

République Algérienne Démocratique Et Populaire
Ministère De L'enseignement Supérieur Et De La Recherche Scientifique



Université M'Hamed Bougara - Boumerdes
Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie
Département Gisements Miniers Et Pétroliers



Mémoire de fin d'études
En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

ELBAR Nail

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Génie pétrolier -Forage des puits pétroliers

Thème

***Adaptation de la technique (Dual Gradient Drilling) pour
le cas de forage onshore***

Devant le jury :

BENYOUNES Khaled	Prof	UMBB	Président
BELIMANE Zakaria	MAB	UMBB	Encadreur
OURLIS Menad	Ingénieur	ENTP	Examineur

Année universitaire 2022/2023



Remerciements

Tout d'abord, je voudrais remercier Dieu de m'avoir
donné la force et la patience de mener à bien ce
modeste travail

je tiens à remercier mon enseignant-encadreur
Monsieur, BELIMANE Zakaria, Je suis profondément
reconnaissant pour leur patience, leur expertise et leur
engagement indéfectible à m'aider à atteindre mes
objectifs de recherche.

Je souhaite exprimer ma gratitude envers tous les
enseignants du Département Forage pour leur partage
d'expériences, leur orientation et leur encadrement
précieux tout au long de mes années d'études. Leur
dévouement et leur soutien ont été essentiels dans ma
réussite académique et professionnelle, et j'ai eu la
chance de bénéficier de leur expertise et de leur passion
pour le domaine.



Dédicaces

Alors que je termine mon parcours académique, je voudrais prendre un moment pour vous exprimer ma gratitude sincère à chacun de vous. Vous avez tous joué un rôle essentiel dans mon succès et je n'aurais pas pu le faire sans votre soutien, votre encouragement et votre motivation.

Mes chers parents, merci de m'avoir surveillé et de m'avoir apporté un soutien inébranlable tout au long de ces années. Votre amour, votre orientation et vos sacrifices ont été ma source constante d'inspiration et je suis reconnaissant pour tout ce que vous avez fait pour moi.

À mes frères, merci de m'avoir motivé et encouragé à poursuivre mes rêves. Votre soutien constant et votre croyance en moi ont été essentiels pour m'aider à surmonter les défis et à atteindre mes objectifs.

À mes collègues du groupe MAFP18, merci de faire de mon parcours académique une expérience mémorable et enrichissante. Votre amitié, votre collaboration et votre dévouement ont été inestimables

Et à mon cher ami et compagnon, **Yacine Terbouche**, merci pour toutes les années que nous avons passées ensemble à l'université. Votre amitié, votre humour et votre positivité ont été une source constante de joie et d'inspiration, et je chérirai toujours nos souvenirs ensemble.

Encore une fois, merci à tous d'avoir fait partie de mon parcours et pour votre soutien inébranlable. Je n'aurais pas pu arriver si loin sans vous et je vous en suis éternellement reconnaissant.

Avec une gratitude sincère ELBAR Nail.

Résumé

Le forage en double gradient en mer DGD (Dual Gradient Drilling) est une technologie innovante qui vise à résoudre les problèmes liés au forage en eau profonde, en particulier lors de la phase initiale du puits (top hole), ou cette méthode permet également de minimiser l'utilisation des colonnes de tubage, Ce qui contribue à enrichir l'efficacité et l'aspect économique de l'opération de forage.

L'objectif de ce travail est de proposer l'inclusion de la méthode DGD dans le forage onshore afin de surmonter les défis et d'améliorer les performances. L'étude a révélé sept méthodes différentes d'incorporation de la méthode DGD dans le forage onshore, chacune présentant ses propres avantages et limitations. Ces méthodes sont considérées comme un ajout précieux à la technologie de forage onshore existante.

Une étude numérique est réalisée pour montrer les facteurs qui influencent la réduction du gradient de pression, tels que les caractéristiques du fluide de forage, la méthode d'injection de gaz et la géométrie de l'espace annulaire. Cependant, des études supplémentaires sont nécessaires pour évaluer les aspects pratiques et économiques de l'utilisation de la méthode DGD dans le contexte spécifique du forage terrestre. Ces résultats pourraient contribuer à une meilleure compréhension des avantages potentiels et des limites de cette méthode, ouvrant ainsi de nouvelles perspectives pour l'industrie du forage onshore.

Abstract

Dual Gradient Drilling (DGD) in offshore drilling is an innovative technology that aims to address the challenges associated with deep water drilling, particularly during drilling the top-hole section of the well. This method also minimizes the use of casing strings, enhancing the efficiency and economic aspects of the drilling operation.

The objective of this study is to propose the inclusion of the DGD method in onshore drilling to overcome challenges and improve performance. The study has identified seven different methods for incorporating DGD into onshore drilling, each with its own advantages and limitations. These methods are considered valuable additions to the existing onshore drilling technology.

A numerical study was conducted to show the factors that influence the reduction of pressure gradient, such as drilling fluid properties, gas injection methods, and annular space geometry. However, further research is needed to assess the practical and economic aspects of implementing the DGD method in the specific context of onshore drilling. These findings could contribute to a better understanding of the potential benefits and limitations of this method, opening new perspectives for the onshore drilling industry.

ملخص

الحفر البحري ثنائي التدرج DGD هو تقنية مبتكرة تهدف إلى حل المشاكل المرتبطة بالحفر في المياه العميقة ، خاصة خلال المرحلة الأولى من البئر (الفتحة العلوية). تقلل هذه الطريقة أيضًا من استخدام سلاسل الغلاف ، مما يساعد على تعزيز كفاءة واقتصاديات عملية الحفر.

الهدف من هذا العمل هو اقتراح إدراج طريقة DGD في الحفر الأرضي من أجل التغلب على العقبات وتحسين الأداء وتوسيع حدود عمليات الحفر البري. بحيث كشفت الدراسة عن سبع طرق مختلفة لدمج طريقة DGD في الحفر الأرضي ، لكل منها مزاياها وقيودها. تعتبر هذه الأساليب إضافة قيمة لتقنية حفر الأرض الحالية.

تأخذ الدراسة في الاعتبار العوامل التي تؤثر على تقليل تدرج الضغط ، مثل خصائص مائع الحفر وطريقة حقن الغاز وهندسة الفراغ الحلقي. ومع ذلك ، هناك حاجة إلى مزيد من الدراسات لتقييم التطبيق العملي والاقتصادي لاستخدام طريقة DGD في السياق المحدد للحفر الأرضي. ويمكن أن تساهم هذه النتائج في فهم أفضل للمزايا والقيود المحتملة لهذه الطريقة ، وبالتالي فتح آفاق جديدة لصناعة الحفر الأرضي.

SOMMAIRE

Remerciement.....	II
Dédicaces.....	III
Résumer.....	IV
Liste des figures.....	VIII
Liste des tableaux.....	VX
Nomenclatures.....	XI
1. Chapitre I : Revue bibliographique	4
<i>Introduction</i>	<i>4</i>
1.1. <i>Partie I Forage à pression contrôlée (MPD).....</i>	<i>4</i>
1.2. <i>Partie II Quelques problèmes fréquents dans le forage</i>	<i>6</i>
1.2.1. Forage aéré 'à air' (Aerated Drilling)	6
1.2.2. Architecture de puits.....	7
1.2.3. Forage à portée étendue (Extended Reach Drilling : ERD).....	7
1.3. <i>Partie III Ecoulements multiphasiques</i>	<i>8</i>
1.3.1. Simulation des écoulements multiphasiques	8
1.3.2. Ecoulements multiphasiques dans l'industrie pétrolière et dans le forage.....	9
1.4 <i>Partie III contribution</i>	<i>11</i>
2. Chapitre II : Forage onshore à double gradient (ODGD)	13
<i>Introduction</i>	<i>13</i>
2.1. <i>Forage sous pression gérée (MPD)</i>	<i>13</i>
2.1.1. Méthodes de MPD	14
2.1.2. Forage à double gradient en mer (DGD)	14
2.2. <i>Onshore dual gradient drilling (ODGD)</i>	<i>20</i>
2.2.1. Méthodes de système ODGD	21
2.2.2. Système d'écoulement	28
2.2.3. Les avantages de la méthode ODGD	32
2.2.4. Discussion des méthodes proposées	36
2.2.5. Etapes de l'opération ODGD	41
2.2.6. Analyse économique.....	45
2.3. <i>Conclusion</i>	<i>48</i>
3. Chapitre III : Simulation des écoulements multiphasiques	50
<i>Introduction</i>	<i>50</i>
3.1. <i>Mécanique des fluides</i>	<i>50</i>
3.1.1. Écoulement monophasique	50
3.1.2. Écoulement multiphasique.....	52
3.2. <i>Rhéologie des fluides de forage</i>	<i>56</i>
3.2.1. Densité	56

3.2.2. Viscosité	56
3.2.3. Resistance de gel	57
3.3. <i>Simulation de la dynamique des fluides (CFD)</i>	58
3.3.1. Dynamique des fluides numérique (CFD)	58
3.3.2. Génération de la géométrie	58
3.3.3. Maillage de la géométrie	58
3.3.4. Méthodes de discrétisation.....	60
3.3.5. Méthode de résolution	62
3.3.6. Initialisation	62
3.3.7. Convergence	62
3.3.8. Conditions aux limites	62
3.3.9. Post-traitement	63
3.4. <i>Conclusion</i>	63
4. Chapitre VI : Résultats de simulation	65
<i>Introduction</i>	65
4.1. <i>Réalisation du modèle</i>	65
4.1.1. Description de la géométrie du modèle	65
4.1.2. Maillage	66
4.2. <i>Profils découlement</i>	69
4.2.1 Distribution de la pression et le gaz dans le fluide de forage.....	69
4.2.2 Profils de vitesse et le comportement des fluides	70
4.3. <i>Etude paramétrique</i>	71
4.3.1. Effet de débit d'Injection de Gaz sur des déferents densités	72
4.3.1. Effet du débit de circulation de la boue	75
4.3.2. Effet des paramètres rhéologiques	77
4.3.3. Effet de la viscosité de Gaz.....	80
4.3.4. Effet du type de fluide de forage sur la perte de pression	82
4.3.5. Effet du type de Gaz injecté sur la perte de pression	83
4.3.6. Effet de nombre de point d'injection sure la perte de pression	84
4.3.7. Effet de diamètre d'annulaire (tige/tubage) sur la perte de pression.....	87
4.4. <i>Conclusions</i>	89
CONCLUSION GÉNÉRALE	90
Perspectives et recommandations	91

LISTE DES FIGURES

Figure 1-1 : A- programme de forage conventionnel en forage en eau profonde, B- programme de forage basé sur la colonne de boue DGD [5]	5
Figure 1-2 : Schéma d'écoulement dans des sections de puits horizontales sans rotation des tiges de forage [11].....	6
Figure 1-3 : Effet des formations a pression élevée sur l'architecture de puits [14].....	7
Figure 1-4 : Schéma d'une trajectoire de puits à portée étendue fortement déviée[16].....	8
Figure 1-5 : Complexité de la simulation entre des géométries déferents :(a) milieux poreux [20], (b) géométrie simple [21]	9
Figure 1-6: Différents types de fluide de forage [25]	10
Figure 2-1 : Fenêtres des gradients de pression en fonction de la profondeur de l'eau (A)500 ft , (B)1000 ft, (C)5000 ft, (D)10000 ft [1].....	15
Figure 2-2 : (A) pression pore/ fracturation d'un puits terrestre, (B) la pression de	16
Figure 2-3: (A) programme de forage conventionnel en eau profond, (B) programme de forage avec l'utilisation de la méthode DGD [5]	16
Figure 2-4: (A) diagramme schématique de la structure du système RMR [27],(B) schématisation en 3D du système RMR [28]	17
Figure 2-5 : (A) Système à double gradient AGR (A)[1] ,(B) Schéma comparant le forage avec la méthode AGT de la méthode conventionnelle[29]	18
Figure 2-6 : (A) Système subsea mud-lift DGD [1], (B)Technologie EC-Drill® [30]	19
Figure 2-7 : Système de la methode DGD proposée par Maurer [8].....	20
Figure 2-8: Schématisation des concepts de ODGD et les méthodes de réalisation	21
Figure 2-9 : (A) injection de gaz aux niveaux de sabot (B) Système des vannes intelligent	22
Figure 2-10 : (A) Schéma d'injection à travers la garniture de forage (B) gas-lift drilling [32]	23
Figure 2-11 : Injection de gaz à travers les tiges de forage	23
Figure 2-12 : Schématisation de concept d'injection avec des ligne externe avec le tubage	24
Figure 2-13: Conception proposée de tête de puits	24
Figure 2-14 : Les lignes de gaz équipées à l'intérieure	25
Figure 2-15 : la nouvelle approche pour la conception du casing	26
Figure 2-16 : (A)injection annulaire concentrique (ODGD),(B) injection annulaire (UBD)	27
Figure 2-17 : Tubage spécial impermanent	28
Figure 2-18: Système de circulation de fluide de forage : (A) conventionnelle [34], (B) forage en UBD [35]	29
Figure 2-19 : Système de circulation pour la méthode ODGD	29
Figure 2-20: Nombre de tubage entre le forage conventionnelle et le forage en ODGD ...	33
Figure 2-21 : récupération du control primaire selon la méthode ODGD	34
Figure 2-22 : forage en UBD avec la methode ODGD	35
Figure 2-23 : combinaison des opérations MPD et ODGD	36
Figure 2-24 : Etapes de forage avec l'ODGD	42
Figure 2-25 : Etapes de forage avec l'ODGD utilisant la vanne de circulation	42
Figure 2-26 : Manuvres (up/down) de la garniture de forage.....	43

Figure 2-27 : Etapes de l'opération de cimentation.....	44
Figure 2-28 :(A) pourcentages des opérations de forage et de la cimentation (A ₁) et (A ₂) les statistique de IFP[43], (B) et (C) deux puits dans l'Indonésie (B)Central,(C) west Java field [44]	45
Figure 3-1 :(A) Ecoulement multiphasique séparé (stratifié), (B) Ecoulement multiphasique dispersé.	52
Figure 3-2 :Géométrie annulaire dans Ansys Fluent 22R2	58
Figure 3-3 :Différents types de maillage : (A)- Hexaédrique structuré, (B)- Hexaédrique non-structuré, (C)- Triangulaire structuré, (D)- Triangulaire non-structuré	59
Figure 3-4 :maillage rectangulaire en 2D : (A) structuré uniforme, (B) structuré non - uniforme [8],(C) structuré uniforme (element size de 0.006 m)	60
Figure 3-5 : Stencil pour la méthode des différences finies pour (A). 1D (B). 2D	61
Figure 3-6 :Discrétisation par la méthode des volumes finis	61
Figure 3-7 :Organigramme de la procédure de calcul dans Ansys Fluent[57]	62
Figure 3-8 :Différentes conditions aux limites utilisées	63
Figure 4-1 :(A) Géométrie de modèle utilisée dans Ansys, (B) Schématisation en 2D, (C) Schématisation en 3D	66
Figure 4-2 : Effet du diamètre de maillage sur les pertes de pression	67
Figure 4-3 : Contours des fractions volumiques de gaz pour les différents maillages	68
Figure 4-4 : Maillage choisit avec la taille de (0.006m).....	68
Figure 4-5 : contours de la faction de gaz pendant l'injection : (A) différent débits d'injection, (B)différent débit de pompage	69
Figure 4-6 : Vecteurs de vitesse dans l'espace annulaire	70
Figure 4-7 : Variation des pertes de charge en fonction du débit d'injection de gaz pour différentes valeurs de densité de boue.	73
Figure 4-8 : Variation de la pression en fonction de la longueur pour différentes valeurs du débit d'injection de gaz et de densité de boue	73
Figure 4-9 : pourcentages de réduction des gradients de pression pour chaque débit d'injection	74
Figure 4-10 : Effet de débit de circulation sur la perte de pression lors de l'injection Gas ..	76
Figure 4-11 : Histogrammes représentant l'effet de débit de circulation sur la perte de pression lors de l'injection gaz.....	76
Figure 4-12 : Effet de l'indice d'écoulement n sur la perte de pression.....	78
Figure 4-13 : Effet de paramètre k sur la perte de pression.....	79
Figure 4-14 : Diagramme à barres décrit l'effet des paramètres n et k sur les gradients des pressions	80
Figure 4-15 : Effet de la viscosité de Gaz sur la perte de pression.....	81
Figure 4-16 : Histogrammes de l'effet de la viscosité de Gaz sur les pertes de pression ...	81
Figure 4-17 : Effet de type de fluide de forage sur la perte de pression.....	82
Figure 4-18 : Effet de type Gas injecté sur la perte de pression	84
Figure 4-19 : Effet de nombre des points d'injection sur la perte de pression	86
Figure 4-20 : Effet du nombre des points d'injection sur la perte de pression.....	86
Figure 4-21 : Histrogrammes de la variation des pertes de charge en fonction du nombre de points d'injection (A) :1 point d'injection, (B) :2 points d'injection,.....	87
Figure 4-22 : Effet de diamètre de l'espace annulaire sur la perte de pression	88

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2-1: les méthodes de MPD [1].....	14
Tableau 2-2: Comparaison entre le forage conventionnel et la méthode ODGD.....	47
Tableau 3-1. les systèmes d'écoulement diphasiques et de certaines applications industrielles [51].....	54
Tableau 3-2 : Les Modèles de computation des écoulements multiphasiques.....	55
Tableau 3-3: les Fonctions et les propriétés physiques du fluide de forage.....	56
Tableau 3-4 : Les modèles rhéologiques.....	57
Tableau 4-1: les dimensions de la géométrie.....	65
Tableau 4-2: les diamètres des déferents maillages ES.....	66
Tableau 4-3: Les conditions aux limites utiliser pour faire le choix de maillage.....	66
Tableau 4-4: Les paramètres liés à la chute de pression du a l'injection de Gaz.....	71
Tableau 4-5: Les débits d'injection de Gaz.....	71
Tableau 4-6: Les Paramètres des fluides.....	72
Tableau 4-7: Les Paramètres des fluides.....	75
Tableau 4-8: Les débits de pompages de la boue.....	75
Tableau 4-9: Les Paramètres des fluides.....	77
Tableau 4-10: les valeurs des paramètres n et k.....	77
Tableau 4-11: Les Paramètres des fluides.....	80
Tableau 4-12: Les valeurs des viscosités de Gaz.....	80
Tableau 4-13: Les Paramètres des fluides.....	82
Tableau 4-14: Paramètres des fluides.....	83
Tableau 4-15: les Paramètres des fluides.....	84
Tableau 4-16: l'emplacement des points d'injection.....	84
Tableau 4-17: Paramètres des fluides.....	87
Tableau 4-18: les déferents géométries.....	88

NOMENCLATURES

APL	: Annular Pressure Loss
BHP	: Bottom Hole Pressure
CBHP	: Constant Bottom Hole Pressure
CCF	: Continuous Circulation System
CFD	: Computational Fluid Dynamics
CML	: Controlled Mud Level
DGD	: Dual Gradient Drilling
ODGD	: Onshore Dual Gradient Drilling
DD	: Directional Drilling
ECD	: Equivalent Circulating Density
EMPT	: Electromagnetic Pulse Telemetry
ERD	: Extended Reach Drilling
ESP	: Electric Submersible Pump
FDM	: Finite Difference Method
FVM	: Finite Volume Method
HD	: Horizontal Drilling
IADC	: International Association of Drilling Contractors
LWSA	: Light Weight Solids Additives
MAMD	: Maximum Allowable Measured Depth
MCD	: Mud Cap Drilling
MD	: Measured Depth
MERD	: Mega Extended Reach Drilling
MGS	: Mud Gas Separator
MPD	: Managed Pressure Drilling
MPT	: Mud Pulse Telemetry
MRL	: Mud Return Line

MWD : Measurements While Drilling

NPT : Non-Productive Time

PAD : Pump and Dump

PMCD : Pressurized Mud Cap Drilling

RMR : Riserless Mud Return

SMD : Subsea Mud Lift Drilling

SPM : Subsea Pump Module

SSS : Surface Safety System

SG : Specific Gravity

UBD : Underbalanced Drilling

WDP : Wired Drill Pipe

SMWW : Safe Mud weight window

TD : Total Depth

TVD : True Vertical Depth

VOF : Volume of Fluid

SRD : Subsea Rotating Diverter

INTRODUCTION GENERAL

À mesure que la demande de pétrole et de gaz augmentait, des techniques plus sophistiquées ont été développées pour extraire les hydrocarbures jusqu'à la surface. Au début, la méthode la plus utilisée pour le forage des puits de pétrole au XIXe siècle était à outils câblés ou forage par battage. Après, au début du XXe siècle, le forage rotatif a été introduit, ce dernier impliquait des outils rotatifs et un fluide de forage capable de forer de plus grandes profondeurs. Grâce à elle, le forage est devenu beaucoup plus rapide et plus efficace.

Le développement de la technologie de forage ne s'est pas arrêté là, mais elle a atteint son apogée avec l'apparition de la technologie de forage directionnel, qu'est devenu une pratique courante. Cette technique nécessite l'utilisation des équipements sophistiqués pour relever de nouveaux défis et atteindre de nouveaux objectifs. Elle a contribué à introduire de nouvelles techniques tels que le forage sous pression contrôlée (Managed Pressure Drilling MPD) et le forage Forage sous-équilibré (underbalanced drilling UBD). Ces dernières offrent plusieurs avantages par rapport aux méthodes de forage traditionnelles, que ce soit pour les puits en mer (Offshore wells) ou les puits en terre (Onshore wells).

Les difficultés et les coûts du forage en mer ont conduit à l'émergence de plusieurs nouvelles méthodes innovantes. L'une des principales contributions dans ce domaine est la technologie de Forage à Pression Maîtrisée (MPD), qui comprend des différentes méthodes. Parmi ces méthodes, la technique de forage en double gradient (DGD) qu'occupe une place importante. Le DGD est considéré comme un point de transition permettant de surmonter les obstacles liés à la colonne d'eau lors du forage en mer, et rendant l'opération similaire au forage sur terre en termes de fenêtre de pression de fracturation et des pores des formations. Cela permet de réduire le nombre excessif de colonnes de tubage et de maîtriser les coûts.

Jusqu'à présent, le forage terrestre rencontre plusieurs problèmes qui entravent sa progression. En particulier, les formations à pression élevée et les différences de gradient dans les terrains traversés qui bloquent souvent la progression du forage. Pour surmonter ces problèmes, il est nécessaire de protéger les formations en éliminant les écarts de gradients. Cela peut être réalisé en utilisant un seul gradient généré par le fluide de forage dans le puits, ce qui permet de protéger les formations fragiles tout en forant les formations à haute pression. Cela est généralement réalisé par l'emplacement d'une colonne de tubage supplémentaire, ce qui rend le programme de tubage plus complexe et un temps de forage plus long, ce qui entraîne des coûts élevés.

La création de deux gradients dans le puit peut être une solution pour ce problème ou la déference de gradient de pression des formations est devient accompagner avec une déference des gradients dans le puit, Donc l'utilisation de concept da la méthode DGD en offshore dans le forage onshore peut devient plus efficace contre ces problèmes.

L'objectif principal de cette étude est d'examiner la faisabilité, l'efficacité et les avantages potentiels de la mise en œuvre des techniques de forage en double gradient dans les opérations de forage onshore. Les objectifs spécifiques comprennent :

La première partie : La première partie de l'étude consiste à une revue bibliographique qui rappelle les principes fondamentaux de la méthode de forage à pression maîtrisée (MPD) et plus particulièrement de la méthode de forage en double gradient (DGD). Elle aborde les conditions de création, d'étude et de la mise en œuvre de la méthode ainsi que les résultats obtenus lors de son utilisation dans le forage en mer. De plus, cette partie examine également les problèmes persistants dans le forage terrestre qui nécessitent une attention particulière.

La deuxième partie : La deuxième partie de l'étude fait d'abord un rappel des différentes méthodes utilisées dans la technique de forage (MPD). Ensuite, on présente les différentes méthodes de la technique de forage en (DGD) appliquées en mer. Cette partie se concentre ensuite sur l'étude de la création du profil de double gradient dans le puits, en définissant, schématisant et étudiant chaque concept proposé pour la méthode d'ODGD. Le système d'écoulement est analysé en prenant en compte le choix du type de gaz injecté. De plus, les étapes des opérations de forage et de tubage sont étudiées, suivies de l'évaluation des avantages potentiels du forage en double gradient en termes de réduction des coûts économiques.

La troisième partie : c'est une partie théorique, se concentre sur les notions de la mécanique des écoulements multiphasiques des fluides de forage, ainsi que sur la modélisation de la dynamique des fluides numérique (CFD). Nous examinerons, également, en détail les principes et les méthodes de modélisation utilisées en CFD pour simuler et analyser les écoulements de fluides de forage dans différentes configurations

La quatrième partie, qui est la partie pratique de cette étude, se concentre sur la simulation des méthodes de l'ODGD (forage en double gradient) avec l'injection de gaz dans l'espace annulaire. Cette partie comprend une étude paramétrique visant à :

- Analyser les propriétés rhéologiques des fluides de forage et leur impact sur le profil de pression et l'efficacité globale du forage dans le contexte du forage en double gradient.
- Évaluer les effets des différentes méthodes d'injection de gaz, telles que le CO₂ et le N₂, sur les propriétés rhéologiques et les performances des fluides de forage dans le forage en double gradient.

A la fin, on termine par une conclusion générale et quelques recommandations pratiques et des lignes directrices pour la mise en œuvre et l'optimisation des techniques de forage en double gradient terrestre.

Chapitre

I

Revue Bibliographique



Chapitre I : Revue bibliographique



Introduction

L'évolution des techniques de forage est le résultat direct de la demande croissante en pétrole et en gaz. Au fil du temps, a entraîné un passage des méthodes de forage en câble au forage rotatif, offrant des opérations plus rapides et plus profondes. Des nouvelles méthodes sont introduites telles que Le forage directionnelle (Directional Drilling :DD), le forage sous pression contrôlée (Managed Pressure Drilling : MPD) et le forage sous-équilibré (Underbalanced Drilling : UBD), avec des avantages significatifs par rapport aux méthodes traditionnelles. Dans le contexte du forage en mer, le forage en double gradient (Dual Gradient Drilling Technology : DGD) a joué un rôle clé en surmontant les défis liés aux conditions de forage en offshore. Malgré ces avancées technologiques, le forage terrestre présente encore des limites et des déferent problèmes qui limitée sa progression.

Ce chapitre est subdivisé en trois parties principales. La première partie porte sur la technologie de forage à double gradient (DGD) qui est l'une des méthodes de la technologie (MPD), aussi certain problème de forage en onshore reste jusqu'à ce moment. Dans la deuxième section, on donne une vue générale sur la simulation des écoulements multiphasiques et on termine par une étude des écoulements multiphasiques dans le cas de forage des puits pétroliers.

1.1.Partie I Forage à pression contrôlée (MPD)

La technologie de forage à pression contrôlée (MPD) est introduite pour surmonter les différents défis rencontrés durant l'opération de forage. Selon (Bill, Jerome et .al) [1], le développement de nouvelles techniques pour gérer la pression du puits a été une percée majeure dans l'histoire du forage. Ces méthodes ont aidé à minimiser les problèmes tels que les coups de puits, la perte de circulation et le coincement différentiel, qui avaient auparavant entraîné des temps non-productifs importants (Non-Productive Time : NPT). De plus, l'introduction de ces techniques a permis l'extension des points de tubage, ce qui a réduit le nombre total des colonnes de tubages requis. Certaines des techniques les plus remarquables comprennent la pression de fond de trou constante (Constant Bottom-Hole Pressure : CBHP), le forage à chapeau de boue pressurisé (Pressurized Mud-Cap Drilling : PMCD), et le forage à gradient double (DGD). Parmi ces techniques, nous nous concentrerons spécifiquement sur le forage à gradient double (DGD).

Au début des années 1990, le concept de forage sans colonne (Riserless Drilling), également connu sous le nom de forage à double gradient (DGD), a été proposé pour relever ces défis. (Smith, Gault et al) [2] et (Schumacher, Dowell et al.) [3], ont introduit un système de forage à double gradient et des techniques et procédures associées à travers le projet commun de

l'industrie (Subsea MudLift Drilling : SMD). Ce projet commun était l'un des plus importants et des plus significatifs de son genre. Le système de double gradient utilise deux gradients de fluide au lieu d'un seul gradient, avec une boue légèrement plus lourde du fond marin à la profondeur totale (Total Depth :TD), et de l'eau de mer du fond marin remontant à la plate-forme de forage. Ce système augmente les marges entre le gradient de fracture et la pression de pore des formations, permettant l'élimination de certaines colonnes de tubage nécessaires pour protéger les formations de faibles résistances. En août 2001, le premier puits à double gradient au monde a été entamé dans le golfe du Mexique et le puits d'essai a été achevé en octobre 2001. Le système à double gradient a fonctionné comme prévu, assurant que la pression de fond de trou était contrôlée pendant toutes les opérations. Le test a réussi à atteindre plus de 90 % de ses objectifs, avec un taux de succès de 100 % pour les objectifs critiques, ce qui rend ce puits comme une victoire technologique remarquable [4]. Un schéma simple du système de forage à double gradient est illustré dans la Figure 1-1.

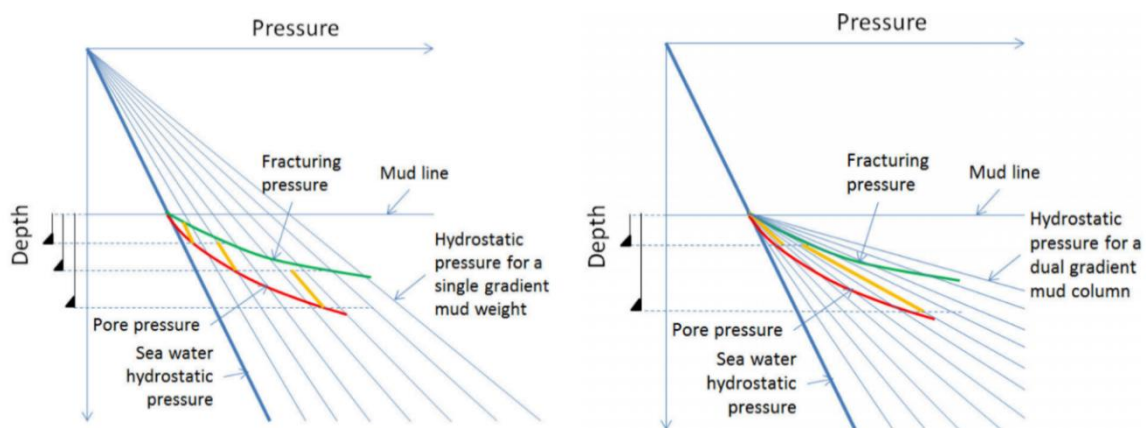


Figure 1-1 : A- programme de forage conventionnel en forage en eau profonde, B- programme de forage basé sur la colonne de boue DGD [5]

Cependant, il est important de noter que les coûts de l'application de cette méthode ont été un obstacle majeur à son adoption généralisée sur le marché (Smith, Gault et al.) [2] et (Eggemeyer, Akins et al) [6]. Bien que cette méthode offre une flexibilité dans la manipulation de toute opération de forage, l'utilisation de pompes sous-marines complexes peut être très coûteuse et peut entraîner des problèmes de fiabilité [7]. Afin de réduire le coût de l'obtention du forage à double gradient, une solution alternative connue sous le nom de (Dual Density Riser Solution : DDRS) a été proposée. Cette méthode consiste à injecter un fluide à faible densité au fond de la colonne montant sous-marin (riser), ce qui réduit la densité de la boue de retour dans la conduite pour qu'elle devienne équivalente au gradient de l'eau de mer. Lorsque le mélange atteint le plancher de la plate-forme, le fluide d'injection est séparé en un fluide de faible densité et une boue lourde. Une autre méthode consiste à pomper des additifs solides légers (Light-weight Solid Additives : LWSAS) du navire de forage dans le riser au niveau de la boue pour contrôler le gradient dans le riser [8].

1.2.Partie II Quelques problèmes fréquents dans le forage

1.2.1. Forage aéré ‘à air’ (Aerated Drilling)

(Guo and Hareland) [9], a indiqué que ce type de forage permet de réduire la quantité de filtration du liquide dans le réservoir. Les fluides de forage peuvent causer des dommages aux réservoirs de gaz et de pétrole à pression et perméabilité faibles (tight reservoirs), rendant difficile l'extraction des hydrocarbures. comme proposé par (Ozbayoglu) [10], pour minimiser cette filtration, les propriétés des fluides peuvent être manipulées ou de nouveaux fluides de forage qui ne causent pas de dommages peuvent être développés. En revanche, une boue aérée peut être utilisée avec un mélange optimal d'air et de boue pour minimiser la filtration liquide et réduire l'impact sur le réservoir. Cependant, l'introduction de gaz dans le fluide de forage peut créer des changements de comportement hydraulique dans les mélanges gaz-liquide. (Gul, Kuru et al.) [11] ont mené une étude expérimentale sur le transport des déblais dans les puits horizontaux à l'aide de fluides de forage aérés, où quatre régimes d'écoulement différents ont été identifiés, à savoir les régimes à flux ondulé stratifié (stratified wavy flow), à bulles allongées, à écoulement en bouchons (slug flow) et annulaire ondulé (wavy annular flow) comme illustré dans la Figure 1-2. Par conséquent, des recherches supplémentaires sont encore nécessaires sur la façon dont les déblais sont transportés lorsque des mélanges gaz-liquide sont utilisés comme fluides de forage, en particulier dans le cas des puits fortement déviés et horizontaux.

Les résultats de l'étude de (Gul, Kuru et al.) [11] ont montré que le débit de liquide était plus dominant dans le contrôle du transport des déblais, et l'augmentation du débit de liquide était plus efficace en termes de réduction de l'accumulation des Couche des déblais (cutting beds).

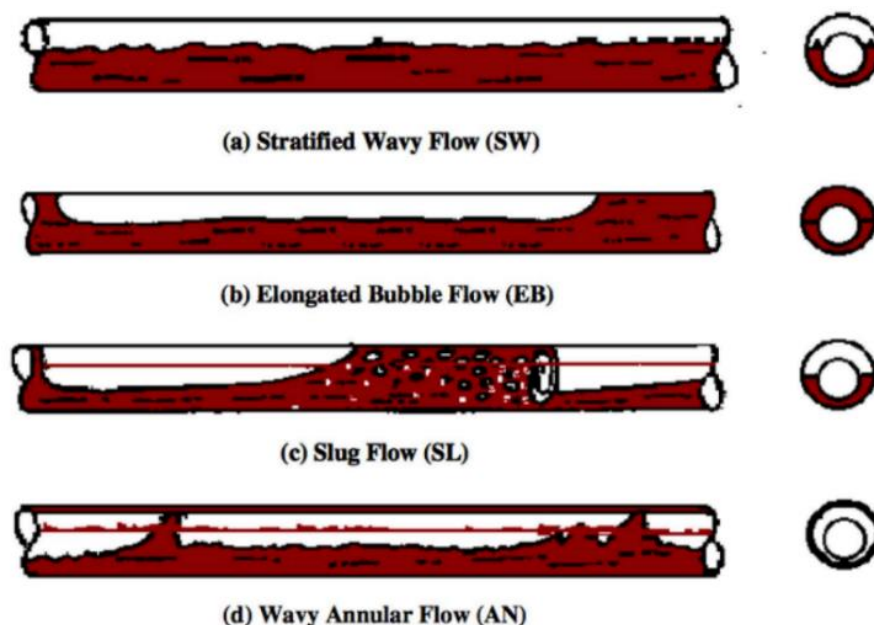


Figure 1-2 : Schéma d'écoulement dans des sections de puits horizontales sans rotation des tiges de forage [11]

1.2.2. Architecture de puits

Lors de la planification d'un puits, une décision cruciale à prendre est le choix de la profondeur appropriée pour l'installation de tubage. Cette décision nécessite de prendre en compte plusieurs facteurs, tels que les formations géologiques, la présence de pressions anormales, la perte de circulation, les zones difficiles et le profil directionnel du puits. Maintenir la pression du puits dans une certaine plage de sécurité (entre les pressions de fracturation et de la formation) est également très important pour éviter la fracturation de formation et assurer des opérations de forage sûres et efficaces [12]. De plus, (Bolt and Bercegeay) [13] indique que les densités de boue sont généralement sélectionnées en fonction des pressions de formation connues et des gradients de fracture au niveau du dernier sabot de tubage. Cependant, lors du forage des formations à régime de pression anormal, maintenir la stabilité et la sécurité du puits devient plus difficile en raison des variations du gradient de pression de la formation. Cela peut entraîner la fracturation des formations pendant le forage, nécessitant l'utilisation d'un tubage pour protéger les formations précédentes et maintenir la stabilité et la sécurité du puits comme illustré dans la Figure 1-3.

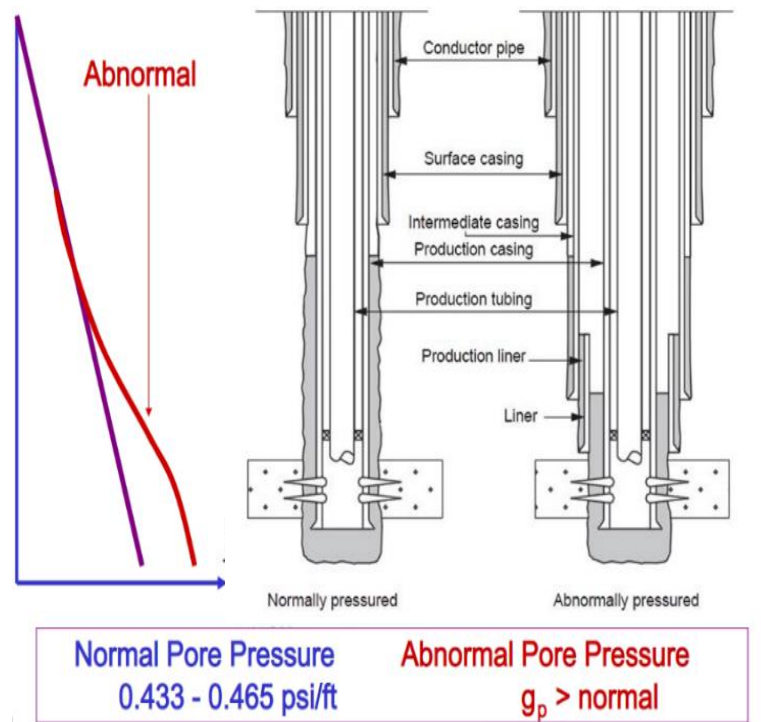


Figure 1-3 : Effet des formations à pression élevée sur l'architecture de puits [14]

1.2.3. Forage à portée étendue (Extended Reach Drilling : ERD)

Lors du forage de pétrole et de gaz en utilisant des techniques de forage à portée étendue (ERD), il est important de prendre en compte plusieurs facteurs qui peuvent affecter le processus. Selon (Chen and Gao) [15] lors du forage vers des objectifs en eaux profondes avec un forage à portée fortement étendue (Mega-Extended-Reach Drilling : MERD) comme illustré dans la Figure 1-5, plusieurs défis peuvent survenir en raison de faibles températures,

des grain non consolidé (weak overburden sediments), des formations non-consolidées et Une couverture sédimentaire limitée au-dessus du réservoir . Ces défis peuvent entraîner une marge de poids de fluide de forage sûre étroite (Safe Mud weight window : SMWW) et une profondeur maximale autorisée de puits (maximum allowable well depth : MAMD). Cependant, il a été observé par des analyses de sensibilité que le forage dans la direction de la contrainte horizontale minimale in-situ peut conduire à une SMWW plus large et une MAMD plus longue. En outre, l'obtention d'un fond de trou horizontal au lieu d'un fond incliné et la réduction de la perte de pression annulaire (Annular Pressure Loss : APL) peuvent également augmenter efficacement la MAMD de MERD vers les eaux profondes.

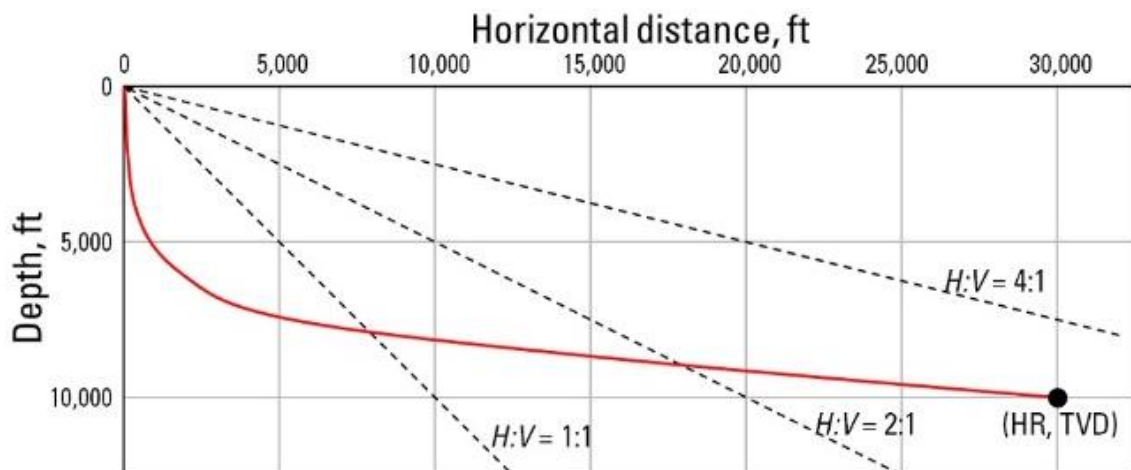


Figure 1-4 : Schéma d'une trajectoire de puits à portée étendue fortement déviée[16].

1.3.Partie III Ecoulements multiphasiques

1.3.1. Simulation des écoulements multiphasiques

Plusieurs études ont été menées sur la simulation et la modélisation des écoulements multiphasiques. Au début, l'accent était principalement mis sur les simulations d'écoulements monophasiques, car il n'y avait pas beaucoup d'informations et de capacités de modélisation pour étudier les écoulements multiphasiques. La prédiction précise des régimes d'écoulement, la distribution des phases et les pertes de charge étaient les principaux défis. Pour estimer le comportement des systèmes multiphasiques, des corrélations empiriques et des modèles simplifiés ont été utilisés. En 1976, un modèle théorique a été développée par (Taitel and Dukler) [17] afin de prédire la relation entre le flux de masse de gaz et de liquide, ainsi que l'angle d'inclinaison par rapport à l'horizontale lors des transitions de régime d'écoulement.

Ensuite, (Tryggvason, Bunner et al) [18] a décrit l'application de la dynamique des fluides computationnelle (Computational Fluid Dynamics : CFD) à la simulation des écoulements multiphasiques, qu'est devenue plus répandue grâce aux progrès de la puissance de calcul et des techniques numériques. La CFD permet la simulation numérique directe des écoulements multiphasiques en résolvant les équations gouvernant chaque phase. Cette approche fournit des informations détaillées sur les caractéristiques locales de l'écoulement, les interactions entre les phases et des phénomènes complexes tels que la turbulence, les

changements de phase et les instabilités interfaciales. Des modèles avancés, tels que la méthode Volume des Fluides (Volume of fluid : VOF) et la méthode (Level Set), ont été développés pour capturer d'une manière précise la dynamique des interfaces fluides.

Les progrès récents de la dynamique des fluides computationnelle (CFD) permettent de modéliser et comprendre les écoulements multiphasiques dans les géométries complexes des réservoirs pétroliers, y compris les milieux poreux comme illustré dans la [Figure 1-5](#) [19].

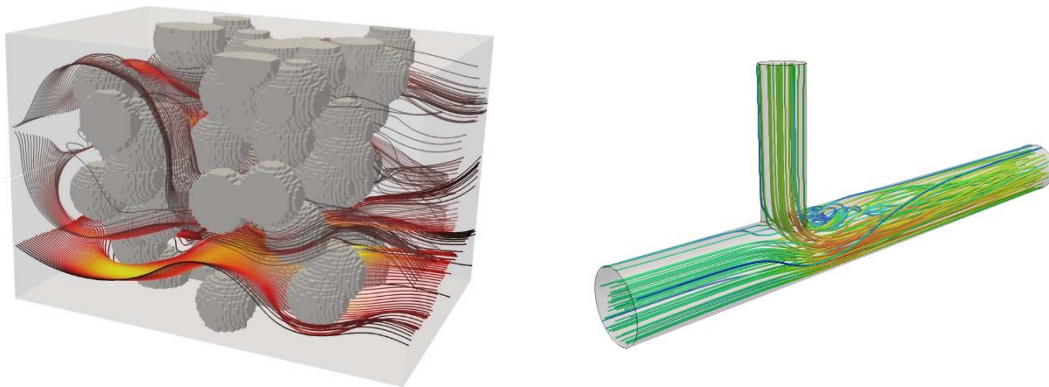


Figure 1-5 : Complexité de la simulation entre des géométries déferents : (a) milieux poreux [20], (b) géométrie simple [21]

1.3.2. Ecoulements multiphasiques dans l'industrie pétrolière et dans le forage

Depuis plusieurs années, le secteur des puits de pétrole s'est intéressé à l'étude de l'écoulement multiphasique. C'est dans les années 1930 que les chercheurs ont commencé à étudier le comportement de l'écoulement de pétrole, de gaz et de l'eau dans les puits et les pipelines. L'un de ces chercheurs était parrainé par l'American Petroleum Institute (API) pour étudier la mouillabilité dans le cadre du projet API 27. L'étude se posait la question suivante : "Quel rôle joue la mouillabilité dans la détermination des caractéristiques de l'écoulement multiphasique à travers la roche ?" Malgré 30 années de recherche, on dispose encore de peu de connaissances précises sur la mouillabilité des roches réservoirs [22].

Une étape importante dans les études sur l'écoulement multiphasique a été franchie en 1965 par Hagedorn-Brown. Ils ont développé une corrélation largement utilisée, connue sous le nom de corrélation Hagedorn-Brown. Cette corrélation a été établie à partir de données expérimentales obtenues sur un puits de 1 500 pieds, comprenant des mesures du gradient de pression. Elle permet de prédire les pertes de charge dans les puits verticaux et légèrement inclinés, ce qui a permis de concevoir et d'optimiser les systèmes de production des puits de pétrole [23].

Au cours de ces décennies, plusieurs méthodes de forage sont apparues, telles que le forage à l'air, à la mousse et d'autres variations de fluides aérés comme illustré dans la [Figure 1-6](#).

Elles sont utilisées dans différentes régions en raison de leur taux de pénétration amélioré par rapport au forage conventionnel. La compressibilité élevée des fluides de forage aérés et les phénomènes d'écoulement multiphasique associés ont donné lieu à un domaine de recherche très compliqué [24]. Pour cela, une grande variété d'études expérimentales et de développements technologiques ont amélioré notre connaissance de l'écoulement multiphasique dans les puits de pétrole.

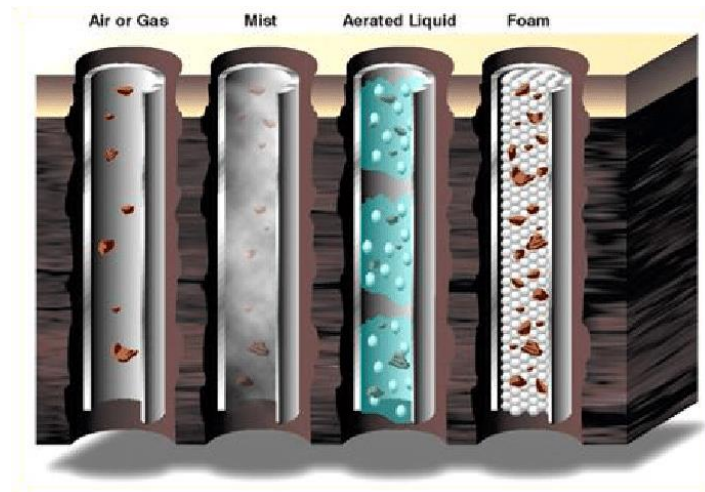


Figure 1-6: Différents types de fluide de forage [25]

Récemment, le forage sous pression équilibrée (UBD) a devenu très utilisé dans l'industrie pétrolière et gazière. L'écoulement multiphasique peut être présent dans tous les aspects du forage sous pression équilibrée, et les calculs de perte de pression en écoulement multiphasique peuvent être utilisés par les ingénieurs de forage pour la conception et l'optimisation des opérations de forage. Une étude réalisée par (Smith, Gregory et al) [26] sur l'application de méthodes de modélisation des écoulements multiphasiques dans le cas de forage horizontal sous pression équilibrée a montré que l'approche originale proposée par (d'Aziz et al.), associée à l'intégration du modèle de (Gregory) et de la corrélation de (Duns et Ros) pour l'écoulement annulaire en brouillard, donne des résultats très précis pour l'analyse des puits de gaz. Cela suggère que l'utilisation de ce modèle dans la simulation des pertes de pression lors de l'écoulement multiphasique dans le forage sous pression équilibrée des puits de gaz serait favorable. De même, pour les puits de pétrole, la technique modifiée proposée par (Aziz et al) a produit les résultats les plus précis, indiquant sa pertinence pour la simulation des pertes de pression en écoulement multiphasique lors du forage sous pression équilibrée des puits de pétrole. L'objectif était de développer une compréhension fondamentale pour optimiser les systèmes de production et améliorer l'efficacité globale des opérations sur puits. Ces premières études ont jeté les bases des recherches ultérieures et des développements technologiques dans le domaine de l'écoulement multiphasique dans l'industrie des puits de pétrole.

1.4.Partie III contribution

Grâce aux nouvelles idées et approches développées, la technologie de forage a atteint ses plus hauts niveaux après des efforts considérables et d'énormes investissements. En tant qu'ingénieur de forage, il est de mon devoir de rechercher des méthodes et des techniques qui pourraient bénéficier à ce domaine. Après avoir exploré les sujets mentionnés ci-dessus, tels que le forage à double gradient DGD, le forage à portée étendue (ERD), et le forage aéré, et la planification des puits, un problème s'est posé : pourquoi la grande variation des gradients de pression de formation rend le fluide de forage incapable de résister à la pression des formations fortes, sans affecter les plus faibles comme sabot de tubage (Casing Shoe) ?

Cela nécessite d'isoler ces formations les unes des autres, tout en tenant compte du temps et du coût. Pourquoi ne pas créer un gradient dans le fluide de forage tel qu'il y a un gradient donné pour les formations faibles et un autre pour les formations dures, tout en maintenant la même pression de fond. L'idée est d'intégrer la technique de forage DGD en mer et le principe d'ascension artificielle (gaz lift) dans le forage sur terre, de sorte que le gradient soit créé dans le puits sous le nom de forage à double gradients sur terre (Onshore Dual Gradient Drilling : ODGD).

Cette étude comprenait plusieurs scénarios pour créer le double gradient, la méthode contient plus d'avantages, Bien sûr, il a un certain inconvénient que l'ensemble de l'étude sera discuté dans les chapitres suivants.

Chapitre II

Forage en Onshore à
Double Gradient (ODGD)



Chapitre II : Forage onshore à double gradient (ODGD)



Introduction

La technologie de forage a connu une évolution significative depuis les premiers puits verticaux, englobant désormais le forage directionnel (DD), le forage horizontal (HD), le forage à portée étendue et le forage en mer MERD. Parmi eux, le forage à pression maîtrisée (MPD) et le forage à double gradient (DGD) représentent des développements technologiques innovants, notamment dans le domaine offshore. Ces technologies émergentes ouvrent la voie à de nouvelles idées et méthodes qui bénéficieront à l'industrie pétrolière. Dans ce contexte, ce chapitre se divise en deux parties distinctes : la première se concentre sur les technologies de forage modernes, notamment le MPD, tandis que la seconde aborde la technique de forage à double gradient proposée.

2.1. Forage sous pression gérée (MPD)

Selon la (IADC), le forage sous pression gérée (MPD) est un processus de forage adaptatif utilisé pour contrôler plus précisément le profil de pression annulaire le long du puits de forage. Le MPD inclut un certain nombre d'idées décrivant des techniques et du matériel développés pour limiter les venues, les pertes de circulation et les problèmes de pression différentielle qui entraînent le coincement des tiges de forage, dans le but de réduire le nombre de tubages supplémentaires nécessaires pour atteindre la profondeur totale (TD) [1].

Le domaine de la gestion de la pression dans le puits a une large application dans l'industrie du forage et apporte des solutions à des problèmes tels que :

- Prolonger les points de tubage pour limiter le nombre total de tubages.
- Limiter les temps non-productifs (NPT) associés à coincement par pression différentiel.
- Éviter les séquences de perte de circulation-venue.
- Limiter les pertes de circulation, et permet le forage avec des pertes de boue total (total lost returns).
- Augmenter la vitesse de pénétration.
- Forage en eau profonde avec pertes de circulation et écoulements d'eau.

2.1.1. Méthodes de MPD

Les différentes méthodes de MPD sont résumées dans le **Tableau 2-1**.

Tableau 2-1: Méthodes de MPD [1]

La méthode	Définition
Forage avec Pression de fond constante (CBHP)	Décrire les actions pour corriger ou réduire l'effet de la perte de charge de circulation ou de la densité de circulation équivalente (ECD) afin de rester dans les limites imposées par la pression des pores et la pression de fracture.
Forage de bouchon de boue sous pression (PMCD)	Cela fait référence à la technique de forage sans retour en surface, en maintenant une colonne annulaire complète de fluide au-dessus de la formation qui reçoit le fluide injecté et les déblais de forage. Une colonne annulaire de fluide nécessite une pression de surface appliquée et observable pour équilibrer la pression en fond de trou. Il s'agit d'une technologie permettant de forer en toute sécurité avec des retours totales de la boue.
Forage avec Circulation continue (CCS)	La circulation continue élimine les variations de pression au fond du puits pendant les connexions. Ce système a le potentiel d'augmenter l'efficacité du forage dans des endroits où le maintien de la pression de frottement annulaire est essentiel pour atteindre les objectifs de l'opération. C'est un système fiable qui permet des opérations de forage avec succès des puits à haute pression/haute température et des puits avec des fenêtres de gradient de pression de pore/fracture étroites.
Forage à double gradient (DGD)	Un terme général désignant les différentes approches utilisées pour contrôler la pression annulaire au sommet du trou en gérant l'ECD dans le forage marin en eau profonde (deep water drilling).

Après avoir ces différentes méthodes de MPD, dans la partie suivante on va se concentrer sur la méthode DGD, qui est la base de notre étude pour introduire notre méthode (Onshore-Dual-gradient drilling).

2.1.2. Forage à double gradient en mer (DGD)

Le forage à double gradient (DGD) désigne des opérations de forage en mer où les retours de la boue ne passent pas par une colonne de forage conventionnelle de grand diamètre (riser). Les retours sont soit rejetés au fond de la mer comme l'appelle le système de pompage et rejetés (Pump And Dump PAD), soit renvoyés à la plateforme depuis le fond de la mer à travers une ou plusieurs lignes de retour de petit diamètre (Riserless Muds Return RMR). Les méthodes de DGD utilisées actuellement pour forer la section supérieure des puits en mer comprennent le système de pompage et rejetés (PAD) et le retour de boue sans colonne de forage (RMR) [1].

Le riser extrêmement long, nécessitent de grandes quantités de fluide de forage pour les remplir, jusqu'à 3700 barils pour une riser de 10 000 pieds de longueur et de 19.5" pouces de diamètre intérieur, ce qui coûte plus de 400 000 dollars pour un fluide de forage à base synthétique. Non seulement le coût est élevé, mais le volume de boue nécessaire pour remplir la tige peut dépasser la capacité de stockage de la plateforme elle-même.

En plus, des défis logistiques rencontrés lors de la manipulation de riser, atteindre les objectifs géologiques devient plus difficile à mesure que la profondeur de l'eau augmente avec un système de riser remplie de boue classique. Les objectifs géologiques tendent à être plus profondes sous le niveau de la boue (Mud Line) en eaux profondes, ce qui entraîne l'utilisation de plusieurs colonnes de tubages. Non seulement ça, mais la fenêtre étroite entre le gradient de pression des pores et le gradient de pression de fracturation rétrécit avec l'augmentation de la profondeur de l'eau. La [Figure 2-1](#) illustre le rétrécissement effectif de la fenêtre de boue (Mud Window) à mesure que la profondeur de l'eau augmente [1].

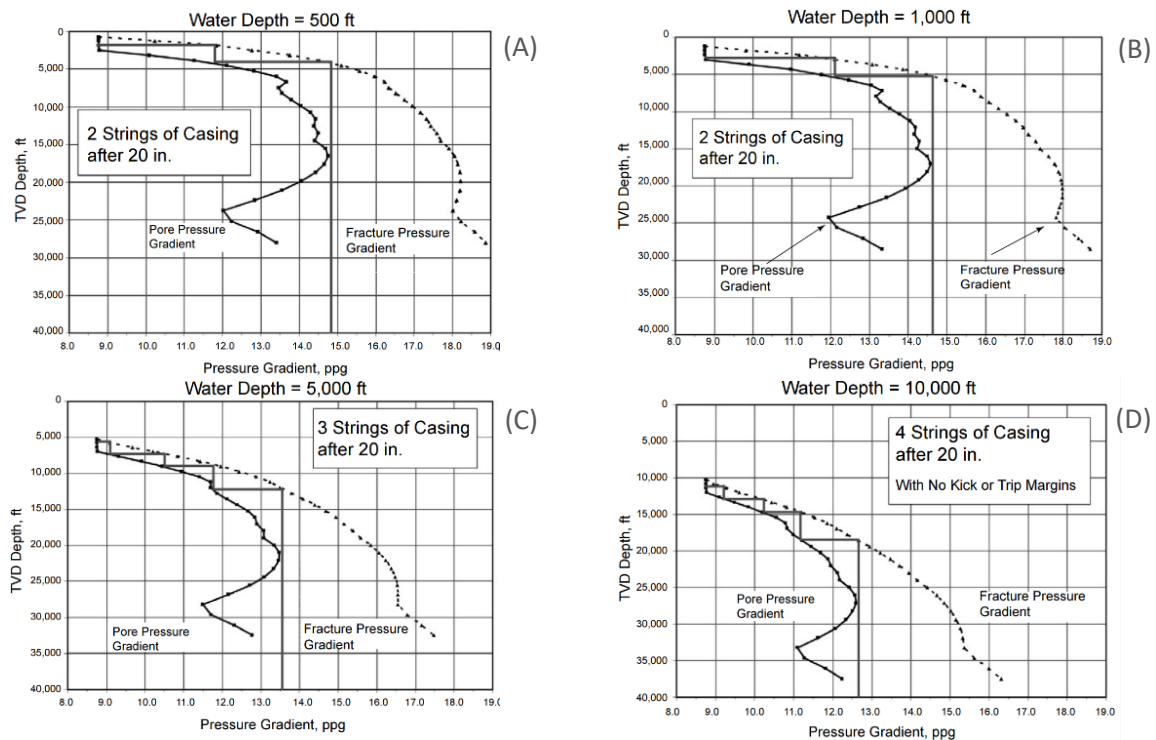


Figure 2-1 : Fenêtres des gradients de pression en fonction de la profondeur de l'eau (A) 500 ft , (B) 1000 ft, (C) 5000 ft, (D) 10000 ft [1]

La différence réside dans la méthode dont laquelle les gradients de pression sont calculés. Le forage avec le riser conventionnel calcule tous les gradients de pression par rapport à la table de rotation, tandis que les gradients de pression du forage avec colonne montante DGD sont calculés par rapport au fond marin. Le forage avec riser DGD élimine les problèmes associés à la fenêtre étroite généralement liée au forage en eaux ultra-profondes. Les pressions des pores et de fracturation du forage en DGD à une profondeur d'eau de 10 000 pieds sont les mêmes que celles d'un puits à terre comme illustré dans la [Figure 2-2](#). Cela signifie que les mêmes densités de boue pourraient être utilisées pour forer les deux puits.

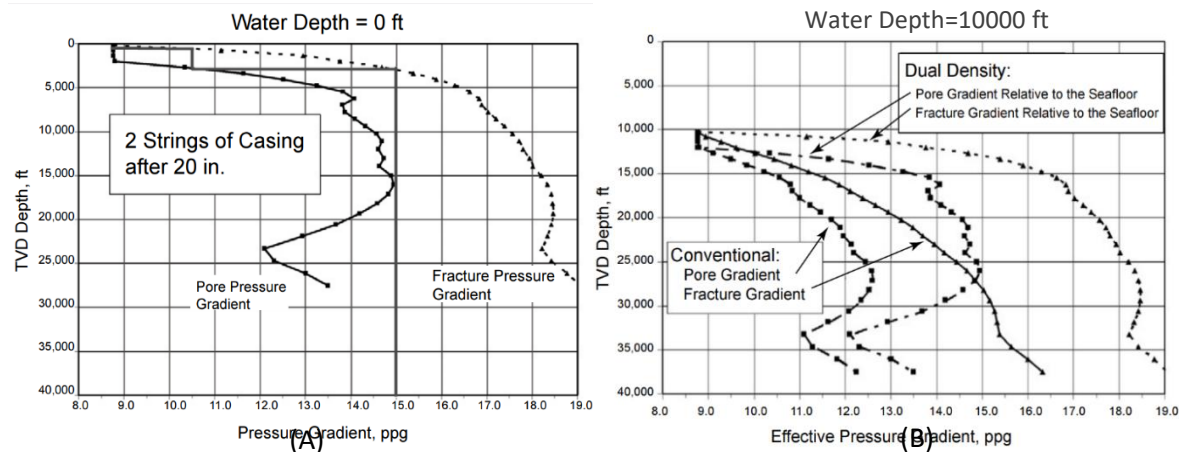


Figure 2-2 : (A) pression pore/ fracturation d'un puits terrestre, (B) la pression de pore/fracturation avec la méthode DGD à 10 000 pieds de profondeur d'eau [1]

Avec le système DGD, l'extension de la fenêtre de gradient de pore/fracture offre la possibilité d'atteindre la profondeur totale du puits avec moins de colonnes de tubage et une taille finale de puits plus grande. La Figure 2-3 illustre clairement la différence entre les deux programmes.

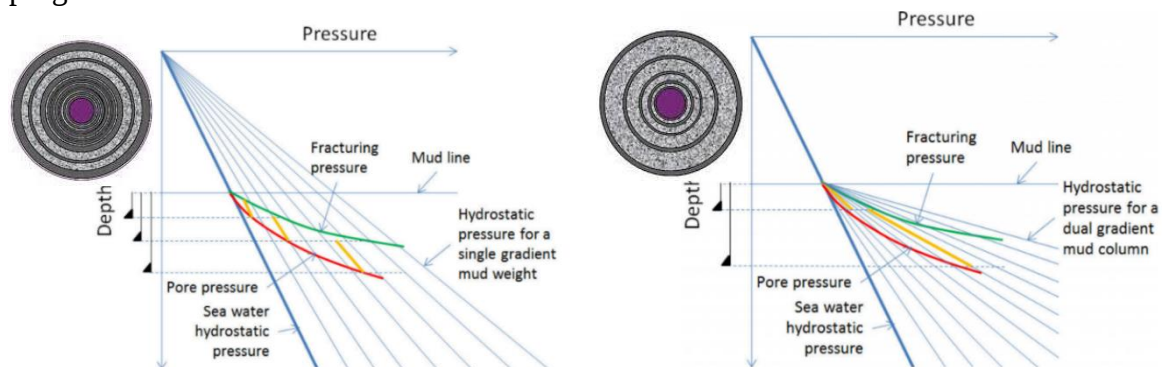


Figure 2-3: (A) programme de forage conventionnel en eau profond, (B) programme de forage avec l'utilisation de la méthode DGD [5]

La technologie de forage à double gradient (DGD) en mer englobe des différents concepts et des méthodes d'application. Dans la section suivante, nous présenterons en détail les différentes méthodes utilisées dans le cadre de forage en DGD.

2.1.2.1. Système de récupération de la boue sans riser (RMR)

Contrairement à l'exploration et au développement onshore, les projets de forage en mer sont confrontés à des conditions environnementales extrêmement complexes. Par conséquent, la technologie RMR est généralement populaire dans l'exploitation des ressources pétrolières et gazières en eaux profondes. Il s'agit du premier système de forage à double gradient disponible commercialement. Comparé aux techniques de forage traditionnelles, la méthode

RMR élimine l'utilisation de riser de forage, ou les déblais de forage sont circulés à travers une conduite de retour de boue distincte, où le train de tiges et la conduite de retour de boue sont directement exposés à l'eau de mer.

Le système RMR est la méthode innovante pour le forage de la section supérieure d'un puits (Top Hole Section), le système de forage se compose principalement d'une unité de forage, d'une unité de système de retour de boue, d'une unité de traitement de boue et d'une unité de surveillance et d'alimentation. Un diagramme schématique de la structure du système RMR est illustré dans la [Figure 2-4](#).

La méthode RMR offre plusieurs avantages. Cela inclut l'utilisation de fluides de forage spécifiques, la capacité de forage dans des zones sensibles sur le plan environnemental, la possibilité d'étendre les profondeurs de pose des tubages, l'élimination des tubage intermédiaires et une meilleure stabilité du puits [\[27\]](#).

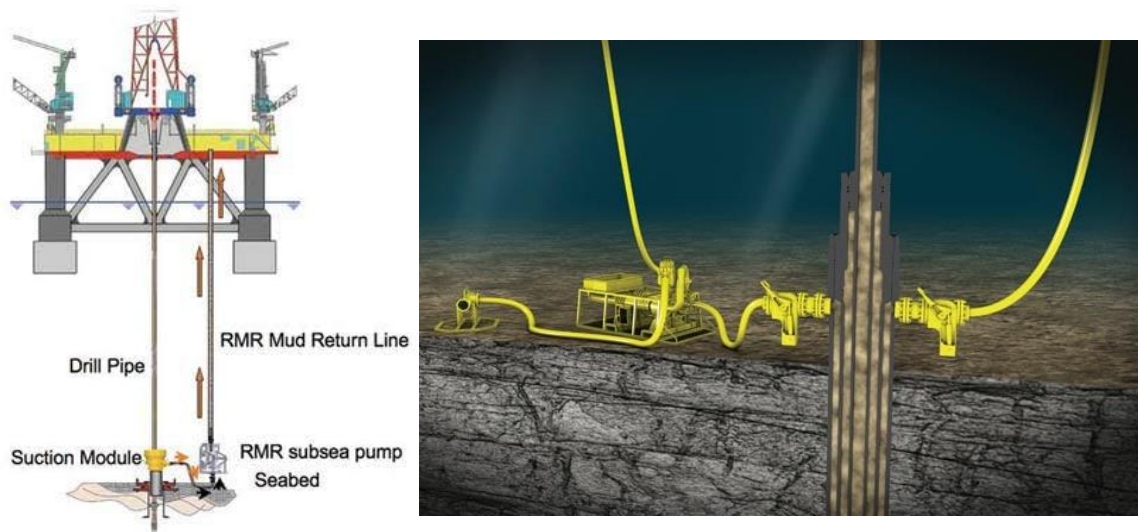


Figure 2-4: (A) diagramme schématique de la structure du système RMR [\[27\]](#), (B) schématisation en 3D du système RMR [\[28\]](#)

2.1.2.2. Système de forage à double gradient AGR

Le système de double gradient AGR est un système de forage conçu pour être utilisé avec une colonne montante (riser) qui utilise des pompes sous-marines pour renvoyer le fluide de forage du fond marin vers le navire de forage. L'utilisation de la pompe sous-marine permet de remplir la colonne montante avec un fluide protecteur d'une densité inférieure à celle du fluide de forage [Figure 2-5](#). Cela présente de nombreux avantages par rapport aux techniques de forage classiques, notamment l'utilisation de fluides de forage spécifiques plus lourds et plus coûteux, la possibilité d'étendre les profondeurs de pose des tubages qu'éliminer les tubages intermédiaires, une meilleure stabilité du puits, une réduction des dommages aux formations géologiques et un meilleur contrôle du puits.

Un système automatique contrôle la vitesse de la pompe sous-marine en fonction de la pression d'aspiration mesurée à la tête de puits. En modifiant le point de réglage de la pression d'aspiration, il est possible d'avoir une hauteur de fluide de forage variable dans la colonne montante riser, tout en pompant tous les retours vers la surface. Étant donné que la pompe est automatiquement contrôlée, elle réagit aux changements des paramètres de forage sans intervention de l'opérateur, afin de maintenir une pression constante au fond du puits, simplifiant ainsi le forage et assurant l'intégrité du puits [1].

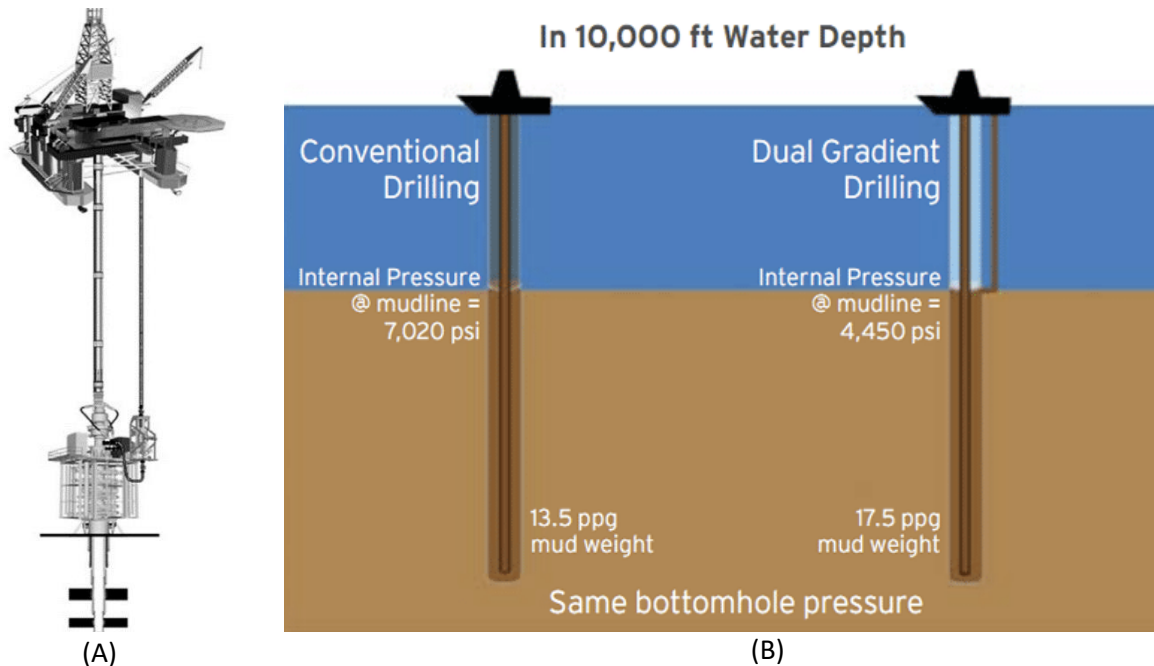


Figure 2-5 : (A) Système à double gradient AGR (A)[1] , (B) Schéma comparant le forage avec la méthode AGT de la méthode conventionnelle[29]

2.1.2.3. Système Subsea Mud-Lift Drilling (SMD) “Joint Industry Project”

Comme c'est le cas avec de nombreuses nouvelles technologies, le forage à double gradient nécessite des équipements supplémentaires qui ne sont pas présents dans les opérations de forage en eaux profondes conventionnelles. La Figure 2-6 (A) présente les équipements du système de circulation pour le forage à double gradient avec le système (SMD). Les pompes à boue de la plateforme déplacent la boue le long du train de tiges, à travers le trépan et remontent dans l'annulaire jusqu'au fond marin. Un diverter rotatif sous-marin (Subsea Rotating Diverter : SRD) transfère l'écoulement de la boue de l'annulaire vers un équipement de traitement de déblais, qui broie les gros déblais en une taille suffisamment petite pour passer à travers la pompe du fond marin et remonter à travers les conduites de retour sans les obstruer. Après que la boue et les déblais ne soient traités, la pompe du fond marin déplace les retours le long de la conduite de retour et les renvoie à la plateforme [1].

2.1.2.4. Technologie EC-DRILL

EC-Drill® est une technologie pour contrôler le niveau de boue (Controlled Mud Level : CML) qui permet de manipuler la pression de fond de Puits (Bottom Hole Pressure : BHP) pendant le forage d'un puits. Le système contrôle la pression de fond (BHP) en ajustant le niveau du fluide dans le riser de forage marin et donc la pression hydrostatique appliquée comme illustré dans la [Figure 2-6 \(B\)](#).

Cela est réalisé, en installant un système de pompage sous-marin (Subsea Pump Module : SPM) sur le tubage, qui permet de pomper tous les retours de boue et les déblais dans une ligne de retour de boue séparée (Mud Return Line : MRL). Le système peut être utilisé pour ajuster la pression de fond de trou à n'importe quel moment pendant la construction du puits, que ce soit la garniture de forage soit actuellement dans le puits ou non. Il peut être utilisé pour de nombreuses applications, y compris l'application classique de MPD, consistant à maintenir une pression de fond de trou constante lorsque les pompes sont démarrées et arrêtées pendant une connexion.[30]

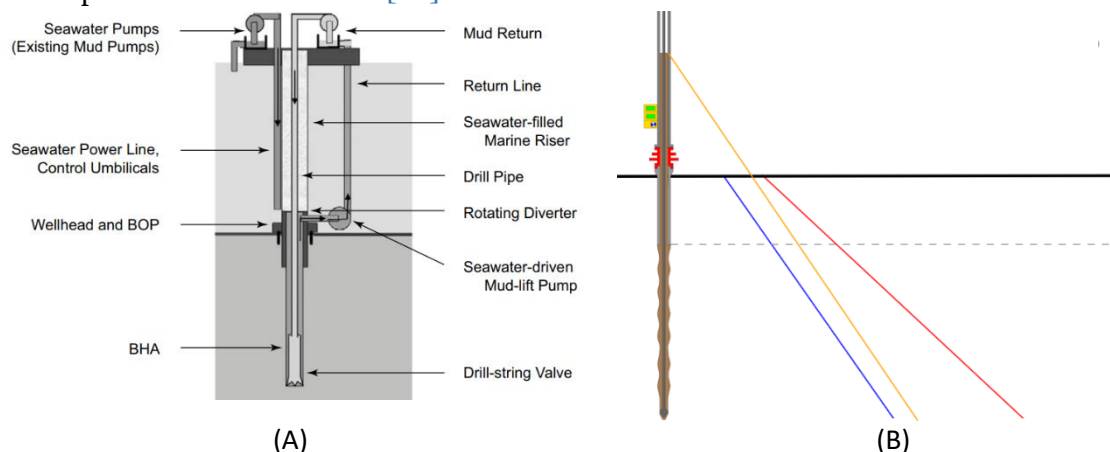


Figure 2-6 : (A) Système subsea mud-lift DGD [1], (B) Technologie EC-Drill® [30]

2.1.2.5. Injection des additifs solides légers (LWSAs)

La [Figure 2-7](#) présente le concept proposé par Maurer afin de réduire les coûts liés à l'obtention d'une capacité de forage à double gradient. Maurer a examiné la faisabilité de l'injection de substances légères à la boue (Light weight Solid Additives : LWSA) au niveau de la tête de puits pour contrôler le gradient dans la colonne montante. L'avantage de cette méthode, est qu'elle a le potentiel de simplifier les équipements installés à la tête de puits et de réduire les coûts du DGD. De plus, les LWSA se comportent bien dans la colonne montante, elles conservent une forme constante et ne migrent pas significativement lorsque le pompage est arrêté pendant une période raisonnablement longue. À ce jour, les sphères creuses en verre et les billes de polypropylène ont été testées pour être utilisées comme LWSA.[8]

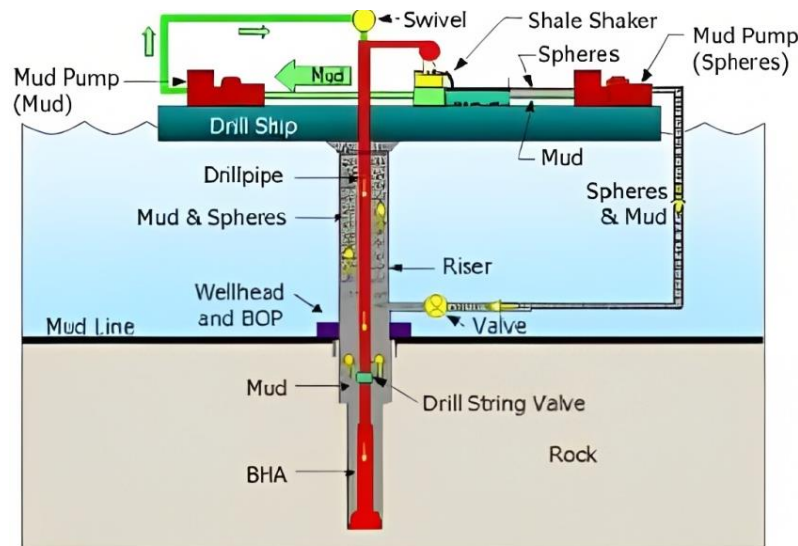


Figure 2-7 : Système de la méthode DGD proposée par Maurer [8]

2.2. Onshore dual gradient drilling (ODGD)

Dans le domaine de la technologie de forage, le concept de forage à double gradient s'est révélé être une solution prometteuse pour améliorer l'efficacité du forage et relever les défis liés à la stabilité du puits et au contrôle de pression. Cette approche consiste à injecter deux fluides différents, généralement du gaz ou un fluide plus léger, pour créer un profil de pression contrôlé pendant les opérations de forage.

Dans cette étude, nous présentons sept concepts innovants visant à faire améliorer le domaine du forage à double gradient onshore 'ODGD'. Chaque concept se concentre sur un aspect unique du processus de forage, offrant des solutions potentielles pour améliorer la sécurité, optimiser la construction des puits et réduire les coûts de forage. En plus, on va explorer chaque concept séparément et on va examiner leurs implications dans les opérations de forage.

Tous les scénarios visent à protéger le sabot de tubage en le considérant comme étant le point le plus faible du puits, ce qui conduit à placer le point d'injection près de celui-ci afin de maintenir un gradient constant au-dessus sans tenir compte de la pression exercée par le fluide de forage. L'objectif principal est de préserver l'intégrité du sabot de tubage en évitant toute surpression qui pourrait le compromettre. Cette méthode permet d'optimiser la sécurité et la fiabilité du forage, tout en permettant de réaliser des forages plus profonds et plus complexes.

L'opération de forage est réalisée dans des conditions de surpression (over-balance), en abordant les phases de forage avant d'atteindre le réservoir, et il existe également, la possibilité de réaliser un forage en situation de sous-pression équilibrée (UBD) s'il est nécessaire. La [Figure 2-8](#) démontre les différents méthodes qu'on peut utiliser comme une solution pour la méthode ODGD.

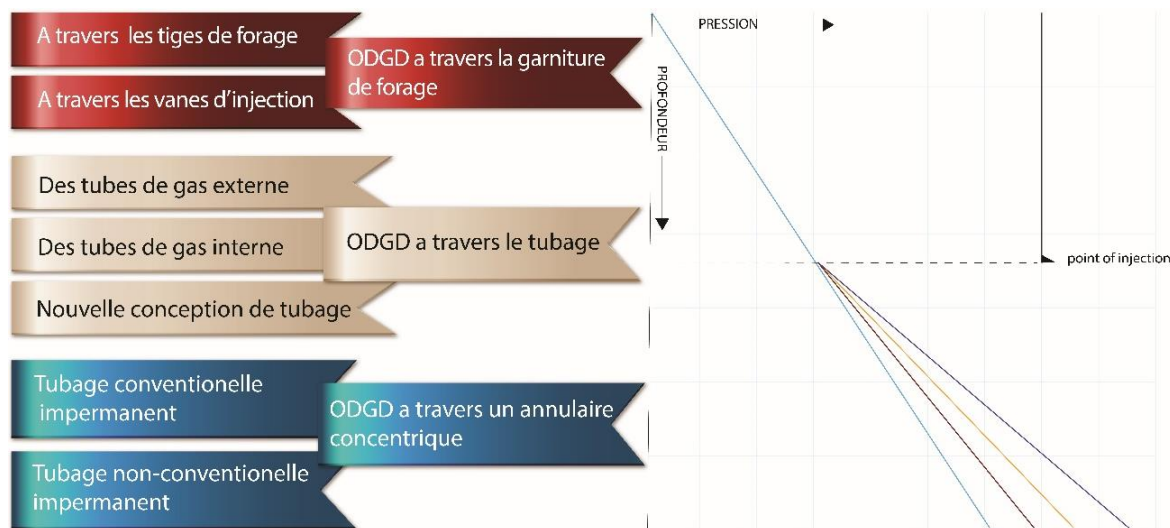


Figure 2-8: Schématisation des concepts de OGD et les méthodes de réalisation

Entre les méthodes conventionnelles et non-conventionnelles, les systèmes d'injection nécessitent la conception de nouveaux outils adaptés à chaque scénario. Cette approche est considérée comme une idée innovante récente pour réaliser l'opération d'une manière efficace. En développant des outils spécifiques pour les systèmes d'injection, il est possible d'améliorer la précision, la flexibilité et la fiabilité de l'injection de gaz ou de fluides plus légers. Ces nouveaux outils sont conçus pour répondre aux exigences spécifiques de chaque scénario de forage, en tenant compte des paramètres tels que la pression, le débit, la profondeur et les caractéristiques du puits. En intégrant des innovations techniques dans la conception des outils d'injection, l'industrie du forage cherche à repousser les limites traditionnelles et à trouver des solutions plus efficaces pour les opérations de forage en utilisant des méthodes d'injection avancées et adaptées aux conditions spécifiques de chaque puits.

2.2.1. Méthodes de système OGD

2.2.1.1. Injection à travers la garniture de forage

a) Injection de gaz intermittente

Le premier concept du forage à double gradient propose que le gradient soit obtenu à l'intérieur du train de tiges de forage. Chaque section du train de tiges est équipée d'une vanne capable de détourner le gaz du train de tiges vers l'annulaire. La Figure 2-9 (A) offre un schéma descriptif de la méthode d'injection intermittente. Le fluide de forage est pompé d'une manière intermittente avec le gaz, permettant au gaz de s'écouler à travers la conduite de pompage sous forme de flux de bouchon. L'ouverture de la vanne d'injection de gaz est facilitée par une pression différentielle générée par le gaz comprimé.

L'injection alternative de la boue et du gaz est réalisée grâce à un système des vannes intelligent comme indiqué dans la Figure 2-9 (B). Pendant l'opération d'injection de gaz, le fluide de forage est continuellement pompé dans une boucle fermée tandis que le gaz était

pompé et redirigée vers les réservoirs de stockage, et vice versa pour le gaz. Cette configuration permet une transition efficace et contrôlée entre l'injection de boue et de gaz, assurant une gestion optimale de la pression et de la circulation des fluides tout le long du processus de forage.

Lorsque les gaz sont présents dans le fluide de forage, leur compressibilité peut poser des problèmes lors du pompage. En effet, la compressibilité des gaz peut entraîner des variations imprévues de la pression et du débit, ce qui peut compromettre l'efficacité des opérations de forage.

Pour remédier à cela, un régulateur de débit, souvent sous la forme d'un amortisseur de débit, peut être utilisé avec les pompes de forage. Cet équipement permet de compenser les effets de la compressibilité des gaz en régulant le débit de fluide de forage de manière plus stable et contrôlée.

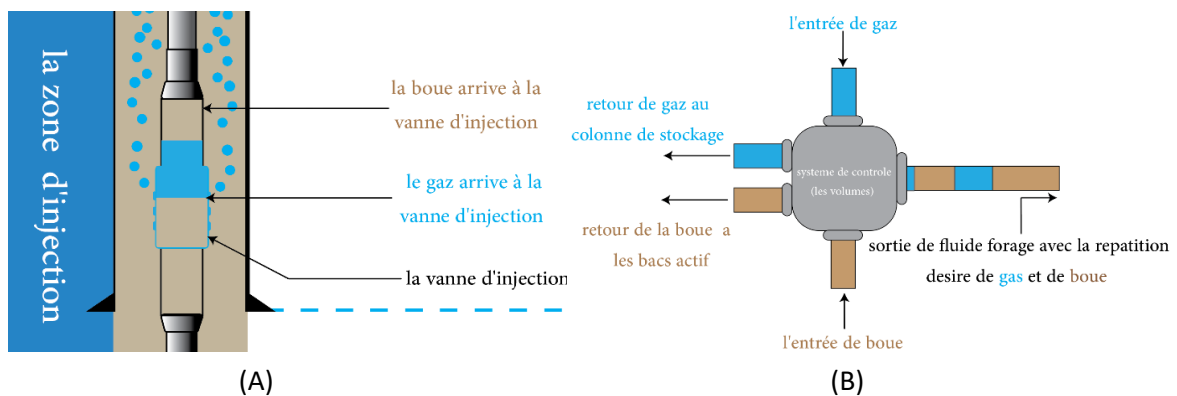


Figure 2-9 : (A) injection de gaz aux niveaux de sabot (B) Système des vannes intelligent

b) Injection de gaz à travers les tiges de forage (drill pipe)

Inspiré par l'idée de forage sous le nom (Wired Drill Pipe : WDP) et la technologie de (Gaz-lift leakage drilling), tel que :

- Les WDPs permettant la transmission de données en temps réel entre les outils de surface et de fond à travers des ligne intégré dans le corps de la tige , au lieu des méthodes de communication sans fil conventionnelles telles que la télémétrie par impulsion de boue (Mud Pulse Telemetry - MPT) et la télémétrie électromagnétique (Electromagnetic Telemetry - EMT)[31].

- la technologie de (Gaz-lift leakage drilling), basse sur des tiges de forage a double paroi qu'utilise pour forée (Shallow Shale Formations) comme un concept de UBD, Le forage pénétrant par Gaz-lift, en tant que nouvelle technologie de forage, utilise une petite quantité de tiges de forage à double paroi pour injecter du gaz afin de soulever le fluide de forage supérieur et réduire la Densité de circulation équivalente (Equivalent Circulating Density : ECD) du puits, ce qui permet de traverser rapidement les formations perméables. Pour

réduire le filtrat de fluide de forage dans la formation, cette technologie schématisée dans la Figure 2-10 (B) est développée à partir du forage aéré [32].

À partir de ces deux méthodes, Le succès de la création d'un chemin de gaz séparer à travers les tiges de forage que ce soit par une extension interne ou externe , peut également être une solution pour la technologie de forage à double gradient comme illustré dans la Figure 2-11, ou on a deux methode pour l'injection de gaz a travers les tige de forage, tel que (A) des tiges de forage a double paroi, et (B) des tige de forage équipée par des lignes d'injection externe.

Dans cette configuration, l'opération de forage et réaliser par le forage de chaque 27 m qui représente la longueur de 3 tiges (stand), donc l'injection de gaz est réalisée sur cette longueur enfance le sabot de tubage comme indiqué dans la Figure 2-10 (A).

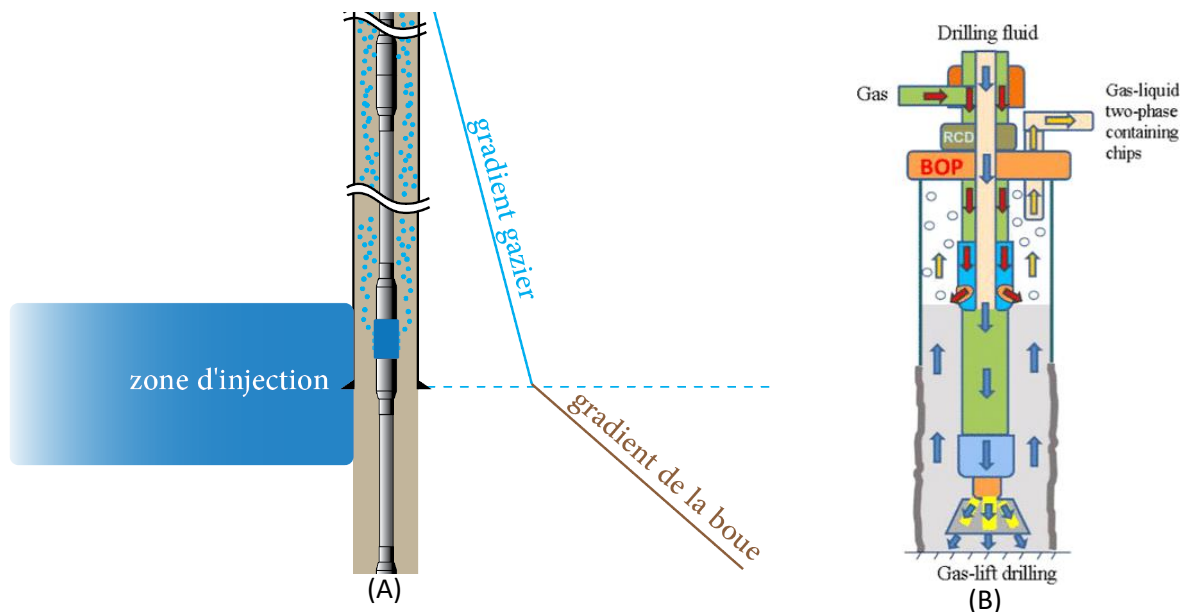


Figure 2-10 :(A) Schéma d'injection à travers la garniture de forage (B) gas-lift drilling [32]

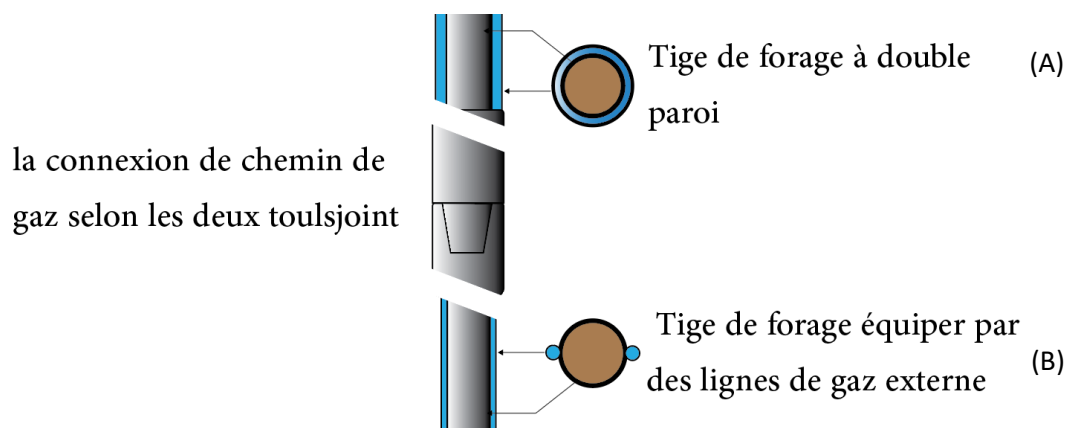


Figure 2-11 : Injection de gaz à travers les tiges de forage

2.2.1.2. Injection à travers le tubage (casing string)

1) Des lignes de Gaz externe montée avec le tubage

Un autre scénario consiste à adapter des tubes sur le corps externe du tubage, s'étendant de la surface jusqu'à la vanne d'injection comme illustré dans la [Figure 2-12](#). C'est le même concept de la pompe immergée (Electric Submersible Pump : ESP) ou la pompe est placée au fond et des ligne électriques sont étendues de la surface jusqu'à la pompe à travers un tête de puit spécial.

Cette conception permet une gestion et un contrôle indépendants et séparés de l'injection de gaz par rapport au fluide de forage, contrairement à la méthode précédente où le gaz et la boue sont pompés dans la même conduite. Pour mettre en œuvre cette méthode, une vanne d'injection de gaz et une tête de puits spéciale pour le tubage sont nécessaires, la [Figure 2-13](#), démontre la conception de la tête de puit, Cette configuration permet une injection de gaz efficace et contrôlée, offrant une flexibilité et une adaptabilité accrues pendant le processus de forage.

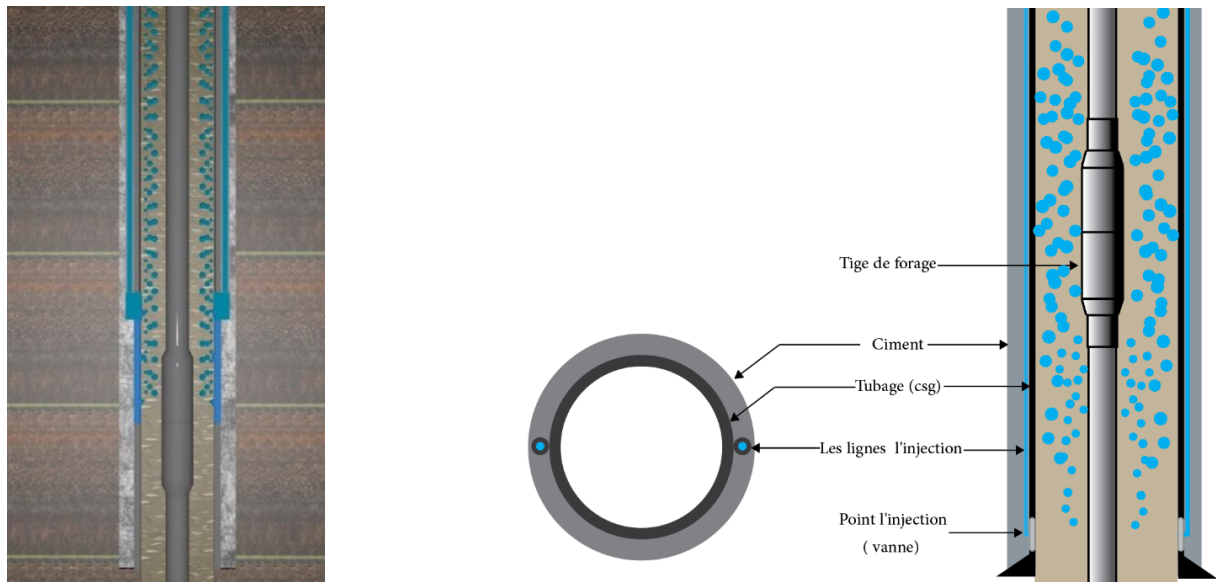


Figure 2-12 : Schématisation de concept d'injection avec des ligne externe avec le tubage

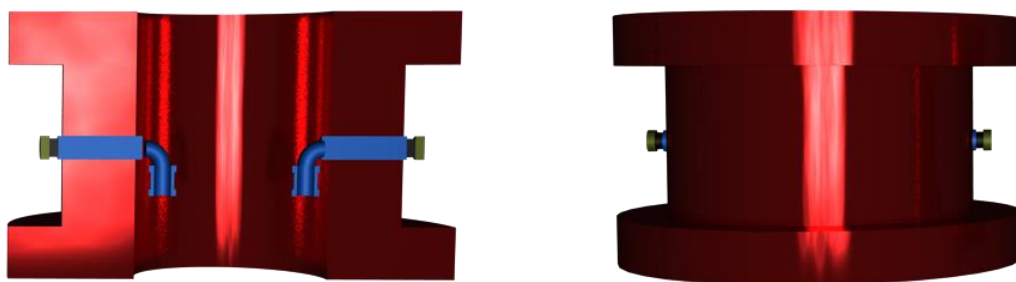


Figure 2-13: Conception proposée de tête de puits

2) Des lignes de Gaz interne montée avec le tubage

L'idée est de concevoir un système de tubage simple intégrant un chemin de gaz interne comme illustré dans la [Figure 2-14](#). Tel que l'opération commence par le choix d'un tubage standard de diamètre approprié pour la conception du puits et du réservoir ensuite :

- Installation d'une vanne d'injection de gaz ou d'un port d'injection à la base du tubage pour permettre l'entrée du gaz.
- Insérer des tubes de petit diamètre à l'intérieur du tubage, s'étendant de la valve d'injection jusqu'au sommet du tubage.
- Connecter la vanne d'injection de gaz aux tubes de gaz internes à l'aide d'un connecteur ou d'un collecteur adapté.
- Descendre le tubage dans le puits en positionnant les lignes d'injection de gaz à l'intérieur.
- Procéder à la cimentation du tubage.

Les tubes internes de gaz pouvaient être fabriqués à partir de matériaux tels que l'acier, offrant ainsi une résistance appropriée à l'injection de gaz à haute pression.

Il est important de noter que la conception précise du chemin de gaz interne pouvait varier en fonction des exigences spécifiques du puits.

Cette méthode offre une idée polyvalente et adaptable qui peut être utilisée pour différentes configurations de puits et de réservoir.

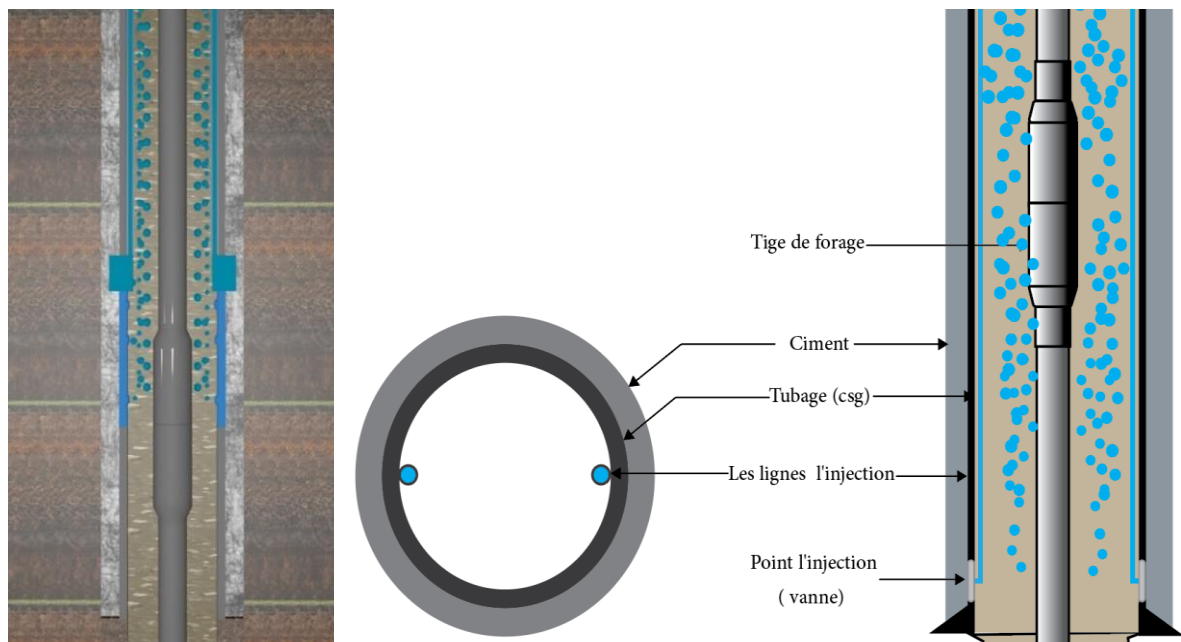


Figure 2-14 : Les lignes de gaz équipées à l'intérieure

3) Nouvelle conception de tubage " non-conventionnelle"

Pour préserver la forme cylindrique du corps externe du tubage et minimiser les différences par rapport au tubage réalisé selon le principe conventionnel, l'utilisation d'une conception spéciale de tubage intégrant un chemin de gaz à travers le corps du tubage peut réduire la complexité de la conception du puits et potentiellement diminuer les coûts associés à l'installation de conduites supplémentaires jusqu'à la surface. Cette conception implique la création d'une ou plusieurs lignes cylindriques creuses à l'intérieur du corps du tubage, nécessitant l'installation d'une vanne d'injection de gaz et d'une tête de puits spéciale permettant la connexion du gaz depuis les équipements de surface comme schématisé dans la Figure 2-15 .

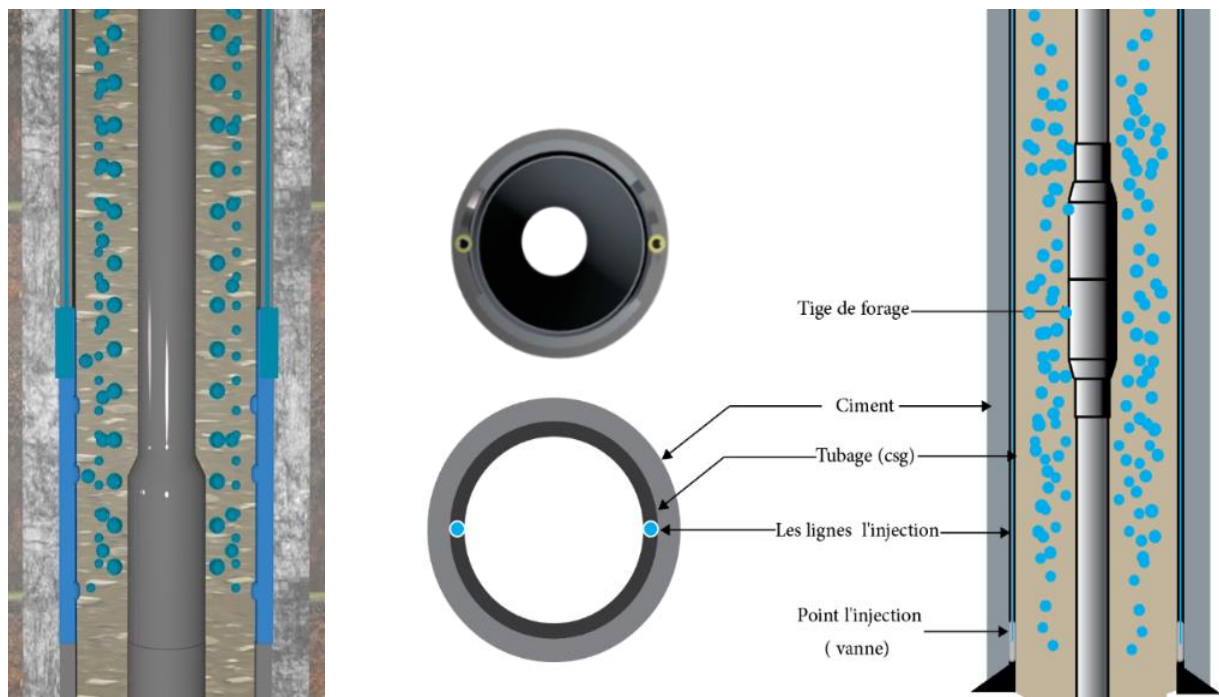


Figure 2-15 : la nouvelle approche pour la conception du casing

2.2.1.3. Injection à travers un espace annulaire impermanent

a) Injection selon un annulaire concentrique

Si la phase de puits a été déjà foré et tubé, mais qu'une injection de gaz supplémentaire est nécessaire pour maintenir un gradient constant au-dessus du sabot du tubage, un système d'injection annulaire concentrique pourrait être installé à l'intérieur du tubage existant. L'utilisation de ce système peut potentiellement réduire la nécessité de réaliser des forages supplémentaires.

On installe un nouveau tubage impermanent et on place le point d'injection de gaz à n'importe quelle profondeur à l'intérieur d'un tubage existant. Cela signifie qu'il pourrait être possible

d'utiliser un tubage existant comme illustré dans la [Figure 2-16 \(A\)](#), ce qui garantit l'étanchéité par l'installation d'un packer impermanent.

C'est le même concept utiliser pour réaliser un forage en UBD pour forer un drain de 6" en Mumbai, l'Inde. Le forage a été lancé avec 100 psi en underballance, en injectant de l'azote dans l'annulaire concentrique de raccordement de 9-5/8" x 7", tout en pompant l'huile comme fluide de forage. La [Figure 2-16 \(B\)](#) illustre la méthode utilisée [33].

Le forage de la phase suivante peut être effectué en fonction du diamètre intérieur du deuxième tubage. Cependant, il est également possible d'utiliser l'élargisseur de puit (Hole Opener) pour élargir le diamètre du trou souhaité sous la deuxième colonne de tubage. Cela permet d'adapter le diamètre du trou en fonction des besoins spécifiques de l'opération de forage en double gradient.

Après avoir terminé la phase de forage, le tubage est récupéré, suivi par l'emplacement et la cimentation de la colonne de tubage de la phase.

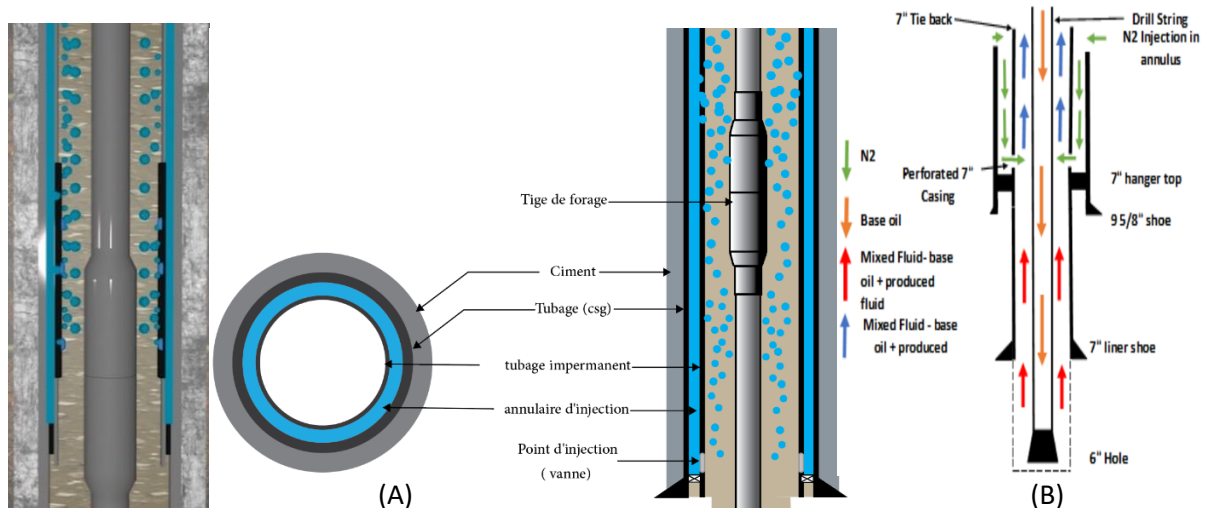


Figure 2-16 : (A) injection annulaire concentrique (ODGD), (B) injection annulaire (UBD)

b) Conception d'un Tubage spéciale impermanent

En tant qu'alternative au chemin d'injection annulaire concentrique, une approche innovante consiste à une conception de tubage intermittent, comprenant deux ou quatre tubes cylindriques externes. Cette conception permet d'acheminer soit du gaz soit un fluide plus léger à travers ces lignes, qui sont installés après la mise en place et le cimentage du tubage [Figure 2-17](#).

L'objectif principal de cette méthode est de réduire les effets thermiques potentiels causés par l'injection de gaz directement contre le tubage et le ciment de la phase précédente, ce qui pourrait compromettre l'intégrité du ciment. Pour résoudre ce problème, l'espace annulaire entre les deux tubages est rempli de la boue, réduisant ainsi l'impact de ces effets thermiques.

En adoptant cette méthode, nous visons à renforcer l'intégrité globale et la stabilité du puits,

garantissant ainsi des performances optimales et minimisant les risques potentiels lors des opérations de forage.

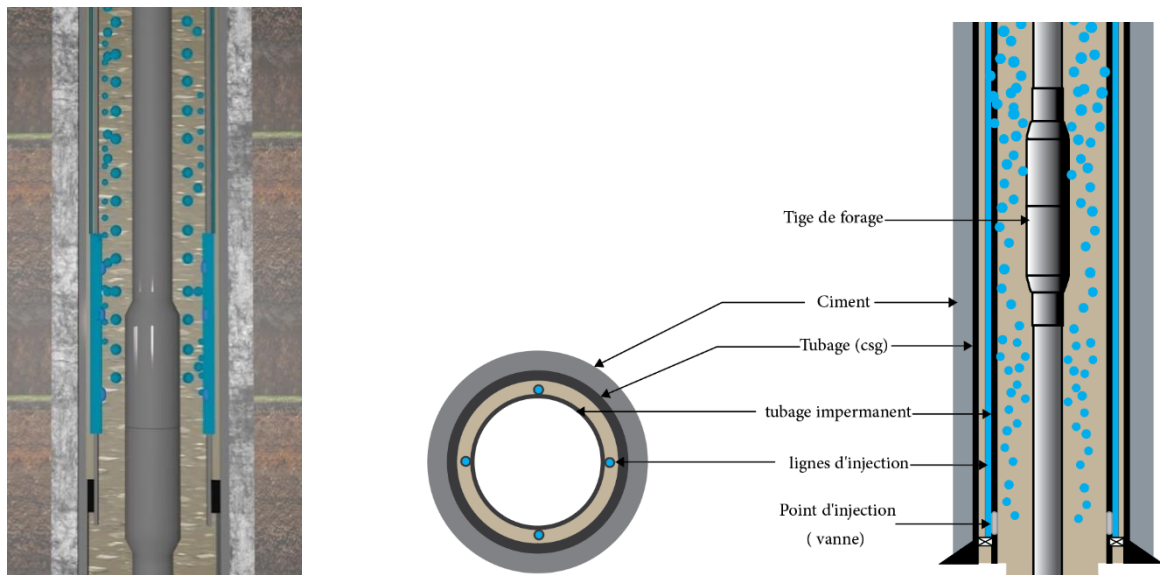


Figure 2-17 : Tubage spécial impermanent

2.2.2. Système d'écoulement

2.2.2.1. Circuit d'écoulement de fluide de forage conventionnelle

Pendant les opérations de forage conventionnelles, le système de circulation varie selon la méthode de forage utilisée (soit forage conventionnelle, en UBD ou MPD) (Figure 2-18).

Pour le système de circulation conventionnelle, le fluide de forage a prélevé des bacs actifs à l'aide des pompes à boue et circule dans la garniture de forage, pour transporter les déblais vers la surface. Ensuite, la boue est dirigée vers des équipements de contrôle des solides, tels que les tamis vibrants, les dessableurs à hydrocyclones et éventuellement une centrifugeuse décanseuse, qui séparent mécaniquement les solides indésirables. Une fois la boue est nettoyée, elle est renvoyée aux bacs à boue pour être réutilisée, avec des procédés de traitement supplémentaires pour restaurer ses propriétés.

En revanche, le forage en UBD nécessite des équipements de surface supplémentaires, tels que des vannes et des systèmes de contrôle (RCD) pour faciliter la circulation des fluides de forage qu'est accompagnée d'un (Snubbing Unit) pour le déroulement de l'opération de forage. De plus, un système d'injection de gaz est utilisé pour introduire du gaz dans le fluide de forage, contrôlant ainsi le débit et maintenant la condition sous-équilibrée souhaitée. Un équipement de sécurité de surface est également essentiel pour assurer la maîtrise du puits et la sécurité du personnel (Surface Safety System : SSS), comprenant des systèmes de décompression, des alarmes et des dispositifs de surveillance (H_2S portable sensors). Les équipements et les configurations spécifiques peuvent varier en fonction des caractéristiques du puits, des objectifs de forage et des préférences de l'entrepreneur ou de l'opérateur de forage [33].

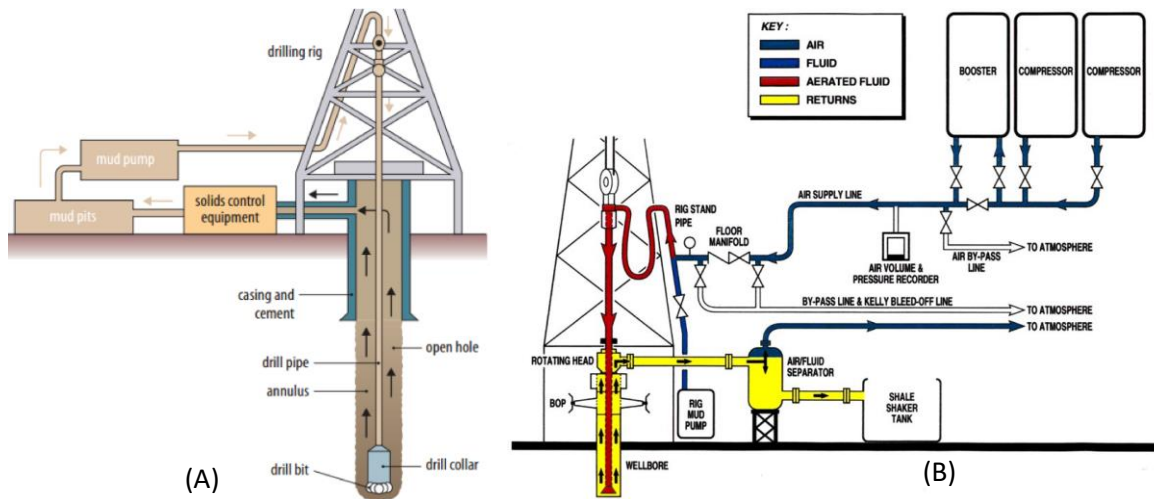


Figure 2-18: Système de circulation de fluide de forage : (A) conventionnelle [34], (B) forage en UBD [35]

2.2.2.2. Système d'écoulement de fluide de forage pour la méthode ODGD

Dans le système de circulation utilisé dans le forage en double gradient, le processus est similaire à celui du système de forage en (UBD), à l'exception que l'injection du gaz soit à travers la tête de puits. De plus, le fluide de forage est pompé séparément,

Le fluide de forage de retour est dirigé directement vers les séparateurs (Mud Gas Separator : MGS) pour permettre la séparation des phases. Le gaz est acheminé vers un système de traitement pour être traité, tandis que la boue de forage passe à travers des tamis vibrants pour être traitée avant d'être repompée dans le circuit de forage. La Figure 2-19 schématise le système de circulation pour la méthode ODGD.

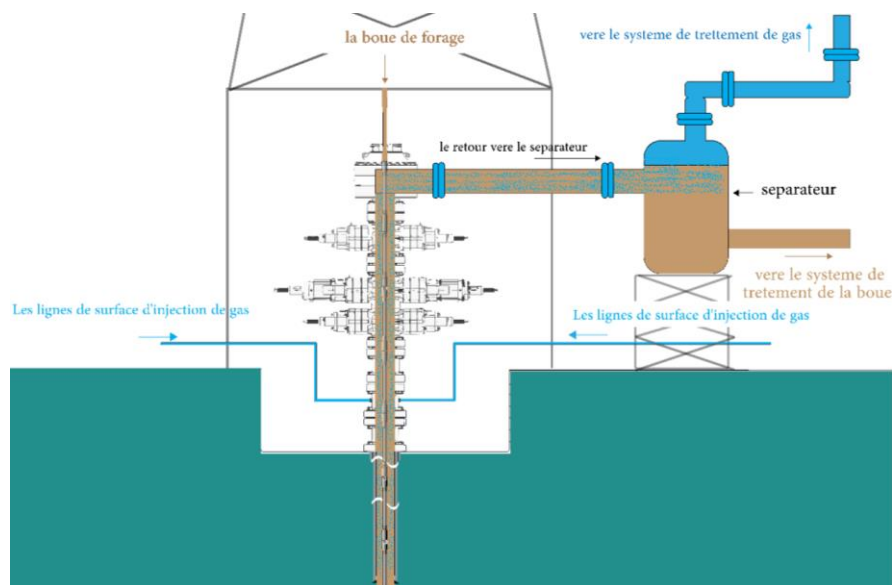


Figure 2-19 : Système de circulation pour la méthode ODGD

2.2.2.3. Choix du type de gaz à injecter

L'opération de forage en double gradient (ODGD) nécessite la disponibilité de gaz prêt du puits, soit par une livraison directe sur le chantier, soit par le stockage dans des bacs spécifiques. L'utilisation de l'Azote (N_2) est courante dans des opérations telles que l'activation artificielle (gas lift) ou le démarrage des puits (well unloading).

Cependant, d'un point de vue économique et environnementale, les émissions de CO_2 représentent une contrainte majeure pour l'industrie pétrolière. D'une part, la pollution de l'environnement et les répercussions sur la nature sont devenues des préoccupations croissantes. D'autre part, les taxes associées aux émissions de CO_2 constituent un obstacle complexe pour les entreprises du monde entier.

Dans cette étude, nous explorons la possibilité d'utiliser le recyclage du CO_2 comme alternative au Nitrogène N_2 dans les opérations de forage. Cette approche présente plusieurs avantages. Tout d'abord, le CO_2 est largement disponible, ce qui facilite son utilisation dans les opérations de forage. Deuxièmement, le CO_2 peut s'avérer plus économique que le N_2 , offrant ainsi une solution plus rentable pour les entreprises.

En considérant ces facteurs, l'étude se concentre sur l'évaluation de l'efficacité du recyclage du CO_2 dans les opérations de forage en double gradient.

L'effet du CO_2 sur les boues à base d'eau (WBM) et les boues à base d'huile (OBM) peut être résumé dans les points suivants :

1) Effets du CO_2 sur les propriétés du fluide de forage WBM et OBM

La contamination par le CO_2 a des effets différents sur les boues à base d'eau (WBM) et les boues à base d'huile (OBM). Dans le cas des boues (WBM), une contamination par le CO_2 entraîne une grande diminution de la viscosité, rendant la boue inefficace pour le nettoyage du puits et le transport des déblais de forage. Cela conduit à une réduction du taux de forage et à des coûts de forage plus élevés. Cependant, après une période initiale de contamination, la densité et la viscosité de la boue restent constantes, ce qui permet de la réutiliser après le reconditionnement de la boue[36]. Pour les OBM, la contamination par le CO_2 entraîne une augmentation de la densité, de la viscosité et de la résistance à la traction de la boue. Cela peut rendre la boue moins efficace en raison de cette viscosité excessive [37].

D'après Ces études en conclue que la contamination par le CO_2 a des effets négatifs sur les propriétés des boues, tant pour les WBM que pour les OBM, ce qui peut entraîner des problèmes opérationnels et des coûts supplémentaires

2) L'injection de CO_2 dans la boue OBM avec des faibles concentrations

Les études de (J. Khatib et al) et (M. Teke et al.), Explorer les effets de la contamination par le CO_2 à de faibles concentrations tel que et de faible taux d'injection. Leurs résultats suggèrent que l'impact sur les propriétés rhéologiques des boues à base d'huile est minimal à de faibles concentrations de CO_2 . (J. Khatib et al) [38], ont observé de légères variations de viscosité et d'autres paramètres rhéologiques, indiquant un effet minimal. De même, (M.

Teke et al.)[39] ont étudié la stabilité et les propriétés de filtration des fluides de forage à base d'huile exposés au CO₂ et ont suggéré que l'effet du CO₂ sur ces propriétés est limité, en particulier à de faibles concentrations.

Ces résultats comparatifs mettent en évidence l'impact significatif des taux d'injection élevés de CO₂ sur les propriétés des boues à base d'huile, entraînant des grands changements de densité, et de viscosité. En revanche, à de faibles concentrations, les effets de la contamination par le CO₂ sur les propriétés rhéologiques des boues à base d'huile semblent être minimal.

3) Entre N₂ et CO₂

Le choix de gaz CO₂ et N₂ a un effet sur les propriétés rhéologiques du fluide de forage qu'est dépend de divers facteurs, notamment l'opération de forage spécifique, les considérations financières et les considérations de sécurité. Voici quelques facteurs à prendre en compte :

- Considérations de sécurité : La sécurité est un aspect crucial à prendre en compte lors de l'utilisation de tout gaz dans les opérations de forage. Le CO₂ et le N₂ ont tous deux des considérations spécifiques en matière de sécurité, notamment leur impact potentiel sur la santé surtout ou le CO₂ est considéré comme les gazs toxique, ou des concentrations élevées de dioxyde de carbone représente la plus grande menace professionnelle[40], leur inflammabilité et la nécessité d'une manipulation et d'un stockage appropriés. Il est essentiel d'évaluer les risques liés à la sécurité de chaque gaz et de mettre en place des mesures appropriées pour atténuer ces risques.
- Solubilité du gaz : Le CO₂ est plus soluble dans les fluides de forage à base d'huile. Cette solubilité peut entraîner des changements dans les propriétés rhéologiques du fluide de forage, affectant sa viscosité, le contrôle de filtrats et ses performances globales. [37]. Le N₂, étant moins soluble, peut avoir un impact relativement plus faible sur les propriétés rhéologiques.
- Le Coût : L'utilisation du gaz CO₂ peut être plus économique que l'utilisation du gaz N₂. Le dioxyde de carbone est souvent produit comme sous-produit indésirable lors de nombreuses productions industrielles, ce qui le rend plus disponible. En revanche, l'azote nécessite un processus de distillation de l'air et des équipements spécialisés pour sa génération. Le prix de l'azote industriel est d'environ 200 € le tonne, tandis que le prix du dioxyde de carbone est plutôt de 30 €. Cette disponibilité et cette différence de coût peuvent contribuer à réduire les dépenses liées à l'acquisition et à l'injection du CO₂ dans le fluide de forage par rapport au gaz N₂ [41].

2.2.3. Les avantages de la méthode ODGD

La création de deux gradients différents dans le puits rend l'opération de forage plus sophistiquée et avantageuse. Cela peut être résumé dans les points suivants :

2.2.3.1. L'architecture de puits

a) Augmenté les cotes finales des phases de puits

L'utilisation des deux gradients permet de forer des longues phases de forage grâce à l'utilisation des différents boues au même temps, ou le sabot de tubage est protégé par l'injection de gaz qui peut créer un gradient constant au-dessus de la colonne de tubage, tel que la pression de fond est gérée par les deux gradients dans le puits.

b) Le contrôle de pression dans l'annulaire (ECD)

Selon Chen and Gao [15] la réduction de la perte de pression annulaire peut également augmenter efficacement la MAMD de MERD. Ainsi, grâce à la méthode ODGD, cette réduction de pression peut être créée par l'injection du gaz d'une manière dynamique pendant le forage. Donc, la réduction de l'ECD, ou les limites de forage peuvent être étendues à des profondeurs plus grandes, ce qui entraîne une amélioration du MAMD.

Grâce à la méthode ODGD, il devient possible d'optimiser les performances de forage en maximisant le MAMD et améliorant l'efficacité du forage.

c) Réduire le nombre de colonne de tubage (abnormal pressure)

L'étude de Bolt et Bercegeay [13], a indiqué que lors du forage de formations à haute pression (abnormal pressure), il devient plus difficile de maintenir la stabilité et la sécurité du puits en raison des variations du gradient de pression de la formation. Ces variations peuvent entraîner la fracturation des formations pendant le forage, ce qui nécessite l'utilisation d'un tubage pour protéger les formations précédentes et maintenir la stabilité et la sécurité du puits. Cependant, avec la méthode ODGD, l'utilisation d'un tubage pour protéger les formations traversées avant le forage de formations à haute pression n'est plus obligatoire. En effet, la méthode ODGD permet l'affrontement des variations du gradient de pression des formations à travers un double gradient de fluide de forage dans le puits.

Grâce à cette méthode, les variations de pression sont mieux contrôlées, ce qui réduit le risque de fracturation des formations. La méthode ODGD offre une solution alternative en permettant l'utilisation d'un double gradient de fluide de forage pour maintenir la stabilité et la sécurité du puits, sans recourir systématiquement à un tubage de protection.

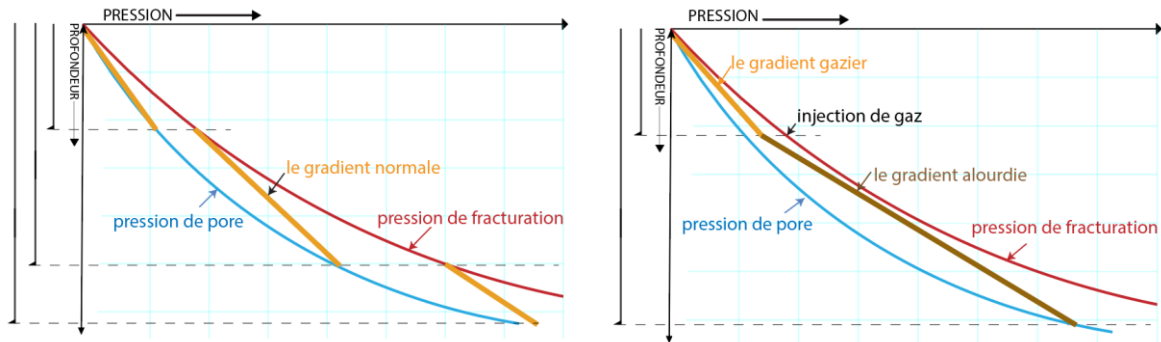


Figure 2-20: Nombre de tubage entre le forage conventionnelle et le forage en ODGD

- L'application de cette méthode pour forer les formations à pression élevée est conditionnée par plusieurs facteurs tel que :

- **La pression élevée de la formation** : Lorsque la pression de la formation est élevée, il est nécessaire d'utiliser une boue de densité suffisamment élevée pour générer une pression de fond supérieure à celle de la formation. En particulier que Le forage est réalisé avec une surpression (over-balance), où la somme des deux gradients (boue et gaz) doit être supérieure à la pression de la formation comme il est démontré dans l'Eq-(2.1) .

$$P_{\text{fond}}(BHP) > P_{\text{formation}} \quad (2.1)$$

- **La pression de fracturation au niveau du sabot de tubage** : La pression de fracturation est la pression à laquelle la formation se fracture et où le fluide de circulation est perdu [1]. Il est important de ne pas dépasser cette pression avec le gradient généré par la boue de forage et le gaz injecté (Eq-(2.2)).

$$G_{\text{gasier}} * TVD_{\text{tubage}} < P_{\text{fracturation}} \quad (2.2)$$

- **La longueur de la zone découverte (Open Hole)** : Lorsqu'il y a une courte distance entre le sabot de tubage et le sommet de la formation à pression élevée, la génération de la pression de fond souhaitée devient plus difficile, et il est nécessaire d'utiliser un gradient de boue de densité élevée pour obtenir la pression de fond désirée. En particulier que la capacité d'alourdir de la boue présente des limites ou on ne peut pas obtenir des boues avec des densités supérieures de 2.6 SG ou de 3 SG.

La pression de fond selon l'opération de forage en ODGD est la résultante des deux gradients de la boue comme l'Eq- (2.3) Indique :

$$BHP = G_{\text{gasier}} * TVD_{\text{tubage}} + G_{\text{Boue}} * TVD_{\text{découvert}} \quad (2.3)$$

- (BHP, Bottom Hole Pressure) : Pression de fond en (bar)
- G_{gasier} : gradient de pression du à l'injection de gaz au-dessus du sabot (bar/m)
- G_{Boue} : gradient de pression de la boue au-dessous du sabot (bar/m)
- $\text{TVD}_{\text{tubage}}$: profondeur verticale de tubage (m)
- $\text{TVD}_{\text{découverte}}$: profondeur verticale de la découverte (m)

Il est important de considérer ces facteurs, car l'application de la méthode ODGD peut être inefficace en fonction des conditions géologiques spécifiques du puits.

2.2.3.2. Pendant le contrôle de venu (well control)

Le forage avec deux gradient (ODGD) permet de contrôler de puit d'une manière satisfaisante. Le contrôle est basé sur la manipulation des deux gradients comme indiqué dans la [Figure 2-21](#), La pression du fluide dans l'espace annulaire empêche la filtration des fluides de formation et au même temps protéger les zones fragiles. En cas de venu, la récupération du contrôle primaire est effectuée simplement en réduisant le débit d'injection de gaz, sans avoir recours aux procédures de contrôle de venue conventionnelles. Cela permet de minimiser le NPT lié aux opérations de la fermeture de puits, stabilisation de pression, préparation de la nouvelle boue et la circulation de la boue nouvelle qu'est une opération lente et critique pendant la réalisation.

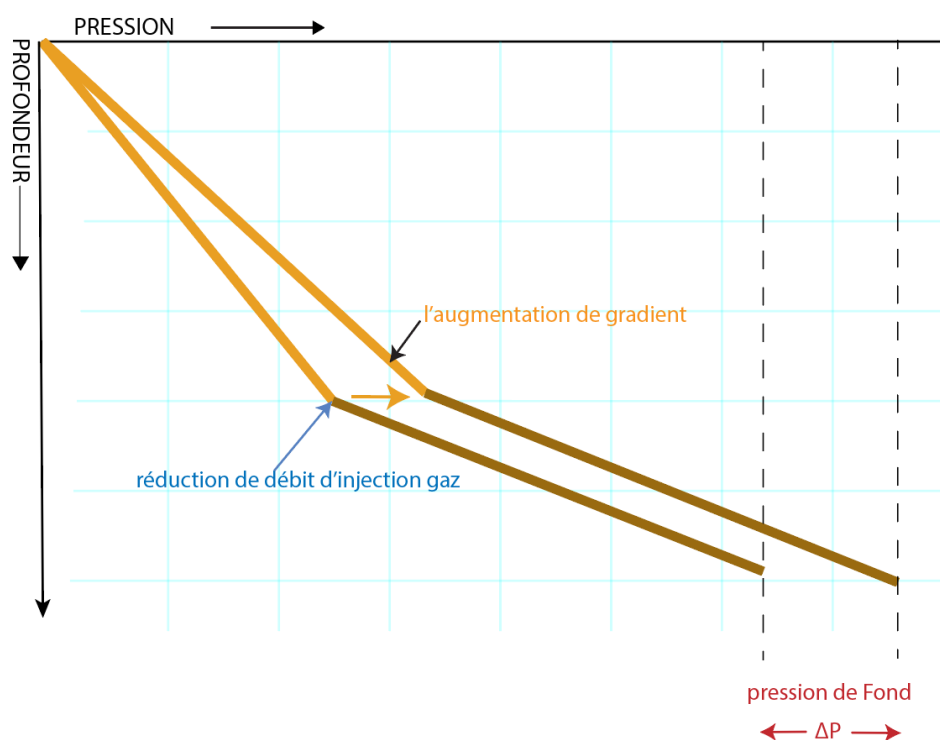


Figure 2-21 : récupération du control primaire selon la méthode ODGD

2.2.3.3. Forage en UBD

L'ODGD offre des avantages significatifs par rapport à l'UBD dans les puits horizontaux, notamment en ce qui concerne le nettoyage du puits. Dans l'ODGD, le gaz est présent principalement dans la partie verticale du puits, tandis que le fluide de forage occupe la majorité de la partie horizontale comme illustré dans la [Figure 2-22](#).

Grâce à l'augmentation du débit de la boue de forage dans la partie horizontale, l'élimination des lits de déblais (cutting beds), devient plus efficace. ce permet de améliorée le transport des déblais dans le drain horizontal [11].

L'avantage clé de l'ODGD est dans la possibilité d'améliorer le nettoyage du puits, ce qui est essentiel pour assurer des opérations de forage efficaces dans les puits horizontaux. En optimisant le débit de la boue de forage et en permettant une meilleure élimination des déblais.

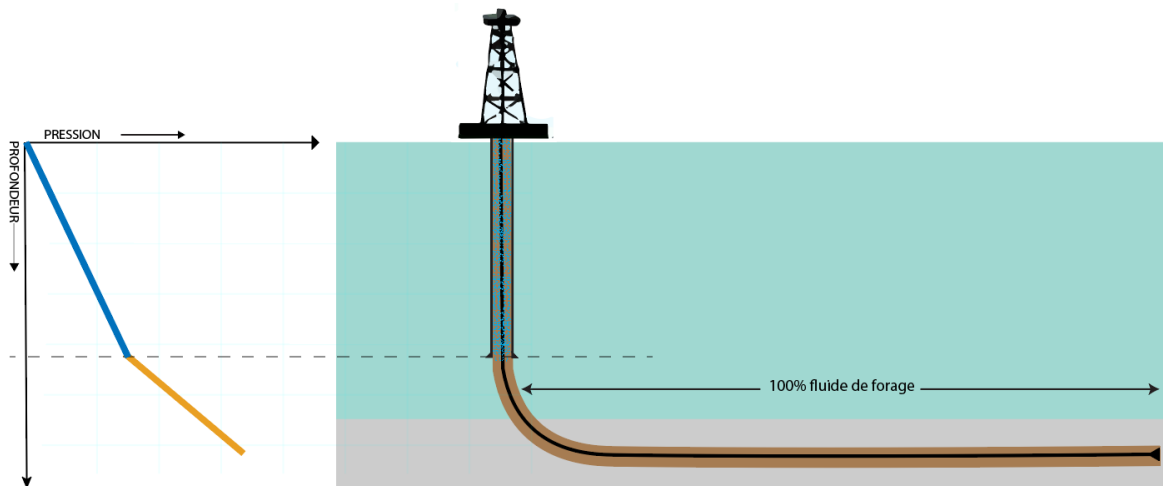


Figure 2-22 :forage en UBD avec la methode ODGD

2.2.3.4. Combinaison des méthodes ODGD et MPD

Une autre application intéressante de l'ODGD est sa combinaison avec le MPD. En associant les deux techniques, il devient possible de contrôler la pression de fond du puits de manière plus précise et efficace comme illustré dans la [Figure 2-23](#).

L'un des avantages de cette combinaison est la capacité d'effectuer une augmentation de pression de fond à l'aide des équipements du MPD. Cela permet de gérer et de contrôler la pression dans le puits de manière dynamique, en utilisant une seule boue de forage. L'ODGD offre une méthode alternative pour réduire le gradient de pression normale de la boue dans le puits, ce qui permet de maintenir des conditions de forage optimales. En utilisant conjointement l'ODGD et le MPD, les opérateurs peuvent bénéficier d'un meilleur contrôle de la pression de fond et ainsi éviter les problèmes potentiels liés à la pression.

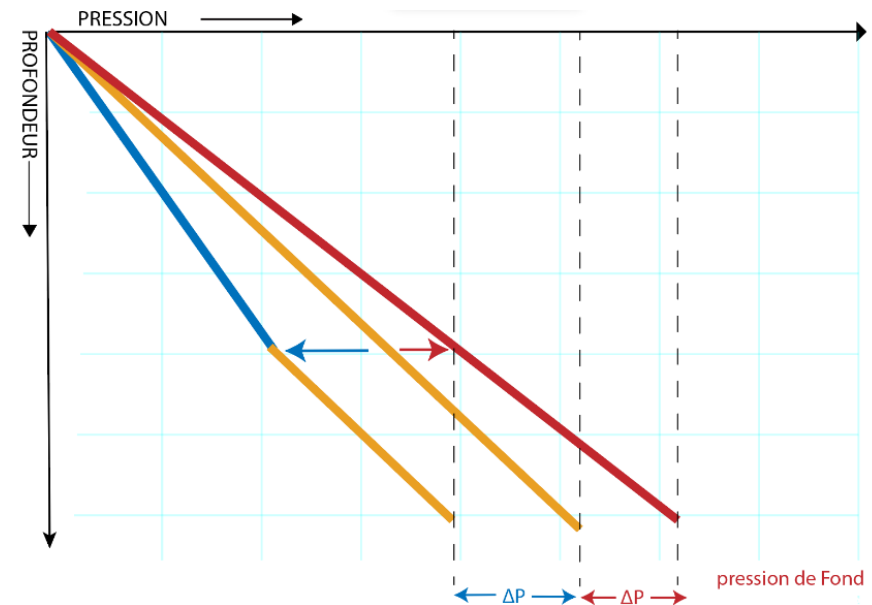


Figure 2-23 : combinaison des opérations MPD et OGD

2.2.4. Discussion des méthodes proposées

2.2.4.1. Injection de gaz à travers la garniture de forage

- Difficultés et complexités :
 - Débit de pompage instable : L'injection intermittente de gaz entraîne un débit de pompage instable, ou l'écoulement de forage est stopper ou le gaz est débité dans l'annulaire. Cela peut entraîner des variations indésirables dans la pression et le débit de la boue, ce qui peut compliquer la création d'un double gradient stable.
 - Utilisation de vannes d'injection à chaque longueur de 3 tiges : il est nécessaire d'utiliser des vannes d'injection à chaque longueur de 3 tiges (stand), ce qui augmente le nombre total de vannes d'injection requises. De plus, la garniture du forage peut devenir moins faible en face aux grandes forces de traction ou de torsion pendant le forage, en particulier dans des conditions géologiques difficiles.
 - Déplacement du point d'injection : À mesure que le forage progresse, le point d'injection se déplace, entraînant un déplacement des 3 tiges de forage. Cela peut entraîner une instabilité de point d'injection, ce qui peut compliquer la création d'un double gradient contrôlé et stable.

En raison de ces contraintes et difficultés, il peut être préférable d'utiliser un point d'injection fixe à travers le tubage. Cela permettrait d'éviter les problèmes liés à l'injection intermittente, tels que le débit instable, le besoin de vannes d'injection multiples et le déplacement du point d'injection. Un point d'injection fixe offre une meilleure stabilité et contrôlabilité du double gradient, facilitant ainsi les opérations de forage.

2.2.4.2. Injection à travers le tubage

Pour les trois méthodes que nous allons présenter par la suite, il est nécessaire de :

- Fabriquer une nouvelle tête de puits (well head) équipée avec des portes qui permettent l'injection de gaz.
- Une vanne d'injection placée au niveau de sabot de tubage (casing shoe).
- Toutes les méthodes sont des scénarios pour créer la liaison entre la surface et la vanne d'injection.

1. Nouvelle conception de tubage**Les Avantages :**

- Simplification de la conception du puits : l'utilisation d'une conception spéciale de tubage avec des lignes de gaz traversant le corps du tubage peut simplifier la conception globale du puits, réduisant la complexité et potentiellement les coûts d'installation par rapport à l'ajout de conduites supplémentaires jusqu'à la surface.
- Préservation de l'intégrité du ciment : La partie extérieure du tubage reste uniforme, préservant ainsi l'intégrité du ciment dans le puits, de manière similaire aux opérations de cimentation du tubage conventionnel.
- Réduction potentielle des coûts : En éliminant le besoin de conduites supplémentaires jusqu'à la surface, cette conception de tubage peut économiser les coûts en termes de matériaux, d'installation et de maintenance.

Les Inconvénients :

- Complexité accrue à la conception et à la fabrication : La mise en place d'une conception de tubage avec des chemins de gaz à travers son corps peut nécessiter des processus de conception et de fabrication plus complexes, ce qui pourrait potentiellement augmenter les coûts et entraîner des défis techniques.
- L'épaisseur du tubage : L'épaisseur du tubage doit être soigneusement prise en compte pour accueillir le diamètre des lignes de gaz tout en préservant la circularité et l'intégrité structurelle de la partie extérieure du tubage.
- Exigences d'alignement et d'étanchéité : Un alignement adéquat des lignes de tubage est essentiel pour assurer la connexion, la continuité et l'étanchéité des lignes d'injection de gaz pendant les opérations de tubage.

2. Emplacement des lignes interne de tubage**Les Avantages**

- Méthode complémentaire à la technique de forage conventionnelle : Cette méthode peut être considérée comme un ajout à la technique de forage conventionnelle, offrant la possibilité d'injecter du gaz à l'intérieur du tubage. Elle peut également s'inspirer du même

concept utilisé pour l'injection d'azote pendant la complétion pour neutraliser le puits. Cela peut fournir une approche flexible et contrôlée pour l'injection de gaz.

Les Inconvénients

- Considérations liées au diamètre des lignes : Le diamètre des lignes de gaz doit être pris en compte en fonction des outils qui seront introduits ultérieurement dans le puits. Il est essentiel de garantir que les lignes de gaz sont dimensionnées de manière appropriée pour permettre le passage des outils nécessaires à l'opération.
- Décision sur le retrait des lignes : Une décision doit être prise quant à la présence des lignes de gaz dans le puits après le tubage et la cimentation. Il est possible de les laisser en place ou les retirer avant l'opération de cimentation. Cette décision dépendra des besoins spécifiques du projet.

3. Emplacement des lignes externe de tubage

Les Avantages

- Simplification des processus de fabrication et d'installation : L'installation de lignes sur le corps externe du tubage peut simplifier les processus de fabrication et d'installation, car ce modèle est similaire à celui du système de la pompe émergée. Cela peut entraîner des gains d'efficacité et de temps lors de la mise en place du système de gaz.

Les Inconvénients

- Augmentation des coûts : Cette méthode peut entraîner une augmentation des coûts du projet en raison de la nécessité d'utiliser des équipements et des matériaux supplémentaires pour l'installation des tubes sur le corps externe du tubage. Il est important de prendre en compte ces coûts supplémentaires lors de l'évaluation économique du projet.
- Considérations liées aux diamètres : Les diamètres des lignes de gaz doivent être soigneusement pris en compte pour s'assurer qu'ils correspondent au diamètre intérieur du tubage existant ou que le diamètre des lignes de tubage permette un passage sans restriction du tubage. Cela peut nécessiter une planification précise pour assurer la compatibilité des diamètres.
- Défi de l'intégrité de la cimentation : L'intégrité de la cimentation peut être un grand défi lors de l'utilisation de cette méthode. L'installation des tubes sur le corps externe du boîtier peut affecter la qualité de la cimentation, ce qui peut entraîner des problèmes potentiels tels que des micro-annulaires ou des zones à faible adhérence entre le ciment et le tubage. Une attention particulière doit être accordée à ce défi pour garantir l'intégrité structurelle et opérationnelle du puits.

2.2.4.3. Injection à travers un espace annulaire impermanent**1) Injection selon un annulaire concentrique**Les avantages

- Réduction des coûts et du temps : La mise en place d'un système d'injection annulaire concentrique permet de réduire la nécessité de forages supplémentaires et de l'installation de nouveaux tubages. Cela peut permettre d'utiliser un puits et un tubage déjà existants, ce qui peut réduire les coûts et de temps.
- La compatibilité avec les équipements conventionnels : ce point est un aspect essentiel de la technologie de forage à double gradient (DGD). L'avantage de cette méthode est qu'elle peut être mise en œuvre en utilisant les tubages et les équipements déjà présents dans l'industrie pétrolière. Cela signifie que les opérations de forage à double gradient peuvent être réalisées sans nécessiter de modifier les infrastructures existantes.
- Flexibilité dans le positionnement de l'injection de gaz : Avec un système d'injection annulaire concentrique, il est possible de positionner le point d'injection de gaz à n'importe quelle profondeur à l'intérieur du tubage existant. Cela offre une plus grande flexibilité dans le contrôle du gradient de pression au-dessus du sabot du tubage, en fonction des besoins spécifiques du puits.

Les Inconvénients

- Évaluation de la faisabilité et de la sécurité : Avant d'utiliser un tubage existant pour un système d'injection annulaire concentrique, il est important d'évaluer attentivement la faisabilité et la sécurité de cette approche. Des études approfondies doivent être menées pour s'assurer que le tubage existant peut supporter les contraintes associées à l'injection de gaz et garantir l'intégrité du puits.
- Modification de l'architecture du puits et du programme de forage : L'ajout du deuxième tubage dans l'espace annulaire peut nécessiter des ajustements dans la conception globale du puits et du programme de forage. La réduction du diamètre des outils peut limiter la capacité de forage et nécessiter des adaptations spécifiques pour maintenir l'efficacité du processus de forage.
- Risque pour l'intégrité du ciment : L'injection de gaz dans l'espace annulaire présente un risque pour l'intégrité du ciment en raison de l'effet thermique du gaz contre le tubage. Des variations de température peuvent provoquer la contraction de tubage précédent ce qui affecte le ciment, créant des micro-annulaires qui permettent le mouvement des gaz de formation jusqu'à la surface. Des mesures doivent être prises pour évaluer et minimiser ces risques afin de maintenir l'intégrité du puits et d'assurer une circulation de fluides sûre et efficace.

Il est essentiel de prendre en compte ces inconvénients et considérations lors de l'évaluation et de la mise en œuvre d'un système d'injection annulaire concentrique pour le forage.

2) Tubage spéciale impermanente**Les Avantages**

- La conception de tubage intermittent avec des lignes cylindriques externes offre une solution innovante pour le forage à double gradient. En installant ces tuyaux après la mise en place du tubage, elle offre une méthode flexible pour injecter du gaz ou un fluide plus léger.
- Cette méthode aide à maintenir l'intégrité du ciment en réduisant les contraintes thermiques causées par l'injection directe de gaz contre le tubage. En remplissant l'espace annulaire entre les deux tubages avec de la boue, l'impact des effets thermiques est réduit, assurant une meilleure isolation des formations et une meilleure intégrité du puits.
- Elle élimine les besoins de forage et de tubage supplémentaires, ce qui peut potentiellement réduire les coûts et gagner du temps lors de la construction du puits. Elle permet une injection efficace et contrôlée de gaz ou de fluide plus léger, améliorant les performances de forage et l'efficacité opérationnelle globale.
- En optimisant la méthode d'injection près du sabot de tubage, cette méthode vise à protéger ce point critique dans le puits, assurant la stabilité et prévenant les problèmes potentiels liés à la densité du fluide.

Les Inconvénients

- La conception et l'installation du système de tubage intermittent peuvent nécessiter une planification supplémentaire et une expertise en ingénierie par rapport aux méthodes de forage conventionnelles. Il est essentiel de s'assurer l'alignement et de la connexion appropriés des tubes cylindriques externes pour obtenir une injection de gaz efficace et maintenir l'intégrité du puits.
- Une attention particulière doit être accordée à la sélection des matériaux pour les tubes externes afin de résister à l'injection de gaz ou de fluide à haute pression. La compatibilité de ces matériaux avec l'environnement du puits et le potentiel de corrosion ou d'autres facteurs de dégradation doivent être évalués.
- La conception de tubage peut présenter des limitations dans certaines conditions de puits ou de formations géologiques. La faisabilité de cette méthode doit être évaluée au cas par cas, en tenant compte de facteurs tels que la profondeur du puits, les caractéristiques du réservoir et les exigences opérationnelles.

Dans l'ensemble, la conception de tubage intermittent offre des avantages potentiels pour le forage à double gradient, mais une planification, une évaluation et une mise en œuvre soignées sont essentielles pour maximiser ses avantages et surmonter les défis potentiels.

2.2.5. Etapes de l'opération ODGD

2.2.5.1. Opération de forage

L'injection de gaz est réalisée simultanément avec l'ensemble de l'opération de forage. Cela signifie que le fluide de forage est pompé en même temps que le débit de gaz souhaité afin de générer le gradient de pression désiré.

Pendant l'opération de forage, il est nécessaire d'arrêter l'injection de gaz en raison des différences de densité entre le gaz et le fluide de forage. Le gaz peut pousser le fluide de forage hors du système, entraînant une diminution critique de la pression au fond du puits. Pour résoudre ce problème, un bouchon de boue légère, ayant une densité correspondant à celle du gaz précédemment généré, est injecté. Les étapes de l'opération sont résumées dans les points suivants :

1) Avant d'arrêter le pompage de boue, le bouchon de boue est positionné à la partie supérieure du puits.

2) La synchronisation du processus de pompage est importante. Une fois que le fluide léger atteint l'outil de forage, l'injection de gaz est arrêtée, avec des calculs précis pour garantir les volumes requis.

3) Le bouchon de boue léger peut être pompé selon deux méthodes :

a) À travers l'outil de forage : bien que cette approche puisse nécessiter un temps de pompage plus long comme illustré dans la [Figure 2-24](#) .

b) À travers une vanne de circulation : une vanne commandée à distance ou un système similaire de commande comme ce qui est utilisé dans les équipements MWD (Mesures pendant le Forage) [Figure 2-25](#), peut être utilisé pour fournir un chemin plus court pour placer le bouchon de boue. C'est le même principe de la vanne de circulation de forage (WELL COMMANDER) , qui fournit un chemin de circulation alternative pour des fonctions critiques tel que l'injection des matériaux colmatant lors les pertes de circulation dans le puit pour protéger les Equipements de (Measurements While Drilling : MWD) [\[42\]](#).

Les deux types de vannes doivent être incorporés à des intervalles régulières, par exemple tous 3 stands de forage, afin de faciliter le placement précis du bouchon de boue à différentes profondeurs dans le puits.

Cette séquence des opérations de forage est possible de contrôler efficacement et précisément l'injection de gaz et de déployer avec succès le bouchon de boue légère. Cela garantit que la pression au fond du puits reste dans les limites acceptables pendant le processus de forage à double gradient.

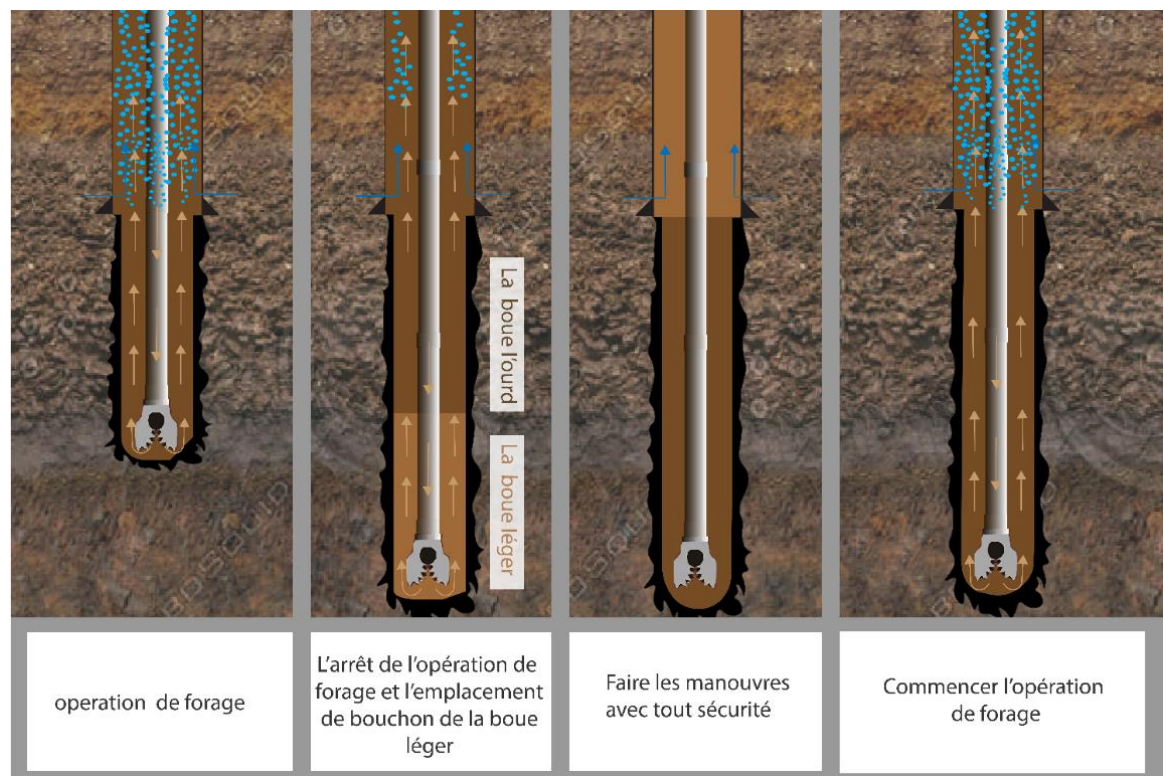


Figure 2-24 : Etapes de forage avec l'ODGD

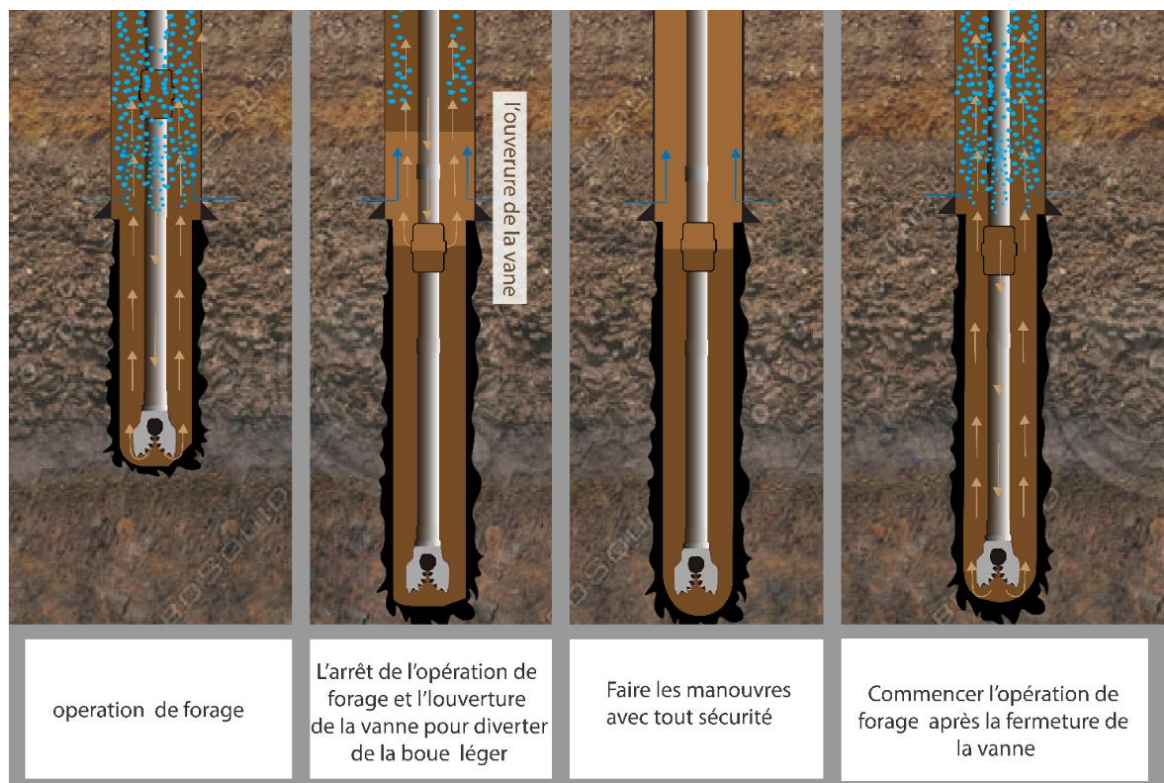


Figure 2-25 : Etapes de forage avec l'ODGD utilisant la vanne de circulation

2.2.5.2. Puit vide sans garniture

a) Remontée de la garniture

Dans la partie lourde : le pompage est réalisé d'une manière à maintenir le niveau de la boue lourde et légère près du sabot comme illustré dans la [Figure 2-26](#).

Dans la partie légère : le pompage de fluide léger est effectué d'une manière normale.

b) Descente de la garniture

Dans la partie légère : le pompage de fluide léger est réalisé d'une manière normale.

Le pompage de la boue lourde est accompagné de l'injection de gaz, ce qui nécessite la mise en place d'un bouchon léger.

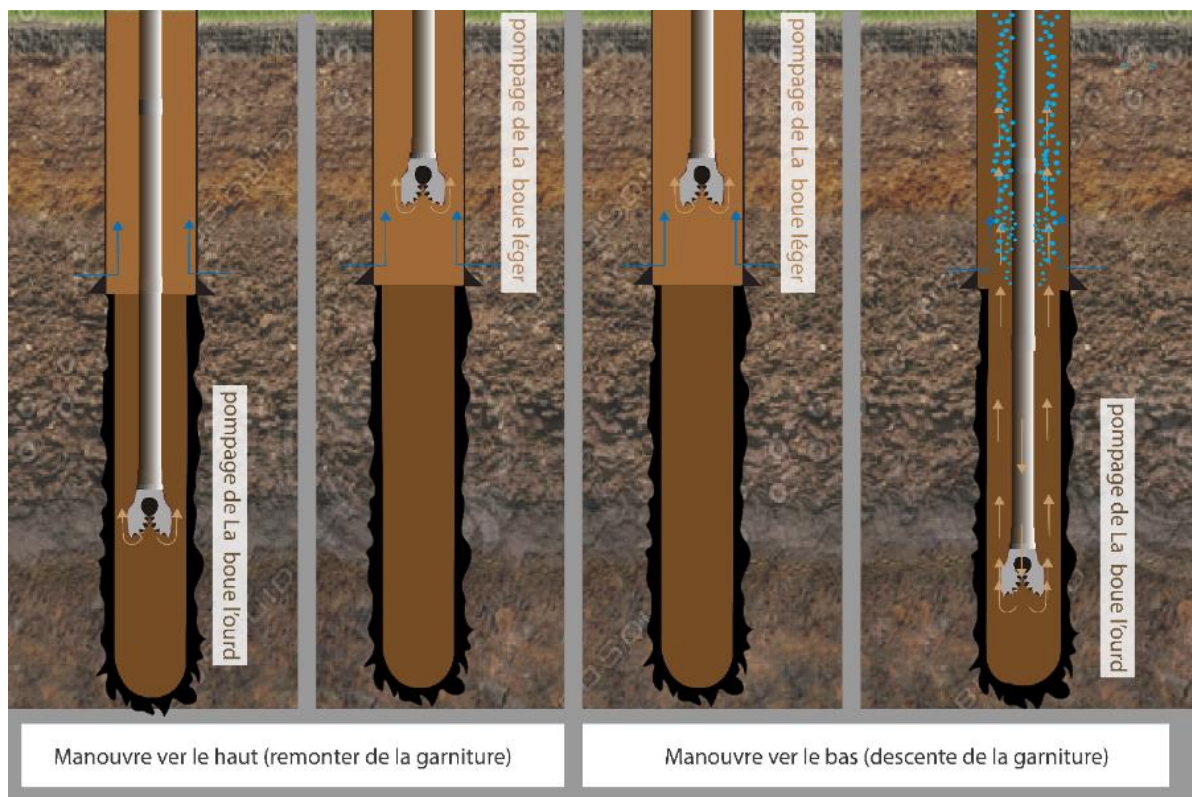


Figure 2-26 : Manuvres (up/down) de la garniture de forage

2.2.5.3. Opération de tubage et cimentation :

L'opération est illustrée dans la [Figure 2-27](#) où le puits est rempli avec les deux fluides, à savoir la boue légère et le ciment.

a) Descendre de la colonne de tubage

Pour chaque tubage descendu, il est nécessaire de pomper les différents fluides tel que :

- Dans la partie légère : le pompage de la boue légère se fait sans complications.
- Dans la partie lourde : il est essentiel de maintenir le niveau de la boue lourde en fonction du sabot de tubage. Si la boue lourde est pompée, l'injection de gaz est effectuée jusqu'à l'installation du bouchon léger.

b) Opération de cimentation

- Lors de l'opération de cimentation, l'injection de gaz est arrêtée lorsque la boue légère entre dans le puits, ou elle est maintenue à un débit faible pour réduire la pression exercée par la boue lourde sur la boue légère jusqu'à ce que la boue légère atteigne le sabot.
- Ainsi, dans le puits on a deux fluides : le ciment et la boue légère.
- L'utilisation de bouchons de séparation (spacers) est essentielle pour éliminer le mélange de ciment/boue légère et de boue lourde/boue légère.
- La synchronisation entre le calcul des volumes, les débits de pompage et d'injection de gaz conditionnent la pression de fond du puits et doit être soigneusement prise en compte pour manipuler en toute sécurité l'opération de cimentation.

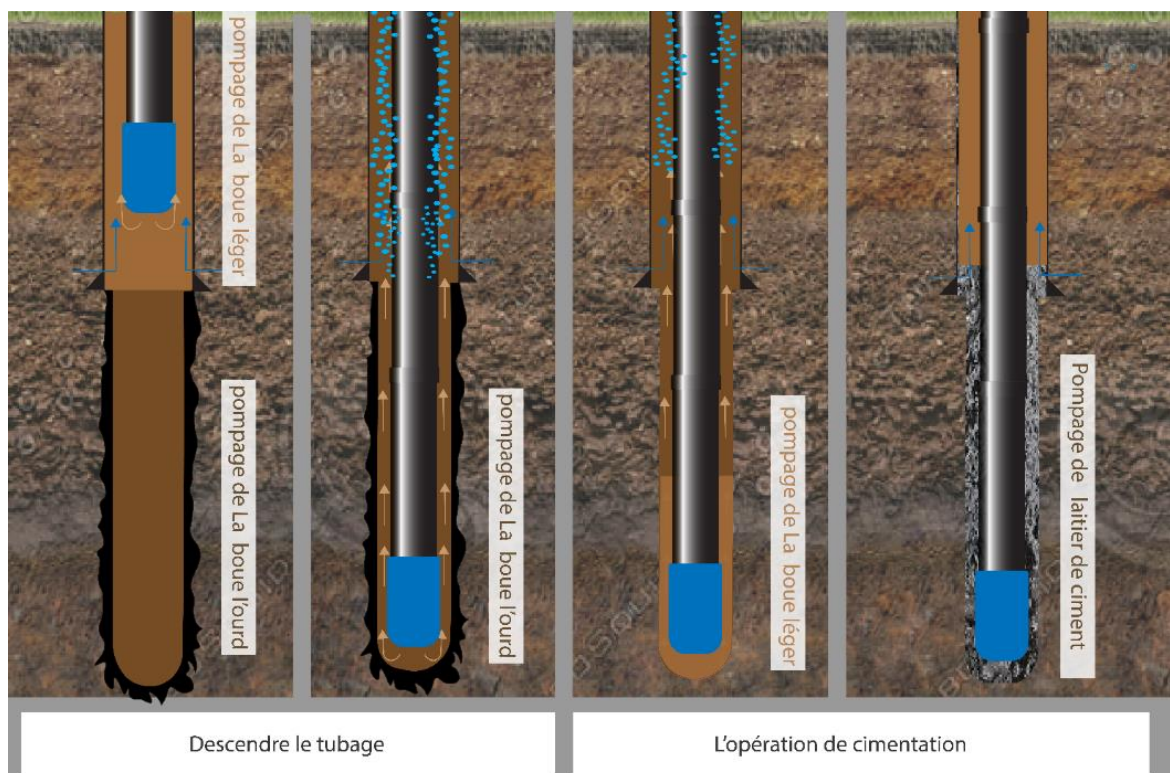


Figure 2-27 : Etapes de l'opération de cimentation

2.2.6. Analyse économique

L'analyse comparative entre le forage conventionnel et le forage en double gradient onshore (ODGD) est effectuée pour évaluer les aspects des deux méthodes. Plusieurs critères sont pris en compte lors de cette analyse pour déterminer aspect économique de chaque méthode.

2.2.6.1. Forage conventionnel

Le forage conventionnel est considéré comme étant le principe de base de l'opération de forage dans les puits jusqu'à présent. La rentabilité d'un puits est fortement liée à la relation entre les coûts globaux du projet et sa rentabilité.

Le coût total d'un puits de forage onshore est divisé en plusieurs parties, comme illustré dans la Figure 2-28. Le forage lui-même représente la majeure partie des coûts, avec une proportion comprise entre 60 % et 69 %. Ou 30 à 50 % de cette partie est liée au forage et aux manœuvres [43], Ces coûts comprennent l'appareil de forage, les outils de forage, les services de puits tels que la déviation et le fluide de forage. En plus, les opérations de tubage et de cimentation représentent de 18 % à 21 % des coûts. Les autres opérations comprennent la complétion du puits, les diagaphies, ainsi que les opérations de préparation avant et après le forage (DTM). Il est important de noter que ces coûts peuvent varier en fonction de différents facteurs tels que la profondeur du puits et les caractéristiques géologiques des terrains traversés.

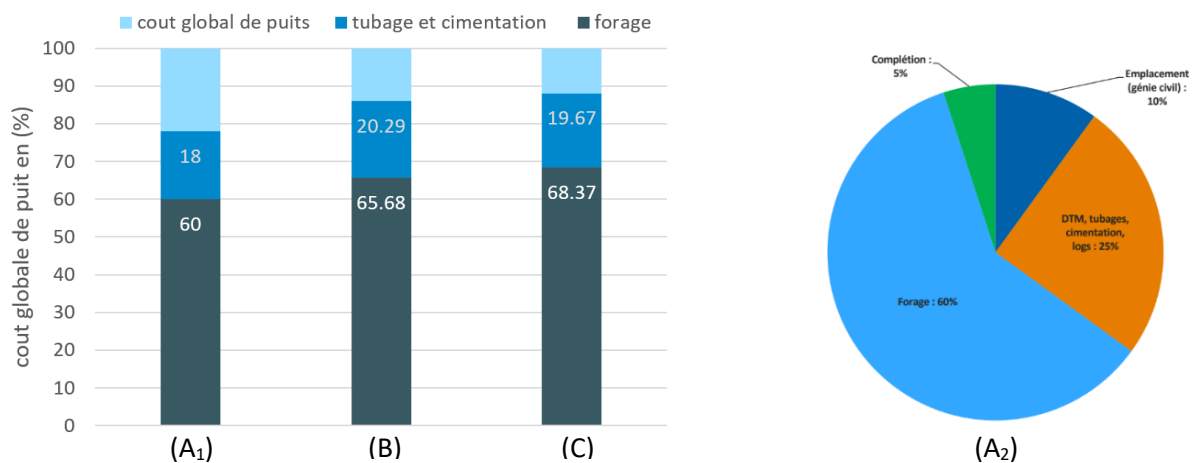


Figure 2-28 : (A) pourcentages des opérations de forage et de la cimentation (A₁) et (A₂) les statistiques de IFP [43], (B) et (C) deux puits dans l'Indonésie (B) Central, (C) west Java field [44]

2.2.6.2. Forage en double gradient DGD en eau profond

Dans le contexte du forage offshore en eau profonde, où les coûts des projets de forage revêtent une importance cruciale, des techniques de forage innovantes telles que le forage offshore en double gradient (ODGD) ont été développées. (Brainard) [45] présente les

résultats d'une analyse probabiliste des coûts, des avantages et de l'évaluation de la faisabilité de différentes technologies de forage à pression équilibrée (MPD).

Plus spécifiquement, dans son analyse du système de forage en double gradient, Brainard a annoncé que les coûts par puits en eaux profondes peuvent aller de 8 millions de dollars américains (P10) à 16 millions de dollars américains (P90). Ces économies sont obtenues en utilisant une fourchette de coûts d'étalement, allant de 675 000 dollars américains à 750 000 dollars américains. Les coûts d'étalement font référence aux dépenses associées à l'exploitation et à la mobilisation de l'équipement de forage et du personnel [45].

L'analyse économique d'un puits forée avec deux plateformes en eaux profondes dans le golfe du Mexique utilisant la technologie de pompage en double gradient a démontré qu'il est possible de réaliser des économies significatives sur les coûts de puits en utilisant cette méthode. Sur une base conservatrice, ces économies peuvent varier de 6 à 25% du coût total du puits [46].

Ces résultats suggèrent que l'adoption d'un système de forage en double gradient peut réduire les coûts par rapport aux méthodes de forage conventionnelles. L'économisation des coûts peuvent découler de divers facteurs, tels que la réduction des temps d'opération, l'optimisation de l'utilisation des équipements de forage et la minimisation des opérations de tubage et de cimentation.

2.2.6.3. Forage en double gradient ODGD

➤ Comparaison entre le forage conventionnelle et la méthode ODGD

Une Comparaison entre le forage conventionnel et la méthode ODGD basée sur la rentabilité économique de chaque méthode est faite.

1. Disponibilité des matériaux

• Forage conventionnelle

Les méthodes de forage conventionnelles bénéficient de la disponibilité des matériaux et de ressources, l'industrie étant bien établie.

• Forage en double gradient (DGD)

Le DGD nécessite des investissements dans la conception de nouveaux outils, notamment des équipements spécialisés pour l'injection et la manipulation du gaz. Cela peut entraîner des coûts initiaux plus élevés en raison de la nécessité de technologies innovantes.

2. Efficacité en termes de temps et de coûts

• Forage conventionnelle

Bien que les méthodes de forage conventionnelles aient accès à des matériaux largement disponibles, elles impliquent souvent des temps de forage plus longs, ce qui entraîne des coûts plus élevés. Des processus chronophages tels que l'utilisation de plusieurs tubages et des opérations de cimentation étendues contribuent à des dépenses plus importantes.

- Forage en double gradient (ODGD) :

- Le ODGD offre un chemin alternatif des opérations de forage, visant à minimiser le temps de forage et les coûts associés. En utilisant un nombre minimal de tubages, en réduisant le besoin d'opérations de cimentation étendues et en minimisant le temps non productif (NPT) de l'assemblage de forage, ou l'objectif est d'atteindre les réservoirs dans les délais les plus courts possibles avec les meilleures conditions de sécurité.
- Les techniques de DGD en mer peuvent réduire le temps de forage jusqu'à 30 % par rapport aux méthodes conventionnelles, donc l'utilisation de la méthode ODGD peut entraîner ainsi des économies de coûts significatives particulières ou La plupart des plates-formes pétrolières dans le monde sont situées à terre. À la fin de l'année 2021, il y avait 1309 plates-formes pétrolières terrestres en activité, comparées à 201 plates-formes offshore. La réduction du temps de forage se traduit les dépenses de la diminution des mains-d'œuvre et une mise sur le marché plus rapide de la production de pétrole et de gaz.[47]

La comparaison des deux méthodes de forage est résumée dans le **Tableau 2-2**.

Tableau 2-2: Comparaison entre le forage conventionnel et la méthode ODGD

L'Aspect	Forage conventionnel	Forage en double gradient (ODGD)
Disponibilité des matériaux	Bénéficie de l'abondance des matériaux	Nécessite des investissements pour des nouveaux outils spécialisés
Temps et de coûts	Temps de forage plus long	Réduction du temps de forage
Coûts	Coûts plus élevés	Coûts réduits
Tubage	Plusieurs colonnes tubages	Nombre minimal de tubages
Cimentation	Des opérations de cimentation nombreux	Réduction des opérations de cimentation
Temps non productif (NPT)	NPT plus élevé	Minimisation du NPT
Taux d'avancement	Plus lentes	Plus rapides

3. Analyse de coût de la méthode ODGD

- Bien que le ODGD nécessite des investissements supplémentaires dans la conception d'outils et du personnel spécialisé, la rentabilité globale doit être évaluée sur l'ensemble du cycle de vie du projet de forage.
- La méthode DGD doit être évaluée en prenant en compte différents aspects, tels que la réduction des dépenses liées aux tubages et à la cimentation, la diminution du NPT, l'amélioration de l'accès aux réservoirs et l'amélioration des performances de forage.

- La méthode d'ODGD réduit les opérations de tubages et de cimentation peut réduire les risques d'instabilité du puits et de problèmes liés au ciment. Cela peut contribuer à des économies de coûts importantes en évitant des opérations coûteuses de remédiation du puits.
- Le CO₂ est utilisé dans les opérations de forage, ses bienfaits étant classés en deux catégories distinctes, premièrement le cout de l'opération de forage, et deuxièmement, l'environnement est un aspect problématique pour les compagnies pétrolières et gazières, car l'émission de CO₂ dans la nature pose un défi.

4. Des Considérations spécifiques au champ

La viabilité économique de l'adoption du DGD peut varier en fonction des caractéristiques spécifiques du champ, des conditions du réservoir, de l'accessibilité au gaz et des exigences réglementaires. Il est essentiel de réaliser des analyses économiques spécifiques du champ et des études de faisabilité pour évaluer les avantages potentiels et les inconvénients de la mise en œuvre de l'opération ODGD.

Il est important de noter que ces statistiques et analyses sont généralisées et que l'impact économique réel peut varier en fonction de facteurs propres au projet, en tenant compte de la profondeur du puits, de la durée du programme de forage, de la disponibilité de l'équipement, des coûts de main-d'œuvre et des variations régionales. L'inclusion de tous ces aspects permettra d'obtenir une évaluation plus précise des implications économiques de l'adoption du ODGD en terre.

2.3.Conclusion

L'étude des différents scénarios et l'analyse économique de la méthode de forage à double gradient en onshore ODGD, ont fourni des informations précieuses sur ses applications potentielles et ses avantages. En examinant chaque scénario, nous avons évalué la faisabilité et les avantages de la mise en œuvre de l'ODGD dans diverses opérations de forage. Les résultats indiquent que l'ODGD peut offrir des avantages significatifs, tels qu'un meilleur aspect économique, des performances de forage améliorées et une efficacité opérationnelle accrue. Pour renforcer et enrichir notre étude, il est essentiel de prendre en compte l'écoulement multiphasique de gaz et le fluide de forage. Ces écoulements sont caractérisés par un comportement complexe, résultant de l'interaction entre les phases de gaz et de liquide. Dans le chapitre suivant, nous examinerons ces phénomènes et leurs implications dans le contexte de l'ODGD.

Chapitre III

Simulation Des Ecoulements Multiphasique

Chapitre III : Simulation des écoulements multiphasiques

Introduction

La mécanique des fluides joue un rôle essentiel dans diverses applications d'ingénierie, y compris le domaine de forage. La simulation de la dynamique des fluides numérique (CFD) offre un outil puissant pour analyser et optimiser l'écoulement des fluides de forage, permettant aux ingénieurs de prédire et d'évaluer les performances. Dans ce chapitre, nous explorons les principes de la mécanique des fluides, la rhéologie des fluides de forage et l'application des méthodes de simulation CFD, mettant en évidence la relation complexe entre la théorie et la mise en œuvre pratique dans le domaine de l'ingénierie de forage.

3.1.Mécanique des fluides

La mécanique des fluides est une branche de la physique et de l'ingénierie qui étudie le comportement et le mouvement des fluides, y compris les liquides, les gaz et les plasmas. Elle explore les principes régissant l'écoulement des fluides, tels que la conservation de la masse, de la quantité de mouvement et de l'énergie, et les applique pour analyser et prédire le comportement des fluides dans différentes situations [48].

3.1.1. Écoulement monophasique

3.1.1.1. Equation différentielle de conservation de masse

La conservation de la masse, souvent appelée équation de continuité, stipule que la masse du fluide est conservée (Eq-(3.1)) [49]:

$$\frac{\delta \rho}{\delta t} + \nabla(\rho v) = 0 \quad (3.1)$$

où :

- $\partial \rho / \partial t$ est la dérivée partielle de la densité par rapport au temps,
- ρ est la masse volumique du fluide,
- v est le vecteur de vitesse du fluide.

$$\nabla(\rho V) = \frac{\delta}{\delta x}(\rho u) + \frac{\delta}{\delta y}(\rho v) + \frac{\delta}{\delta z}(\rho w) \quad (3.2)$$

3.1.1.2. Equations de conservation de la quantité de mouvement

1) Fluide Newtonien (les équations de Navier-Stokes)

Pour un fluide newtonien, les contraintes visqueuses sont linéairement proportionnelles aux taux de déformation élémentaires et au coefficient de viscosité. Pour un écoulement incompressible, la généralisation de l'écoulement visqueux tridimensionnel est décrite par les équations de Navier-Stokes. Ces équations qui s'appliquent sont données dans les manuels standards (par exemple, Schlichting, 1968). Lorsque " r ", " θ " et " z " sont les coordonnées radiales, azimutales et axiales ; V_r , V_θ et V_z sont les vitesses eulériennes dans ces directions ; F_r , F_θ et F_z sont les forces volumiques dans les mêmes directions ; p est la densité constante du fluide ; p est la pression ; et t est le temps, les équations aux dérivées partielles générales suivantes peuvent être déduites.

- L'équation de quantité de mouvement en coordonnée radiale " r " est donnée par :

$$\rho\{\partial v_r / \partial t + v_r \partial v_r / \partial r + v_\theta / r \partial v_r / \partial \theta - v_\theta^2 / r + v_z \partial v_r / \partial z\} = F_r - \partial p / \partial r + \mu\{\partial^2 v_r / \partial r^2 + 1/r \partial v_r / \partial r - v_r / r^2 + 1/r^2 \partial^2 v_r / \partial \theta^2 - 2/r^2 \partial v_\theta / \partial \theta + \partial^2 v_r / \partial z^2\} \quad (3.3)$$

- L'équation de quantité de mouvement en coordonnée azimutale " θ " est donnée par :

$$\rho\{\partial v_\theta / \partial t + v_r \partial v_\theta / \partial r + v_\theta / r \partial v_\theta / \partial \theta + v_r v_\theta / r + v_z \partial v_\theta / \partial z\} = F_\theta - 1/r \partial p / \partial \theta + \mu\{\partial^2 v_\theta / \partial r^2 + 1/r \partial v_\theta / \partial r - v_\theta / r^2 + 1/r^2 \partial^2 v_\theta / \partial \theta^2 + 2/r^2 \partial v_r / \partial \theta + \partial^2 v_\theta / \partial z^2\} \quad (3.4)$$

- L'équation de quantité de mouvement en coordonnée axiale " z " est donnée par :

$$\rho\{\partial v_z / \partial t + v_r \partial v_z / \partial r + v_\theta / r \partial v_z / \partial \theta + v_z \partial v_z / \partial z\} = F_z - \partial p / \partial z + \mu\{\partial^2 v_z / \partial r^2 + 1/r \partial v_z / \partial r + 1/r^2 \partial^2 v_z / \partial \theta^2 + \partial^2 v_z / \partial z^2\} \quad (3.5)$$

- L'équation de continuité de masse est donnée par :

$$\partial v_r / \partial r + v_r / r + 1/r \partial v_\theta / \partial \theta + \partial v_z / \partial z = 0 \quad (3.6)$$

2) Fluide non Newtonien :

Encore une fois, nous commençons par des coordonnées cylindriques circulaires afin de pouvoir facilement prescrire des taux de rotation constants ou transitoires à la surface du tuyau circulaire ou de la coque. Les équations rhéologiques générales non newtoniennes pour l'écoulement monophasique instationnaire avec ou sans contrainte de seuil sont données dans les références précédemment citées et sont énumérées ci-dessous sans démonstration. Les équations de quantité de mouvement dans les directions " r ," " θ ," et " z " sont, respectivement, (3.7), (3.8) et (3.9).

$$\rho\left(\partial v_r / \partial t + v_r \partial v_r / \partial r + v_\theta / r \partial v_r / \partial \theta - v_\theta^2 / r + v_z \partial v_r / \partial z\right) = F_r - \partial P / \partial r + 1/r \partial(r S_{rr}) / \partial r + 1/r \partial S_{r\theta} / \partial \theta - 1/r S_{\theta\theta} + \partial S_{rz} / \partial z \quad (3.7)$$

$$\begin{aligned} \rho(\partial v_\theta / \partial t + v_r \partial v_\theta / \partial r + v_\theta / r \partial v_\theta / \partial \theta + v_r v_\theta / r + v_z \partial v_\theta / \partial z) \\ = F_\theta - 1/r \partial P / \partial \theta + 1/r^2 \partial(r^2 S_{\theta r}) / \partial r + 1/r \partial S_{\theta \theta} / \partial \theta \\ + \partial S_{\theta z} / \partial z \end{aligned} \quad (3.8)$$

$$\begin{aligned} \rho(\partial v_z / \partial t + v_r \partial v_z / \partial r + v_\theta / r \partial v_z / \partial \theta + v_z \partial v_z / \partial z) \\ = F_z - \partial P / \partial z + 1/r \partial(r S_{zr}) / \partial r + 1/r \partial S_{z\theta} / \partial \theta + \partial S_{zz} / \partial z \end{aligned} \quad (3.9)$$

Où F représente les forces volumiques, tandis que l'équation de conservation de la masse prend la forme de **Eq- (3.10)**:

$$\rho \partial v_r / \partial r + v_r / r + 1/r \partial v_\theta / \partial \theta + \partial v_z / \partial z = 0 \quad (3.10)$$

3.1.2. Écoulement multiphasique

Les écoulements multiphasiques impliquent le mouvement de mélanges contenant différents états de la matière, tels que des solides, des liquides ou des vapeurs. Le terme "multi" fait référence à la présence de plusieurs phases au sein de l'écoulement. Des exemples comprennent des gaz (bulles) dans un liquide, des liquides (gouttelettes) dans des gaz, ou des particules dans des liquides et/ou des gaz. Bien que la définition des écoulements multiphasiques ne soit pas strictement limitée aux phases thermodynamiques, elle englobe des situations où des liquides non-miscibles sont présents, tout comme la présence d'une gouttelette dans un écoulement de gaz comme illustré dans la [Figure 3-1\[50\]](#).

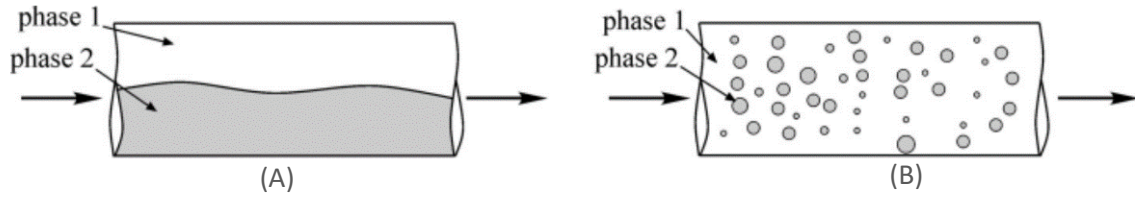


Figure 3-1 : (A) Écoulement multiphasique séparé (stratifié), (B) Écoulement multiphasique dispersé.

3.1.2.1. Equations gouvernant les écoulements

Pour les écoulements impliquant plusieurs phases ou un mélange des espèces ou des réactions chimiques, en plus des équations de conservation de masse et de mouvement, une équation de conservation des espèces est résolue ou, si le modèle de combustion non prémélangée est utilisé, des équations de conservation pour la fraction de mélange et sa variance sont résolues. Des équations de transport supplémentaires sont également résolues lorsque l'écoulement est turbulent [\[50\]](#).

1. L'équation de conservation de la masse

L'équation de conservation de la masse, ou l'équation de continuité, peut s'écrire comme suit :

$$\frac{\delta \rho}{\delta t} + \nabla(\rho v) = S_m \quad (3.11)$$

Cette équation est valable pour les écoulements incompressibles et compressibles.

S_m (terme de la source) est la masse ajoutée à la phase continue à partir de la deuxième phase dispersée (par exemple, en raison de la vaporisation de gouttelettes de liquide) et de toute source définie par l'utilisateur. Pour les géométries axisymétriques 2D, l'équation de continuité est donnée par l'Eq- (3.12) Où « x » est la coordonnée axiale, « r » la coordonnée radiale, V_x la vitesse axiale et V_r la vitesse radiale.

$$\frac{\delta \rho}{\delta t} + \frac{\delta}{\delta x}(\rho v_x) + \frac{\delta}{\delta r}(\rho v_r) + \frac{\rho v_r}{r} = S_m \quad (3.12)$$

2. Équations de conservation de la quantité de mouvement

La conservation de la quantité de mouvement dans un système de référence référentiel inertiel (non accéléré) est décrite par l'Eq- (3.13).

$$\frac{\delta}{\delta t}(\rho \vec{v}) + \nabla(\rho \vec{v} \vec{v}) = -\nabla p + \nabla \cdot (\bar{\tau}) + \rho \vec{g} + \vec{F} \quad (3.13)$$

Où P est la pression statique, $\bar{\tau}$ est le tenseur des contraintes qu'est décrite par l'Eq-(3.14) , ρ , g et $\vec{F}$ sont respectivement la force gravitationnelle et les forces externes (par exemple, celles résultant de l'interaction avec la phase dispersée). $\vec{F}$ Contient également d'autres termes sources dépendant du modèle, tels que des termes liés à un milieu poreux ou définis par l'utilisateur.

Le tenseur des contraintes $\bar{\tau}$ est donné par :

$$\bar{\tau} = [(\nabla \vec{v} + \nabla \vec{v}^T) - \frac{2}{3} \nabla \cdot \vec{v} I] \quad (3.14)$$

Où « μ » est la viscosité moléculaire, « I » est le tenseur unitaire et le deuxième terme du côté droit est l'effet de la dilatation du volume

3.1.2.2. Modèles des écoulements multiphasiques

Le domaine de recherche des écoulements multiphasiques est vaste. Par conséquent, cela a donné lieu à une recherche intensive. Actuellement, il n'y a pas de consensus sur les équations gouvernantes qui devraient être utilisées, encore moins sur les modèles de fermeture empiriques dérivés de données expérimentales.

Dans le domaine des écoulements multiphasiques, certaines zones de recherche permettent de réaliser des simulations fiables à partir des premiers principes. Dans ces domaines spécifiques, il est possible de modéliser et de prédire avec précision le comportement des écoulements multiphasiques en utilisant les lois physiques fondamentales et les équations.

Cependant, dans d'autres domaines ou zones de recherche liées aux écoulements multiphasiques, seules des études paramétriques basées sur des simulations validées expérimentalement sont réalisables. Cela signifie que dans ces domaines particuliers, il peut ne pas être possible ou pratique de réaliser des simulations uniquement à partir des premiers principes. En général, les simulations des écoulements multiphasiques sont plus fiables lorsqu'il s'agit de faibles charges de particules, où les particules suivent de près la phase continue de l'écoulement [48].

Quelques exemples d'écoulements multiphasiques et de leurs applications sont présentés dans le **Tableau 3-1**.

Tableau 3-1. Systèmes d'écoulement diphasiques et de certaines applications industrielles [51].

(Continue/dispersée)	Applications industrielles
Gaz/solide	Transport pneumatique, lits fluidisés, séparation solide filtres/cyclones
Liquide/solide	Récipients agités, séparation liquide-solide, transport hydraulique
Gaz/liquide (gouttelettes)	Séchage/refroidissement par pulvérisation, peinture par pulvérisation
Liquide/gouttelettes	Mélange, séparations, extraction
Liquide/gaz (bulles)	Flottation, aération, colonnes à bulles

Il existe de nombreux modèles disponibles pour décrire les écoulements multiphasiques. Ils peuvent être subdivisés en cinq classes principales [48] :

- Le modèle Euler–Lagrange
- Le modèle Euler–Euler
- Le modèle mixture ou algebraic-slip
- Le modèle volume-of-fluid (VOF)
- Le modèle porous-bed.

Les différents modèles sont classés et définis dans le **Tableau 3-2**:

Tableau 3-2 : Modèles de computation des écoulements multiphasiques

Model	La description
Euler-Lagrange	Consiste à considérer la phase fluide comme un continuum en résolvant les équations de Navier-Stokes, tandis que les particules individuelles représentent la phase dispersée. Des échanges de quantité de mouvement, de masse et d'énergie ont lieu entre la phase dispersée et la phase fluide. Cette approche est limitée aux systèmes présentant une faible fraction volumique de phase dispersée en raison du calcul des trajectoires des particules ou des gouttelettes.
Euler-Euler	Toutes les phases sont traitées comme continues et les équations de conservation de la quantité de mouvement et de la masse sont résolues pour chaque phase. Cette approche est adaptée aux écoulements complexes, mais elle peut ne pas donner les meilleurs résultats sans informations empiriques pour fermer les équations de quantité de mouvement. Elle trouve des applications dans les colonnes de montée (risers) et les lits fluidisés.
Mixture model	Également connu sous le nom de modèle de glissement algébrique (algebraic-slip model), il suppose une interaction forte entre les phases, ce qui élimine la nécessité de résoudre séparément les équations de quantité de mouvement. La viscosité est estimée pour le mélange, et les vitesses des phases sont calculées en fonction de la flottabilité, le drage et d'autres forces par rapport à la vitesse moyenne du mélange. Les colonnes à bulles, les suspensions de fines particules et les réacteurs à agitation sont des applications typiques de ce modèle.
Volume-of-fluid (VOF)	Un type de modèle Euler-Euler, suit l'interface entre différentes phases. Il convient aux écoulements stratifiés (stratified flow), aux écoulements en surface libre (free surface flows) et au déplacement de grosses bulles dans les liquides. Cependant, il n'est pas applicable lorsqu'il s'agit de systèmes contenant de nombreuses petites gouttes ou bulles, car la résolution des interfaces fluides devient difficile.
Porous-bed model	La perte de pression à travers un lit poreux (porous bed) est modélisée. Au lieu de résoudre la géométrie et de résoudre les équations de Navier-Stokes pour les lits contenant de nombreuses particules, la perte de pression est calculée à l'aide d'une équation similaire à l'équation d'Ergun pour la chute de pression dans les lits fixes.

Dans l'ensemble, ces différentes approches de modélisation offrent des outils pour simuler et comprendre les écoulements multiphasiques dans des applications spécifiques, en tenant compte de facteurs tels que la charge en particules (particle loading), les interactions entre les phases et la poursuite des interfaces (interface tracking) [48].

3.2. Rhéologie des fluides de forage

La rhéologie des fluides de forage joue un rôle crucial dans la réussite des opérations de forage. Elle se réfère à l'étude du comportement d'écoulement et de déformation des fluides utilisés dans les opérations de forage. Elle englobe des propriétés telles que la viscosité, la contrainte de seuil, le taux de cisaillement, la contrainte de cisaillement et la densité, qui influencent directement les caractéristiques d'écoulement du fluide dans le puits de forage. Ces propriétés déterminent leur capacité à transporter les déblais, à maintenir la stabilité du puits, à contrôler les pressions hydrauliques et à assurer un nettoyage efficace de puit.

Les principales fonctions des fluides de forage et les propriétés qui sont associées pour remplir ces fonctions sont résumées dans le **Tableau 3-3** [52].

Tableau 3-3: Fonctions et les propriétés physiques du fluide de forage

La Fonction	Les Propriétés physiques/chimiques
Transporter les déblais du puits de forage	Contrainte seuil, Viscosité, vitesse, résistance de gel
Empêcher les fluides de formation de s'écouler dans le puits de forage	Densité
Maintenir la stabilité du puits de forage	Densité, Réactivité avec l'argile
Refroidir et lubrifier l'outils de forage	Densité, Vitesse
Transmettre la puissance hydraulique au trépan	Vitesse, densité, Viscosité

3.2.1. Densité

- C'est le rapport du poids d'une substance à son volume dans des conditions de pression et de température spécifiques. Elle est exprimée en N/m^3 ou plus pratiquement en **kg/l**. Notez que pour convertir à partir d'unités non métriques : **10 lb/gal = 74,8 lb/ft³ = 1,2 kg/A**.
- C'est en raison du principe d'Archimède, c'est-à-dire de la flottabilité des déblais, que le paramètre de densité influence la facilité avec laquelle les déblais remontent l'espace annulaire. Cependant, le paramètre de densité n'est pas modifié pour améliorer cette fonction [53].

3.2.2. Viscosité

La viscosité d'un fluide exprime sa résistance à l'écoulement. Les fluides ayant une viscosité constante pour tous les taux de cisaillement sont appelés fluides newtoniens. Les fluides non-newtoniens sont ceux pour lesquels la contrainte de cisaillement n'est pas linéairement liée au taux de cisaillement. Le taux de cisaillement exprime l'intensité de l'action de cisaillement dans la conduite, ou le changement de vitesse entre les couches de fluide à travers le chemin d'écoulement, sous la forme de l'Eq- (3.15) [54].

$$\dot{\gamma} = -\frac{dv}{dr} \quad (3.15)$$

Les modèles rhéologiques courants sont classés dans le **Tableau 3-4**.

Tableau 3-4 : Modèles rhéologiques

L'équation du modèle	Le modèle	Les modèles rhéologiques [51]
$\tau = \mu \dot{\gamma}$	Modèle newtonien	
$\tau = \tau_y + \tau_{pl} \dot{\gamma}$	Modèle plastique de Bingham	
$\tau = K \dot{\gamma}^n$	Modèle de loi de puissance	
$\tau = \tau_y + K \dot{\gamma}^n$	Modèle de Herschel - Bulkley	

Dans l'industrie pétrolière, les modèles rhéologiques pour l'étude des fluides peuvent être divisés en deux catégories, les fluides Newtoniens et les fluides non-Newtoniens.

Les fluides Newtoniens ont une viscosité constante qui est directement proportionnelle à la contrainte de cisaillement, et leur comportement est simple. Les exemples de fluides Newtoniens incluent l'eau, l'huile, l'essence, l'alcool et la glycérine.

En revanche, les fluides non-Newtoniens, il n'y a pas de relation linéaire entre la contrainte de cisaillement et le taux de cisaillement. Leur viscosité varie avec les taux de cisaillement. Les fluides non-Newtoniens peuvent être décrits en utilisant différents modèles tels que : le modèle plastique de Bingham, la loi de puissance et le modèle d'Herschel-Bulkley qui est le plus utilisé dans la technologie des fluides de forage.

Il est important de noter que la plupart des fluides présentent une combinaison de caractéristiques provenant de différents modèles plutôt que d'adhérer strictement à un seul modèle [51].

3.2.3. Résistance de gel

La résistance au gel indique les propriétés thixotropes d'un fluide de forage et mesure les forces attractives sous des conditions statiques en fonction du temps. La viscosité plastique et le point de fluage, en revanche, sont des propriétés dynamiques et ne doivent pas être confondus avec des mesures statiques. Cependant, les résistances au gel et le point de fluage sont liés dans la mesure où les résistances au gel diminuent généralement lorsque le point de fluage diminue.

Les résistances au gel se produisent dans les fluides de forage en raison de la présence de molécules chargées électriquement et de particules d'argile qui s'agglomèrent en une matrice solide lorsque la circulation est interrompue. Deux types de résistances au gel sont observés dans les fluides de forage : le gel progressif et le gel fragile. Le gel progressif augmente considérablement avec le temps et nécessite une pression accrue pour reprendre la circulation après l'arrêt. Le gel fragile, quant à lui, augmente légèrement avec le temps et peut être initialement plus élevé que le gel progressif [55].

3.3.Simulation de la dynamique des fluides (CFD)

3.3.1. Dynamique des fluides numérique (CFD)

En premiers temps, la modélisation a été basée sur des modèles empiriques ou semi-empiriques. Ils sont efficaces pour les opérations établies, mais manquent de fiabilité pour de nouvelles conditions de processus. En cas de changement d'équipement ou de conditions de processus en dehors de la base de données expérimentales validées, de nouvelles équations de conception doivent être établies. Pour cela, les ingénieurs utilisent de plus en plus la dynamique des fluides numérique (CFD) pour analyser les performances lors de la conception de nouveaux équipements et l'étude des nouveaux phénomènes. CFD permet une analyse détaillée de l'écoulement, du transfert de masse et de la chaleur. Cependant, les simulations CFD manquent de précision pour les systèmes multiphasiques complexes et les réactions rapides. Malgré l'absence de prédictions précises, ces simulations restent des outils puissants [48].

3.3.2. Génération de la géométrie

Le logiciel Ansys contient un grand nombre de modules pour générer la géométrie tels que : ICEM, SpaceClaim et Design Modeler. Ce dernier a été utilisé pour générer la géométrie qu'on va utiliser dans notre étude (Figure 3-2).

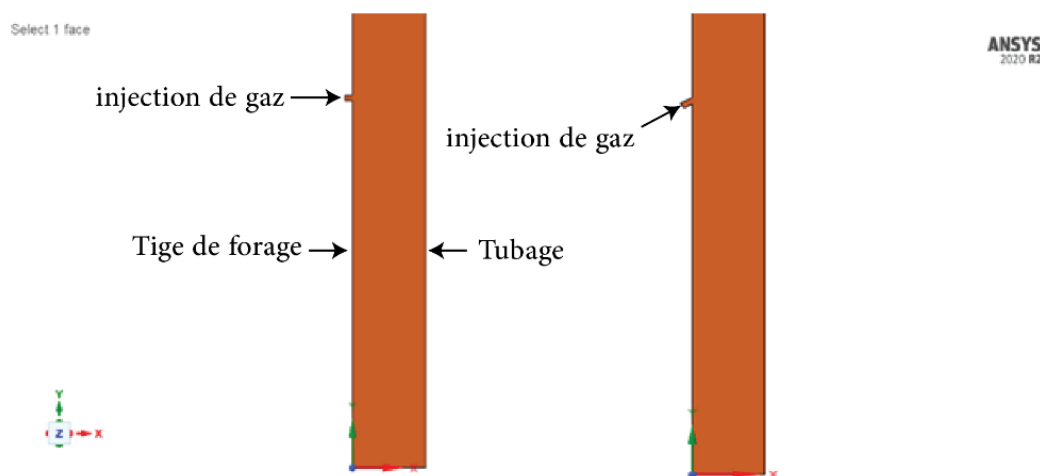


Figure 3-2 : Géométrie annulaire dans Ansys Fluent 22R2

3.3.3. Maillage de la géométrie

Le choix du type de maillage adapté et sa qualité influence le temps de calcul en assurant un nombre réduit de cellules et en favorisant ainsi la convergence du modèle numérique.

3.3.3.1. Maillages structurés

Dans ce cas, la structure des points de grille est uniforme et fixe, dans laquelle :

- Les lignes de la grille sont alignées avec les directions des coordonnées cartésiennes et se croisent aux points de la grille. Chaque point de grille est assigné par des indices (i, j, k) .
- Les points intérieurs ont un nombre uniforme de points voisins.
- Deux lignes de même famille ne se croisent pas.
- Les lignes de différentes familles se croisent une fois seulement

3.3.3.2. Maillages non-structurés

Le maillage structuré peut être difficile ou impossible à utiliser pour des géométries complexes. Dans ces cas-là, un maillage non-structuré peut être construit pour discrétiser la région d'écoulement compliquée. Ce maillage est composé de cellules totalement non-structurées, sans lignes de coordonnées correspondant aux directions cartésiennes et curvilignes.

Le domaine est divisé en triangles ou quadrilatères en 2D, et en tétraèdres, hexaèdres et polyèdres en 3D. Cette approche offre une meilleure flexibilité pour gérer des limites géométriques complexes et permet un raffinement et un grossissement de maillage adaptatif local plus efficace.

De plus, elle permet la génération automatique du maillage non-structuré, contrairement à l'approche structurée qui nécessite une intervention humaine pour faire correspondre les faces opposées tout en décomposant les limites [56].

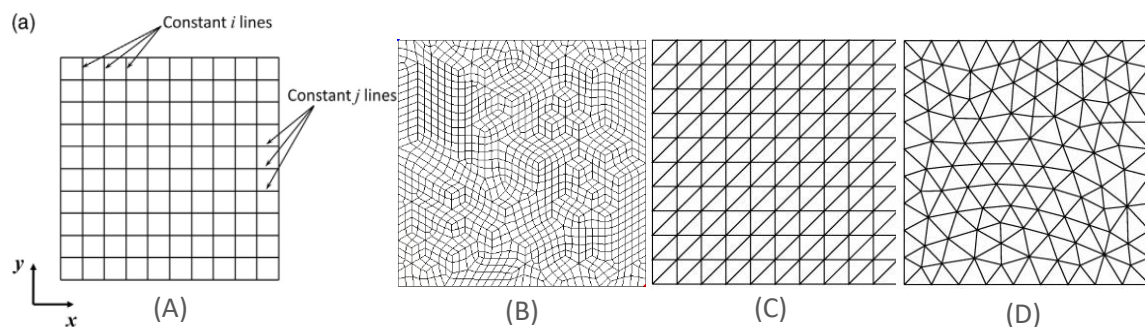


Figure 3-3 : Différents types de maillage : (A)- Hexaédrique structuré, (B)- Hexaédrique non-structuré, (C)- Triangulaire structuré, (D)- Triangulaire non-structuré

3.3.3.3. Maillage de la géométrie utilisé

Après avoir défini la géométrie, le maillage est généré en subdivisant le domaine en plusieurs petits sous-domaines où les équations de l'écoulement seront résolues et notre maillage est développé sous le module d'Ansys Workbench. Puis, toute structure de maillage doit satisfaire deux exigences :

Elle doit capturer tous les aspects géométriques en résolvant les caractéristiques d'intérêt et en ajustant avec précision les limites géométriques compliquées ;

Elle doit être flexible pour capturer les aspects physiques plus efficacement en insérant les cellules nécessaires pour résoudre les régions d'écoulement là où elles sont les plus sensibles, comme dans les zones avec des gradients de pression élevés [56].

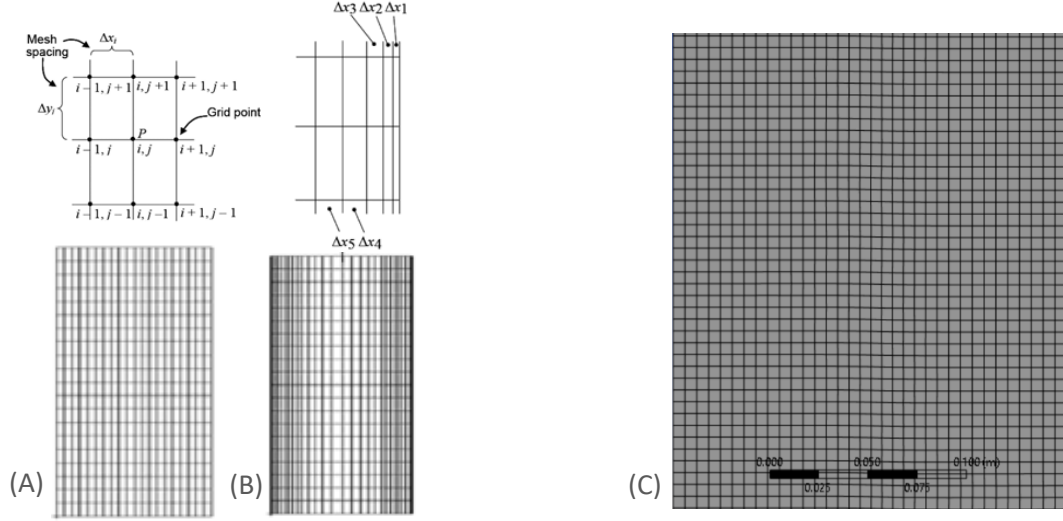


Figure 3-4 : maillage rectangulaire en 2D : (A) structuré uniforme, (B) structuré non-uniforme [8], (C) structuré uniforme (element size de 0.006 m)

3.3.4. Méthodes de discrétisation

3.3.4.1. Méthode des différences finies : FDM

La FDM reste la première méthode de choix pour résoudre les équations aux dérivées partielles (PDE) dans de nombreux domaines d'application en science et en ingénierie en raison de sa simplicité, ainsi que de son adaptabilité aux PDEs de tout type.

Dans cette méthode, les dérivées des PDEs sont approximées à l'aide de différentiations numériques (développement de Taylor) conduisant à une équation algébrique à chaque point de maillage en fonction des nœuds voisins. Cette équation peut être écrite pour un nœud (p) en utilisant un scalaire générique (ϕ) comme le montre l'**Eq-(3.16)**, Où, (p) et (i, j, k) sont l'indice du nœud correspondant et des nœuds voisins, respectivement, ce qui forme ce que l'on appelle le "stencil" comme la montre la (Figure 3-5)

$$A_p \phi_p + \sum_{i,j,k} A_{i,j,k} \phi_{i,j,k} = b_p \quad (3.16)$$

Les coefficients (A_p) et ($A_{i,j,k}$) dépendent de la taille de maillage et des paramètres physiques. La combinaison de tous ces coefficients donne la matrice de coefficients (A) qui conduit à un système d'équations algébriques **Eq-(3.17)**. Ou la matrice (A) est creuse (sparse) et poly-diagonale (tri-diagonale pour 1D, et cinq diagonales pour 2D) pour un maillage structuré.

$$A \phi = b \quad (3.17)$$

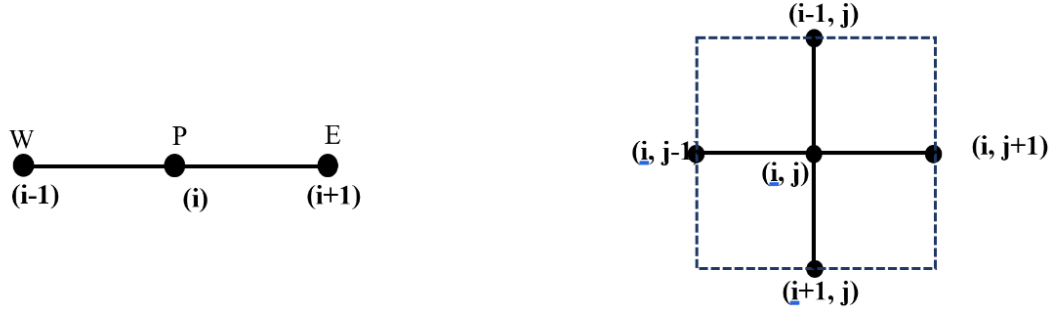


Figure 3-5 : Stencil pour la méthode des différences finies pour (A). 1D (B). 2D

3.3.4.2. Méthode des volumes finis : FVM

La méthode des volumes finis (FVM) fournit la solution dite de forme faible (*weak-form solutions*), dans laquelle une forme modifiée, généralement une forme intégrale de l'équation de conservation est satisfaite dans le domaine de calcul. Le domaine est discrétisé en un ensemble de volumes de contrôle finis et les différentes équations de conservation pour la masse, la quantité de mouvement, l'énergie et les espèces (**Eq- (3.18)**) sont résolues dans chaque volume de contrôle. Cette méthode peut s'adapter à n'importe quelle méthode de maillage et à n'importe quelle géométrie compliquée puisque le maillage peut être formé en combinant des triangles et des quadrilatères en 2D ou des tétraèdres et des hexaèdres en 3D.

En outre, cette méthode peut être utilisée aussi bien pour les maillages structurés que non-structurés sans qu'il soit nécessaire de transformer les coordonnées (**Figure 3-6**). Cela explique sa popularité dans les logiciels commerciaux de CFD pour la résolution de problèmes avec des géométries compliquées.

$$\frac{\partial}{\partial t} \int_V \rho \phi dV + \oint_A \rho \phi \vec{V} \cdot d\vec{A} = \oint_A \Gamma_\phi \nabla \phi \cdot d\vec{A} + \int_V S_\phi dV \quad (3.18)$$

Avec, **Loi de conservation** (ϕ), continuité, x-mouvement (u), y- mouvement (v), z-mouvement (w), Energie (h).

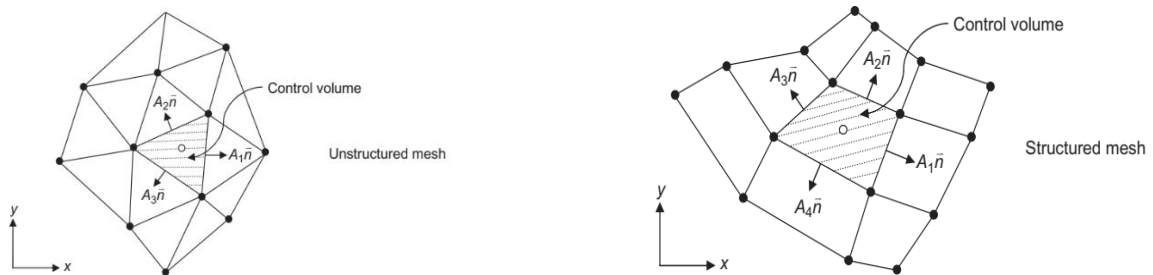


Figure 3-6 : Discretisation par la méthode des volumes finis

3.3.5. Méthode de résolution

Les solveurs d'Ansys Fluent sont basés sur la technique de FVM et la procédure de calcul se déroule comme suit [57]:

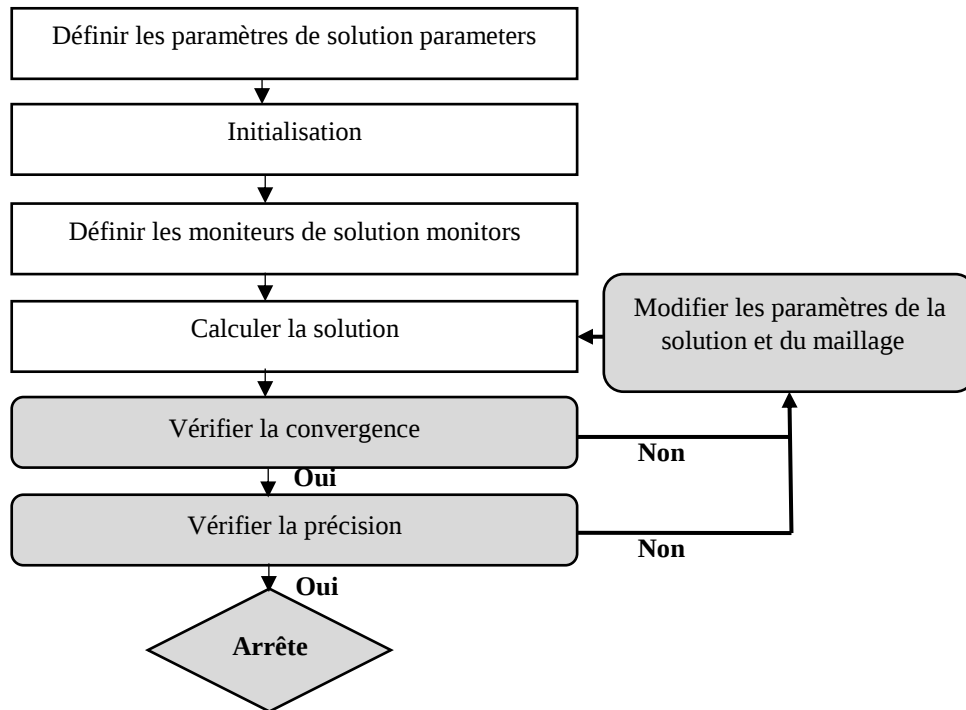


Figure 3-7 : Organigramme de la procédure de calcul dans Ansys Fluent[57]

3.3.6. Initialisation

Avant de commencer les calculs, toutes les variables du problème doivent être initialisées en assignant des choix initiaux pour chaque variable à chaque cellule individuelle. Proposer un bon choix initial accélère la convergence et assure la stabilité du calcul.

3.3.7. Convergence

Le solveur doit effectuer suffisamment d'itérations pour atteindre la convergence. Les résidus mesurent les déséquilibres dans les lois de conservation. Lorsque la solution converge, toutes les lois de conservation sont satisfaites dans toutes les cellules du domaine jusqu'à la tolérance donnée. Une solution convergente n'est pas nécessairement une solution précise, car la précision dépend de plusieurs facteurs tels que l'ordre des schémas de discrétisation, la résolution du maillage, les conditions aux limites et les simplifications du modèle [57].

3.3.8. Conditions aux limites

La définition du problème pour toutes les simulations inclut les conditions aux limites. La précision des résultats de la simulation dépend de la définition correcte de ces conditions. La considération de ces dernières dans Ansys Fluent implique :

- l'identification des différents types des conditions aux limites (entrées, parois, symétrie, etc) ;
- la spécification des valeurs numériques des différentes conditions aux limites ;
- l'investigation des zones où la condition aux limites doit être appliquée.

Différents types de conditions aux limites sont disponibles dans le logiciel, Ansys Fluent, tels que : vitesse à l'entrée ; pression à la sortie, champ lointain des pressions, symétrie, paroi, périodique, etc,

Certaines de ces conditions sont illustrées dans la [Figure 4-8](#).

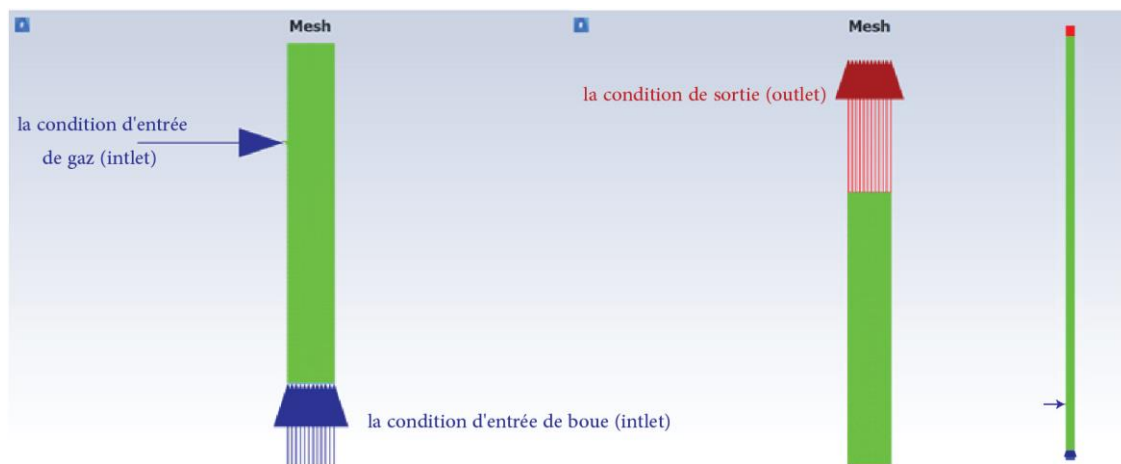


Figure 3-8 :Différentes conditions aux limites utilisées

3.3.9. Post-traitement

Après avoir obtenu la solution, les différentes quantités physiques peuvent être calculées et visualisés graphiquement. Le logiciel Fluent et CFD-Post fournissent des outils de post-traitement pour examiner les solutions en visualisant le champ d'écoulement et en extrayant les quantités d'écoulement telles que les différentes quantités physiques et leurs valeurs moyennes, et les déséquilibres des lois de conservation.

3.4.Conclusion

En conclusion, ce chapitre a exploré les principes fondamentaux de la mécanique des fluides et de la rhéologie des fluides de forage, en mettant l'accent sur l'importance de comprendre ces concepts dans le contexte des opérations de forage. Nous avons également discuté des étapes nécessaires pour mener des simulations CFD sur l'Ansys. Ainsi, nous avons mettant les bases qu'on va utiliser dans le chapitre suivant. Les connaissances acquises dans ce chapitre joueront un rôle décisif dans l'interprétation et l'analyse des résultats de simulation présentés dans le chapitre suivant. Les paramètres examinés dans l'étude paramétrique éclaireront l'influence du processus d'injection de gaz sur le comportement des fluides de forage et le gradient de pression, offrant ainsi des informations précieuses pour optimiser les opérations de forage et atténuer les défis potentiels.

Chapitre IV

Les Résultats De Simulation

Chapitre IV : Résultats de simulation

Introduction

Ce chapitre présente les résultats de simulation obtenus à partir de modèles CFD, décrivant le processus d'injection de gaz pendant le forage selon la méthode 'ODGD'. L'objectif principal de cette étude est d'évaluer l'effet de différents paramètres tels que le débit de circulation de fluide de forage, le débit d'injection de gaz, le rapport de diamètres, les paramètres rhéologiques du fluide de forage, le nombre des points d'injection, ainsi que la viscosité et le type de gaz injecter, sur la chute de pression. Une modélisation complète de la géométrie du système de forage sera réalisée, suivie d'une étude paramétrique où chaque paramètre sera étudié individuellement. En variant les valeurs de chaque paramètre, nous pourrons analyser leur impact sur le comportement du fluide de forage et les pertes de charge résultantes, permettant ainsi de mieux comprendre l'influence de ces paramètres sur l'efficacité et la sécurité de la méthode ODGD pendant les opérations de forage.

4.1. Réalisation du modèle

4.1.1. Description de la géométrie du modèle

Le modèle comprend un espace annulaire au niveau du point d'injection, qui est défini précisément à une hauteur de 1 mètre. Cette configuration permet de distinguer clairement les gradients de pression au-dessus et en dessous du point d'injection.

La [Figure 4-1](#), illustrée ci-dessous, présente les géométries 2D et 3D obtenues en utilisant le logiciel Ansys. Cette représentation visuelle offre une vision claire de la configuration annulaire du système de forage, où le fluide de forage est injecté à un point précis. La géométrie choisie pour la simulation permettra d'analyser de manière précise les effets de l'injection de gaz sur la chute de pression et la distribution du gaz dans le fluide de forage.

La géométrie utilisée dans cette étude est sélectionnée en fonction de deux facteurs : elle doit tenir en compte à la fois de l'aspect réaliste de la géométrie du puits et les contraintes liées aux capacités de calcul. Les détails spécifiques de la géométrie choisie sont présentés dans le [Tableau 4-1](#).

Tableau 4-1: Dimensions de la géométrie

Géométrie (m)			Section (m ²)
Annulaire	Longueur	10	0.0314159
	Largeur	0.2	
Gaz port injection	Diamètre	0.03	0.0007068
	Position	1m	

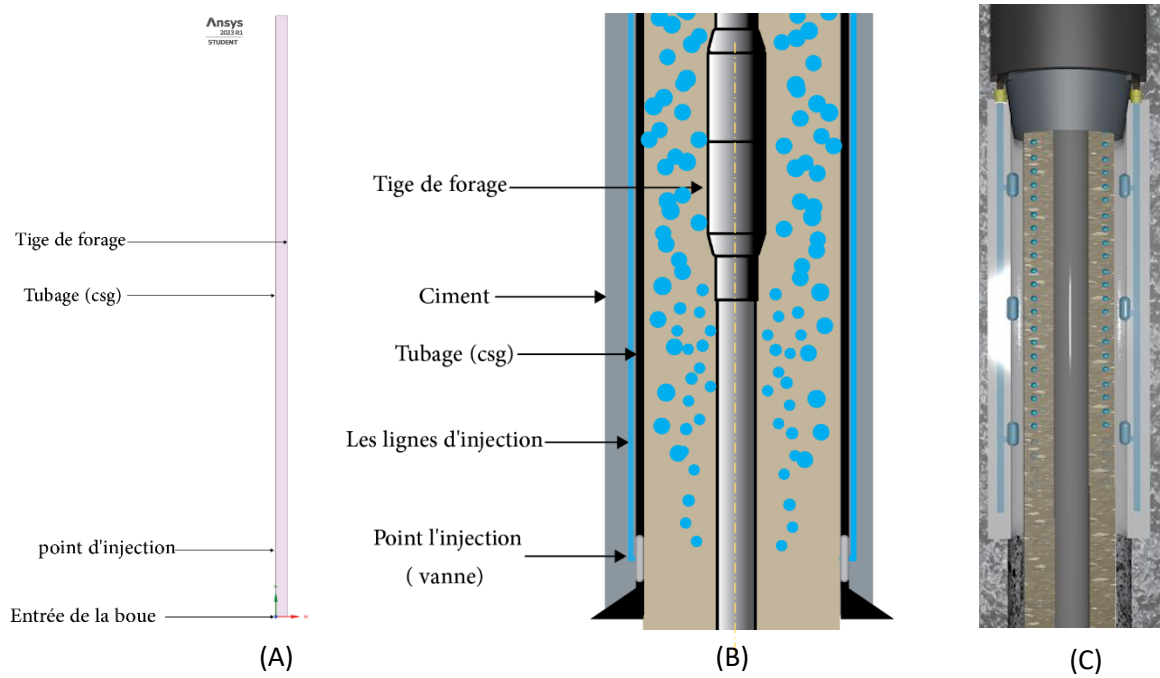


Figure 4-1 : (A) Géométrie de modèle utilisée dans Ansys, (B) Schématisation en 2D, (C) Schématisation en 3D

4.1.2. Maillage

La sélection de la taille de maillage appropriée est un aspect important du processus de la simulation. Elle implique d'évaluer les différentes configurations de maillage afin de déterminer celle qui offre le meilleur compromis entre précision computationnelle et l'efficacité. En évaluant systématiquement les performances de chaque type de maillage, il est possible d'obtenir une compréhension approfondie de son impact sur les résultats de la simulation. Cela permet de prendre une décision éclairée sur la taille de maillage à utiliser pour les simulations ultérieures, garantissant ainsi une analyse fiable et significative du comportement du système.

Pour choisir le maillage à utiliser, une étude paramétrique a été réalisée. 5 scénarios de tailles des éléments sont testés comme montré dans le **Tableau 4-2**. Les différents paramètres d'écoulement et de fluide sont montrés dans le **Tableau 4-3**.

Tableau 4-2: Taille des éléments des différents maillages ES

Type	1	2	3	4	5
Taille de l'élément (m)	0.006	0.008	0.01	0.012	0.014

Tableau 4-3: Conditions aux limites utilisées

Q_{boue} (l/s)	$Q_{\text{Gaz 1}}$ (l/s)	$Q_{\text{Gaz 2}}$ (l/s)
12.56637	0.471239	0.353429

Cette approche permet de comparer les résultats obtenus pour les différents débits d'injection et d'évaluer l'impact de ces variations sur les mesures des pressions. Les résultats sont illustrés dans la Figure 4-2. On remarque que pour les deux débits d'injection, on a une variation notable dans le gradient de pression entre les tailles de maillage 0.006 m et 0.008 m, mais partir de 0.008 m jusqu'à 0.014 m les valeurs de (dp/dz) devient presque constantes. L'augmentation de la taille du maillage conduit à une diminution de la précision des calculs qu'est observé si on compare les tailles de maillage 0.006 m et 0.008 m.

Le débit d'injection $Q_{\text{gaz } 2}$ entraîne une chute de pression moyenne de 590 Pa/m pour toutes les tailles de maillage par rapport au débit $Q_{\text{gaz } 1}$ pour toutes les tailles de maillage.

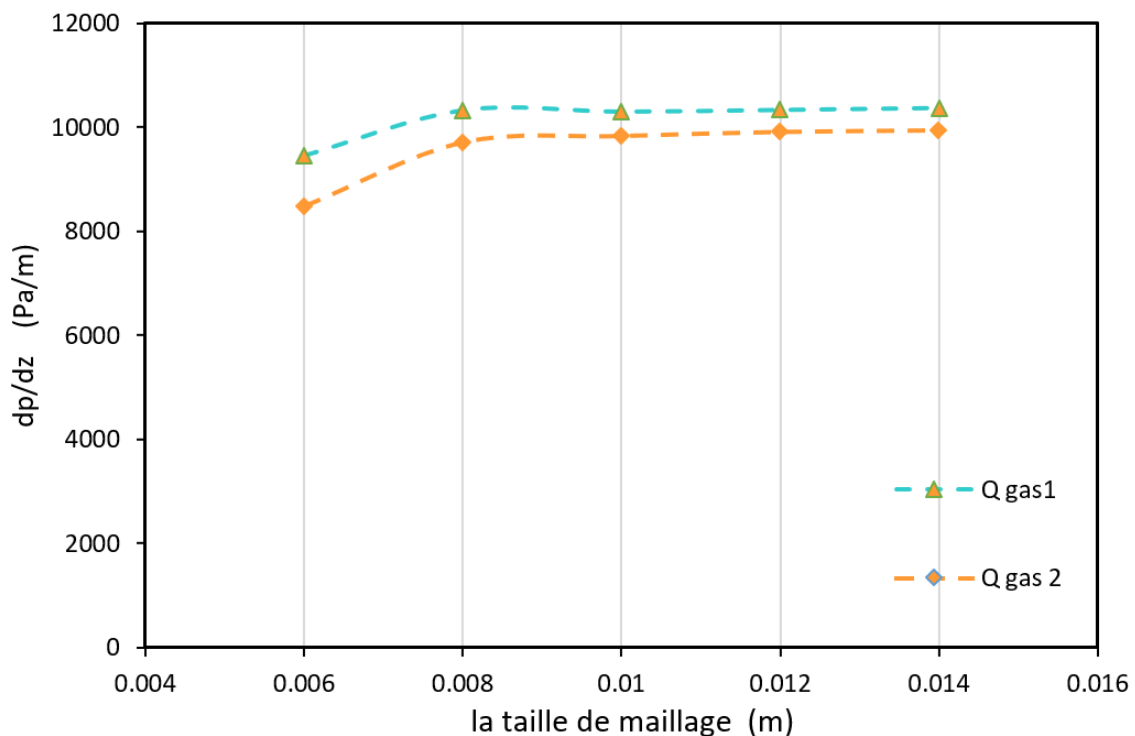


Figure 4-2: Effet du diamètre de maillage sur les pertes de pression

Les différents contours de la fraction volumique de gaz pour chaque type de maillage sont présentés dans la Figure 4-3. On observe que pour une taille de maillage de 0.006 m, on a un développement plus précis de la remontée de gaz par rapport aux autres tailles de maillage. Il est clair qu'une taille de maillage de [0.008, 0.01, 0.012 ou 0.1] n'est pas suffisante pour capturer avec précision la distribution de gaz dans la géométrie.

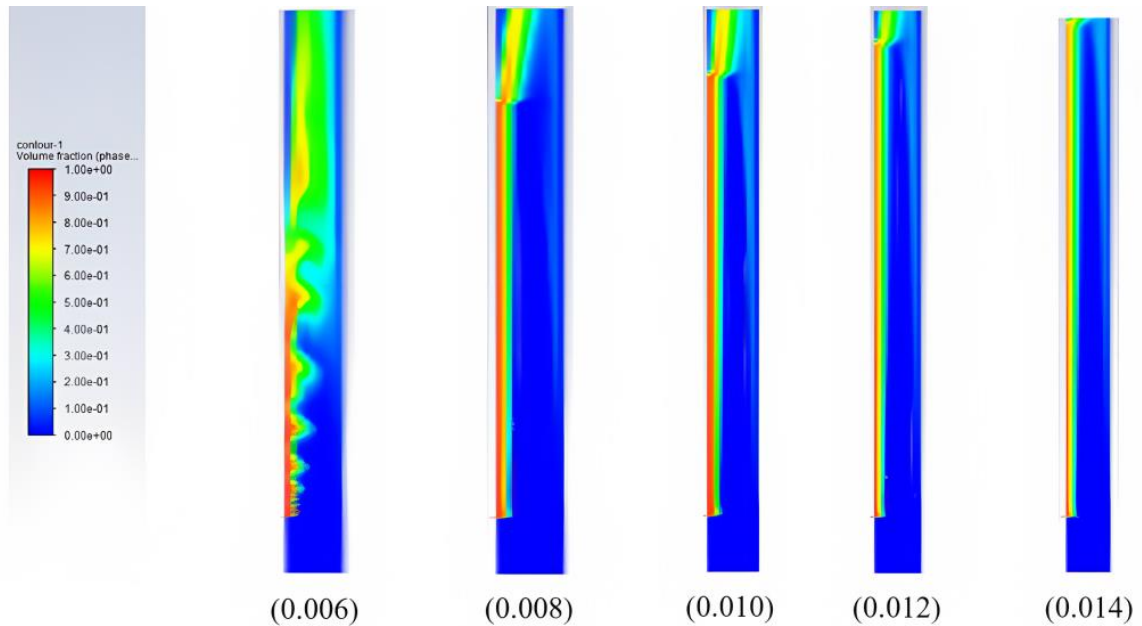


Figure 4-3: Contours des fractions volumiques de gaz pour les différents maillages

Par conséquent, entre les tailles de maillage de 0.006 m et 0.008 m , on constate que la valeur de perte de pression devient stable à partir du maillage de 0.008 m . Cependant, le diamètre de maillage de 0.006 m capture avec précision les profils de gaz dans l'espace annulaire. Pour cela, la géométrie finale retenue est celle avec un maillage de 0.006 m de taille puisqu'elle offre à la fois une meilleure précision pour décrire le développement de la remontée de gaz et une perte de pression plus stable par rapport aux autres. Le maillage utilisé dans notre étude est illustré dans la Figure 4-4.

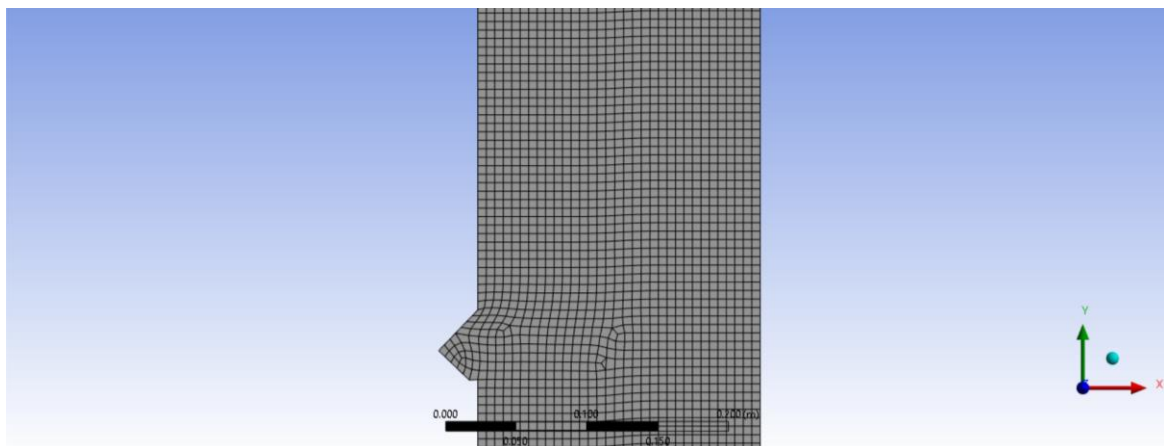


Figure 4-4 : Maillage choisit avec la taille de (0.006m)

4.2. Profils découlement

4.2.1. Distribution de la pression et le gaz dans le fluide de forage

Après avoir réalisé le modèle, des séries de simulations ont été réalisées pour étudier le phénomène d'injection de gaz à travers l'espace annulaire. Dans cette partie, on va présenter les profils des différents paramètres.

Les résultats de simulations montrent que la distribution de gaz est irrégulière et dépend de plusieurs facteurs. Premièrement, elle dépend du débit d'injection de gaz et du débit de pompage de la boue. Deuxièmement, elle est influencée par la longueur traversée par le gaz dans le système, notamment les phénomènes suivants ont été observés :

- ✓ Lorsque le débit d'injection de gaz augmente, le gaz se mélange d'une manière plus homogène dans le fluide de forage. En revanche, si le débit diminue, le chemin du gaz devient plus séparé et plus proche des parois du tubage comme illustré dans la [Figure 4-5 \(A\)](#).
- ✓ Lorsque le débit de pompage de la boue diminue, ce dernier ne perturbe pas l'écoulement de gaz et sa répartition dans le fluide de forage, tel que le gaz se distribue d'une manière plus uniforme. En revanche, si le débit de pompage augmente, le fluide de forage exerce une pression accrue au niveau du point d'injection, ce qui peut entraîner une concentration du gaz près de la paroi du tubage comme illustré sur la [Figure 4-5 \(B\)](#).

Si le gaz n'est pas suffisamment mélangé avec la boue de forage, il devient plus difficile d'obtenir une chute de pression souhaitée, ce qui peut affecter le gradient de pression le long du puits. Ces observations mettent en évidence l'importance d'une distribution homogène du gaz dans la boue de forage. Un mélange adéquat du gaz avec le fluide de forage est essentiel pour obtenir la chute de pression désirée et maintenir un gradient de pression cohérent tout le long du puits.

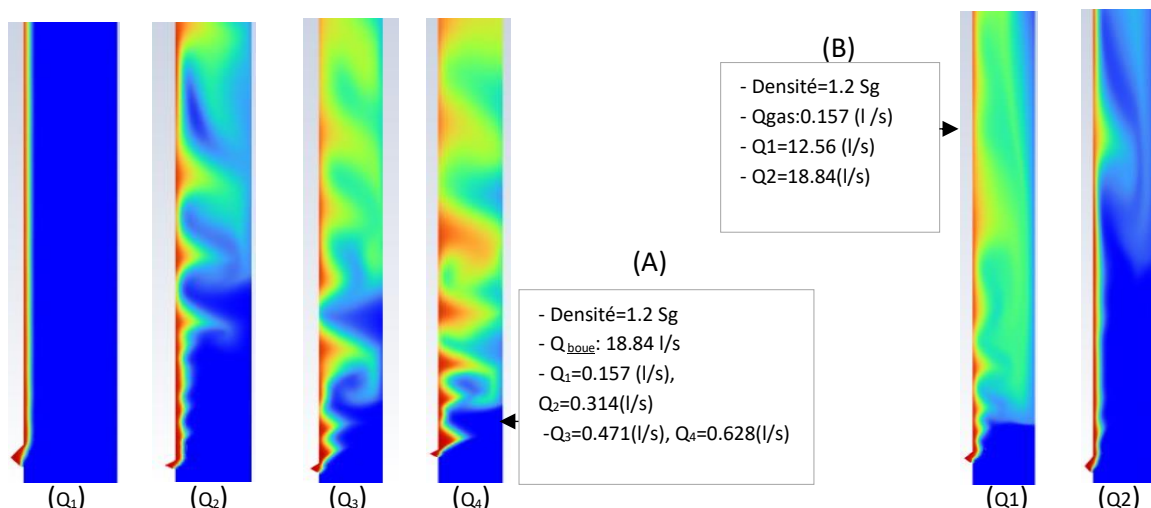


Figure 4-5 : contours de la fraction de gaz pendant l'injection : (A) différents débits d'injection, (B) différents débits de pompage

4.2.2. Profils de vitesse et le comportement des fluides

L'analyse des résultats obtenus a montré que la majorité des profils de vitesse peuvent être classés en trois scénarios distinctes [Figure 4-6](#) :

- Au niveau du point d'injection : On constate que le gaz pénètre avec des vitesses élevées par rapport à la vitesse du fluide de forage, ce qui crée un profil de vitesse irrégulier. Cette zone est caractérisée par une interaction intense entre le gaz et le fluide de forage, conduisant à des turbulences et des variations significatives de la vitesse.
- À quelques mètres après l'injection : On observe que le profil de vitesse devient plus équilibré, avec une vitesse de fluide de forage dominante (la phase fluide). À mesure que le gaz se mélange progressivement avec le fluide de forage, les effets turbulents diminuent, ce qui conduit à une réduction des fluctuations de vitesse.
- Loin du point d'injection : À mesure que le gaz s'éloigne plus du point d'injection, le profil de vitesse devient plus stable, avec une nette domination de la vitesse du fluide de forage. Cette région est caractérisée par un écoulement plus régulier et non-turbulent, où le fluide de forage reprend le contrôle prédominant sur l'écoulement du gaz.

Ces observations mettent en évidence les changements de comportement du fluide dans des différentes parties du système en raison de l'injection de gaz. Les profils de vitesse reflètent l'interaction complexe entre le gaz et le fluide de forage, avec des variations significatives au niveau du point d'injection, une stabilisation progressive à mesure que le gaz se mélange, et finalement, une dominance de fluide de forage dans les régions éloignées du point d'injection.

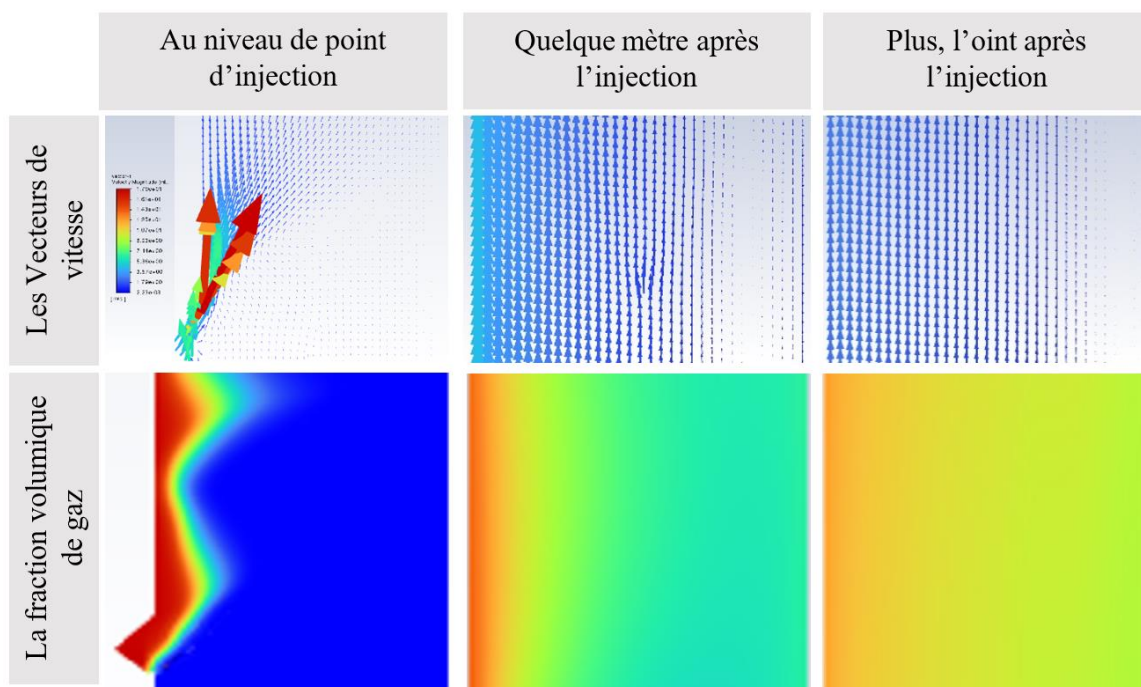


Figure 4-6 : Vecteurs de vitesse dans l'espace annulaire

4.3. Etude paramétrique

Le processus de compréhension du comportement des fluides lors de l'injection de gaz est complexe, car il nécessite la prise en compte simultanée de plusieurs paramètres. Les paramètres qui doivent être considérés sont classés dans le **Tableau 4-4**. Chaque paramètre mentionné ci-dessous peut influencer le gradient de pression.

Il est essentiel de comprendre et d'analyser l'effet de ces différents paramètres sur la perte de pression afin de prendre des décisions éclairées pour optimiser les opérations de forage et garantir des conditions de forage efficaces et sécurisées.

Tableau 4-4: Paramètres liés à la chute de pression due à l'injection de Gaz

Paramètre	
Fluide de forage	Cela inclut la densité, la rhéologie (viscosité) et le type de fluide utilisé (fluide de forage à base d'huile (OBM) ou à base d'eau (WBM)).
Gaz injectée	Cela comprend la densité, la rhéologie (viscosité) et le type de gaz injecté, tel que l'azote (N ₂) ou le dioxyde de carbone (CO ₂).
Rapport des diamètres	Le diamètre annulaire (espace entre le tubage et la tige de forage)
Conception de l'opération	Cela comprend le nombre de points d'injection et leur espacement le long du tubage.
Paramètre de forage	Il s'agit du débit de pompage du fluide de forage et du débit d'injection de gaz.
Les conditions au niveau de point d'injection	Cela inclut la pression et la température du puits, ainsi que la quantité de déblais présents.

Une analyse paramétrique a été menée pour examiner l'influence des différents paramètres sur la relation pertes de charge - débit d'injection de gaz. Pour ce faire, quatre débits d'injection de gaz sont utilisés, à savoir Q_1 , Q_2 , Q_3 et Q_4 . Il convient de noter que le débit Q_0 correspond à la condition sans injection de gaz, où l'écoulement est monophasique. Les différentes valeurs de débits sont classées dans le **Tableau 4-5**.

Tableau 4-5: Débits d'injection de Gaz

Le nom de Débit	Q_0	Q_1	Q_2	Q_3	Q_4
Débit d'injection (l/s)	0	1.413	2.827	4.241	5.654

4.3.1. Effet de débit d'Injection de Gaz sur des déferents densités

Cette étude est réalisée dans le but de comprendre comment l'injection de gaz influence la distribution de pression dans le système de forage en fonction des différentes densités de fluide de forage. En examinant la perte de pression à travers les différentes densités, nous avons pu déterminer l'impact relatif de chaque densité sur la variation de pression induite par l'injection de gaz. Les paramètres de base utilisés dans cette étude sont résumés dans le **Tableau 4-6**.

Tableau 4-6: Paramètres des fluides

	Modèle rhéologique	Densité (SG)	Débit de boue(l/s)	Tension superficielle
Fluide de forage (WBM)	Loi de puissance $n=0.4, k=0.8$	Varie de [1.0,1.1,1.2,1.4,1.6]	18.84	0.072 (N/m)
Gaz (N2)	Constante (1.6610^{-5} Pa.s)	0.001138	Varie [Q1, Q4]	

Les résultats de cette étude sont illustrés dans la **Figure 4-7**. On observe que lorsque le débit d'injection augmente, les gradients de pression diminuent indépendamment de la valeur des densités de boue.

Pour le débit Q_0 jusqu'à Q_1 , on constate une légère variation de pression. Cela s'explique par le fait que le débit de gaz est faible, et l'écoulement du fluide de forage domine dans cette zone. De plus, le gaz n'est pas suffisamment mélangé avec le fluide de forage.

En revanche, pour le débit ($Q > Q_1$), on observe une diminution notable de pertes de charge. Par exemple, pour une densité de 1.4 SG, on observe une diminution de presque 40% lorsque le débit de gaz est augmenté de Q_1 à Q_2 . Cela est dû à la vitesse d'entrée élevée qui favorise le mélange avec le fluide de forage, entraînant une variation significative de la pression.

Pour le débit $d=1.0$ SG jusqu'à $d=1.6$ SG, l'augmentation de la densité entraîne une augmentation du gradient de pression. Cela signifie que plus la densité du fluide est élevée, plus le gradient de pression sera élevé.

Lorsque la densité du fluide augmente, la pression exercée par le poids de la colonne de fluide augmente également. Cela entraîne un gradient de pression plus élevé à mesure que la profondeur augmente. Cette relation est conforme aux principes fondamentaux de la mécanique des fluides. [49]

Ces résultats mettent en évidence l'importance de la densité de boue et du débit d'injection de gaz pour le contrôle de la pression. **Figure 4-8** illustre une série de graphes représentant la variation des pressions observées dans l'espace annulaire en fonction de la longueur pour des différentes valeurs de la densité de la boue et du débit de gaz injecté. En analysant ces résultats, nous pouvons identifier les régions de forte ou faible variation de gradient de pression.

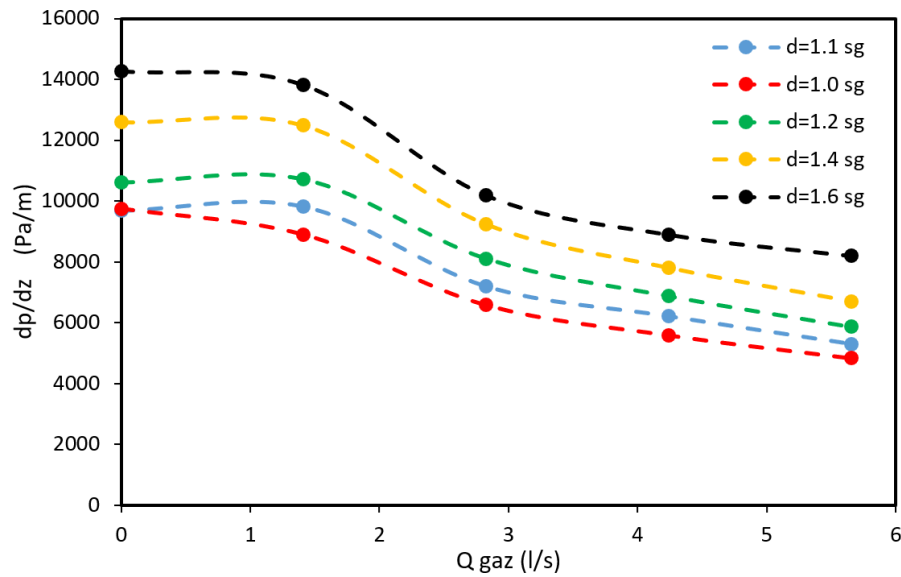


Figure 4-7 : Variation des pertes de charge en fonction du débit d'injection de gaz pour différentes valeurs de densité de boue.

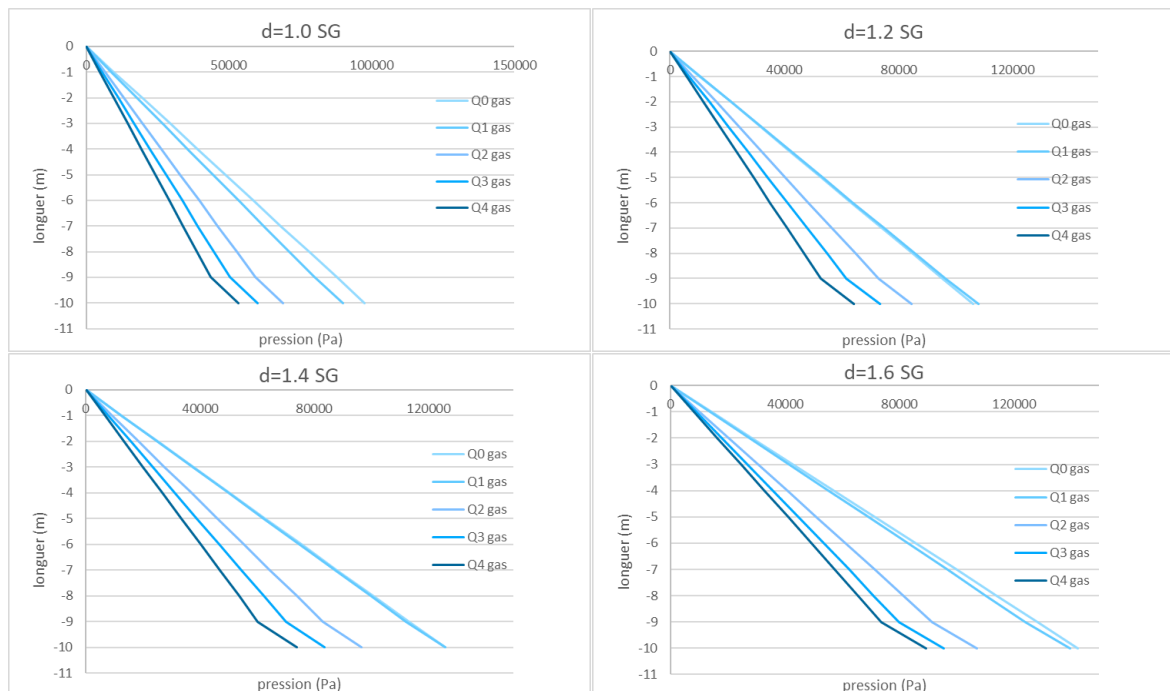


Figure 4-8 : Variation de la pression en fonction de la longueur pour différentes valeurs du débit d'injection de gaz et de densité de boue

La Figure 4-9 illustre le pourcentage de variation de pression généré par chaque débit d'injection, en prenant en compte la moyenne de l'ensemble des résultats obtenus. Cette représentation graphique met en évidence l'impact relatif de chaque débit d'injection sur les variations de pression dans le système. En analysant ces pourcentages de variation, nous

pouvons déterminer l'influence relative de chaque débit d'injection sur les changements de pression observés. L'analyse du pourcentage de réduction de gradient pour chaque débit d'injection révèle des informations intéressantes sur l'impact des différents débits d'injection sur le système. Voici, une analyse détaillée de ces résultats :

Le débit Q_1 présente une réduction de 7 % : Cela indique qu'à ce débit d'injection, l'effet sur la réduction globale du gradient est relativement faible. Cela suggère que l'injection de gaz à ce débit peut ne pas modifier de manière significative la distribution de pression dans l'espace annulaire.

Le débit Q_2 offre une réduction de gradient de 24 % : La réduction plus importante du gradient par rapport à Q_1 indique qu'une augmentation du débit d'injection à Q_2 a un effet plus prononcé sur la réduction du gradient. Cela implique que l'injection de gaz à ce débit contribue davantage à modifier la distribution de pression dans le fluide de forage.

Le débit Q_3 présente une réduction de gradient de 32 % : Ce débit d'injection montre une augmentation supplémentaire de la réduction du gradient. Une réduction plus importante indique que l'injection de gaz à Q_3 a un impact significatif sur la modification de la distribution de pression. Cela suggère que ce débit d'injection contribue de manière importante à obtenir un profil de pression plus uniforme dans le fluide de forage.

Le débit Q_4 assure l'effet le plus important avec 37 % de réduction des gradients de pression. Cela indique que l'injection de gaz à ce débit a une influence considérable sur la modification de la distribution de pression dans le fluide de forage et suggère que le fonctionnement à Q_4 conduit à un profil de pression plus équilibré et uniforme dans l'ensemble du système.

Dans l'ensemble, l'analyse montre qu'à mesure que le débit d'injection augmente, il y a une augmentation correspondante de la réduction du gradient, indiquant un impact plus important sur la modification de la distribution de pression. Ces informations sont essentielles pour comprendre le débit d'injection optimal afin d'obtenir des profils de pression souhaités.

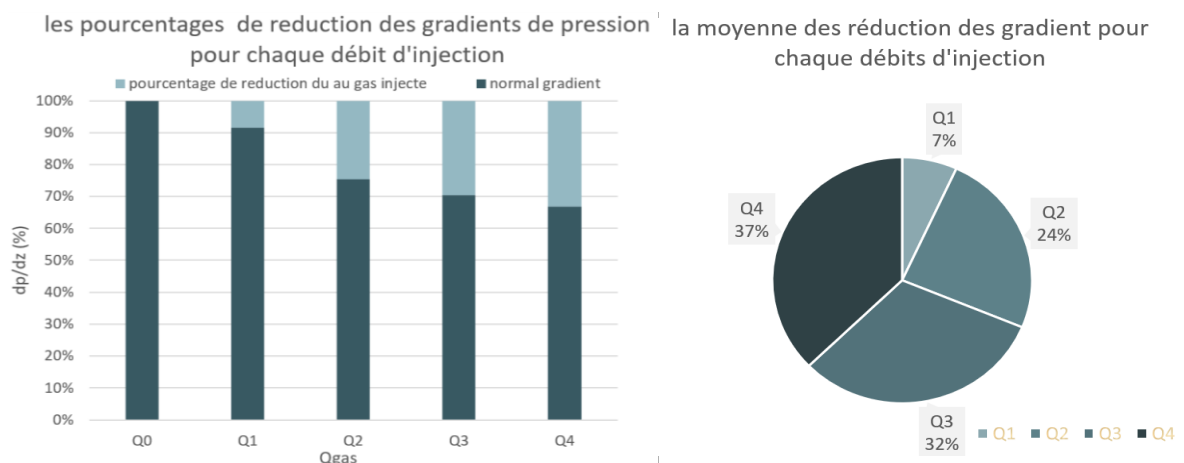


Figure 4-9 : pourcentages de réduction des gradients de pression pour chaque débit d'injection

4.3.2. Effet du débit de circulation de la boue

L'objectif est de comprendre comment le débit de circulation du fluide de forage influence la distribution de pression dans le système de forage en fonction des différents débits d'injection de gaz. Les paramètres de base utilisés dans cette étude sont résumés dans les **Tableau 4-7** et **Tableau 4-8**.

Tableau 4-7: Paramètres des fluides

	Modèle rhéologique	Densité (SG)	Débit de boue (l/s)	Tension superficielle
Fluide de forage (WBM)	Loi de puissance $n=0.4$, $k=0.8$	1.4	Varie	0.072 N/m
Gaz (N2) (Pa.s)	Cst ($1.66 \cdot 10^{-5}$)	0.001138	Varie de $[Q_1, Q_4]$	

Tableau 4-8: Débits de pompages de la boue

Débit	$Q_{b,1}$	$Q_{b,2}$	$Q_{b,3}$
Débit de pompage (l/s)	6.283	12.566	18.849

La [Figure 4-10](#) présente les résultats de l'impact du débit de forage sur la perte de pression lors de l'injection de gaz à différents débits. Cette étude explore la relation entre les taux de pompage du fluide de forage et la distribution de gaz dans la boue. Les résultats permettent de mieux comprendre comment le débit de forage influence la répartition du gaz et son effet sur la perte de pression.

Dans la condition sans injection de gaz [Figure 4-10](#), le débit de la boue de $Q_{b,3}$ crée une pression plus élevée que les deux autres débits $Q_{b,1}$ et $Q_{b,2}$. Lorsqu'on augmente le débit de la boue, cela entraîne une augmentation de la vitesse d'écoulement, ce qui à son tour provoque une augmentation des frottements. Par conséquent, les frottements et les chute de pression ont tendance à augmenter, cela qu'est observé plus claire dans la [Figure 4-11](#)

Lorsqu'il y a une injection de gaz, le gradient de pression réduit pour le cas des trois débits de boue. Cependant, chaque débit présente des caractéristiques spécifiques :

Pour le débit $Q_{b,1}$: il y a des pertes de pression importantes par rapport aux autres débits. Cela s'explique par la faible pression exercée sur le point d'injection, où le gaz occupe la majorité de l'espace et se mélange avec le fluide de forage.

Pour le débit $Q_{b,3}$: la chute de pression est moins importante, car le fluide de forage à débit élevé ne laisse pas suffisamment de temps pour un bon mélange du gaz.

Pour le débit $Q_{b,2}$: c'est un cas intermédiaire entre les deux scénarios précédents.

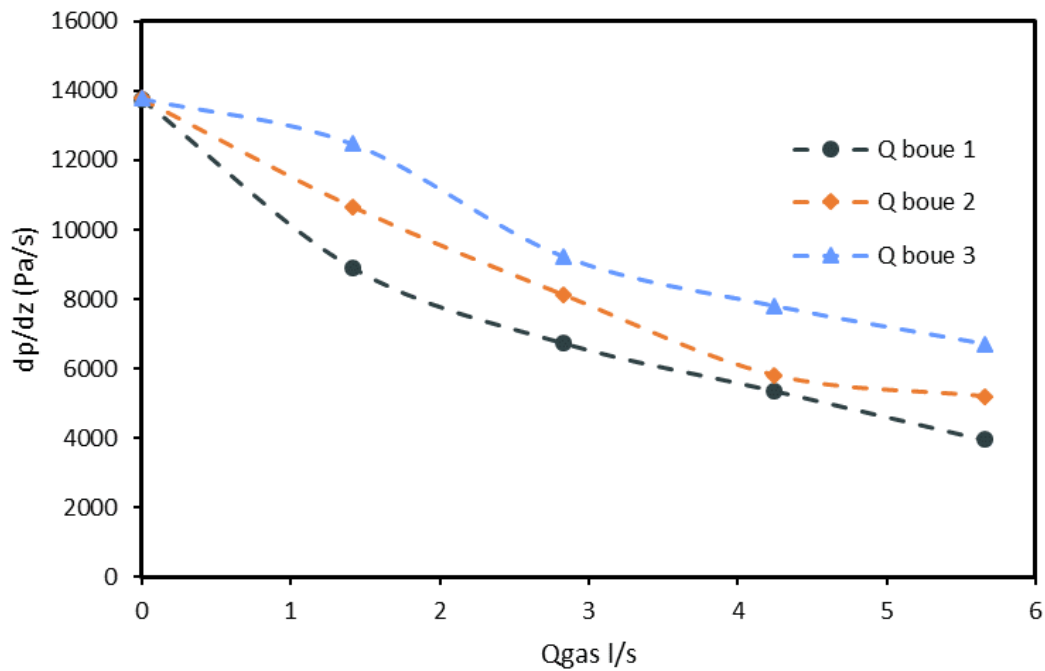


Figure 4-10 : Effet de débit de circulation sur la perte de pression lors de l'injection Gas

En conclusion, l'augmentation du débit d'injection de gaz entraîne une réduction de pression, mais avec des difficultés à atteindre la chute de pression souhaitée pour des débits de pompage élevés. Le système nécessite une injection de gaz proportionnelle au débit de pompage : plus le débit de boue est faible, plus la réduction de la pression pour un débit de gaz donné devient plus importante.

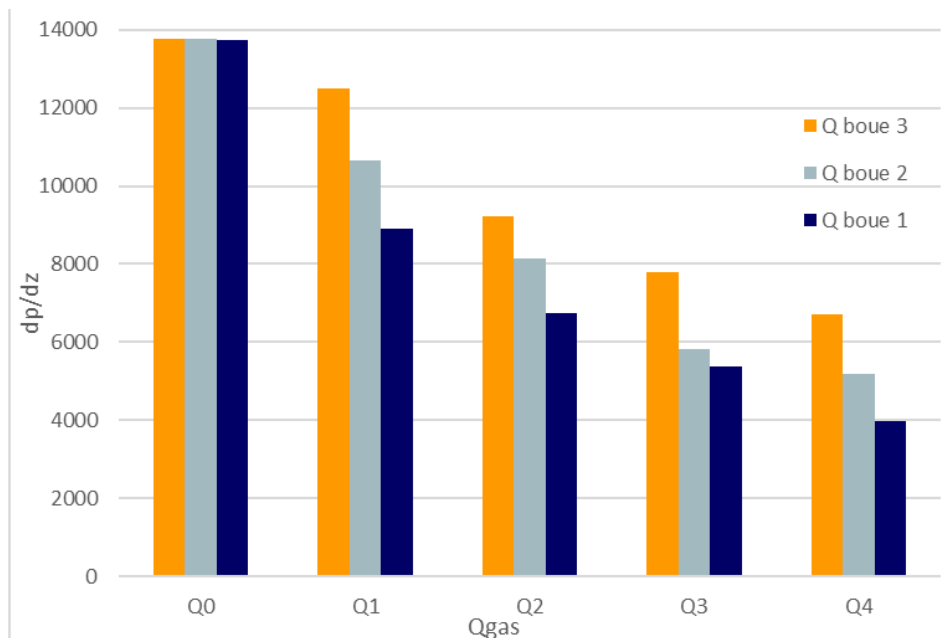


Figure 4-11 : Histogrammes représentant l'effet de débit de circulation sur la perte de pression lors de l'injection gaz.

4.3.3. Effet des paramètres rhéologiques

Afin d'étudier l'effet des paramètres rhéologiques sur la perte de pression, le modèle rhéologique de puissance est utilisé. En variant les valeurs de n et k , cette étude permettra de comprendre comment ces paramètres influencent la pression lors de l'injection de gaz. Cela permettra également d'optimiser le choix des propriétés rhéologiques du fluide de forage. Le **Tableau 4-9** et **Tableau 4-10** ci-dessous, présentent les paramètres des fluides utilisés dans cette étude.

Tableau 4-9: Paramètres des fluides

	Modèle rhéologique	Densité (SG)	Débit de boue (l/s)	Tension superficielle N/m
Fluide de forage (WBM)	Loi de puissance (k, n varies)	1.4	18.84955592	0.072
Gaz (N2) (Pa.s)	Cst ($1.66 \cdot 10^{-5}$)	0.001138	Varie de $[Q_1, Q_4]$	

Tableau 4-10: Valeurs des paramètres n et k

n (k (cst)=0.8)	$n=0.4$	$n=0.6$	$n=0.8$
k (n (cst)=0.4)	$k=0.4$	$k=0.6$	$k=0.8$

L'effet de l'indice d'écoulement (n) sur les pertes de pression

La **Figure 4-12** présente les résultats de l'impact de la variation de l'indice d'écoulement n sur la perte de pression lors de l'injection de gaz à différents débits.

Le paramètre n contrôle la variation de viscosité en fonction du taux de cisaillement. Une valeur plus élevée de " n " indique une viscosité plus sensible au taux de cisaillement, ce qui signifie que la viscosité augmente rapidement avec l'augmentation du taux de cisaillement [55]. En modifiant la valeur de " n ", on peut observer l'impact sur la perte de pression et évaluer la sensibilité de la viscosité du fluide de forage. Dans cette étude, trois valeurs différentes d'indice d'écoulement ont été considérées ($n= 0.4, 0.6$ et 0.8) pour une valeur de 0.8 pour le facteur de consistance " k ".

Selon les résultats Lorsqu'il n'y a pas d'injection de gaz, le fluide ayant un paramètre " n " égale à 0.8 présente le plus grand gradient de pression dp/dz , tandis que le fluide ayant un paramètre n égal à 0.4 présente le plus faible gradient de pression. Le fluide caractérisé par un paramètre n égal à 0.6 se situe entre les deux fluides précédents, comme illustré dans la **Figure 4-14**. Donc si en augmentant la valeur de " n ", les pertes de pression et le gradient de pression augmentent.

Les résultats montrent que lorsque le débit d'injection de gaz augmente, le gradient de la pression diminue indépendamment de la valeur de " n ". En plus, le fluide ayant une valeur

de " n " égale à 0.4 présente une réponse plus favorable à l'injection de gaz, ce qui se traduit par des gradients de pression plus faibles.

En revanche, le fluide ayant une valeur de " n " égale à 0.8 montre que le système est moins sensible au débit d'injection de gaz. Par exemple, lorsque le débit de gaz est augmenté de Q_0 à Q_4 , le gradient de pression a diminué de 70% pour ($n=0.4$), tandis que, il diminue de 40% pour ($n=0.8$).

Ces résultats indiquent que le choix de la valeur de " n " dans le modèle de loi de puissance peut avoir un impact significatif sur la réponse du gradient de pression avec l'injection de gaz. Une valeur plus faible de " n " est plus avantageuse en termes de minimisation des gradients de pression. Mais, le système est moins sensible au débit d'injection de gaz pour le cas des valeurs de n plus élevées.

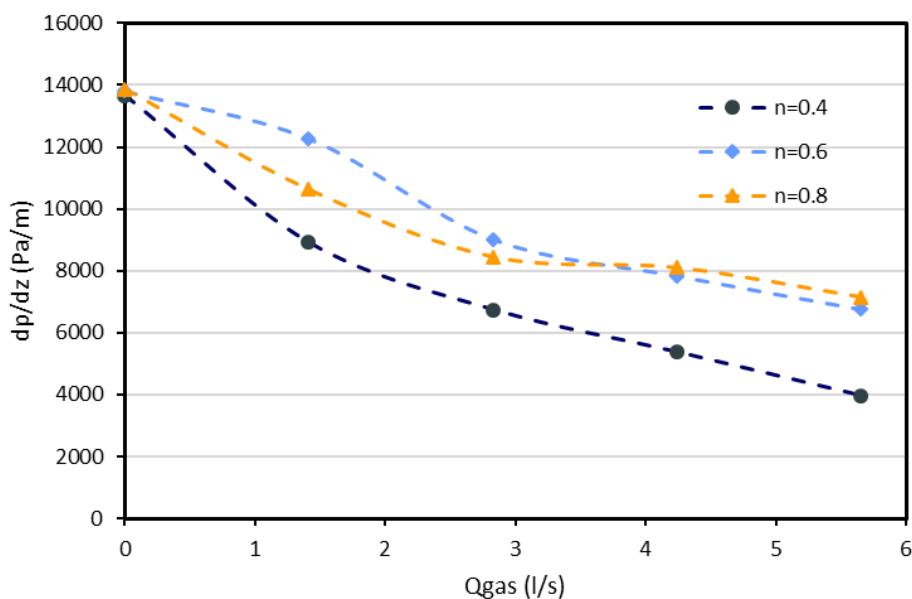


Figure 4-12 : Effet de l'indice d'écoulement n sur la perte de pression

L'effet du facteur de consistance k sur la perte de pression

La Figure 4-13 présente les résultats de l'impact la variation du facteur de consistance k sur la perte de pression lors de l'injection de gaz à différents débits.

Une valeur plus élevée de k indique une consistance plus élevée, ce qui signifie que le fluide présente une résistance accrue à l'écoulement [55], qui augmente les pertes de charge. C'est pourquoi dans le cas d'un écoulement monophasique, le cas où $k=0.8$ présente la plus grande valeur de chute de pression, contrairement, $k=0.4$ qui présente la valeur des pertes de charge la plus faible ou $k=0.6$ est présent une valeur intermédiaire entre les deux fluides précédents

Si on a l'injection de gaz, les résultats montrent que si le débit d'injection de gaz augmente, le fluide de forage ayant une valeur de " k " égale à 0.8 présente le plus faible gradient de pression. Ce qui signifie que ce fluide présente une réponse plus favorable à l'injection de gaz. En plus, le fluide ayant une valeur de " k " égale à 0.4 est moins sensible à l'injection de

gaz. Cela suggère que la viscosité du fluide, régie par le modèle de loi de puissance avec une valeur de " k " plus faible, est moins influencée par l'injection de gaz.

Le fluide ayant une valeur de " k " égale à 0,6 se situe entre les deux extrêmes. Il montre une certaine sensibilité à l'injection de gaz, avec des gradients de pression intermédiaires.

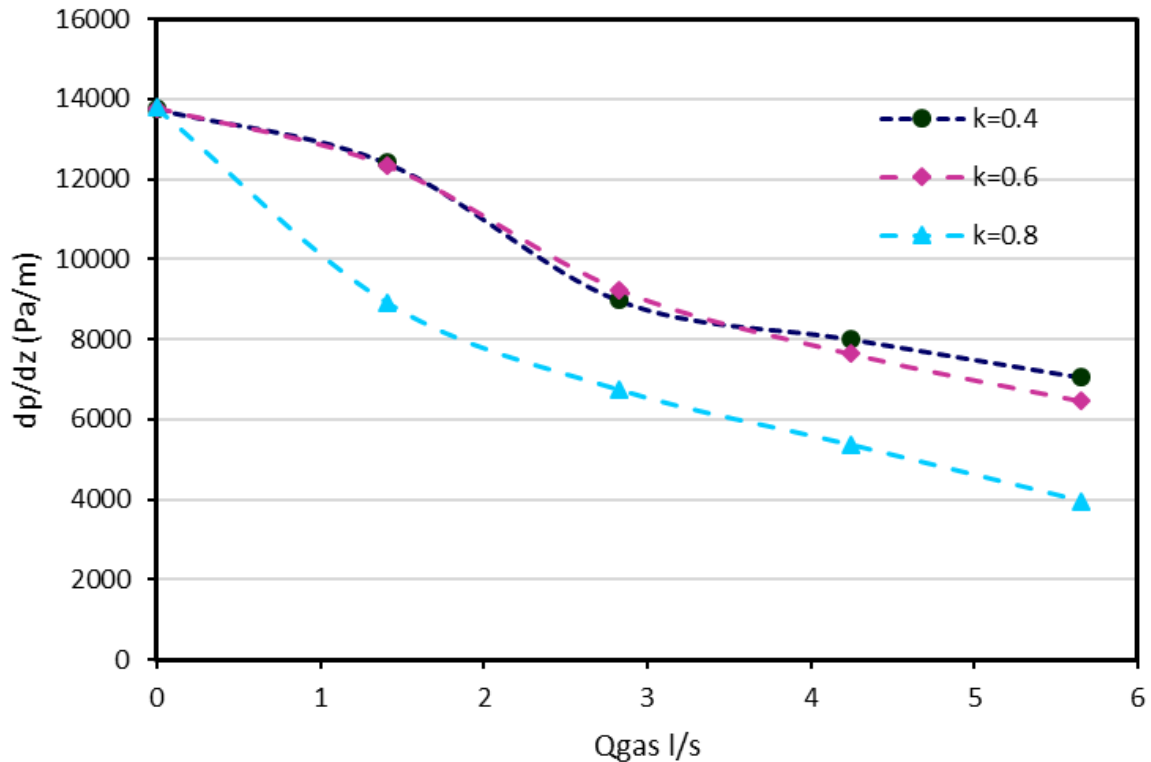


Figure 4-13 : Effet de paramètre k sur la perte de pression

Les histogrammes présentés dans la Figure 4-14 offrent une représentation visuelle de l'effet des paramètres " n " et " k " sur les gradients de pression ce qui permet de comparer leur influence respective sur les variations de pression.

Ces résultats indiquent que le choix de la valeur de " k " dans le modèle de loi de puissance peut également avoir un impact significatif sur la réponse du gradient de pression à l'injection de gaz. Une valeur plus élevée de " k ", semble être plus avantageuse en termes de minimisation des gradients de pression, tandis qu'une valeur plus faible de " k ", peut-être moins sensible à l'injection de gaz et donc présenter des gradients de pression plus élevés.

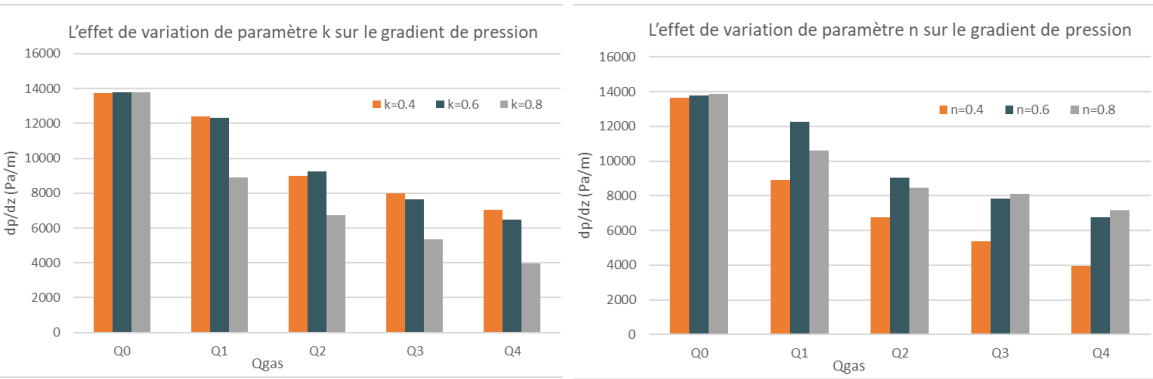


Figure 4-14 : Histogrammes décrit l'effet des paramètres n et k sur les gradients des pressions

4.3.4. Effet de la viscosité de Gaz

L'objectif est de comprendre comment la viscosité du gaz influence la pression dans le système, en particulier lorsqu'il était injecté à des débits variables. Les paramètres des fluides utilisés sont résumés dans les **Tableau 4-11** et **Tableau 4-12**.

Tableau 4-11: Paramètres des fluides

	Modèle rhéologique	Densité (SG)	Débit de boue(l/s)	Tension superficielle
Fluide de forage (WBM)	Loi de puissance (k , n varies)	1.4	18.849	0.072 (N/m)
Gaz (N2)	Variés [μ_1 , μ_2 , et μ_3] (Pa.s)	0.001138	Varie de [Q_1 , Q_4]	

Tableau 4-12: valeurs des viscosités de Gaz

Température (°C)	$\mu_1[T=25^\circ]$	$\mu_2[T=50^\circ]$	$\mu_3[T=75^\circ]$
Viscosité de Gaz (Pa.s)	$1.66 \cdot 10^{-5}$	$1.89 \cdot 10^{-5}$	$1.96 \cdot 10^{-5}$

Les [Figure 4-15](#) et [Figure 4-16](#) illustrent les résultats de l'impact de la variation de la viscosité du gaz sur la perte de pression lors de l'injection de gaz à différents débits. Les variations de la température ont également été prises en compte car elles peuvent avoir une influence significative sur la viscosité du gaz. Les résultats de cette étude permettent ainsi de mieux comprendre l'effet combiné de la viscosité du gaz et de la température sur la perte de pression.

D'après les résultats obtenus dans la [Figure 4-16](#) on peut constater que la variation de la viscosité du gaz provoque un impact relativement faible sur les gradients de pression. Les trois viscosités étudiées ont montré des valeurs de gradients de pression presque similaires pour les différentes valeurs du débit de gaz. Cependant, il convient de noter qu'entre les débits Q_2 et Q_4 , une variation maximale d'environ 600 Pa/m a été observée.

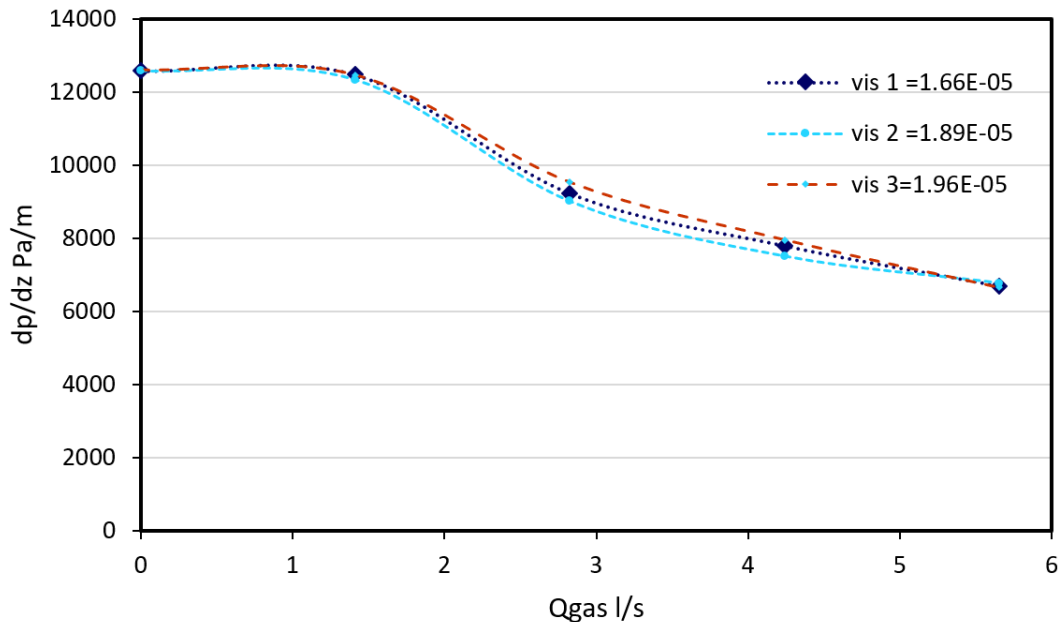


Figure 4-15 : Effet de la viscosité de Gaz sur la perte de pression

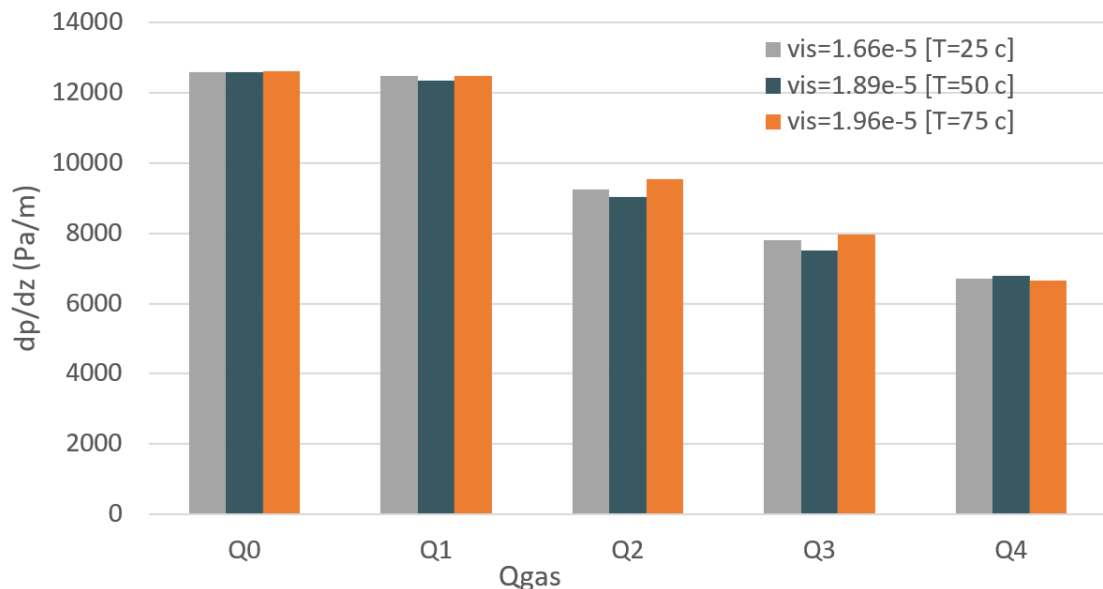


Figure 4-16 : Histogrammes de l'effet de la viscosité de Gaz sur les pertes de pression

4.3.5. Effet du type de fluide de forage sur la perte de pression

Pour comprendre comment le choix du type de fluide de forage peut influencer la distribution du gaz et les variations de pression, deux types de fluides de forage ont été utilisés : un fluide à base d'eau (WBM) et un autre à base d'huile (OBM), ayant des caractéristiques différentes. Les propriétés de ces fluides sont montrées dans le **Tableau 4-13**.

Tableau 4-13: Paramètres des fluides

Fluide	Modèle rhéologique	Densité (SG)	Débit de boue(l/s)	Tension superficielle
Fluide de forage (WBM)	Loi de puissance (n=0.4, k=0.8)	1.4	18.849	0.072 N/m
Fluide de forage (OBM)	Loi de puissance (n=0.5, k=0.7)	1.4	18.849	
Gaz (N2)	Cst ($1.66 \cdot 10^{-5}$ Pa. s)	0.001138	Varie de [Q ₁ , Q ₄]	

La [Figure 4-17](#) présente les résultats de l'analyse de l'effet du type de fluide de forage sur la perte de pression lors de l'injection de gaz à différents débits. Les résultats obtenus sont essentiels pour mieux comprendre l'interaction entre le type de fluide de forage et la pression pendant l'opération d'injection de gaz.

Les deux types de fluides de forage, à base d'eau (WBM) et à base d'huile (OBM), présentent un comportement similaire en termes de variations de gradient de pression. De Q₂ à Q₄, les gradients sont identiques, mais avec un débit d'injection de gaz plus élevé, le WBM montre un gradient relativement plus faible que l'OBM. Cependant, de Q₁ à Q₂, on observe une chute de pression significative pour les deux types de boue, ce qui est attribué à l'effet de l'injection de gaz à ces débits spécifiques.

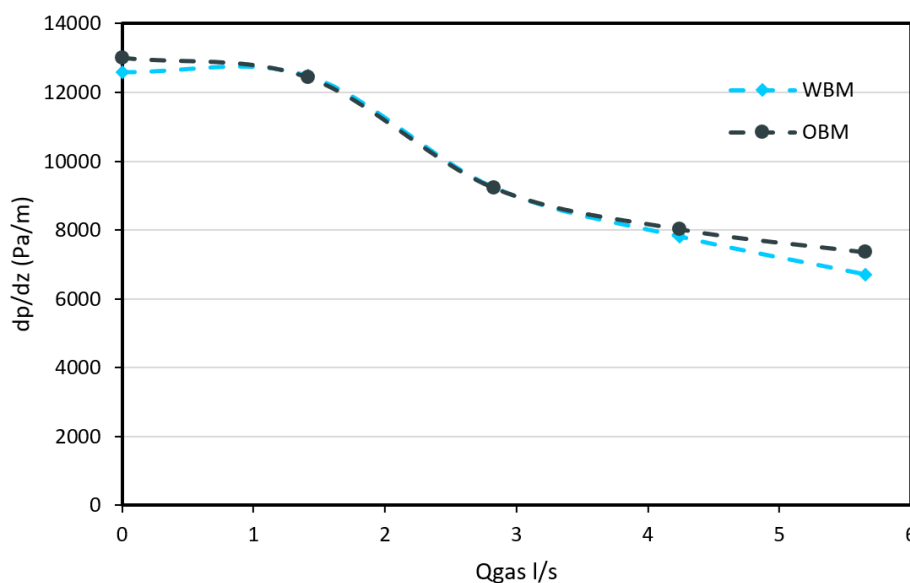


Figure 4-17 : Effet de type de fluide de forage sur la perte de pression

4.3.6. Effet du type de Gaz injecté sur la perte de pression

Cette étude a été réalisée dans le but d'analyser l'effet du choix du gaz injecté sur la perte de pression lors de l'utilisation du même fluide de forage, à savoir l'OBM (boue à base d'huile). Pour ce faire, différents types de gaz ont été considérés, tels que l'azote (N_2) et le dioxyde de carbone (CO_2). Les paramètres des fluides utilisés sont montrés dans le **Tableau 4-14**.

Tableau 4-14: Paramètres des fluides

	Modèle rhéologique	Densité (SG)	Débit de boue(m³/s)	Tension superficielle
Fluide de forage (WBM)	Non-Newtonien Loi de puissance (n=0.5, k=0.7)	1.4	18.849	0.072 N/m
Gaz (N2)	Cst (1.66 10 ⁻⁵ Pa. s)	0.001138	Varie [Q ₁ , Q ₄]	
Gaz (CO ₂)	Cst (1.37 10 ⁻⁵ Pa. s)	0.0017878		

La [Figure 4-18](#) présente les résultats de l'analyse de l'effet de type de gaz injecté sur la perte de pression lors de l'injection de gaz à différents débits. Les résultats de cette étude sont essentiels pour mieux comprendre l'interaction entre le type de gaz et la pression pendant l'opération d'injection de gaz sur le même type de boue.

Les résultats montrent que les deux types de gaz, à savoir l'azote (N_2) et le dioxyde de carbone (CO_2), présentent un comportement similaire en termes de variations de gradient de pression. De Q_1 à Q_3 , les gradients de pression sont identiques, mais avec un débit d'injection de gaz plus élevé, le CO_2 montre un gradient relativement plus faible que l'azote.

En plus, l'injection de gaz provoque une diminution des pertes de charge pour les deux types de gaz. Malgré le fait que le dioxyde de carbone soit plus dense que l'azote, il expose un gradient de pression relativement plus faible que l'azote aux débits d'injection plus élevés.

Ces résultats suggèrent que l'effet de l'injection de gaz sur la perte de pression dépend à la fois du débit d'injection et du type de gaz utilisé. L'injection de CO_2 présente des avantages en termes de réduction de la perte de pression par rapport à l'azote aux débits d'injection plus élevés, ce qui peut être avantageux lors des opérations de forage.

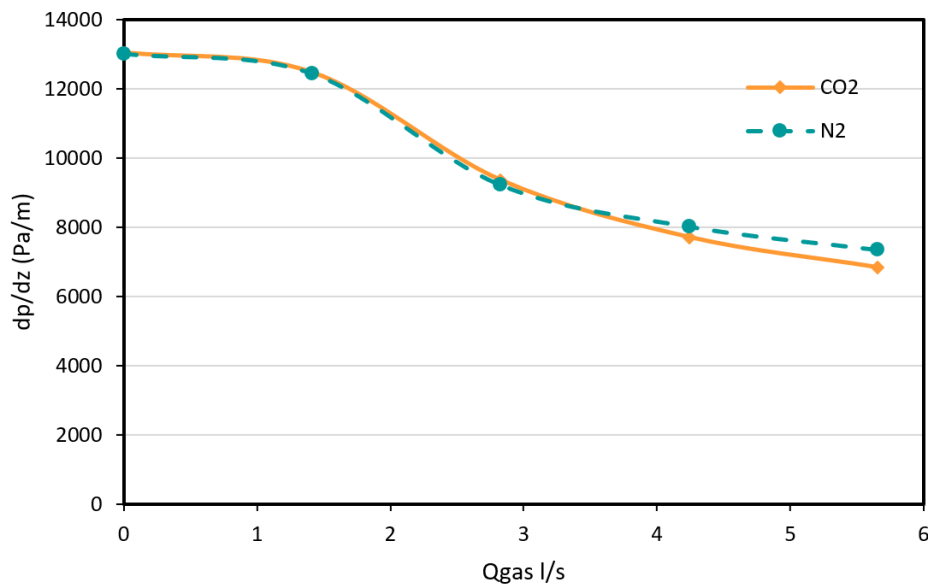


Figure 4-18 : Effet de type Gas injecté sur la perte de pression

4.3.7. Effet de nombre de point d'injection sure la perte de pression

Cette étude a été réalisée dans le but d'analyser l'effet du nombre de points d'injection sur la perte de pression lors de l'injection de gaz à différents débits. Deux scenarios ont été considérés, le premier étant à deux points d'injection et le deuxième à trois points d'injection. Les différents paramètres des fluides utilisés dans cette étude sont répertoriés dans le **Tableau 4-15**. L'étude des deux points d'injection a été réalisée avec une boue de densité 1.4, tandis que celle de trois points d'injection a été réalisée avec une boue de densité 1.6. Cela a été fait dans le but de mieux comprendre l'effet des densités élevées sur les résultats obtenus.

Tableau 4-15: Paramètres des fluides

	Modèle rhéologique	Densité (SG)	Débit de boue(m ³ /s)	Tension superficielle
Fluide de forage (WBM)	Loi de puissance (n=0.4, k=0.8)	(A)=1.4, (B)=1.6	18.849	0.072 N/m
Gaz (N2)	Cst (1.66 10 ⁻⁵ Pa. s)	0.001138	Varie [Q ₁ , Q ₄]	

Les points d'injection sont positionnés à différentes profondeurs dans la géométrie comme indiquées dans le **Tableau 4-16**.

Tableau 4-16: Emplacement des points d'injection

Point d'injection	Point 1	Point 2	Point 3
Hauteur de point d'injection du fond (m)	1.10	1.30	1.50

➤ L'étude du cas de deux points d'injection

La Figure 4-19 présente les résultats de l'analyse de l'effet du nombre de points d'injection sur la perte de pression lors de l'injection de gaz à différents débits. L'étude a été réalisée en utilisant une boue de densité 1.4 SG et un débit de pompage de 18.849 l/s, à travers deux géométries, la première travers un point d'injection, la deuxième a travers deux points d'injection.

➤ L'étude du cas de trois points d'injection

La Figure 4-20 présente les résultats de l'analyse de l'effet du nombre de points d'injection sur la perte de pression lors de l'injection de gaz à différents débits. L'étude a été réalisée en utilisant une boue de densité 1.6 SG et un débit de pompage de 18.849 l/s. à travers trois géométries, la première travers un point d'injection, la deuxième à travers deux points d'injection, la troisième à travers trois points d'injection.

Pour les deux méthodes d'injection, le débit de gaz contribue à la réduction du gradient de pression avec une différence relative due aux différentes vitesses d'entrée de fluide dans l'espace annulaire.

- **Pour le cas d'un seul point d'injection** : Cette méthode a un effet majeur sur la chute de pression en raison de la grande vitesse d'entrée qui permet un mélange suffisant, créant ainsi une grande chute de pression pour les deux densités, ou en observe une réduction importante entre les débits d'injection $[Q_1, Q_3]$ a une réduction de gradient a 37% pour la densité 1.4 SG ,et de 35% pour la densité 1.6 SG.
- **Pour le cas de 2 points d'injection** : Cette méthode a un effet inférieur sur la chute de pression par rapport à l'injection avec un seul point. La vitesse d'entrée est plus faible, ce qui ne permet pas un mélange suffisant pour créer une chute de pression significative. Que présente une réduction de gradient entre $[Q_1, Q_3]$ de 35% pour le fluide de densité de 1.4 SG, que ne présente pas une grande différence comparant avec l'injection a un point, mais pour la densité 1.6 SG on a une réduction de 31%, ou l'effet de l'augmentation de la densité sur la chute de gradient est notées.
- **Pour le cas de 3 points d'injection** : Cette méthode a un effet majeur sur la chute de pression, en particulier aux débits d'injection élevés. La grande vitesse d'entrée associée à la distribution initiale du gaz à partir de trois points d'injection permet une meilleure distribution du gaz et de la pression dans le système. Que présente une réduction de gradient entre $[Q_1, Q_3]$ de 37% pour le fluide de densité de 1.6 SG, malgré l'effet de la densité observer dans les deux méthode précédent, l'injection avec 3 points d'injection générer un grand chut de pression.

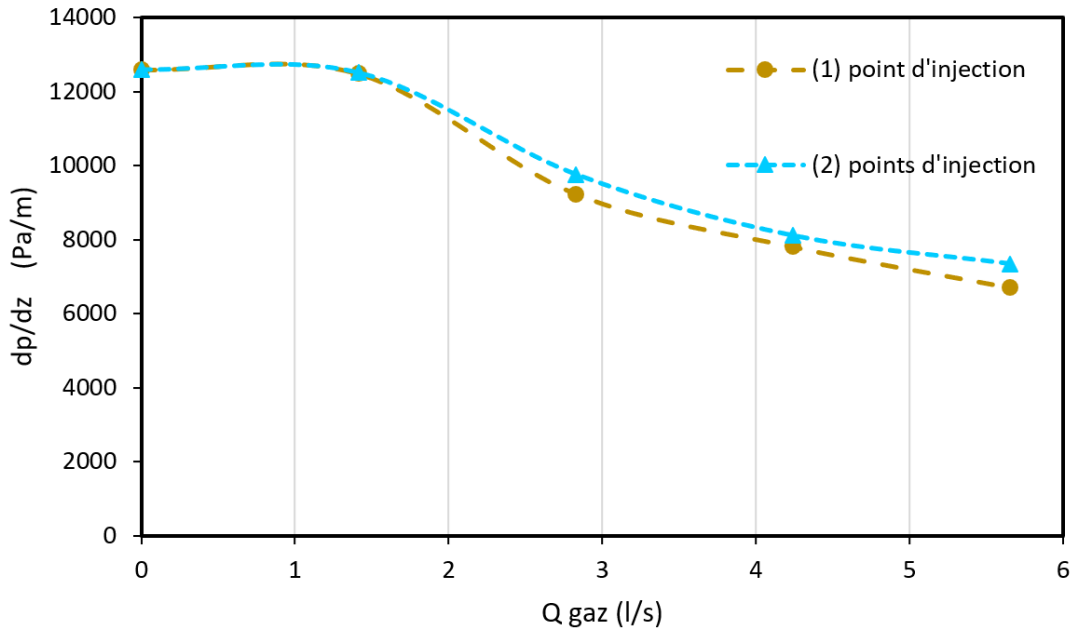


Figure 4-19 : Effet de nombre des points d'injection sur la perte de pression

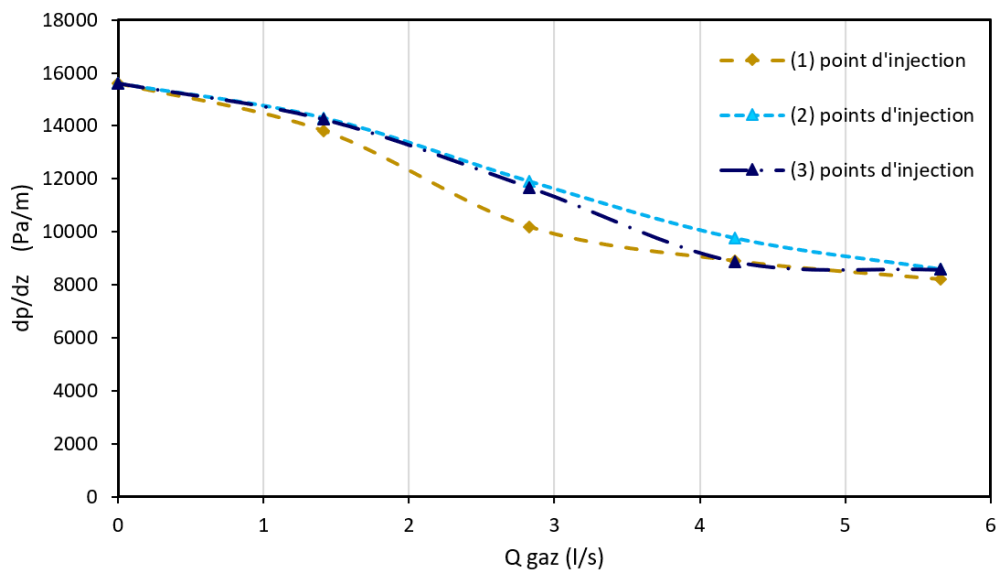


Figure 4-20 : Effet du nombre des points d'injection sur la perte de pression

Pour les trois méthodes d'injection, l'injection de gaz contribue à réduire le gradient de pression de manière proportionnelle qu'est illustré dans la [Figure 4-21](#) ou des différents diagramme à barres illustrent les pourcentages de réduction de gradient due au gaz injecté pour chaque nombre des points d'injection séparément. L'augmentation du débit d'injection entraîne une chute de pression avec une différence relative due aux différentes vitesses d'entrée de fluide dans l'espace annulaire.

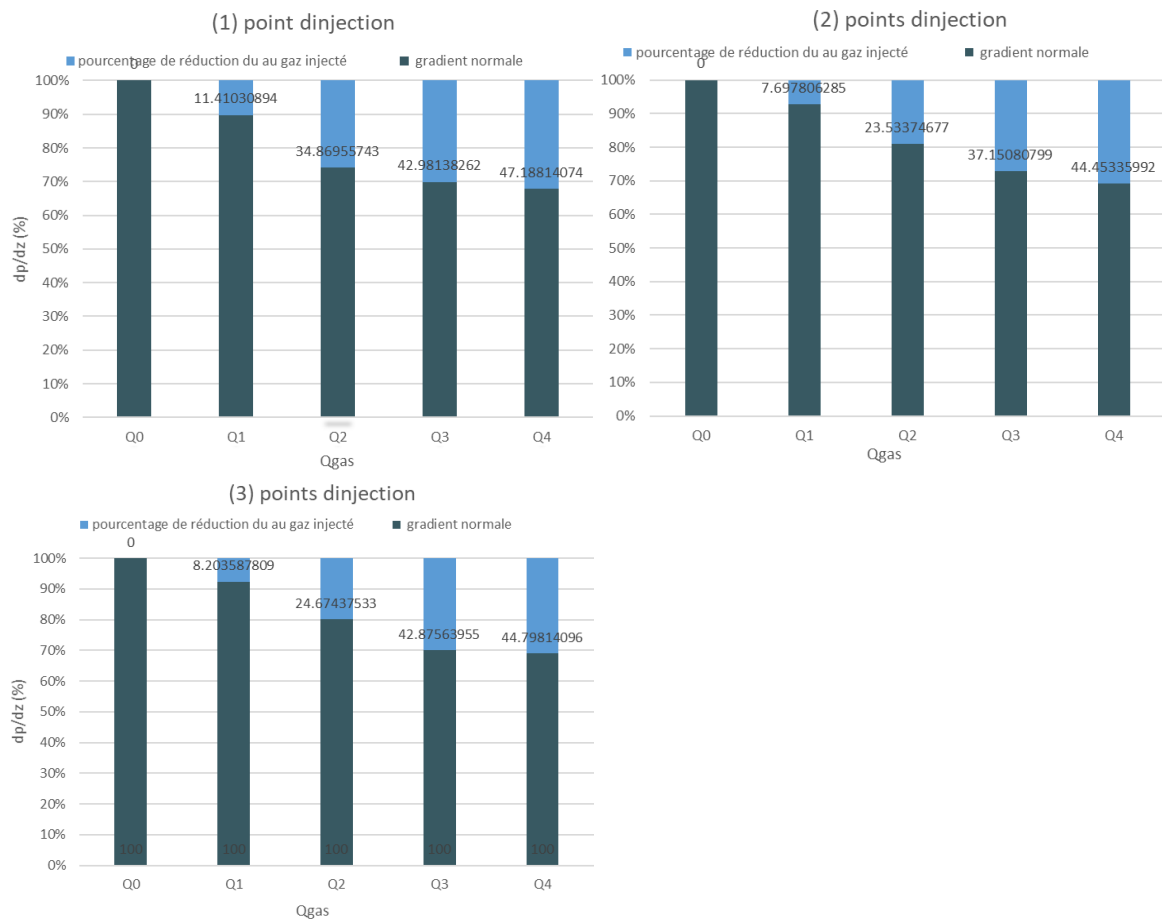


Figure 4-21 : Histogrammes de la variation des pertes de charge en fonction du nombre de points d'injection (A) :1 point d'injection, (B) :2 points d'injection, (C) :3 points d'injection

4.3.8. Effet de diamètre d'annulaire (tige/tubage) sur la perte de pression

Cette étude a été réalisée dans le but d'analyser l'effet du rapport de diamètres sur la perte de pression lors de l'injection de gaz à différents débits. L'objectif principal est de mieux comprendre comment la géométrie de l'espace annulaire peut influencer la distribution du gaz et les variations de pression. Les paramètres des fluides et de la géométrie utilisés sont les mêmes pour les trois géométries, comme indiqué dans les **Tableau 4-17** et **Tableau 4-18**.

Tableau 4-17:Paramètres des fluides

	Modèle rhéologique	Densité (SG)	Débit de boue(l/s)	Tension superficielle
Fluide de forage (WBM)	Loi de puissance (n=0.4, k=0.8)	1.6	18.849	0.072 N/m
Gaz (N2)	Cst (1.66 10 ⁻⁵ Pa. s)	0.001138	Varie [Q ₁ , Q ₄]	

Tableau 4-18: Différents géométries

Géométrie	Géométrie 1	Géométrie 2	Géométrie 3
Longueur(m)	10	10	10
Déférence de diamètre (m) (annulaire)	0.2	0.17	0.15

La Figure 4-22 présente les résultats de l'analyse de l'effet du rapport de diamètres sur la perte de pression lors de l'injection de gaz à différents débits. L'analyse démontre clairement que les variations du diamètre de l'espace annulaire ont un impact significatif sur la distribution de la pression lors de l'injection de gaz. Les résultats indiquent que plus le diamètre de l'espace annulaire est grand, plus la chute de pression est prononcée, tandis qu'un diamètre plus étroit conduit à une chute de pression moins importante.

Dans la plage de débits Q_0 à Q_2 , on observe une chute de pression très faible. Cela est cohérent avec un débit de 18.849 l/s, où le fluide de forage domine tout l'espace annulaire. La présence du fluide de forage réduit l'effet de la variation du diamètre de l'espace annulaire sur la distribution de la pression.

Dans la plage de débits Q_2 à Q_4 , la chute de pression devient plus prononcée, avec une différence notable entre la géométrie 1 et les géométries 2 et 3. Cela indique que l'effet de la géométrie devient plus important avec des débits d'injection plus élevés. On observe une relation proportionnelle entre l'augmentation du diamètre de l'espace annulaire et la chute de pression.

Ces résultats soulignent l'importance de choisir judicieusement le diamètre de l'espace annulaire en fonction des objectifs spécifiques de l'opération. Un diamètre grand peut être préférable pour atteindre une chute de pression plus importante, tandis qu'un diamètre plus large peut être choisi pour réduire la chute de pression. La Figure 4-22 permet de visualiser clairement ces variations et de mieux comprendre l'effet de la géométrie de l'espace annulaire sur la distribution de la pression.

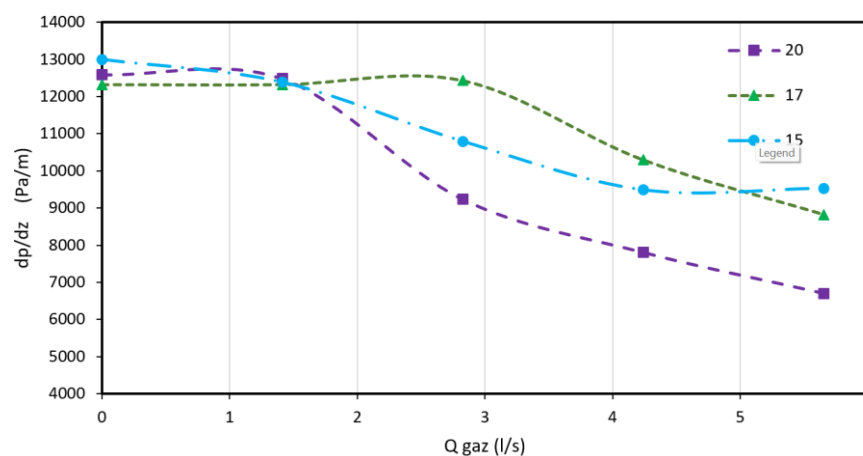


Figure 4-22 : Effet de diamètre de l'espace annulaire sur la perte de pression

4.4.Conclusions

On a présenté dans ce chapitre les résultats de simulation réalisée pour l'évaluation des différents paramètres du fluide de forage pour divers scénarios d'écoulement. Les points suivants ont été entrepris :

a) Densité de la boue : L'étude a révélé que la variation de la densité de la boue a un effet majeur sur les gradients de pression dans le puits. Le gradient de la pression diminue uniformément en fonction des densités. En plus, le débit d'injection de gaz a un impact sur le gradient de pression, où les grands débits d'injection impliquent de grandes réductions dans le gradient de pression.

b) Paramètres rhéologiques de la boue :

- Viscosité du gaz : L'étude a révélé que la variation de la viscosité du gaz a un effet relativement faible sur le gradient de pression. Pour différents débits d'injection, les gradients de pression présentaient des valeurs similaires pour les différentes viscosités (μ_1 , μ_2 et μ_3). Cependant, le débit d'injection de gaz a eu un impact sur le gradient de pression, avec des débits d'injection plus élevés entraînant des gradients de pression plus faibles.

- Type de fluide de forage : L'analyse a démontré que le choix du type de fluide de forage, notamment la boue à base d'eau WBM et la boue à base d'huile OBM, influençait le gradient de pression lors de l'injection de gaz. Le WBM présentait des gradients de pression relativement plus faibles par rapport à l'OBM pour les débits de gaz plus élevés. Cela peut être attribué aux différentes propriétés physiques et rhéologiques de ces deux types de fluides.

- Type de gaz injecté : L'étude a comparé les effets de l'injection d'azote (N₂) et de dioxyde de carbone (CO₂). Les deux gaz ont montré un comportement similaire en termes de variations du gradient de pression. Cependant, à des débits d'injection plus élevés, le CO₂ a présenté un gradient de pression relativement plus faible que le N₂. Cette différence peut être attribuée à la séparation initiale du CO₂ et à sa densité plus élevée.

- Nombre de points d'injection : Le nombre de points d'injection a un impact significatif sur le gradient de pression lors de l'injection de gaz. L'analyse a montré qu'un seul point d'injection entraînait une chute de pression plus importante par rapport à deux points d'injection. Cela peut être attribué à une vitesse d'entrée plus élevée et à un meilleur mélange obtenu avec un seul point d'injection. Cependant, à des débits d'injection plus élevés, trois points d'injection ont montré un effet majeur sur la chute de pression en raison d'une meilleure distribution du gaz et de la pression.

- Géométrie de l'espace annulaire : La variation du diamètre dans l'espace annulaire a un impact significatif sur la distribution de la pression lors de l'injection de gaz. On observe une relation proportionnelle entre le diamètre de l'espace annulaire et la chute de pression, où des diamètres plus grands entraînent des chutes de pression plus importantes. De plus, la présence de contraintes dans la géométrie de l'espace annulaire influence la chute de pression, comme le montre la comparaison entre les trois géométries différentes.

CONCLUSION GÉNÉRALE

Cette étude a examiné en détail les aspects du forage en double gradient onshore (ODGD) et on a exposé les effets de cette technique innovante sur la technologie du forage. Des études et des concepts ont été présentés pour évaluer l'efficacité et le potentiel du forage en double gradient dans les environnements terrestres. L'étude inclut :

- ✓ La conception de sept méthodes pour le forage en DGD avec leurs systèmes de circulation.
- ✓ Étude de chaque scénario selon la conception et la faisabilité de réalisation.
- ✓ Une Analyse économique de l'application de la méthode ODGD, ainsi que sur l'utilisation de CO₂ au lieu de nitrogène N₂.
- ✓ La simulation numérique de l'injection de gaz durant l'application de la méthode ODGD et l'analyse des facteurs qui influencent cette opération.

Les résultats de cette étude ont démontré que le forage en double gradient présente les avantages suivants :

- Assurer un profil de pression adapté aux conditions géologiques spécifiques.
- Offrir une solution pour le forage des formations à haute pression, et minimiser les risques associés.
- Minimiser le nombre de colonnes de tubage nécessaires.
- Extension des cotes finales de forage en diminuant l'ECD.
- Contrôle de la pression entre le overbalance et l'underbalance, ce qui offre une grande flexibilité opérationnelle.
- Forage horizontal en (UBD) avec un meilleur nettoyage de puits.
- Minimiser le NPT pendant les opérations de contrôle des venues et de forage.
- Contrôle optimal de la pression du puits en combinant les méthodes de forage en double gradient avec les techniques de pression de fond contrôlée (MPD).
- Réduction du temps de forage et la mise en production plus rapide, contribuant à une réduction globale des coûts.

L'optimisation des propriétés rhéologiques des fluides de forage est essentielle pour garantir l'efficacité de l'opération du forage en double gradient. Ou les paramètres rhéologiques ont un impact direct sur le gradient de pression,

Cette méthode demande des investissements initiaux importants pour développer et concevoir de nouveaux outils. Par conséquent, sa mise en œuvre sur le terrain prend du temps. Cependant, une fois adoptée, cette méthode permet un forage plus rapide, plus sûr et plus efficace, tout en réduisant les problèmes opérationnels associés au forage onshore.

Perspectives et recommandations

Sur la base des résultats de cette étude, plusieurs perspectives et recommandations peuvent être formulées pour orienter les futures recherches et les applications pratiques du forage en double gradient terrestre ODGD :

Évaluer les performances à grande échelle : Il est essentiel d'étendre les études sur le terrain à une plus grande échelle pour valider les résultats obtenus en laboratoire ou par simulation. Cela permettra de prendre en compte les conditions réelles du forage et de mieux évaluer l'efficacité de l'opération à l'échelle industrielle.

Examiner la relation entre les différents paramètres : Approfondir la recherche sur les propriétés rhéologiques des fluides de forage et leur impact sur le forage en double gradient est une recommandation pertinente. Des études expérimentales supplémentaires et le développement des modèles de simulation avancés permettraient de prédire et d'optimiser les performances des fluides de forage dans l'opération de forage en DGD.

Analyser de l'impact économique : En plus des considérations techniques, il serait intéressant d'effectuer des analyses économiques pour évaluer l'impact financier des différentes méthodes. Cela permettrait de prendre des décisions éclairées en tenant compte des coûts associés à chaque option et d'optimiser la rentabilité des opérations ODGD. Il est également important d'évaluer les implications économiques et environnementales du forage en double gradient par rapport aux techniques de forage conventionnelles, en prenant en compte les coûts opérationnels, la consommation de fluides, les émissions de gaz, etc. De telles analyses fourniraient une compréhension globale des aspects économiques et de l'impact environnementale de forage en ODGD, facilitant la prise de décisions et favorisant des pratiques de forage durables.

Les recommandations formulées dans cette étude sont cohérentes et orientées vers des domaines de recherche importants et d'application pratique du forage en double gradient terrestre ODGD. Leur mise en œuvre contribuerait à une meilleure compréhension des performances, de l'impact économique et environnemental, ainsi que des paramètres clés de cette technique de forage.

Références

- [1]. Bill, R., et al., *Managed pressure drilling*. Gulf Drilling Series, 2008.
- [2]. Smith, K.L., et al. *Subsea mudlift drilling joint industry project: Delivering dual gradient drilling technology to industry*. in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 2001. OnePetro.
- [3]. Schumacher, J., et al. *Subsea mudlift drilling: planning and preparation for the first Subsea field test of a full-scale dual gradient drilling system at Green Canyon 136, Gulf of Mexico*. in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 2001. OnePetro.
- [4]. Schumacher, J., et al., *Planning and preparing for the first subsea field test of a full-scale dual-gradient drilling system*. *SPE drilling & completion*, 2002. **17**(04): p. 194-199.
- [5]. Cayeux, E., et al. *Principles and sensitivity analysis of automatic calibration of MPD methods based on dual-gradient drilling solutions*. in *SPE Deepwater Drilling and Completions Conference*. 2014. OnePetro.
- [6]. Eggemeyer, J., et al. *SubSea MudLift Drilling: Design and Implementation of a Dual Gradient Drilling System*. in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 2001. OnePetro.
- [7]. Marbun, B.T. and H. Adi Kurnia. *The Effect of High Pressure and Temperature Variation to the Hydraulic of Dual Gradient Drilling Operation*. in *IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition*. 2012. OnePetro.
- [8]. SPE, S.o.P.E.-. *Dual gradient drilling systems*. 2018 [cited 2023 06 May]; Available from: https://petrowiki.spe.org/Dual_gradient_drilling_systems.
- [9]. Guo, B. and G. Hareland. *Formation Damage Prevention by the Use of Aerated Drilling*. in *SPE Formation Damage Control Symposium*. 1994. OnePetro.
- [10]. Ozbayoglu, E.M., *Optimization of liquid and gas flow rates for aerated drilling fluids considering hole cleaning for vertical and low inclination wells*. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2010. **49**(10): p. 15-24.
- [11]. Gul, S., E. Kuru, and M. Parlaktuna. *Experimental investigation of cuttings transport in horizontal wells using aerated drilling fluids*. in *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. 2017. OnePetro.
- [12]. Khoshnaw, F., P. Jaf, and S. Farkha, *Pore, abnormal formation and fracture pressure prediction*. *WIT Transactions on Ecology and the Environment*, 2014. **186**: p. 579-593.
- [13]. Bolt, D.B. and E.P. Bercegeay. *A Mud Density Analysis for Floating Drilling Operations In Wildcat Areas*. in *Offshore Technology Conference*. 1974. OnePetro.
- [14]. slideshare. *drilling engineering,Casing_Design*. [cited 2023 09 may]; Available from: <https://www.slideshare.net/MOHAMMEDSalih117921/casingdesign1ppt>.
- [15]. Chen, X. and D. Gao. *Mega-extended-reach drilling to deepwater target: what is the well's maximum allowable measured depth while drilling?* in *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. 2016. OnePetro.
- [16]. Schlumberger Energy Glossary. *extended-reach drilling*. [cited 2023 09,may]; Available from: https://glossary.slb.com/en/terms/e/extended-reach_drilling.
- [17]. Taitel, Y. and A.E. Dukler, *A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow*. *AIChE journal*, 1976. **22**(1): p. 47-55.
- [18]. Tryggvason, G., et al., *A front-tracking method for the computations of multiphase flow*. *Journal of computational physics*, 2001. **169**(2): p. 708-759.
- [19]. Carrillo, F.J., I.C. Bourg, and C. Soulaïne, *Multiphase flow modeling in multiscale porous media: An open-source micro-continuum approach*. *Journal of Computational Physics: X*, 2020. **8**: p. 100073.

[20]. OGIM, O.a.G.I.o.M. *Reservoir Eng 5: Fluid Flow in Porous Media*. 2021 [cited 2023 25 may]; Available from: <https://www.ogim.tn/fr/course/reservoir-eng-5-fluid-flow-porous-media>.

[21]. SimFlow. *Pipe Flow - CFD Simulation*. 2023 [cited 2023 25 may]; Available from: <https://help.sim-flow.com/tutorials/pipe-flow>.

[22]. Fatt, I. and W.A. Klikoff Jr, *Effect of fractional wettability on multiphase flow through porous media*. Journal of Petroleum Technology, 1959. **11**(10): p. 71-76.

[23]. Shoham, O., *Mechanistic modeling of gas-liquid two-phase flow in pipes*. 2006.

[24]. Ikoku, C.U., J. Azar, and C.R. Williams. *Practical approach to volume requirements for air and gas drilling*. in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition?* 1980. SPE.

[25]. John Murphy, H., *New Equipment, Methods Key to Greater Advances in Underbalanced Drilling*. 2000.

[26]. Smith, S.P., et al., *Application of Multiphase Flow Methods to Horizontal Underbalanced Drilling*. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2000. **39**(10).

[27]. Qin, R., et al., *Qualitative and Quantitative Analysis of the Stability of Conductors in Riserless Mud Recovery System*. Energies, 2022. **15**(20): p. 7657.

[28]. ENHANCED-DRILLING. RMR® - Riserless Mud Recovery. [cited 2023 2 June]; Available from: <https://www.enhanced-drilling.com/rmr-solution>.

[29]. Almeida, R. *Dual Gradient Technology – A Game-Changer for Offshore Drilling*. 2011 [cited 2023 2 June]; Available from: <https://gcaptain.com/dual-gradient-technology-game-changer/>.

[30]. enhanced-drilling. *EC-Drill® Managed Pressure Drilling System,MPD system with a Controlled Mud Level (CML) method increasing your operational window*. [cited 2023 08 june]; Available from: <https://www.enhanced-drilling.com/ec-drill-solution>.

[31]. Fosse, M., *Wired drill pipe technology: technical and economic overview*, in *Faculty of Science and Technology*. 2015, University of Stavanger, Norway.

[32]. Deng, S., et al., *Wellbore Flow Model and Process Optimization for Gas-Lift Leakage Drilling for Shallow Shale Formations*. ACS omega, 2022. **7**(9): p. 7806-7815.

[33]. India, T.T.o. *Mumbai implements Under-Balanced Drilling first-time*

2016 [cited 2023 26 May]; Available from: <https://timesofindia.indiatimes.com/mumbai-implements-under-balanced-drilling-first-time/articleshow/52236472.cms>.

[34]. Mitchell, C. *Up Against The Well, Roughneck Mudder: Drilling Fluids And The Shale Revolution*. 2014 [cited 2023 16 June]; Available from: <https://rbnenergy.com/up-against-the-well-roughneck-mudder-drilling-fluids-and-the-shale-revolution>.

[35]. Gibbs, G. *Introduction to Underbalanced Drilling Technology(M2)*. 2016 [cited 2023 10 June]; Available from: <https://slideplayer.com/slide/5747410/>.

[36]. Adebayo Thomas , H.O., Olusoga Opeyemi, Igweze Augusta, *Experimental Study of the Effects of CO2 Gas Kick*

on the Properties Water-Based Drilling Fluid International Journal of Engineering & Technology IJET-IJENS Vol: 11 No: 04, 2011.

[37]. Adebayo, T., et al., *Alteration Of Oil-Based Drilling Mud Properties Due To Contact With CO2 Gas Kick During Drilling*. Asian Transactions On Engineering (ATE), 2011. **1**: p. 43-47.

[38]. J. Khatib, A.A.-M., and A. Al-Kaabi, *Impact of CO2 on Oil-Based Mud Rheology*. SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference, 2007.

[39]. M. Teke, M.A.M., and E. A. Ghafoori, *The Effects of CO2 on the Stability and Filtration Properties of Oil-Based Drilling Fluids*. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2015, 127, 338-346, 2015.

- [40]. Scott, J.L., D.G. Kraemer, and R.J. Keller, *Occupational hazards of carbon dioxide exposure*. Journal of Chemical Health & Safety, 2009. **16**(2): p. 18-22.
- [41]. Quesnoit, V. *Is it more expensive to produce nitrogen than carbon dioxide?* 2021 [cited 2023 02 June]; Available from: <https://www.quora.com/Is-it-more-expensive-to-produce-nitrogen-than-carbon-dioxide>.
- [42]. slb. *WELL COMMANDER, Ball-activated drilling circulating valve*. 2017 26 May]; 2023]. Available from: <https://www.slb.com/products-and-services/innovating-in-oil-and-gas/completions/fluids-and-tools/wellbore-cleaning-tools/circulating-tools/well-commander-ball-activated-drilling-circulating-valve>.
- [43]. Pétrole, I.F.d., *TRAINING, Prévention des coincements de garniture de forage*.
- [44]. Purba, D., et al. *Geothermal drilling cost optimization in Indonesia: a discussion of various factors*. in *Proceedings, 45th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, February 10*. 2020.
- [45]. Kozicz, J. *Innovation, Who Pays—Making the Economic Case for Adopting New Technologies*. in *SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition*. 2007. SPE.
- [46]. Hariharan, P. and R.A. Judge. *The economic analysis of a two-rig approach to drill in deepwater Gulf of Mexico using dual gradient pumping technology*. in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 2003. OnePetro.
- [47]. Aizarani, J. *Number of land and offshore oil rigs worldwide at the end of each year from 2010 to 2021*. 2023 [cited 2023 02 June]; Available from: <https://www.statista.com/statistics/1128408/number-of-global-oil-rigs-by-type/>.
- [48]. Andersson, B., et al., *Computational fluid dynamics for engineers*. 2011: Cambridge university press.
- [49]. Icha, A., *Book Review: Fluid Mechanics, by Frank M. White, McGraw-Hill Companies, Inc.* 2011; ISBN-13 9780073529349. Pure and applied geophysics, 2012. **169**: p. 1325-1327.
- [50]. ANSYS.Inc. *Basic Fluid Flow, Continuity and Momentum Equations*. 2009 [cited 2023 01 juin]; Available from: <https://www.afs.enea.it/project/neptunius/docs/fluent/html/th/node11.htm>.
- [51]. schlumberger Energy Glossary. *Industry Article, The Defining Series: Rheology*. 2016 [cited 2023 29 may]; Available from: <https://www.slb.com/resource-library/oilfield-review/defining-series/defining-rheology>.
- [52]. Institute of Petroleum Engineering, H.-W.U., *Drilling Engineering*.
- [53]. Nguyen, J.P., *Drilling*. 1996: Editions OPHRYS.
- [54]. Skalle, P., *Drilling Fluid Engineering*. Bookboon.
- [55]. Hughes, B., *Drilling fluids reference manual*. Houston, Texas, 2006: p. 755.
- [56]. Mazumder, S., *Numerical methods for partial differential equations: finite difference and finite volume methods*. 2015: Academic Press.
- [57]. Ansys, F., *Ansys Fluent User's Guide*. USA: ANSYS, Inc, 19R3.