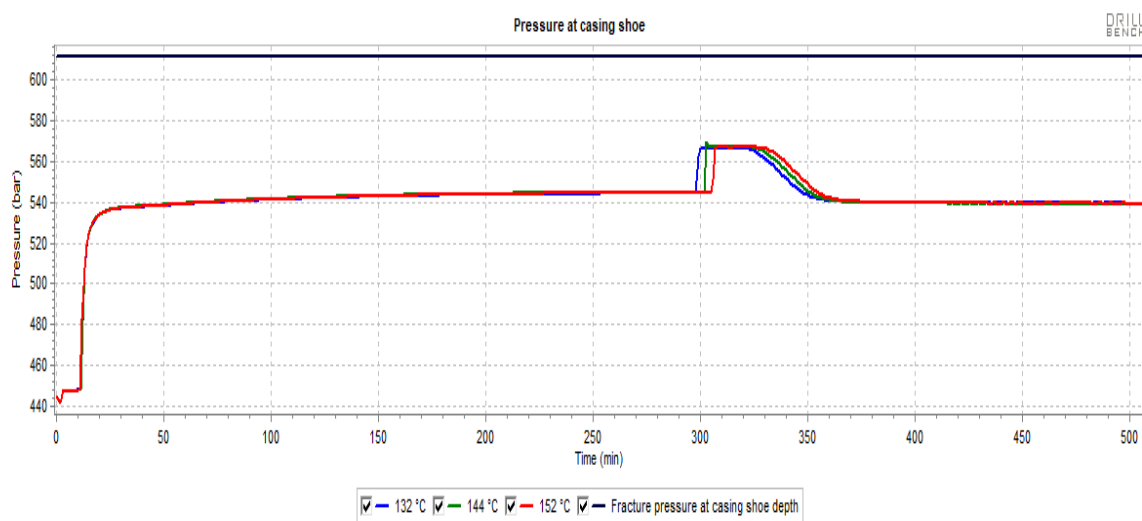


Figure IV.20: La pression générée au niveau du sabot avec les températures des puits offset

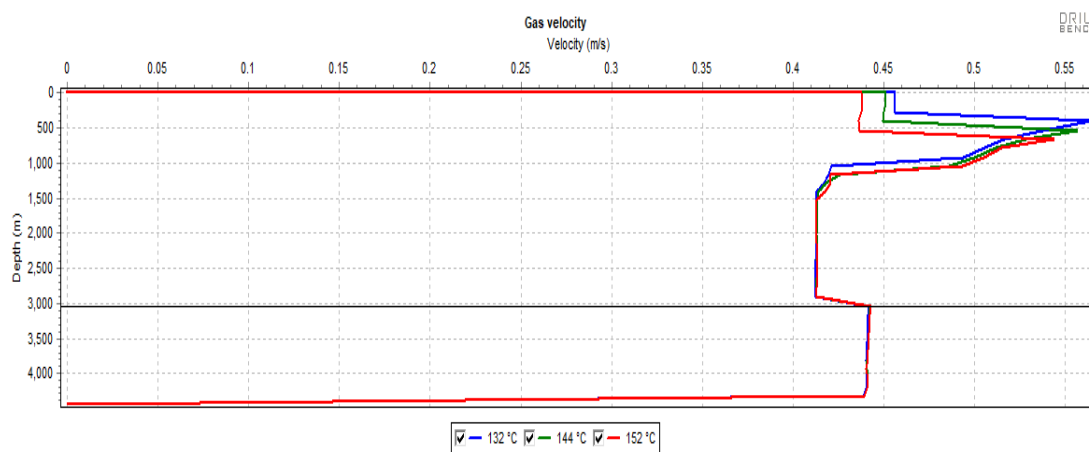


Figure IV.21: La vitesse de gas avec les températures des puits offset

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons exposé les deux différents modèles de détermination de la tolérance au kick d'une phase de forage afin d'analyser la sensibilité du modèle dynamique multiphasique sur le puits ELJN-3, ce qui nous a permis d'identifier les différents paramètres qui ont une influence sur le kick tolerance . Les points suivants ont été entrepris :

La modélisation multiphasique dynamique est capable de supporter un plus grand volume de kick par rapport à la modélisation de la phase gazeuse à bulle unique où elle prend en compte la dissolution de l'effluent et applique les caractéristiques du gaz pour obtenir une perte de pression multiphasique. Le modèle multiphasique a été appliqué avec une compréhension approfondie des facteurs qui affectent le volume de kick.

L'utilisation des densités de boue plus faibles réduit les pressions hydrostatiques, permettant une plus grande pénétration de gaz dans le puits. Cela augmente le risque de pressions de choke et de fracturation du sabot de tubage, posant un kick tolerance faible.

Des pressions de réservoir enlevées entraînent des pressions annulaires et au sabot de tubage susceptibles de dépasser la pression de fracture et de compromettre l'intégrité du puits. Par conséquent, des pressions de réservoir élevées réduit le kick tolerance.

L'espace annulaire du puits a influencé la pression du sabot de tubage et la vitesse de remontée du gaz, car un espace annulaire plus étroit a entraîné une hauteur de bulle de gaz plus importante. Cela a entraîné des pressions plus élevées au niveau du sabot de tubage.

L'utilisation de la boue à base d'huile (OBM) permet d'obtenir un volume tolérable de kick plus important comparé à la boue à base d'eau (WBM) en raison de la solubilité supérieure du gaz dans l'huile. Cela augmente les pertes de pression de modèle multiphasique et génère mieux les pressions de puits.

L'augmentation du débit de circulation de l'influx du fond du puits vers la surface n'affecte pas le volume du kick et la pression du sabot de tubage pendant la fermeture du puits. Cependant, l'augmentation de la vitesse de circulation a un impact sur la pression de la pompe et sur l'augmentation du débit de gaz. En outre, elle diminue également la période d'évacuation.

Les variations de température entre 136 et 152 degrés n'affectent pas significativement la pression au niveau du sabot et le volume acceptable de gain en raison de la constance de la pression hydrostatique.

Conclusion générale

L'optimisation de l'ingénierie de forage doit prendre en compte le kick tolerance pour un contrôle et une planification efficaces des phases de puits. Cette étude fournit des recommandations pour améliorer la tolérance au kick et améliorer la sécurité et l'efficacité du forage.

Les venues les plus répondues ont été enregistrées en cours de forage et manœuvre avec une densité insuffisante de la boue de forage (an underbalanced Kick) et la perte de la première barrière de sécurité (an induced kick). La majorité des venues sont enregistrées au champ de Hassi Messaoud.

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

La détection de venue fait à l'aide des foreurs et des équipements de détection en utilisant des signes positifs ou précurseurs.

L'évacuation d'une venue consiste à tuer le fluide indésirable et à le sortir du puits en utilisant les méthodes les plus courantes (comme le driller's ou le wait and weight) ainsi que d'autres méthodes d'urgence telles que le volumetric & Lubricating.

Il existe deux modèles pour évaluer la tolérance au kick, une valeur essentielle qui influence le processus de conception de puits. Le modèle à bulle unique, qui reste toujours conservative, ne prend pas en compte les caractéristiques du gaz et sa migration, tandis que le modèle dynamique multiphasique prend en compte toutes les caractéristiques du gaz, telles que la dispersion, la migration, l'expansion et la dissolution. La présence de plusieurs fluides entraîne une perte de pression en raison du mouvement, de la déformation de l'interface, de l'effet de non-équilibre et de l'interaction entre ces phases.

Kick tolérance est utilisée pour déterminer la profondeur de l'emplacement du sabot du tubage afin de prévenir la fracturation de la formation et de s'assurer que le puits peut faire face à des augmentations de pression inattendues. Cette tolérance définit également la profondeur maximale de forage, permettant un contrôle efficace et sécurisé du puits en maintenant l'équilibre entre la pression de la formation et la densité de la boue.

L'étude de ce travail présentée les deux modèles de kick tolerance en phase de 8 1/2 de forage ont été analysés pour le puits ELJN-3 avec les données des puits offset. Le modèle multiphasique dynamique supporte un plus grand volume de kick que le modèle à bulle unique

en tenant compte de la dissolution de l'effluent. Les boues à densité plus faible augmentent le risque de kick et de fracturation. Des pressions de réservoir élevées réduisent le kick tolerance en augmentant les pressions annulaires. Les boues à base d'huile permettent un volume de kick tolérable plus important grâce à la solubilité du gaz. Enfin, l'augmentation du débit de circulation influence la pression de la pompe mais pas sur le volume du kick.

Sur la base des résultats de cette étude, plusieurs perspectives et recommandations pour l'application des opérations de well control et l'utilisation du concept de kick tolerance peuvent être posées comme suit :

✓ La formation du personnel du chantier de forage sur le contrôle des venues est vivement recommandée car la réussite du contrôle d'une éventuelle venue repose principalement sur la compétence et la réaction du personnel.

✓ Dans les puits d'exploration, le personnel est beaucoup plus vigilant que dans les puits de développement, en observant la densité du programme de forage et déclarer les signes précurseurs et les signes positifs.

✓ A cause de la difficulté des opérations de forage et de control des venues dans les champs d'exploration, la fiabilité des données sismiques est très importante pour un contrôle précis des puits et une planification stratégique. Des données précises réduisent les risques et garantissant des opérations sécurisées et réussies.

✓ Il est essentiel de former et d'informer les superviseurs, les superintendants et les ingénieurs de forage sur les mesures préventives et curatives des venues spécifiques à chaque champ avant leur mise en service.

✓ Le département d'ingénierie de forage, cellule « opérations de forage », doit acquérir des logiciels de simulation dynamique et fournir les formations nécessaires au personnel concerné pour maîtriser ces outils.

✓ Kick tolerance est un concept important qui peut être appliqué à la fois aux opérations de forage et à la planification du programme de tubage.

✓ L'application du concept de tolérance aux kicks est spécialement utile dans les puits actuellement forés par l'industrie pétrolière, pour lesquels une planification et une réalisation plus complexes sont nécessaires.

✓ La prise en considération de kick tolerance a amélioré la sécurité et la gestion des forages en réduisant la probabilité d'un incident.

✓ Pendant la planification des phases de forages, un diagramme peut être utilisé pour vérifier si la profondeur de mise en place du tubage et la densité de la boue sont suffisants pour

garantir les volumes minimaux de kick

✓ L'OBM est préférable au WBM pour le kick tolerance en raison de la solubilité des gaz dans les huiles, ce qui augmente les pertes de pression multiphasiques malgré que la difficulté d'effectuer le flow check

✓ Il est important de contrôler la tolérance de kick en temps réel, en actualisant le calcul chaque fois qu'il y a une variation des paramètres qui influencent sa valeur

Références

Acosta C.(2012).*Model for kick tolerance. Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk;*

Brill JP. (1987). *Multiphase flow in wells. J Petrol Technol.*

Carolina Silva Avelar et Paulo Roberto Ribeiro. (2005). *THE STUDY OF WELL PLANNING USING THE KICK TOLERANCE CONCEPT.*

Carla Acosta Hernández et Sigbjørn Sangesland. (2012). *Norwegian University of Science and Technology (NTNU).*

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

Fraser D, Lindley R, Moore DD, Vander SM.(2014).*Early kick detection methods and technologies. SPE Annual Technical Conference and Exhibition.*

Feng, J.; Fu, J.; Chen, P.; Du, Z.; Qin, L.(2016).: *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 <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.10.060>*

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

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

John Rogers Smith.(1999). *IMPROVED KICK TOLERANCE ANALYSIS.*

Javed Akbar Khan , Sonny Irawan, Iliyas Bin Md Dan , Baoping Cai..(2022). *determining the difference of kick tolerance with single bubble and dynamic multiphase models: Evaluation of well-control with water/ synthetic based muds.*

Kazem Kiani Nassab, Shui Zuan Ting, Sompop Buapha, Nurfitriah MatNoh, and Mohammad Naghi Hemmati. (nevember2021). *How to Improve Accuracy of a Kick Tolerance Model by Considering the Effects of Kick Classification, Frictional Losses, Pore Pressure Profile, and Influx Temperature,*

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

Martine Kristoffersen et son superviseur "Kjell Kåre Fjelde". (2020). *A Comparison of Different Models for Probabilistic Kick Tolerance Calculations.*

Moreno QJ. (2005). *Experimental and analytical study of two-phase pressure drops during evaporation in horizontal tubes. EPFL;*

Ng F. (2005). *Well Control Simulation-A Tool for Engineering and Operations. In National Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas.*

Nagham jasim Al-Ameri. (2015). *Kick tolerance control during well drilling in southern Iraqi deep wells.*

Ohara, Shiniti. (1996). *"Improved Method for Selecting Kick Tolerance During Deepwater Drilling Operations." LSU Historical Dissertations and Theses. 6159.*

Osama Sharafaddin, Madya Issham Ismail, Mohamed Halafawi, Muhammad Subhi Sirajuddin1, Gehad Mohammed Ahmed Naji.. (September 2021). *Simulation Investigation on Multiphase Kick Behavior and Kick Tolerance for Highly Deviated Fractured Basement Reservoirs. Article in Petroleum and Coal.*

Othman, A.A.A., et al.: Delineation of gas-charged geobodies at Solar gas discovery offshore west Nile Delta, Egypt. *Soc. Explor. Geophys.*34 (11), 1392 (2015). <https://doi.org/10.1190/tle34111392>.

Othman, A.A.A., et al. (2015). *Delineation of gas-charged geobodies at Solar gas discovery offshore west Nile Delta, Egypt. Soc. Explore. Geophys.*34 (11), 1392. <https://doi.org/10.1190/tle34111392>.

Procedures P. (2008). *Guidelines for Upstream Activities (PPGUA), revision 2. PETRONAS: Petroleum Management Unit.*

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

Rabia H. (2002). *Well Engineering & Construction. Entrac Consulting Limited London.*

Said K. Elsayed¹ · Hany M. Azab¹ · Ahmed E. Abdellatif² · Adel M. Salem¹., (7 February 2022). *Realistic Simulation of Multiphase Kick Tolerance Model Promotes Safer Well Control Operations: Case Study.*,

Santos HM, Catak E. (2011). *Kick tolerance misconceptions and consequences to well design. SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition.*

Santos HM, Sonnemann P. (2012). *Transitional kick tolerance. SPE Annual Technical Conference and Exhibition.*

Schools AD. (2002). *Well control for the rig-site drilling team. Training Manual;*

SONATRACH. *WC reports.*

SH. *Manuel well control 3&4.*

Feng, J.; Fu, J.; Chen, P.; Xu, L.: (2019). *Investigation of methane/drilling mud phase behaviour and its influence on hydrocarbon drilling activity. J. Energy Sci. Eng. 7(4), 1280–1291 <https://doi.org/10.1002/ese3.345>.*

Umar L, Thiam YY, Murad MSB, Woo WK, Nas S, Escalano B, et al. (2014). *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.*

Annexes

Annexe.1: Code Excel utilisé pour le calcul de la tolérance à la venue (kick tolerance) avec le modèle à bulle unique (single bubble model)

| DATA | | | | | | |
|--|-------|---------------|-----------------------------------|--------------|----------|--------|
| Well Depth,TMD | | 4810 m | Hole Size | 8.5 inches | | |
| Well Depth,TVD | | 4810 m | | | | |
| Casing Depth | | 3036 m | Casing Size | 9.625 inches | | |
| Fracture grad. | | 2.05 sg | Casing Weight | 53.5 lb/ft | | |
| Current mud weight | | 1.45 sg | | | | |
| | | 1.57 | HWDP Size | 5 inches | | |
| Kick intensity | | 0.12 sg | DP Size | 5 inches | | |
| | | | | | | |
| Mud Hydrostatic pressure at TD | | 9911.6316 psi | DC Size | 6.5 inches | | |
| | | | | | | |
| | | | | | Ann.Cap. | Length |
| Influx Gradient | | 0.2 psi/ft | | | l/m | m |
| Collar Length | | 215.8 m | DC/Open Hole | 15.2000 | 216 | 3.280 |
| HWDP Length | | 55.8 m | | | | |
| | | | DP/ Open Hole | 23.3000 | 1558 | 36.301 |
| | | | | | | |
| | | | Totals | | 1774 | 39.6 |
| RESULTS | | | | | | |
| Current MAAS | 2588 | psi | Case I : Hmax at the Shoe | | | |
| SIDPP= | 820 | psi | Vg(Shoe)= | 15.40 | m3 | |
| Maximum Tolerable length of gas influx | | | | | | |
| Hmax= | 661 | m | Equivalent Volume at Bottom | | | |
| | | | Veq,bh= | 12.69 | m3 | |
| The fracture pressure at the shoe: | | | | | | |
| Pfrac= | 8843 | psi | Case II : Hmax at the Bottom Hole | | | |
| | | | Vg,bh= | 13.65 | m3 | |
| Estimated formation pressure | | | | | | |
| Pfor= | 10732 | psi | Kick Tolerance= | 12.69 | m3 | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |