



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Kasdi Merbah Ouargla

Faculté des hydrocarbures et d' énergies renouvelables et science de la terre et de l'univers

Département de Forage et Mécanique des chantiers pétroliers

MÉMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: **FORAGE**

Présenté Par :

**BAGUIGUI Abderraouf
LAICHE Hicham
LEKMOUTA Rachid**

Thème

**Étude de la Solubilité du gaz dans les fluides
de forage à base d'huile OBM et son effet sur
la détection des venues avec le simulateur
"drillbench"**

Membres de jury

Dr.LEGHRIEB Youcef
Mr. BARY Mohamedabdou
Touahri Abdeldjabar
Bouhada Mebarka

Encadreur
co-Encadreur
Président
Examinatrice

Année universitaire 2020/2021

remercement

Ce travail de Recherche a été accompli au Université kasdi merbah Ouargla Faculté des hydrocarbures et les énergies renouvelables et science de la terre et de l'univers.

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

Mes premiers remerciements vont naturellement à mon Directeur de Mémoire Monsieur **Dr. LEGHRIEB Youcef et Mr. BARY Mohamed abdou** Pour avoir accepté de suivre mes travaux de Recherche malgré ses lourdes charges d'Enseignement, de Recherche et de Responsabilités pédagogiques (ils sont aussi Responsable des Licences et Master Forage des Puits). Je tiens donc à le remercier vivement pour son sérieux, mais aussi pour son disponibilité, pour ses conseils judicieux, sa rigueur dans le travail et le partage de ses connaissances scientifiques. Ce fût un vrai plaisir de travailler avec lui, car il garde toujours son bureau ouvert à toute personne ayant besoin d'aide.

Nous allons également apprécié la grande liberté qu'il m'avait accordée dans la gestion de mon mémoire tout en étant très rigoureuse sur le respect du programme et les délais de remise du travail. Merci pour m'avoir supporté tout ce temps et d'en avoir fait de cette période, une période très utile et agréable pour moi.

Nous tiens à remercier aussi Le Président du Jury, de m'avoir fait l'honneur d'accepter de présider le jury de soutenance de ce mémoire et d'avoir examiné ce travail de Recherche malgré ses lourdes charges, aussi bien dans le domaine de l'enseignement, de la Recherche scientifique.

Nous remercie également les membres de jury, d'avoir accepté de faire partie du jury d'évaluation de ce mémoire ainsi que pour le temps consacré à l'étude de celui-ci.

Mes remerciements vont à tous ceux qui ont contribué à la réussite de ce travail, en particulier mes chers parents, mes frères et sœurs pour les divers sacrifices. Je tiens aussi à exprimer mes remerciements pour mes amis qui m'ont aidé dans l'anonymat et au groupe Forage-Production pour sa collaboration, où j'ai pu apprécier la générosité et la disponibilité de toutes les personnes qui y travaillent.

LAICHE Hicham, LEKMOUTA Rachid, BAGUIGUI Abderraouf

Dédicace

« Louange au Bon Dieu, le seul, l'unique et le tout puissant »

A mon très cher père, LAICHE Maamer

A ma très chère mère, SOLTANI Ildjia

A mes frères, Boubaker, Lakhder, Omar

A mes sœurs, Noura, Sana, Nassima, Souaada

Toute la famille LAICHE et SOLTANI

A mes proches grands et petits

Tous mes chers amis.

A tous ceux qui ont participés de près ou de loin dans la réalisation de ce travail.

LAICHE Hicham

Dédicace

« Louange au Bon Dieu, le seul, l'unique et le tout puissant »

A mon très cher père, BAGUIGUI Rachid

A ma très chère mère, AISSAOUI Zoubida

A mes frères, Fouzi, Mohamed Lamin

Toute la famille BAGUIGUI et AISSAOUI

A mes proches grands et petits

A tous ceux qui ont participé de près ou de loin dans la réalisation de ce travail.

BAGUIGUI Abderraouf

Dédicace

« Louange au Bon Dieu, le seul, l'unique et le tout puissant »

A mon très cher père, LEKMOUTA Bachir

A ma très chère mère, BOUDA Fatiha

A mes frères, Hamza, Yassine, Ahmed, Redouane

A mes sœurs, Imane, Aya

Toute la famille LEKMOUTA et BOUDA

A mes proches grands et petits

A tous ceux qui ont participé de près ou de loin dans la réalisation de ce travail.

LEKMOUTA Rachid

Table des matières

Remerciements

Table des matières

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des symboles

Introduction générale

Chapitre I : Généralités sur le gaz naturel et les fluides de forage

I.1 Le gaz naturel.....	01
I.1.1 Introduction.....	01
I.1.2 Définition du gaz naturel.....	01
I.1.3 Composition du gaz naturel.....	01
I.1.4. Types de gaz naturel	02
I.1.5 Caractéristiques du gaz naturel	03
I.2 Les fluides de forages	05
I.2.1. Définition	05
I.2.2. Types de fluide de forage.....	05
I.2.3. Composition des fluides de forage.....	07
I.2.4. Rôle des fluides de forage.....	08
I.2.5. Solubilité des gaz dans les fluides de forage à base d'huile.....	10

Chapitre II : Les Méthodes des contrôles des venues

II.1. Définition de la venue.....	12
II.2. Principes fondamentaux de contrôle de venue.....	12
II.2.1. Le contrôle primaire.....	13
II.2.2. Le contrôle secondaire.....	13
II.2.3. Le contrôle tertiaire.....	13
II.3. Les causes d'une venue	13
II.4. Les signes précurseurs d'une venue	14
II.4.1. Les signes précurseurs d'une venue	14

II.4.2. Les signes positifs d'une venue.....	14
II.5. Les méthodes de contrôle	15
II.5.1. Driller's method.....	15
II.5.2. Wait and weight method.....	18
II.6. Conclusion	20

Chapitre III : Présentation des principaux modèles mathématiques de contrôle secondaire des venues,

III.1. Objectif de ce chapitre.....	21
III.2. Développement d'un modèle	21
III.2.1. Équations d'écoulement pour l'écoulement bi phasique gaz / liquide	22
III.2.1.1.Équations de continuité et de moment	22
III.2.1.2.Solubilité du gaz et facteur de volume de formation.....	23
III.2.2. Équations de conservation d'Energie	24
III.2.3. Prophéties de fluide	26
III.3. Méthode numérique et validation du modèle	27
III.3.1. Méthode numérique.....	27
III.3.2. validations du modèle.....	27

Chapitre V : Partie pratique : configuration des simulations des venues avec les résultats et discussion

IV.1. Description du simulateur	29
IV.2. Modélisation dans le simulateur	29
IV.3. Méthodologie.....	36
IV.4. Résultats et discussion	36
IV.4.1. Comparaison entre modèles avec et sans effet de solubilité du gaz.....	36
IV.4.2. Effet du volume de gain	39
IV.4.3. Effet de la pression du réservoir	42
IV.4.4. Effet du type et de la densité du fluide de forage.....	43
IV.4.5. Effet de la température du réservoir.....	47

Conclusion

Références bibliographiques

Résumé

Liste Des Tableaux

Tableau 01 : Quelques compositions types de gaz naturel ne contenant pas de H ₂ S	02
Tableau 02 : Les propriétés physiques du gaz naturel.....	04
Tableau 03 : Principaux additifs utilisés dans les fluides de forage.....	07
Tableau 04 : Géométrie du puits et paramètre de débit.....	27

Liste des figures

Figure 01. Les types des fluides de forage.....	06
Figure 02. Processus physiques pour l'écoulement de fluide et le transfert de chaleur.....	10
Figure 03. Première circulation de Driller's méthode	17
Figure 04. Deuxième circulation de Driller's méthode.....	18
Figure 05. Circulation de Wait and weight méthode	19
Figure 06. Schéma de l'écoulement diphasique gaz-liquide.....	21
Figure 07. Solubilité des gaz saturés et facteur de volume des fluides OBM.....	24
Figure 08. Procédure de résolution des équations d'écoulement.....	27
Figure 09. Comparaison entre la pression de fond mesurée et prévue et le gain.	28
Figure 10. Comparaison entre la température mesurée et prévue du puits.....	28
Figure 11 : Écran initial du simulateur.....	30
Figure 12. Option de directionnel puits de forage.....	30
Figure 13. Sélections Casing/liner.....	31
Figure 14 : sélections Drill string and BHA..	31
Figure 15 : sélections les Equipment du Surface	32
Figure 16. Données de pression de fracture de la formation.....	32
Figure 17. Propriétés requises du fluide de forage.....	33
Figure 18 : données du réservoir.....	34
Figure 19 : la température du réservoir	34
Figure 20. Paramètres surveillés pendant les simulations	35
Figure 21. Profil de pression du puits de forage, profil de température du puits de forage, profil de fraction de gaz libre et profil de vitesse du mélange avec et sans effet de solubilité du gaz.....	37
Figure 22 : Gain de puits et masse de gaz de puits avec et sans effet de solubilité du gaz..	38

Figure 23. Effet des volumes de gain sur les pressions dans un puits vertical avec OBM ..	39
Figure 24: Profondeurs de dissolution de la venue de gaz pour différentes volume de gain pour l'OBM.	40
Figure 25: Effet du volume de gain sur les pressions dans un puits vertical avec WBM	41
Figure 26. Effet de la pression du réservoir sur la distribution des gaz dissous dans un puits de forage.	43
Figure 27. Variation des pressions avec le temps dans un puits vertical pour la densité de boue à base d'huile	45
Figure 28: Variation des pressions avec le temps dans un puits vertical pour la densité de boue à base d'eau.....	45
Figure 29: Variation des pressions avec le temps dans un puits vertical avec OBM et WBM	46
Figure 30. Solubilité du méthane dans le carburant diesel	47
Figure 31. Variation des pressions avec le temps dans un puits avec OBM pour trois températures de réservoir différentes	48

LISTE D'ABREVIATIONS

BHP	Bottom hole pressure
GNL	Gaz naturel liquéfié
GPL	Gaz petrol
H2O	L'eau
N2	Azote
PCS	Pouvoir calorifique supérieur
PCI	Pouvoir calorifique inférieur
HTHP	high temperature and high pressure
ID	inner diameter
OD	outer diameter
Psi	Pressure per Square Inch
ID	Inner Diameter
OD	Outer Diameter
DP	Drill Pipe
DC	Drill Collar
F	Fahrenheit
SSC	Sulfide Stress Cracking
H ₂ S	Hydrogen Sulfide
WBM	Water Based Mud
OBM	Oil Based Mud
Ft	Feet
Min	Minute
Gal	Gallon
Bbl	Barrel
S	Second
Ppg	Pound per Gallon
Ibm	Pound
BOP	Blowout Preventer
TVD	True Vertical Depth
MD	Measured Depth
KOP	Kick off Point
PV	Plastic Viscosity
YP	Yield Point
Cp	Centipoise
Ft ²	Squared Feet
BHA	Bottom Hole Assembly

Liste des symboles

TVD :	Profondeur vertical réel	(m)
MD :	Profondeur mesuré	(m)
Ph :	Pression hydrostatique exercée	(Psi)
ρ :	Masse volumique du fluide considérée	(kg/m ³)
g :	Accélération de la pesanteur	(m/s ²)
Z :	Hauteur en m de la colonne de fluide	(m)
Pcs :	Pertes de charge dans l'installation de surface	(Psi)
PC _{dp} :	Pertes de charge dans les drills pipes	(Psi)
PC _{DC} :	Pertes de charge dans les drills collars	(Psi)
PC _{outil} :	Pertes de charge aux duses de l'outil	(Psi)
PC _{EA} :	Pertes de charge dans l'espace annulaire	(Psi)
P pores :	Pression des pores	(Psi)
Padm :	Pression maximale admissibles	(Psi)
P frac :	Pression de fracturation	(Psi)
d:	Densité initiale de la boue	(Kg/l)
d frac :	Densité de fracturation	(Kg/l)
σ' :	Contrainte effective	(N/m)
Z _S :	Cote verticale du sabot	(m)
ds :	La densité de sortie de la boue	(Kg/l)
H:	Longueur des tiges remontées	(m)
Va tiges :	Volume acier des tiges	(m ³)
Vi tubage :	Volume intérieur de tubage	(m ³)
BHA :	Bottom hole assembly	
Pt1 :	La pression stabilisée en tête des tiges	(Psi)
Pa1 :	Pression stabilisée en tête d'annulaire	(Psi)
Phi :	Pression hydrostatique à l'intérieur de la garniture	(Psi)
dr :	Densité requise de la boue	(Kg/l)
Pt :	La pression en tête des tiges	(Psi)
Pa :	Pression en tête d'annulaire	(Psi)
Pr :	Pression de refoulement	(Psi)
EMW :	La densité de boue équivalente	(Kg/l)
Pg :	Pression du gisement	(Psi)

P Fond :	Pression du fond	(Psi)
A _a :	surface annulaire	(m ²)
C _p :	la capacité thermique spécifique	[J/(kg · K)]
D _h :	diamètre hydraulique de l'annulaire	(m)
D :	diamètre intérieur du pipe	(m)
G :	gravity acceleration	(m ² /s)
K :	perméabilité du réservoir	(× 10 ⁻³ μm ²)
M :	masse molaire de gaz	(kg/mol)
P :	pression	(Pa)
P _b :	bottom hole pressure	(Pa)
Q _g :	débit de volume d'entrée de gaz	(m ³ /s)
R _s :	solubilité du gaz	(m ³ /m ³)
r ₂ :	rayon extérieur de la tige de forage	(m)
r ₃ :	wellbore radius	(m)
r ₄ :	rayon extérieur du pipe de production	(m)
r ₅ :	rayon extérieur du ciment	(m)
r _e :	rayon de drainage du réservoir	(m)
R :	gas constant, 8.314	[J/(mol · K)]
T _c :	température critique	(K)
t :	Time	(s)
T :	temperature	(K)
T _{ref} :	température de reference	(K)
U :	La vitesse	(m/s)
ρ :	la density	(kg/m ³)
ρ _{g,sc} :	densité de gaz dans les conditions standard	(kg/m ³)
ρ _l [*] :	densité des liquides avec du gaz en solution	(kg/m ³)
θ :	angle d'inclinaison du puits de forage	(°)
s :	rugosité de la paroi des tubes de puits de forage	(m)
μ :	viscosity	(Pa · s)

Introduction Générale

Introduction Générale

Le forage pétrolier est souvent confronté à des défis d'ordres techniques liées à la traversée des formations profondes contenant des fluides sous certaines pressions anormalement élevées qui pourraient mettre en danger la vie humaine, l'environnement et l'équipement. L'évolution de l'industrie pétrolière et gazière vers l'exploitation des ressources non conventionnelles implique l'activité de forage à réaliser des puits de plus en plus profonds et complexes. Dans cette conjoncture le risque des venues ou des éruptions est omniprésent, évalué au potentiel d'un désastre.

Pour pouvoir accéder aux ressources énergétiques du sous-sol en toute sécurité est l'un des défis majeurs de l'industrie pétrolier et gazière. Pour cela, des projets de grande envergure pour améliorer la sécurité et assurer l'intégrité des puits de forage font le vif des projets de développement des compagnies pétrolières et des opérateurs de forage. L'axe principal de ces projets est la modélisation mathématique la plus réaliste du contrôle des venues et la fabrication des simulateurs de forage (drillbench) les plus représentatifs d'un chantier de forage, cela pour éviter les venues ou du moins les contrôler par un programme de forage bien étudié, un bon choix de l'appareil de forage et de l'équipement de contrôle des venues, des procédures de forage bien adaptées et une équipe de forage qualifiée.

Le contrôle des venues sur un chantier de forage dépend essentiellement de la compétence et de la réactivité de l'équipe de forage, ce qui ne peut être réalisé que par la formation du personnel sur un simulateur de forage le plus représentatif des situations réelles sur un chantier de forage.

Une meilleure compréhension de la solubilité du gaz et du taux de dégazage du gaz envahi dans les fluides de forage à base d'huile joue un rôle fondamental dans la détection et la manipulation de venue.

Il est important de comprendre les caractéristiques d'écoulement du venue de gaz dans les fluides de forage à base d'huile pendant le forage, de sorte que la pression de fond de puits puisse être prédite avec précision et effectivement contrôlés .

Les principaux objectifs de l'étude sont :

- Les méthodes de prévision de la solubilité des gaz dans les boues à base d'huile
- effets de la solubilité du gaz sur les propriétés des boues de forage à base d'huile.
- La présentation des principaux modèles mathématiques du contrôle secondaire des venues.
- Montrer l'intérêt de la modélisation au niveau des différentes étapes de réalisation d'un de puits forage pétrolier, à savoir l'étape du désigne du puits, l'étape du forage et la formation du personnel en contrôle des venues.
- L'évaluation de l'effet des différents paramètres affectant les pressions du puits.
- La modélisation du simulateur de contrôle dynamique de puits (drillbench).

La méthodologie suivie pour atteindre les objectifs de cette étude est la suivante :

- Recherche bibliographique sur la modélisation des venues.
- Programmation du modèle biphasique du contrôle secondaire des venues
- Simulation des complications et problèmes pendant le contrôle du puits sous le simulateur Drillbench.
- Analyse et discussion des résultats de simulations.

La structure du mémoire est la suivante :

- Chapitre 01 : Généralités sur le gaz naturel et les fluides de forage.
- Chapitre 02 : Principes fondamentaux de contrôle de venue.
- Chapitre 03 : Ce chapitre est consacré à la présentation des principaux modèles mathématiques de contrôle secondaire des venues.
- Chapitre 04 : Dans ce chapitre j'ai présenté les moyens utilisés pour les simulations, à savoir le simulateur Drillbench, Les simulations sont subdivisées en Cinq parties, qui sont Comparaison avec et sans effet de solubilité du gaz, effet de différentes volume de gain, effet de différentes pression du réservoir, effet de différentes type et densité du fluide de forage, effet de différentes température du réservoir.

Les résultats des simulations sont présentés dans ce chapitre ainsi que leur discussion avec la conclusion.

Chapitre 1

Généralités sur le gaz naturel et les fluides de forage

I.1.Le gaz naturel

I.1.1.Introduction

Le gaz naturel est un combustible fossile. C'est un mélange d'hydrocarbures trouvé naturellement sous forme gazeuse et la deuxième source d'énergie la plus utilisée dans le monde après le pétrole.

Pendant longtemps, le gaz naturel a été considéré comme un sous-produit du pétrole, il était brûlé à la torche sur des nombreux gisements.

Son développement a ensuite été très rapide grâce à l'abondance de ses réserves, à leur répartition sensiblement plus équilibrée que celle des réserves pétrolières et à son excellente qualité pour le consommateur final [1].

I.1.2 Définition du gaz naturel

Le gaz naturel est une énergie primaire non renouvelable bien répartie dans le monde propre et de plus en plus utilisé. Dispose de nombreuses qualités : abondance relative, souplesse d'utilisation, qualités écologiques, prix compétitifs. La mise en œuvre de cette énergie repose sur la maîtrise technique de l'ensemble de la chaîne gazière, qui va de production, de traitement et de transport.

Le gaz naturel, matière première de plus en plus recherchée tant pour des raisons d'environnement que d'efficacité, est désormais considéré comme une énergie de premier choix pour les 21^{ème} siècle, en raison de sa disponibilité et de sa qualité d'énergie propre qui joue un rôle de plus en plus grand dans l'électrique.

Le gaz naturel est une énergie fossile comme l'huile ou le charbon présent naturellement dans des roches poreuses sous forme gazeuse. C'est un mélange dont le constituant principal, de 70% à 95% est de méthane (CH₄). Il est donc composé majoritairement d'hydrogène et de carbone, d'où son nom d'hydrocarbure [2].

I.1.3 Composition du gaz naturel

Le composant principal du gaz naturel (GN) est le méthane CH₄ (souvent plus de 80%) ; viennent ensuite les hydrocarbures saturés, plus lourds que le méthane (C₂ à C₈) dont les proportions décroissent avec l'augmentation du nombre d'atomes de carbone (tableau 1).

On peut aussi y trouver en quantité extrêmement variable, d'un gisement à un autre, de l'azote N_2 , de l'hélium He, du mercure Hg, du dioxyde de carbone CO_2 , parfois du sulfure de dihydrogène H_2S qu'il faut éliminer, et de la vapeur d'eau [3-4].

Tableau 01 : Quelques compositions types de gaz naturel ne contenant pas de H_2S [3].

Composants	Proportions moyenne (%)
méthane	83
Ethane	7.1
Propane	2.25
Butane	0.6
isobutane	0.4
pentane	0.15
iso pentane	0.12
C6+	0.18
Co2	0.21
N2	5.8
He	0.19
Teneur en eau	38 ppm

I.1.4. Types de gaz naturel

L'une des premières informations requises pour exploiter un gisement de gaz naturel concerne le diagramme de phases. Selon qu'une phase liquide d'hydrocarbures coexiste ou non avec la phase vapeur à un certain stade de production, le gaz est dit sec, associé ou non à condensat.

Le gaz sec : ne formant pas de phase liquide dans les conditions de production et ce gaz est concentré en méthane et contient très peu d'hydrocarbures plus lourds que l'éthane.

Le gaz humide : un gaz est dit humide s'il y a production de phase liquide en surface ; un tel gaz est normalement moins concentré en méthane qu'un gaz sec.

Le gaz associé : coexiste dans la roche-réservoir avec un gisement de pétrole et peut être présent sous forme de gaz dissous dans l'huile, ou sous forme de gaz de couverture situé au-dessus de la réserve de pétrole.

Le gaz à condensat : dans le cas d'un gaz à condensat, une phase liquide peut se former dans le réservoir en cours de production ; la phase condensée s'enrichissant en constituants lourds et la composition du gaz produit évolue en fonction du temps [5].

I.1.5 Caractéristiques du gaz naturel

Le gaz naturel est incolore, inodore, insipide, sans forme particulière et plus léger que l'air. Il se présente sous sa forme gazeuse au-delà de -161°C . Pour des raisons de sécurité, un parfum chimique, le mercaptan, qui lui donne une odeur d'œuf pourri, lui est souvent ajouté afin de permettre de détecter une fuite de gaz éventuelle.

Bien que la composition du gaz naturel varie, son composant principal est le méthane (au moins 90%). Il possède une structure d'hydrocarbure simple, composé d'un atome de carbone et de quatre atomes d'hydrogène (CH_4). Le méthane est extrêmement inflammable. Il brûle facilement et presque totalement et n'émet qu'une faible pollution.

Le gaz naturel n'est ni corrosif, ni toxique, sa température de combustion est élevée et il possède un intervalle restreint d'inflammabilité, ce qui en fait un combustible fossile sûr comparé à d'autres sources d'énergie.

En outre, en raison de sa densité de 0,60, inférieure à celle de l'air (1,00), le gaz naturel a tendance à s'élever et peut, par conséquent, disparaître facilement du site où il se trouve par n'importe quelle fissure.

I.1.5.1. Pouvoir calorifique

Le pouvoir calorifique d'un combustible est la quantité de chaleur exprimée en KW/h ou MJ, qui serait dégagée par la combustion complète d'un m^3 normal de gaz sec dans l'air à une pression absolue constante égale à 1,01325 bars, le gaz et l'air étant à une température initiale de 0°C , tous les produits de combustion étant ramenés à 0°C et une pression de 1,01325 bars. On distingue deux pouvoirs calorifiques :

Dans les conditions de production de ce gaz, il y'a une formation de phase liquide dans les conditions de surface et le gaz est moins concentré en méthane.

1) Pouvoir calorifique supérieur PCS

C'est la quantité de chaleur (KW/h ou MJ) qui serait dégagée par la combustion complète d'un m^3 normal de gaz, l'eau formée pendant la combustion restant à l'état

liquide, et les autres produits étant à l'état gazeux.

2) Pouvoir calorifique inférieur PCI :

Il correspond à la chaleur dégagée par la combustion complète d'un m³ normal de gaz dont laquelle l'eau formée se transformerait en vapeur. Le PCI se calcule en déduisant du PCS la chaleur latente de vaporisation (2511 KJ/Kg) de l'eau au cours de la combustion.

$$\text{PCS} = \text{PCI} + \text{chaleur latente de vaporisation.}$$

I.1.5.2. Densité

La densité se définit par le rapport de sa masse volumique dans les conditions de références choisies (Ex : 1 atm et 15°C) à celle de l'air dans les mêmes conditions (1,225 Kg/m³). Elle peut être aussi obtenue à partir de sa masse moléculaire que l'on peut définir au moyen de sa composition chimique en utilisant la relation suivante :

$$\text{Densité de gaz} = \text{masse moléculaire} / 28,97 \text{ [3]}$$

I.1.5.3. Les propriétés physiques du gaz naturel

Tableau 02 : Les propriétés physiques du gaz naturel [3]

Etat physique	gaz
Odeur et apparence	Gaz inodore et incolore mais contenant un produit odorant (mercaptan pour la détection d'une fuite)
Masse molaire	16.7 g/mole
Densité de vapeur a 15° c	0.58 (plus léger que l'air = 1)
Masse volumique	0.72 g/cm ³
Point de liquéfaction	109k
Point de solidification	88k
Solubilité dans l'eau	0.00023 g/mole
% de substances volatiles par volume	100%

I.2 Les fluides de forages

I.2.1 Définition

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

Le fluide de forage était déjà présenté en 1933 lors du premier congrès mondial du Pétrole, où il a fait l'objet de cinq communications [7].

L'American Petroleum Institute (API) définit le fluide de forage comme un fluide en circulation continue durant toute la durée du forage, aussi bien dans le sondage qu'en surface. Le fluide est préparé dans des bacs à boues, il est injecté à l'intérieur des tiges jusqu'à l'outil d'où il remonte dans l'annulaire, chargé des déblais formés au front de taille.

A la sortie du puits, il subit différents traitements, tamisage, dilution, ajout de produits, de façon à éliminer les déblais transportés et à réajuster ses caractéristiques physicochimiques à leurs valeurs initiales. [6]

I.2.2. Types de fluide de forage

Les fluides de forage se subdivisent en :

- Boue de forage à base d'huile.
- Boue de forage à base d'eau.
- Boue de forage à base gazeuse (aérée).

I.2.2.1. Fluides à base d'eau

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

I.2.2.2. Fluides à base d'huile

Les fluides à base d'huile sont des fluides dont la phase continue est une huile minérale (pétrole brut, fuel, gazole, ...) et la phase dispersée est de l'eau. Par définition les fluides de forage à base d'huile contenant plus de 5% d'eau sont appelés boues de forage en émulsion inverse, avec moins ou égale de 5% d'eau, on a les boues à l'huile [8]

Ces fluides sont souvent désignés par "Oil-Based Muds" ou OBM. La phase continue la plus utilisée jusqu'à ces dernières années était le gazole, mais actuellement la législation relative à la protection de l'environnement impose l'utilisation d'huiles minérales ou "synthétiques", ne contenant plus de composés aromatiques. Des agents émulsifiants et mouillants sont utilisés pour favoriser la stabilité de l'émulsion. [6]

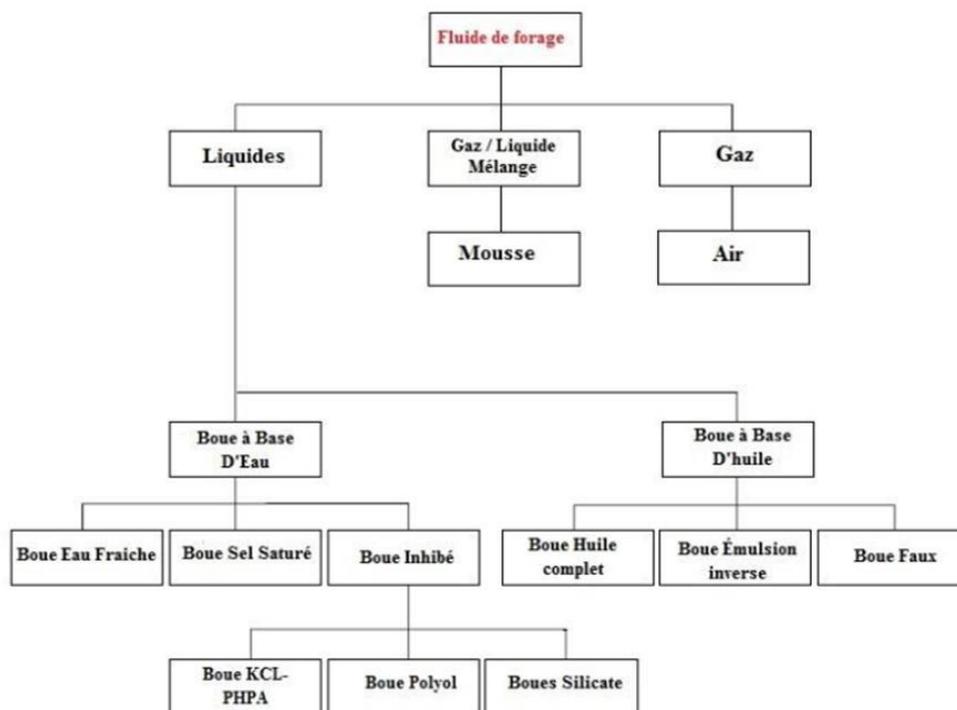


Figure 01. Les types des fluides de forage. [9]

I.2.2.3. Fluides de forage gazeux

Ce sont des fluides dont la phase continue est du gaz mélangé avec de l'eau en proportions variables provenant de la formation traversée (inévitablement) ou ajoutée avec prudence. Le gaz peut être de l'air ou du gaz naturel, et peut appartenir à une mousse ou à un brouillard. Dans les fluides gazeux utilisés, on trouve : forage à l'air, forage à la boue aéré, forage à la mousse [6].

I.2.3. Composition des fluides de forage

Les fluides de forage ont évolué d'un simple mélange d'eau et d'argile appelé "boue " vers des systèmes de plus en plus complexes composés d'eau ou huile avec une multitude d'additifs répondant aux caractéristiques requises et aux problèmes rencontrés. Les fluides de forage sont des fluides complexes classés en fonction de la nature de leurs constituants de base.

Les boues doivent par exemple être très visqueuses pour assurer la remontée des déblais, mais la viscosité ne doit pas être trop élevée afin de limiter les pertes de charge dues à l'écoulement et afin d'éviter la fracturation de la formation. De nombreux composants multifonctions sont donc ajoutées à la boue pour lui conférer les propriétés désirées (Daddou, 2005).

Il est possible de classer grossièrement ces composants en 20 catégories (Tableau 3)

Tableau 03 : Principaux additifs utilisés dans les fluides de forage

01	Contrôleurs d'alcalinité	11	LUBRIFIANTS
02	Bactéricides	12	DECOINCANTS
03	Anti-calcium	13	Inhibiteurs de gonflement des argiles
04	Inhibiteurs de corrosion	14	Produits facilitant la séparation
05	Anti-mousses	15	Stabilisants haute température
06	Agents moussants	16	DEFLOCULANTS
07	Emulsifiants	17	VISCOSIFIANTS
08	Réducteurs de filtrat	18	ALOURDISSANTS
09	Floculant	19	SAUMURE
10	Colmatant	20	Huile minérale ou organique

I.2.4. Rôle des fluides de forage

Les boues de forage doivent avoir des propriétés leur permettant d'optimiser les fonctions suivant :

Nettoyage du puits : La boue doit débarrasser le puits des particules de formation forées qui se présentent sous forme de débris de roche appelés « déblais ». [10]

Maintien des déblais en suspension : Le fluide de forage doit non seulement débarrasser le puits des déblais de forage durant les périodes de circulation, mais il doit également les maintenir en suspension pendant les arrêts de circulation. [11]

Sédimentation des déblais fins en surface : Alors que la boue doit permettre le maintien en suspension des déblais dans le puits durant les arrêts de circulation, ce même fluide doit laisser sédimenter les déblais fins en surface, afin de les éliminer. Bien qu'apparemment ces deux aptitudes semblent contradictoires, elles ne sont pas incompatibles. [10]

Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde : Du fait de son passage en surface, la boue en circulation se trouve à une température inférieure à celle des formations ce qui lui permet de réduire efficacement l'échauffement de la garniture de forage et de l'outil. Cet échauffement est dû à la transformation d'une partie de l'énergie mécanique en énergie calorifique. [12]

Dépôt d'un cake imperméable : La filtration dans les formations perméables d'une partie de la phase liquide de la boue crée un film sur les parois du sondage, ce film est appelé cake. Le dépôt du cake permet de consolider et de réduire la perméabilité des parois du puits. [11]

Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile : Afin d'éviter le débit dans le puits des fluides contenus dans les réservoirs rencontrés en cours de forage, la boue doit exercer une pression hydrostatique suffisante pour équilibrer les pressions de gisement. La pression hydrostatique souhaitée est maintenue en ajustant la densité entre des valeurs maximum et minimum.

Augmentation de la vitesse d'avancement : Au même titre que le poids sur l'outil, la vitesse de rotation et le débit du fluide, le choix de type et les caractéristiques de la boue conditionnent les vitesses d'avancement instantanées, la durée de vie des outils, le temps de manœuvre, en un mot, les performances du forage. Un filtrat élevé augmente la vitesse d'avancement. Les très faibles viscosités sont aussi un facteur favorable à la pénétration des outils [10].

Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits : La boue doit posséder des caractéristiques physiques et chimiques telles, que le trou conserve un diamètre voisin du diamètre nominal de l'outil.

Éboulements, par la dissolution du sel, par la dispersion des argiles, par une érosion due à la circulation de la boue au droit des formations fragiles, les resserrements ont souvent pour cause une insuffisance de la pression hydrostatique de la colonne de boue qui ne peut équilibrer la pression des roches. [11]

Entraînement d'outils (turbine, MWD, etc.) : Dans le cas du turboforage la boue entraîne la turbine en rotation. Cette fonction, l'amenant à passer à travers une série d'évents et à mettre en mouvement des aubages, implique certaines caractéristiques et rend impossible ou très délicat l'utilisation de certains produits (colmatant). [10].

Diminution du poids apparent du matériel de sondage : Bien que ce soit beaucoup plus une conséquence qu'une fonction, la présence d'un fluide d'une certaine densité dans le puits permet de diminuer le poids apparent du matériel de sondage, garniture de forage et tubages, ceci permet de réduire la puissance exigée au levage. [13]

Apport de renseignements sur le sondage : La boue permet d'obtenir des renseignements permanents sur l'évolution des formations et fluides rencontrés. [13]

Ces renseignements sont obtenus :

- Par les déblais remontés avec la circulation du fluide,
- L'évolution des caractéristiques physiques et/ou chimiques de la boue
- La détection de gaz ou autres fluides mélangés à la boue.

I.2.5. Solubilité des gaz dans les fluides de forage à base d'huile

Une meilleure compréhension de la solubilité du gaz et du taux de dégazage du gaz envahi dans les fluides de forage à base d'huile joue un rôle fondamental dans la détection et la manipulation de venue [15].

Pour améliorer la connaissance du gaz solubilité dans les fluides de forage à base d'huile dans des conditions HTHP, certains chercheurs étudié la solubilité du gaz dans les fluides de forage à base d'huile fréquemment utilisés pendant le forage [14,16-17].

Certains résultats expérimentaux pour le gaz dans les fluides de forage à base d'huile dans des conditions HTHP ont été incorporés dans le modèle de contrôle de puits pour produire des prédictions plus précises [18].

Il est important de comprendre les caractéristiques d'écoulement de la venue de gaz dans les fluides de forage à base d'huile pendant le forage, de sorte que la pression de fond de puits puisse être prédite avec précision et effectivement contrôlés.

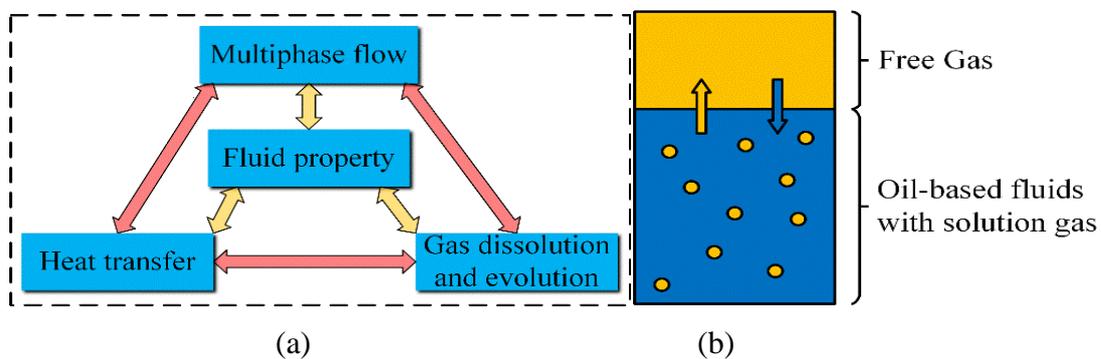


Fig.2 (a) Processus physiques pour l'écoulement de fluide et le transfert de chaleur après un venue de gaz dans les fluides a base d'huiles lors du forage de puits. (b) Schéma du transfert de masse interphase. [19]

La figure 2 montre les principaux processus physiques pour l'écoulement des fluides et le transfert de chaleur après un venue de gaz dans les fluides de forage à base d'huile pendant le forage de puits.

Ces processus comprennent :

- 1) Ecoulement biphasique gaz-liquide.
- 2) Transfert de chaleur entre le puits de forage et la formation.
- 3) Le gaz se dissout ou se dégage des fluides de forage à base de pétrole.
- 4) La variation des propriétés des fluides due à Changement de pression et de température Dans le puits de forage. De plus, ces processus interagissent fortement avec chaque autre.

Le transfert de chaleur entre les fluides annulaires et l'environnement environnant affectera la température du fluide, puis affectent la propriété du fluide, la solubilité du gaz dans les fluides de forage et les caractéristiques d'écoulement multiphasique.

Chapitre 2

Les Méthodes des contrôles des venues

II.1.Définition de la venue

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

Le contrôle de venues est la mise en œuvre d'une série d'opérations permettant l'évacuation de l'effluent et la mise en place d'une boue de densité égale à la densité d'équilibre de la formation. Une venue peut survenir à tout moment durant la réalisation d'un forage, c'est la raison pour laquelle un certain nombre de paramètres doivent être préalablement choisis, mesurés, calculés et régulièrement tenus à jour [20].

II.2.Principes fondamentaux de contrôle de venue

II.2.1.Le contrôle primaire

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

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

Ce chiffre souligne toute l'importance :

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

II.2.2.Le contrôle secondaire

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

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

II.2.3.Le contrôle tertiaire

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

- L'outil n'est pas au fond
- Le bouchage de la garniture
- Siffleur de la garniture
- Perte de circulation
- La pression annulaire supérieure à la pression maximale admissible
- Coincement de la garniture
- Migration du gaz sans expansion
- Opération spéciale (snubbing) [20].

II.3.Les causes d'une venue

Les causes de venues les plus fréquentes sont :

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

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

- L'annulation des pertes de charge annulaire à l'arrêt des pompes
- La chute de niveau de boue dans l'annulaire pendant la remontée
- Le pistonnage vers le haut (swabbing) [20].

II.4. Les signes précurseurs d'une venue

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

II.4.1. Les signes précurseurs d'une venue

La sécurité du puits dépend essentiellement de la détection rapide des signes précurseurs d'une venue, toutefois la détection d'un seul signe peut ne pas être un indicateur définitif d'une venue, c'est la raison pour laquelle il est très important d'observer les autres indicateurs ci-après [21] :

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

II.4.2. Les signes positifs d'une venue

Un signe positif d'une venue signifie une intrusion sûre d'un certain volume d'effluent dans le trou ce qui nécessite la fermeture immédiate du puits. Les signes positifs énumérés ci-dessous peuvent se manifester en cours de forage ou pendant les manœuvres [21].

II.4.2.1. En circulation, les signes effectifs de venues sont

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

une augmentation de pression causée par une augmentation des pertes de charge dans l'annulaire produite par le débit du puits [21].

II.4.2.2. En cours de manœuvre, ce sont

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

II.5. Les méthodes de contrôle

Il existe plusieurs méthodes de contrôle de venue, mais toutes les méthodes assurent le même principe de base qui consiste à exercer pendant tout le contrôle une pression au fond égale à P_g ou légèrement supérieure [20].

II.5.1. Driller's method

Cette méthode consiste :

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

II.5.1.1 Procédure de mise en œuvre de la Driller's Method

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

II.5.1.2. Première circulation

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

$$P_{R1} = P_{c1} + P_{t1}$$

- P_{c1} : pertes de charge avec la densité d_1
- P_{t1} : Pression en tête de tige

Etapas :

- Ouvrir légèrement la dusse et démarrer progressivement la pompe de forage jusqu'à le débit de contrôle (Qr) en ajustant la dusse pour maintenir la pression annulaire constante et égale à la valeur (P_{a1}).
- Continuer à circuler à débit constant jusqu'au l'évacuation complète de la venue tout en ajustant la dusse pour maintenir la pression de refoulement constante et égale à (P_{R1})
- Arrêter la circulation et fermer le puits une fois la boue

lourde est prêt. À la fin de la circulation, on aura [20] :

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

- Ou P_a : Pression en tête d'annulaire

II.5.1.3. Deuxième circulation

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

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

$$P_{Rr} = P_{c1} \times (d_r/d_1)$$

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

$$P_t = P_a = 0$$

- d_r : Densité requise de la boue
- d_1 : Densité initiale de la boue

Etapas :

- La boue de densité requise étant prête. Ouvrir légèrement la duse et démarrer progressivement la pompe de forage jusqu'à le débit de contrôle (Qr) en ajustant la duse pour maintenir la pression annulaire constante et égale à la valeur de la pression annulaire lors de la fermeture en fin de la première circulation ($P_a=P_{t1}$).
- Continuer à circuler à débit constant et ajuster la duse pour avoir une pression de

refoulement décroissante de la valeur (P_{R1}) à la valeur finale (P_{Rr}) selon le graphe préétabli.

- Une fois la boue lourde atteint l'outil, continuer à circuler à pression de refoulement constante et égale à (P_{Rr}) jusqu'à l'arrivée de la boue de densité requise en surface.
- Arrêter la circulation, fermer la dusse et observer les pressions en tête des tiges et d'annulaire qui doivent être nulles.
- Ouvrir le puits et continuer l'opération normale de forage après conditionnement de la boue [20].

Remarque :

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

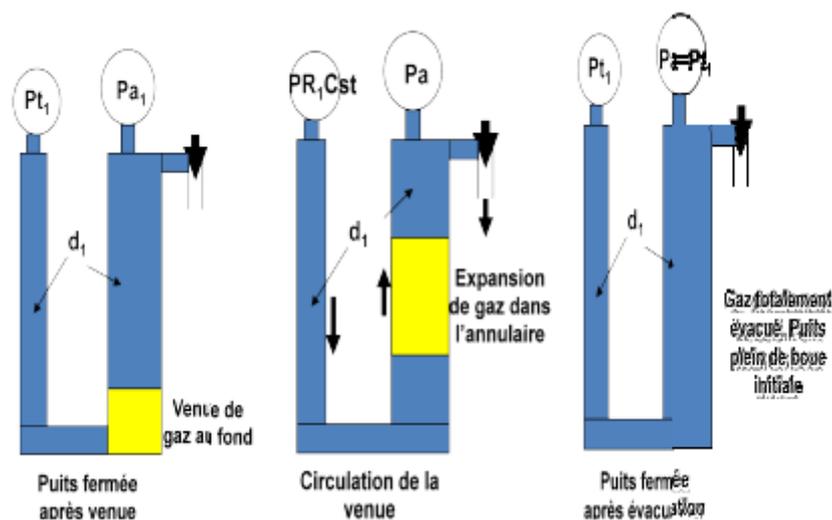


Figure 3 : Première circulation de Driller's méthode [22].

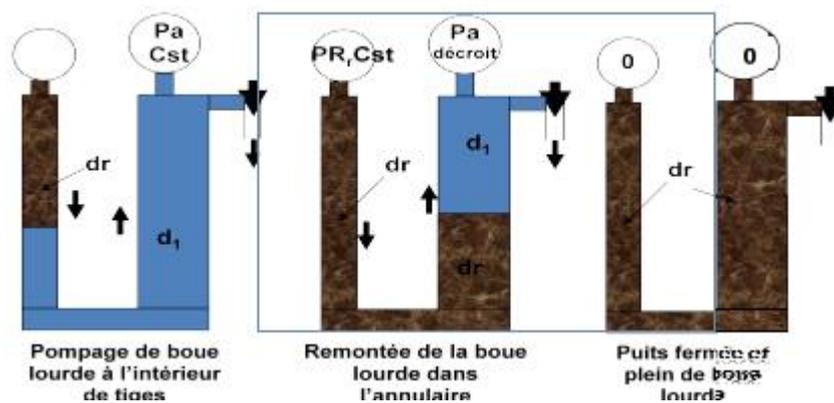


Figure 4 :Deuxième circulation de Driller's méthode [22].

II.5.2.Wait and weight method

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

Au début du cycle $P_{R1} = P_{c1} + P_{t1}$

Quand la boue lourde arrive à l'outil $P_{Rr} = P_{cr} = P_{c1} \times dr/d_1$

II.5.2.1 Procédure de mise en œuvre de la Wait & Weight Method

- Fermer le puits dès la constatation d'un signe positif de venue
- Noter le gain et relever les pressions stabilisées en tête des tiges et d'annulaire
- Remplir la fiche de contrôle et alourdir la boue à la densité requise.
- Une fois la boue de densité requise est prête. Ouvrir légèrement la duse et démarrer progressivement la pompe de forage jusqu'à le débit de contrôle (Q_r) en ajustant la duse pour maintenir la pression annulaire constante et égale à la pression stabilisée en tête d'annulaire (P_{a1}).
- Lorsque le débit de contrôle est atteint avec une pression annulaire maintenue constante, le manomètre de tiges doit indiquer une pression de refoulement (P_{R1}).
- Pendant le pompage de la boue de densité requise à l'intérieur de la garniture à débit de contrôle constant, la pression de refoulement doit décroître selon le graphe préétabli de la valeur (P_{R1}) à la valeur finale (P_{Rr}) lorsque la boue lourde atteigne l'outil.

- Durant la remontée de la boue lourde dans l'espace annulaire, continuer à circuler à pression de refoulement constante et égale (P_{Rr}) en ajustant la duse jusqu'au l'évacuation complète de la venue et le retour de la boue lourde en surface.
- Arrêter la pompe, fermer la duse et observer les pressions en tête des tiges et d'annulaire qui doivent être nulles.
- Ouvrir le puits et continuer les opérations normales de forage après conditionnement de la boue [20].

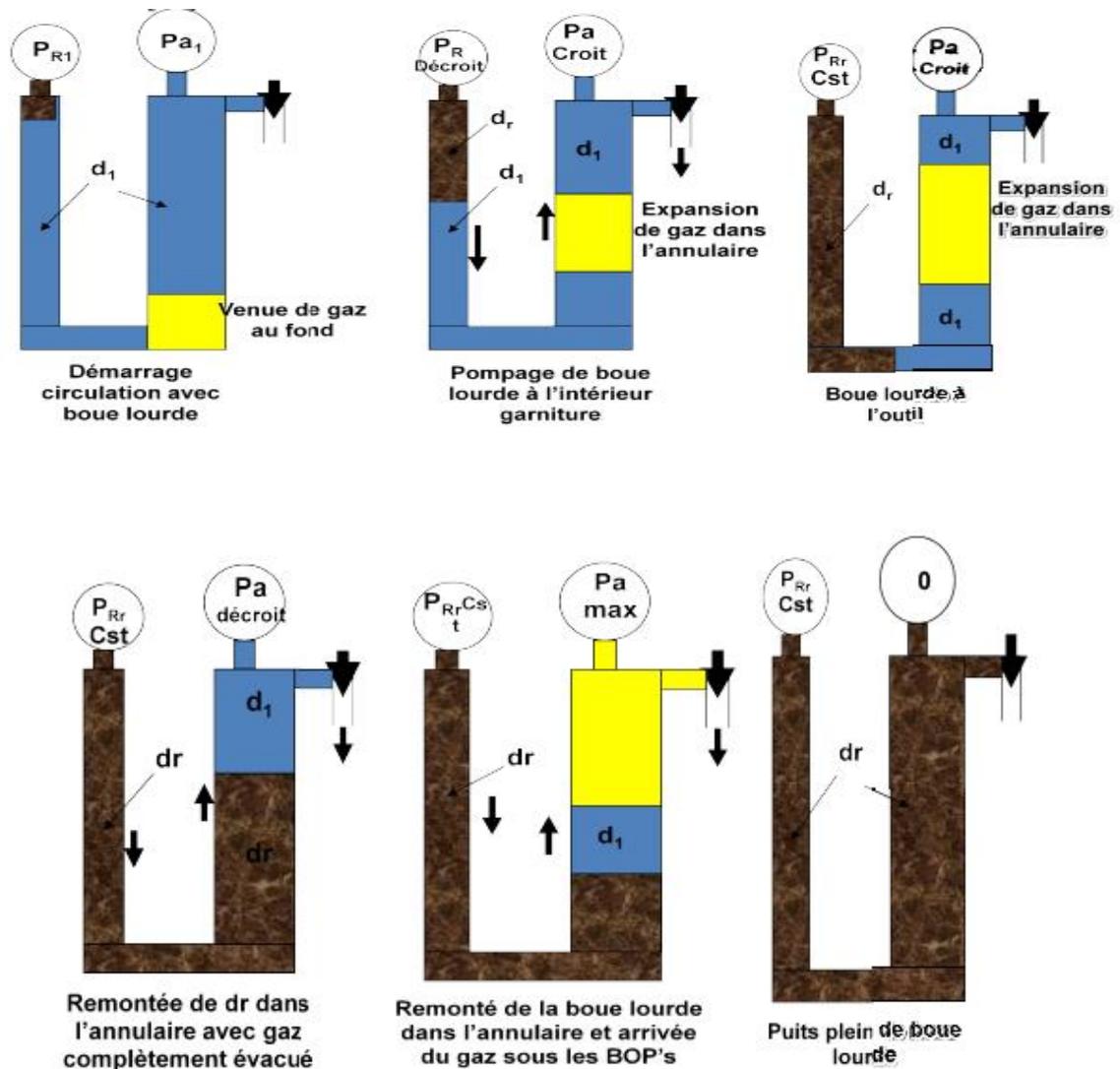


Figure 5 : Circulation de Wait and weight méthode [22].

II.6. Conclusion

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

Parmi ces paramètres :

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

la venue. Les paramètres à mesurer après la venue :

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

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

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

contrôle. La majorité des venues sont

causées par :

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

Chapitre 3

**Présentation des principaux modèles mathématiques
de contrôle secondaire des venues**

III.1. Objectif de ce chapitre

Dans ce chapitre, un modèle d'écoulement biphasique gaz-liquide non isotherme transitoire est présenté à simuler le venue de gaz dans les fluides de forage OBM pendant le forage de puits. Ce modèle prend en compte la solubilité dans le gaz des fluides de forage à base d'huile et l'effet de transfert de chaleur entre l'annulaire et le milieu environnant.

On prévoit une expansion de mélanges distincts de boue et de gaz. Un programme de simulation d'éruption a été écrit et utilisé pour prédire les effets d'une venue, sur les indicateurs observables en surface (gain, écoulement de puits). Alors que l'essentiel de Ce chapitre met l'accent sur les propriétés des boues à base d'huile.

III.2. Développement d'un modèle

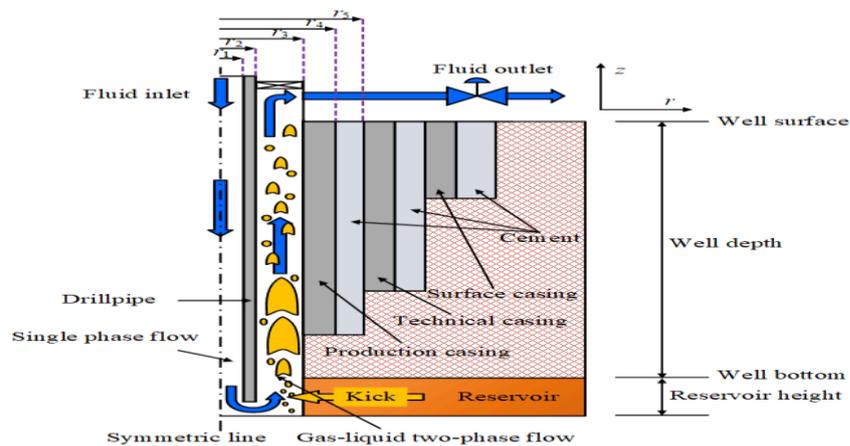


Fig. 6 : Schéma d'écoulement biphasique gaz-liquide dans le puits pour les fluides de forage OBM [23].

Un diagramme schématique de venue de gaz dans les fluides de forage à base d'huiles pendant le forage de puits profond HTHP est présenté dans la Fig. 6.

La dissolution et l'évolution du gaz affecteront la fraction gazeuse le long du puits de forage, puis affectent la propriété du mélange, le coefficient de transfert de chaleur et le comportement d'écoulement dans le puits de forage.

L'écoulement biphasique gaz-liquide affectera le débit du mélange et la pression du puits de forage, puis affectent le coefficient de transfert de chaleur et la solubilité du gaz.

Un modèle d'écoulement à deux phases est nécessaire pour prédire avec précision la

pression, la température et le fluide du puits de forage et solubilité dans le gaz.

III.2.1. Équations d'écoulement pour l'écoulement biphasique gaz / liquide

III.2.1.1. Équations de continuité et de moment

L'équation de conservation de la masse des fluides de forage OBM est donnée par :

$$\frac{\partial(\rho_l \alpha_l)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho_l \alpha_l v_l)}{\partial z} = 0$$

(1)

L'équation de conservation de la masse du gaz libre et du gaz dissous est donnée par :

$$\frac{\partial\left(\rho_g \alpha_g + \rho_{g.sc} \alpha_l \frac{R_z}{B_o}\right)}{\partial t} + \frac{\partial\left(\rho_g \alpha_g v_g + \rho_{g.sc} \alpha_l \frac{R_z}{B_o} v_l\right)}{\partial z} = 0$$

(2)

L'Eq. (1) est l'équation de conservation de la masse des fluides de forage OBM sans gaz dissous.

L'Eq. (2), il n'y a pas de transfert de masse entre le gaz envahi et les fluides de forage à base d'huile.

L'équation de conservation du moment du mélange de gaz libre, pour les fluides de forage à base d'huile est donnée par :

$$\frac{\partial(\rho_l \alpha_l v_l + \rho_g \alpha_g v_g)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho_l \alpha_l v_l^2 + \rho_g \alpha_g v_g^2 + P)}{\partial z} = -(\rho_l \alpha_l + \rho_g \alpha_g) g \cos \theta - F_f$$

(3)

pl représente les fluides de forage OBM avec du gaz dissous dans l'équation.

La somme des fractions de gaz libre et de fluide de forage OBM dans le puits de forage est une :

$$\alpha_g + \alpha_l = 1$$

(4)

La relation entre la vitesse des phases gazeuse et liquide est donnée par [24] :

$$v_g = C_0 (\alpha_l v_l + \alpha_g v_g) + v_d$$

(5)

Les corrélations proposées par Shi et al. (2005) sont utilisés pour calculer le paramètre

de profil et vitesse de dérive v_d dans Eq. (5) [25] :

$$C_0 = \frac{A}{1+(A-1)\gamma^2}$$

(6)

$$v_d = \frac{(1-\alpha_g C_0)C_0 K(\alpha_g) v_z (\cos \theta)^{0.5} (1+\sin \theta)^2}{\alpha_g C_0 \sqrt{\frac{\rho_g}{\rho_f} + 1 - \alpha_g C_0}}$$

(7)

La perte de charge par frottement dans l'équation de conservation de l'impulsion (Eq. (3)) est calculée par :

$$F_f = \frac{f}{2D_h} \rho_m v_m |v_m|$$

(8)

Le facteur de friction dans Eq. (8) est donné par [26] :

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 4 \log \left\{ \varepsilon / (3.7065 D_h) - 5.0425 \log \left[\frac{(\varepsilon / D_h)^{1.1098}}{2.8257} + \left(\frac{7.149}{Re_m} \right)^{0.8981} \right] / Re_m \right\}$$

(9)

III.2.1.2. Solubilité du gaz et facteur de volume de formation

La solubilité saturée du gaz envahi dans les fluides de forage à base d'huile est donnée par [27] :

$$R_z = 0.1781 \times SG_g \left[\frac{P \times 10^{0.0125 API}}{18 \times 10^{0.00091(1.8T-459.67)}} \right]^{1.20482}$$

(10)

Le degré de gonflement des fluides de forage OBM dû au gaz dissous est représenté par le facteur de volume de la formation, qui est le rapport du volume de fluides de forage et le gaz dissous à l'état de fond. Le facteur de volume de formation est calculé par [27] :

$$B_o = 0.972 + 0.000147 \left[\frac{R_z}{0.1781} \left(\frac{SG_g}{SG_f} \right)^{0.5} + 1.25(1.8T - 459.67) \right]^{1.175}$$

(11)

La figure 7 montre un exemple de résultats pour la saturation des gaz et le volume de formation. Comme on peut voir, la saturation des gaz solubles au fond du puits (condition HTHP) est de deux ordres de grandeur plus grande que celle près de la surface (conditions de

basse température et de basse pression), et le facteur de volume de la formation au le fond du puits est moitié moins grand que celui près de la surface.

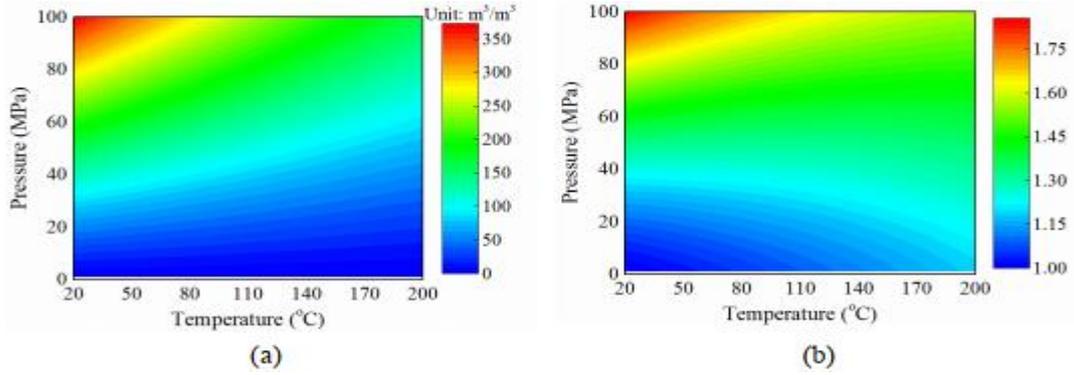


Fig. 7 Solubilité des gaz saturés et facteur de volume de formation des fluides OBM sous température et pression différentes : (a) solubilité du gaz saturé ; (b) facteur de volume de formation. [27]

III.2.2.Équations de conservation d'Énergie

L'équation de conservation d'énergie pour le mélange dans l'annulaire est donnée par :

$$\begin{aligned}
 & \frac{\partial}{\partial t} \left[\rho_i^* \alpha_i \left(u_i + \frac{1}{2} v_i^2 \right) + \rho_\varepsilon \alpha_\varepsilon \left(u_\varepsilon + \frac{1}{2} v_\varepsilon^2 \right) \right] \\
 & = \frac{\partial}{\partial z} \left[\rho_i^* \alpha_i v_i \left(u_i + \frac{P}{\rho_i^*} + \frac{1}{2} v_i^2 \right) + \rho_\varepsilon \alpha_\varepsilon v_\varepsilon \left(u_\varepsilon + \frac{P}{\rho_\varepsilon} + \frac{1}{2} v_\varepsilon^2 \right) \right] \\
 & + (\rho_i^* \alpha_i v_i + \rho_\varepsilon \alpha_\varepsilon v_\varepsilon) g \cos \theta + \frac{Q_{\text{total}}}{A_a}
 \end{aligned}
 \tag{12}$$

Le terme sur le côté gauche de l'Eq. (12) représente l'accumulation d'énergie du gaz libre et fluides de forage OBM avec solution gazeuse. Le premier terme sur le côté droit de l'Eq. (12) représente le flux d'énergie dans la direction axiale dû à l'écoulement du fluide.

Le deuxième terme représente le taux de travail effectué sur le mélange par la force gravitationnelle. Le dernier terme représente l'échange de chaleur entre les fluides annulaires et l'environnement environnant, et est calculé par

$$Q_{\text{total}} = 2\pi r_2 h_2 (T_{\text{tp}} - T_a) + 2\pi r_3 h_3 (T_{\text{ca1}} - T_a)
 \tag{13}$$

Dans Eq. (13), la température de la tige de forage et la température du tubage de production changent avec le temps et l'emplacement, ainsi.

Les équations de conservation d'énergie pour le tube de forage et le tubage de production sont donnés par :

$$\begin{aligned} & \lambda_{dp} \pi (r_2^2 - r_1^2) \frac{\partial^2 T_{dp}}{\partial z^2} + 2\pi r_1 h_1 (T_d - T_{dp}) + 2\pi r_2 h_2 (T_a - T_{dp}) \\ & = \rho_{dp} C_{p,dp} \pi (r_2^2 - r_1^2) \frac{\partial T_{dp}}{\partial t} \end{aligned}$$

(14-a)

$$\begin{aligned} & \lambda_{ca1} \pi (r_4^2 - r_3^2) \frac{\partial^2 T_{ca1}}{\partial z^2} + 2\pi r_3 h_3 (T_a - T_{ca1}) + 2\pi r_4 \frac{\lambda_{45}}{r_5 - r_4} (T_{ca1} - T_{ca1}) \\ & = \rho_{ca1} C_{p,ca1} \pi (r_4^2 - r_3^2) \frac{\partial T_{ca1}}{\partial t} \end{aligned}$$

(14-b)

Le coefficient de transfert de chaleur dans les équations de conservation d'énergie est calculé par [28, 29] :

$$h = \frac{\lambda_m}{D_h} (0.023 Re^{0.8} Pr^n)$$

(15-a)

Le nombre de Reynolds du mélange gaz-liquide est calculé par,

$$Re_m = \frac{\rho_m v_m \times 2(r_3 - r_2)}{\mu_m}$$

(15-b)

Le nombre de Prandtl est calculé par,

$$Pr = \frac{\mu C_p}{\lambda}$$

(15-c)

Et les propriétés du mélange des phases gazeuses et liquide sont calculées par la méthode du volume calcul de la moyenne,

$$X_m = \alpha_g X_g + \alpha_l X_l$$

(16)

III.2.3. Prophéties de fluide

La densité du gaz est calculée par :

$$\rho_g = \frac{M_g P}{RTZ}$$

(17-a)

Facteur de compressibilité du gaz en Eq. (17) est calculé avec la corrélation proposée par Mahmoud (2013) [30] :

$$Z = 0.702e^{-2.5T_{pr} P_{pr}^2} - 5.524e^{-2.5T_{pr} P_{pr}} + 0.044T_{pr}^2 - 0.164T_{pr} + 1.15$$

(17-b)

La viscosité de gaz est calculée par la relation [31] :

$$\mu_g = 10^{-7} K \exp \left[X \left(\frac{\rho_g}{1000} \right)^Y \right]$$

(18-a)

Tel que :

$$K = \frac{(16.919 + 36M_g) T^{1.5}}{64.506 + 5846.222M_g + T}$$

(18-b)

$$X = 0.01 \left(350 + \frac{30432.1}{T} + 1000M_g \right)$$

(18-c)

$$Y = 0.2(12 - X)$$

(18-d)

La viscosité des fluides de forage à base d'huile est calculée par un modèle exponentiel [32]

$$\mu_f = \mu_{f0} \times 10^{247.8}$$

(19)

III.3.Méthode numérique et validation du modèle

III.3.1. Méthode numérique :

La procédure de résolution des équations d'écoulement est illustrée à la figure 8.

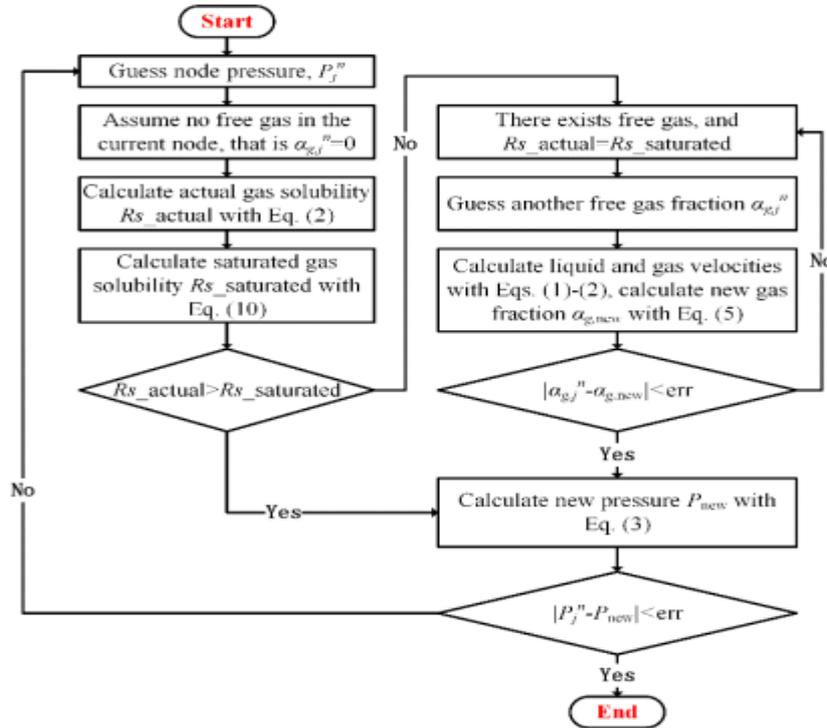


Fig. 8 Procédure de résolution des équations d'écoulement. [33]

III.3.2.validations du modèle

Géométrie du puits et paramètre de débit son illustre dans le tableau suivant :

Tableau 4 : Géométrie du puits et paramètre de débit.

Paramètre	Value	Paramètre	Value
Profondeur de puit	2896 m	diamètre de Casing	0.2134 m
Diamètre de Tubing	0.1524 m	Débit de liquide	0.2318 m ³ /min
Débit de gaz	102.02 m ³ /min	Pression en tête	3.45 MPa
Température injectée	23.89	Température de surface	18.33
Temperature gradient	0.017 C° / m	Oil API	33

Pour s'assurer que les résultats prévus est correct, les résultats de simulateur sont comparées avec les résultats des mesure comme indiqué sur la figure 9-10

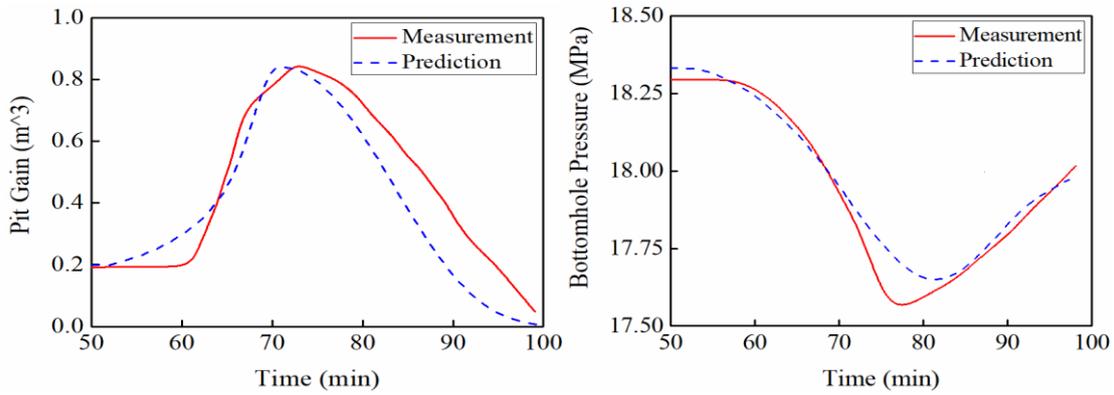


Fig. 9 Comparaison entre la pression de fond mesurée et prévue et le gain.

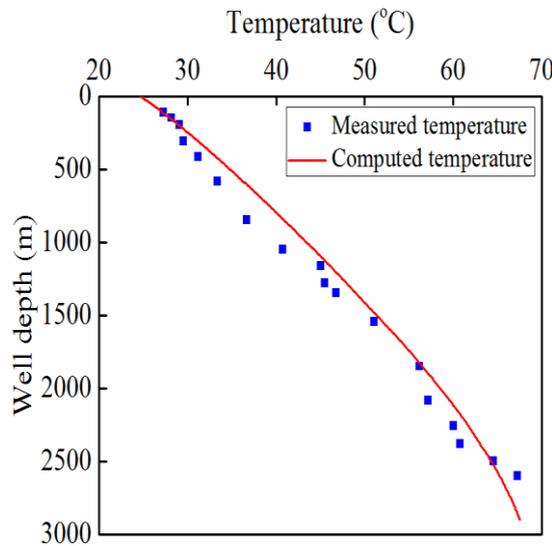


Fig.10 Comparaison entre la température mesurée et prévue du puits.

La pression diminue et le gain augmente rapidement. La plus grande erreur de la pression de fond entre les mesures et les prévisions est de 1,76%. Et le gain maximal prévu (0,840) est très proche du gain maximal mesuré (0,852).

Chapitre 4

configuration des simulations des venues avec les résultats et discussion

Ce chapitre décrit les effets de la solubilité du gaz sur les propriétés des boues de forage à base d'huile.

Dans cette étude, un logiciel de contrôle dynamique de puits en deux phases est utilisé pour étudier les facteurs qui affectent la montée des bulles de gaz dans un puits fermé foré avec de WBM ou OBM. Impact en surface, le sabot de tubage et les pressions de fond après que le puits fermé.

IV.1.Description du simulateur :

Drillbench © est un Logiciel de forage développé par Scandpower, avec différents modules. Le module Hydraulique © a été utilisé pour calculer la valeur attendue, Analyse de sensibilité ECD et la densité des fluides.

Le module Pressmod © a été utilisé pour donner un modèle de température dynamique du train de tiges et de l'annulaire. Cela a également aidé à valider que les paramètres d'entrée choisis pourraient être utilisés pour percer les sections respectives.

Le module Kick © était utilisé pour simuler plusieurs situations de venue pour le forage conventionnel, et la circulation de l'afflux. Le module de venue est un simulateur d'écoulement à deux phases qui peut simuler la venue.

IV.2.Modélisation dans le simulateur

La modélisation du simulateur de contrôle dynamique de puits est présentée par étapes. L'exemple utilise une pression du réservoir de 5500 psi dans un puits horizontal. La figure 11 montres la résumé de la géométrie du puits, fluide de forage, description du réservoir et équipement de surface dans la fenêtre du simulateur.

Configuration des simulations des venues avec les résultats et discussion

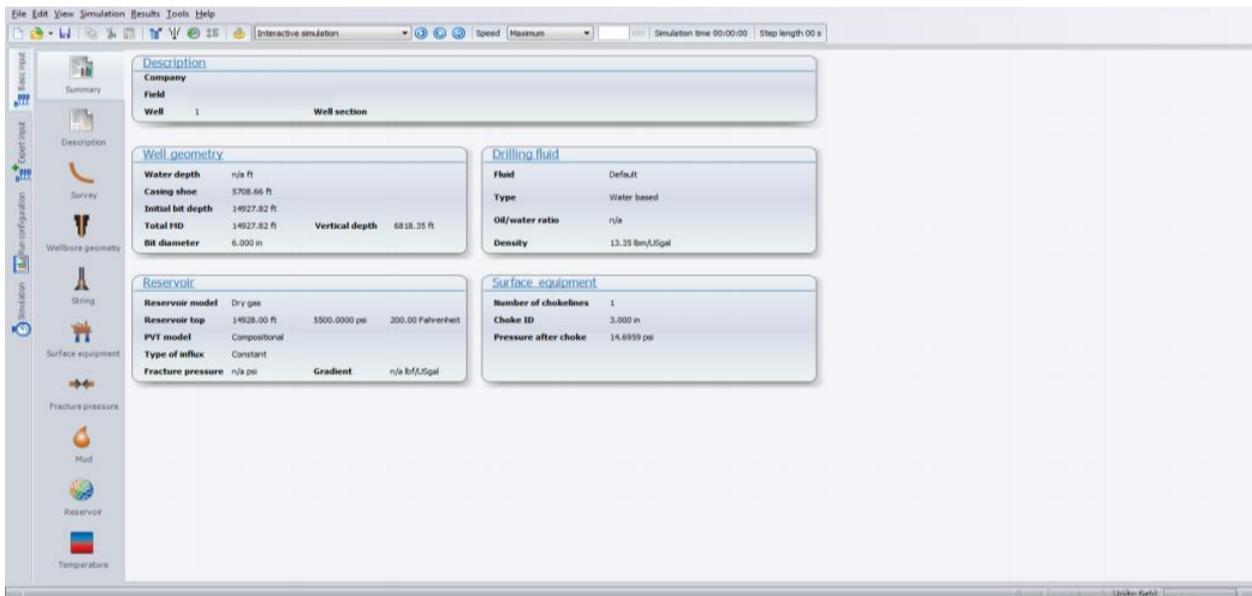


Figure 11. Écran initial du simulateur.

La figure 12 montre la page du simulateur pour saisir les données pour le puits de forage. Les données sont utilisées pour créer des trajectoires de puits de forage verticales, déviées et horizontales. KOP de puits a été réglé à 4757 pieds et une profondeur mesurée de 14927 pieds a été utilisée.

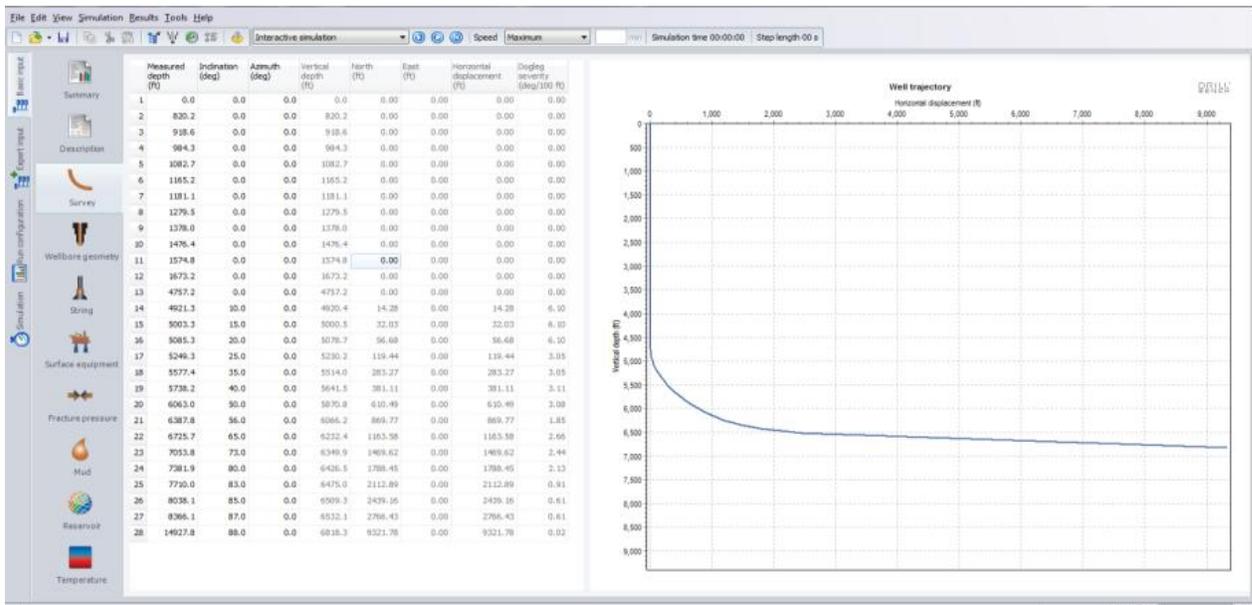


Figure 12. Option de directionnel puits de forage.

Configuration des simulations des venues avec les résultats et discussion

L'option de géométrie du puits de forage illustrée à la figure 13 est utilisée pour sélectionner les options des puits de forage sous forme de trou tubé ou ouvert. Dans cet exemple, un 7-in. Casing OD réglé à 5708 ft a été sélectionné.

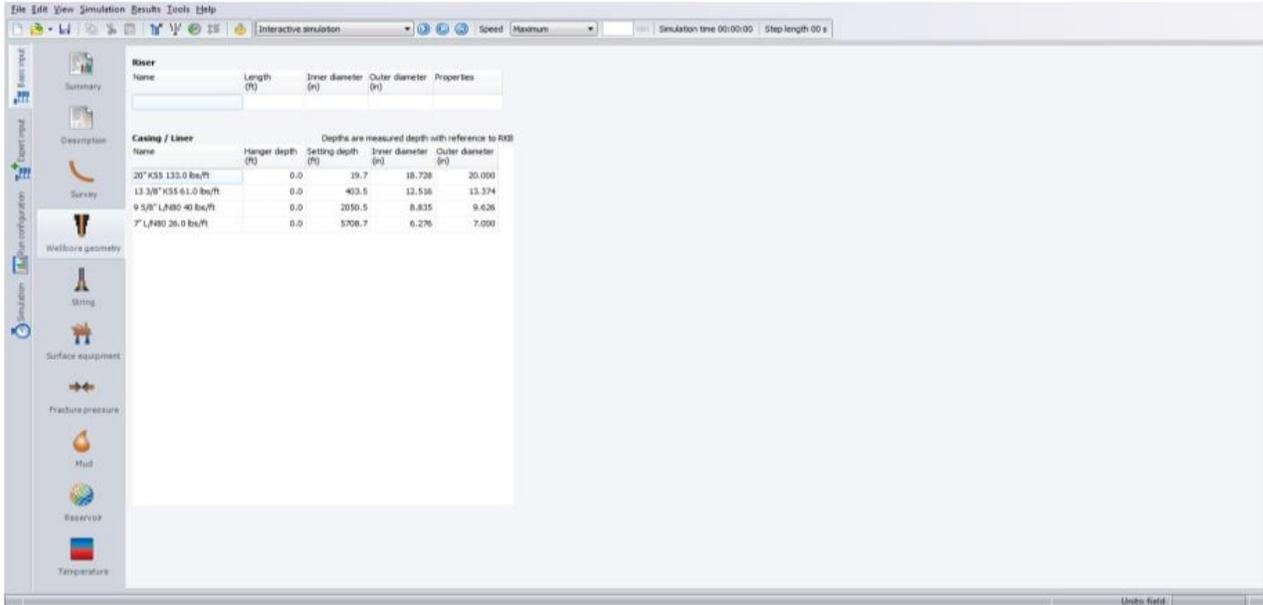


Figure 13. Sélections Casing/liner.

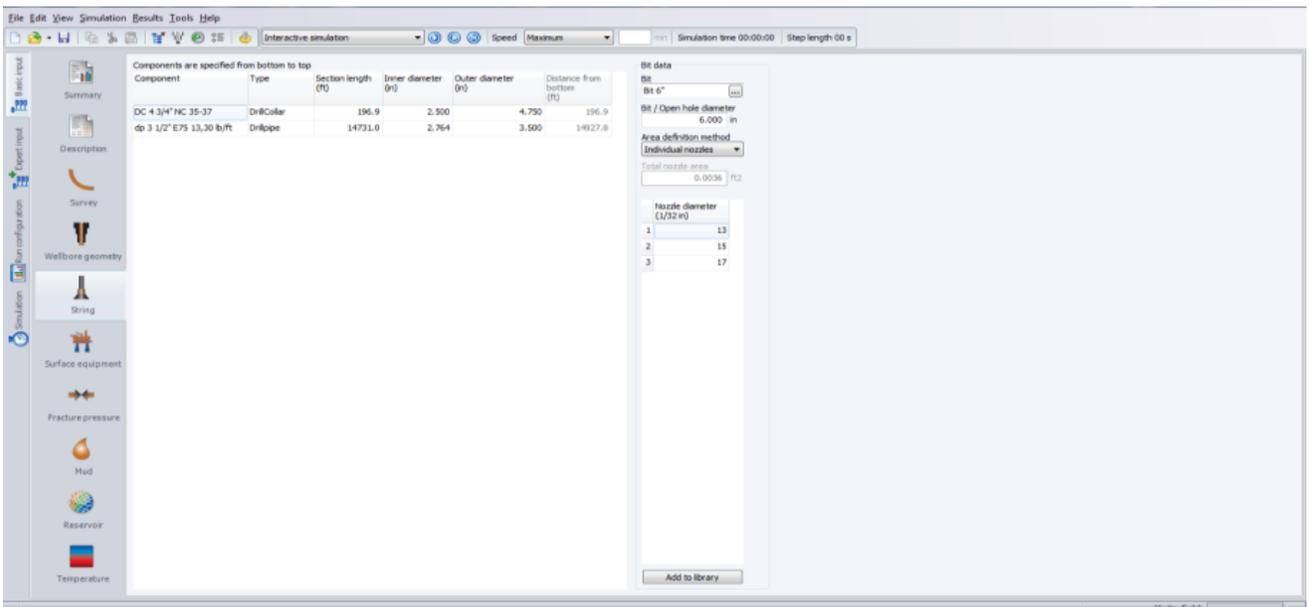


Figure 14. sélections Drill string and BHA

Configuration des simulations des venues avec les résultats et discussion

Le train de forage avec l'assemblage de fond de trou (BHA) est sélectionné à l'aide de la garniture option comme illustré à la Figure 14. La sélection comprend le type et la longueur de tige de forage et de DC, taille et diamètre de dusse. Avec la profondeur mesurée du puits était de 14927 pieds, la longueur du BHA est ajustée à la même longueur du puits.

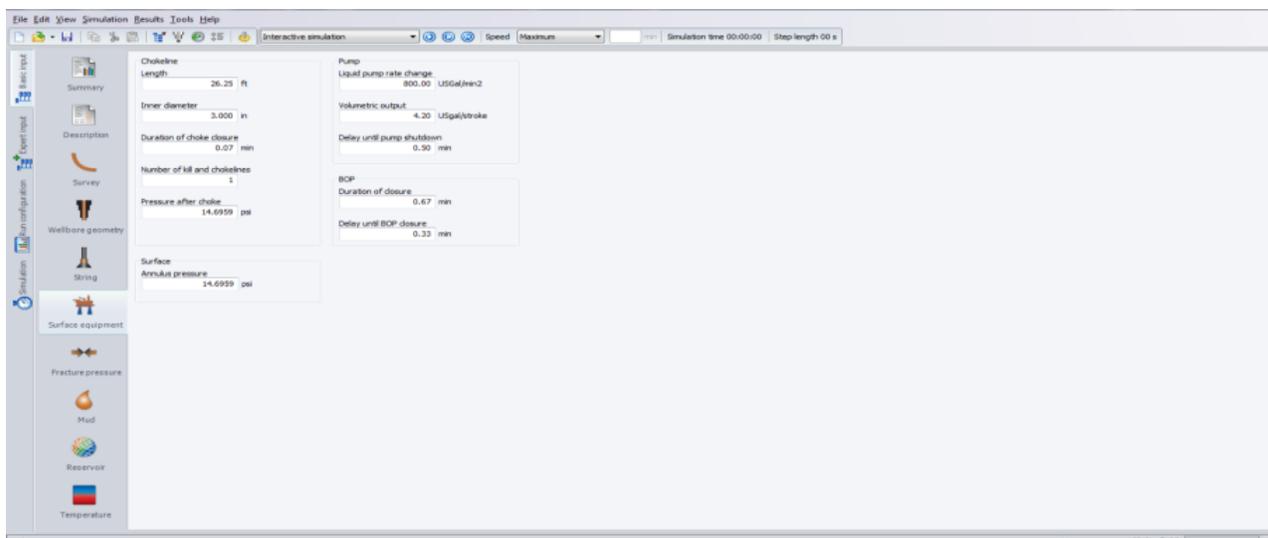


Figure 15 .sélections les Equipment du Surface

La figure 15 montre les options pour l'équipement de surface qui comprend le diamètre de chock manifold et longueur de ligne, spécifications de la pompe et du BOP, et pression de l'anneau de surface.

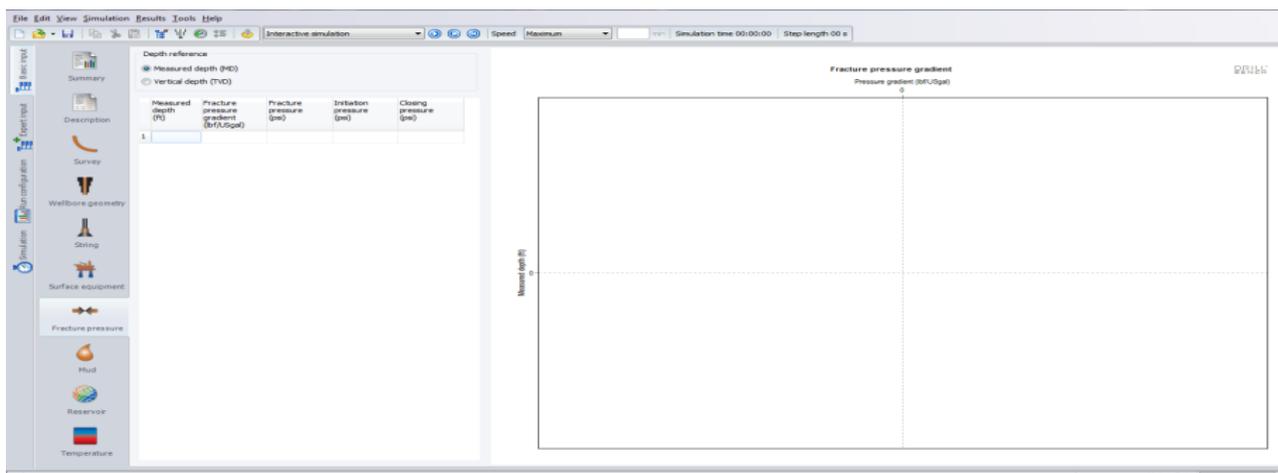


Figure 16. Données de pression de fracturation de la formation.

La figure 16 montre les données nécessaires pour la pression de fracturation en fonction de la profondeur. Dans cet exemple, le gradient de pression de fracturation n'a pas été utilisé pour éviter de fracturer la formation, qui peut affecter l'étude des pressions du puits de forage pendant la migration du gaz.

Les propriétés du fluide de forage utilisé par le programme sont entrées à l'aide de l'option de boue (Figure17). Plusieurs paramètres sont nécessaires pour modéliser le comportement du fluide de forage. Les données d'entrée comprennent densité, température, rapport huile-eau, lectures de Fann et modèle rhéologique.

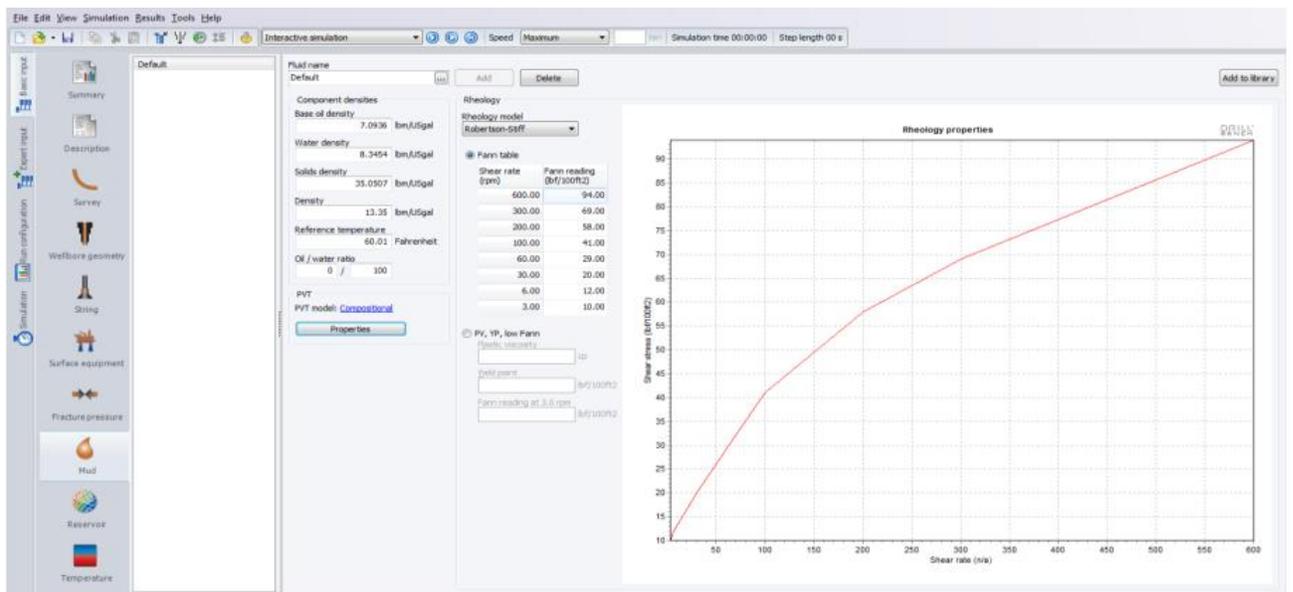


Figure 17. Propriétés requises du fluide de forage.

Paramètres du réservoir pour chaque formation souterraine, tels que les intervalles de profondeur, température, pression, perméabilité et porosité, taux d'afflux et type de fluide du réservoir sont entrés dans le programme comme affiché dans Figure 18.

Configuration des simulations des venues avec les résultats et discussion

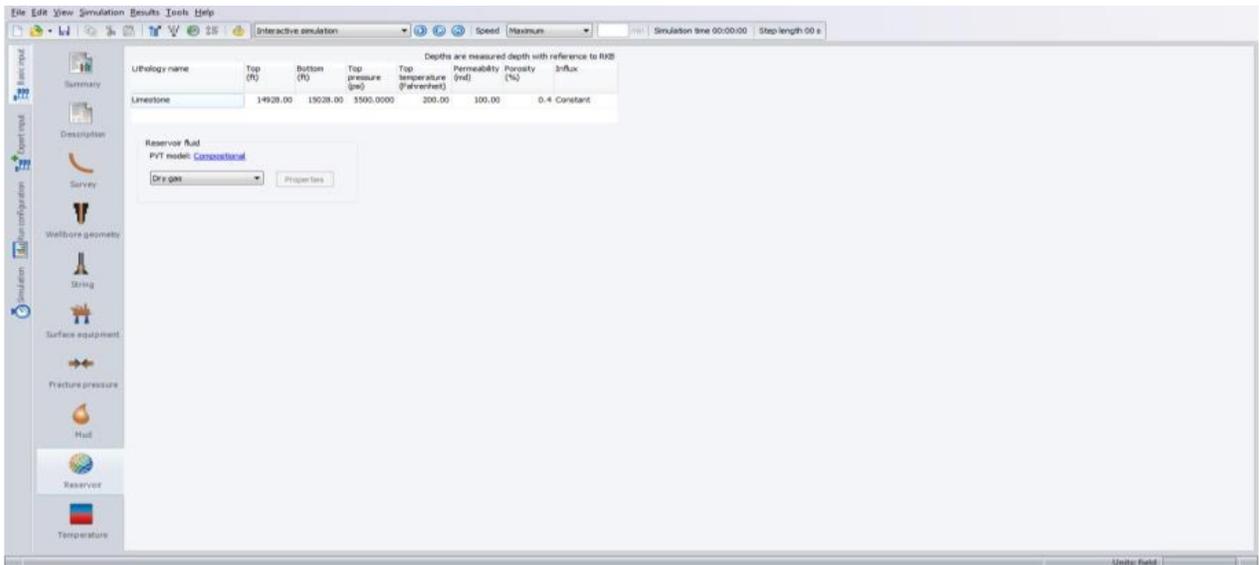


Figure 18. Données du réservoir.

Température de la boue dans le train de tiges et dans l'annulaire sélectionné à l'aide de la fenêtre de température (Figure 19). Dans cet exemple, la température de boue dans l'annulaire au fond du trou a été réglée à 200 °F, ce qui était la même température que la température du réservoir.

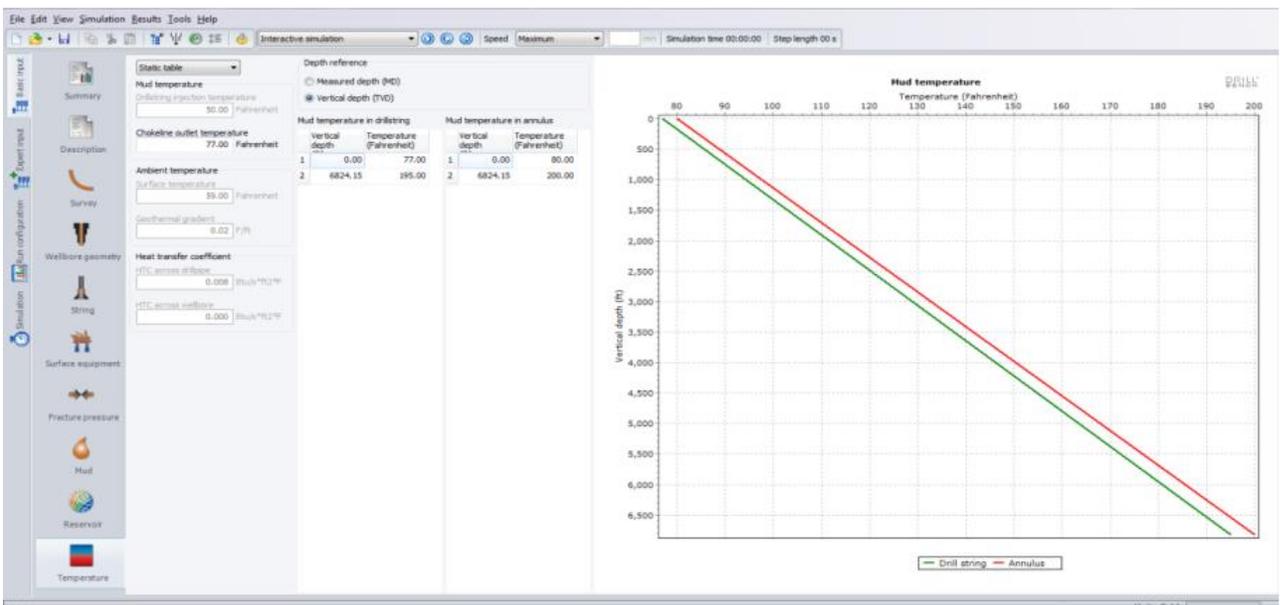


Figure 19. La température du réservoir.

Configuration des simulations des venues avec les résultats et discussion

Les analyses sont effectuées après avoir défini tous les paramètres de modèle nécessaires. Lors de l'exécution du modèle, les résultats peuvent être surveillés dans la fenêtre de simulation.

Les propriétés surveillées sont le gain de puits, pression de pompe, débit de gaz, pression de chock manifold, fraction volumique de gaz libre, fraction massique de gaz dissous, pression du sabot de tubage et volume de gain, pression du fond du trou, et afflux totales (Figure 20)

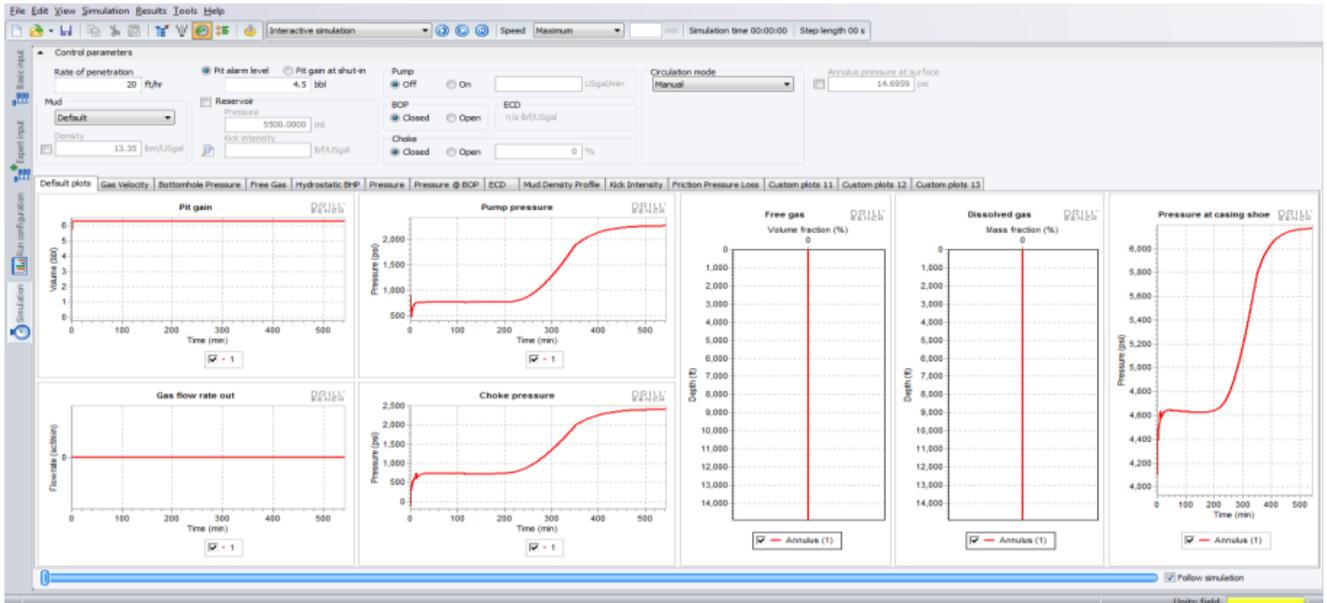


Figure 20. Paramètres surveillés pendant les simulations

IV.3.Méthodologie

Les paramètres qui étaient étudiés sont la solubilité de gaz, et le volume de gain, la pression du réservoir, la densité de fluide de forage, la température. Des volumes de gain de 10 bbl, 20 bbl et 30 bbl sont utilisées avec la boue à base d'eau et d'huile pour comprendre comment le volume de gain influe sur les pressions du puits de forage et la vitesse de montée du gaz.

Des pressions de réservoir de 5500 psi, 6500 psi et 7500 psi sont utilisées. 11,20 lb / gal, et 13,35 lbm / gal et de 15,52 lbm / gal des densités de boues à base d'eau et d'huile sont utilisées pour comparer les effets de la densité du fluide de forage.

La profondeur verticale réelle (TVD) de 6824 pieds est utilisée pour chaque type de puits comme profondeur de référence pour le réservoir, et la profondeur du sabot était de 5708 pieds.

La vitesse moyenne de montée du gaz est calculée en fonction du temps de migration et la profondeur mesurée après la percolation du gaz à la surface.

IV.4.Résultats et discussion

Les résultats sont obtenus en exécutant un modèle de simulation. Les variations de pression pour la surface, le fond de trou et le sabot de tubage pour chaque cas sont illustrées dans les figures suivantes.

IV.4.1 Comparaison avec et sans effet de solubilité du gaz

Les caractéristiques d'écoulement du fluide et de transfert de chaleur dans le puits de forage sont comparées lorsque le gaz l'effet de solubilité est inclus et non inclus dans le simulateur.

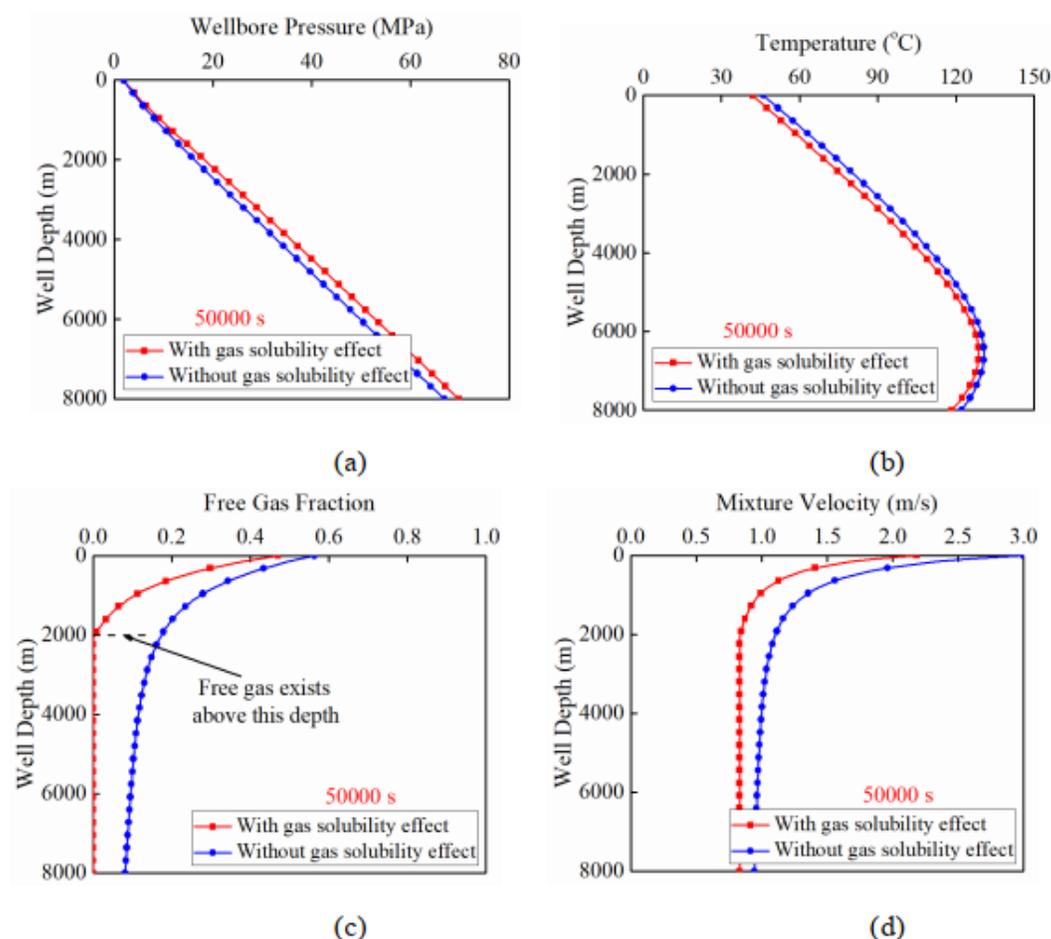


Fig.21 Profil de pression du puits de forage, profil de température du puits de forage, profil de fraction de gaz libre et profil de vitesse du mélange avec et sans effet de solubilité du gaz.

La figure 21 montre, a 50000 s la différence de BHP pour deux conditions différentes est de (69,817 MPa avec l'effet de solubilité du gaz, et 66.896 MPa sans effet de solubilité du gaz). Et ce phénomène est principalement causé par la plus grande fraction de gaz libre dans le puits de forage pour la simulation sans effet de solubilité de gaz (comme illustré sur la figure 21a).

En outre, lorsque l'effet de solubilité du gaz est considéré dans le modèle, la température du puits de forage diminuera (comme le montre la figure 21b). C'est parce qu'il la vitesse du mélange augmente en raison de l'existence de plus de gaz libre dans l'annulaire (comme

représenté sur la figure 21c, 21d), et donc l'intensité turbulente du fluide annulaire augmente en conséquence. De plus le coefficient de transfert de chaleur entre le fluide annulaire et la formation environnante augmente, et plus de chaleur sera absorbée par la formation environnante lorsque l'effet de solubilité du gaz est non pris en compte dans le modèle.

Lorsque l'effet de solubilité du gaz est considéré dans le modèle, il y aura être moins de gaz libre dans l'annulaire, et une partie du gaz envahi se dissout dans le fluides OBM.

La figure 22 montre le gain de puits et la masse de gaz du puits de forage lorsque la solubilité du gaz est incluse et non inclus dans le modèle. Comme le montre la figure 22a, le gain de puits est beaucoup plus petit lorsque la solubilité du gaz est incluse dans le modèle (5,35 m³ pour le modèle avec effet de solubilité du gaz, 15,57 m³ pour le modèle sans effet de solubilité du gaz). Ceci est principalement dû au fait qu'une grande partie du gaz envahi existe dans l'annulaire sous forme de gaz libre lorsque l'effet de solubilité du gaz est considéré. Comme le montre la figure 22b, la masse totale de gaz dans tout l'espace annulaire est de 2331,5 kg. Tandis que la masse de gaz dissous est de 2197,0 kg.

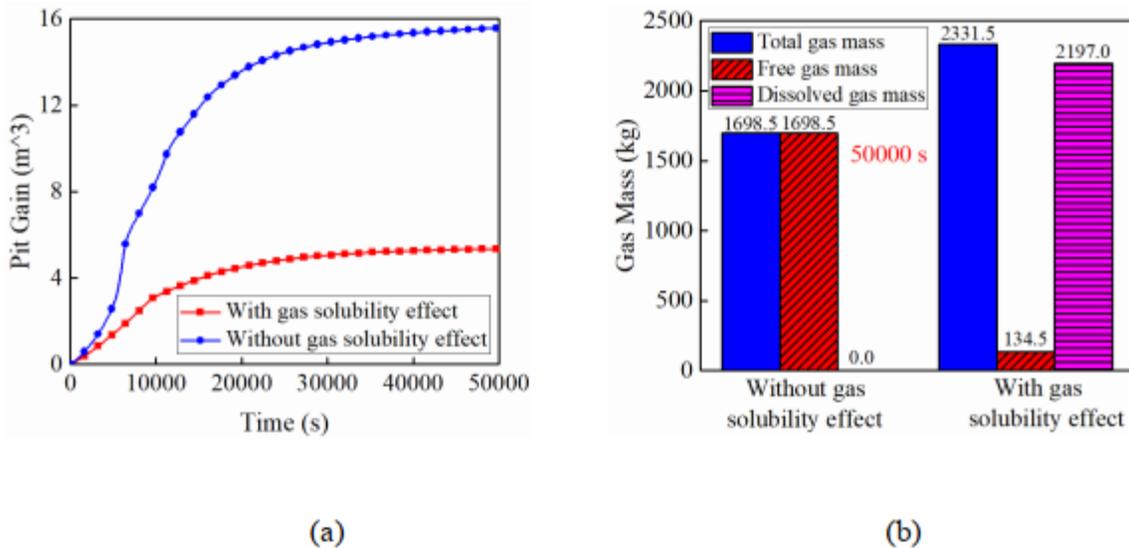


Fig.22 Gain de puits et masse de gaz de puits avec et sans effet de solubilité du gaz.

IV.4.2.Effet du volume de gain

L'impact de différents volumes de kick est étudié avec OBM et WBM dans un puits vertical. Pour l'OBM, les volumes de gain mesuré sont 10 bbl, 20 bbl et 30 bbl. Alors que, pour WBM, les volumes de gain étaient de 5 bbl, 10 bbl et 15 bbl.

La figure 23 montre l'impact des volumes de gain sur les pressions de surface et de fond dans l'OBM. Une certaine quantité de gaz se dissout dans l'OBM en fonction de sa composition, de la température et de la pression. Par exemple, 10 bbl de gaz de venue a migré à 4000 pieds et a augmenté les pressions du puits de forage, puis il a complètement dissous et resté stationnaire. La figure 24 montres la profondeur finale du gaz dissous pour trois volumes de gain différent.

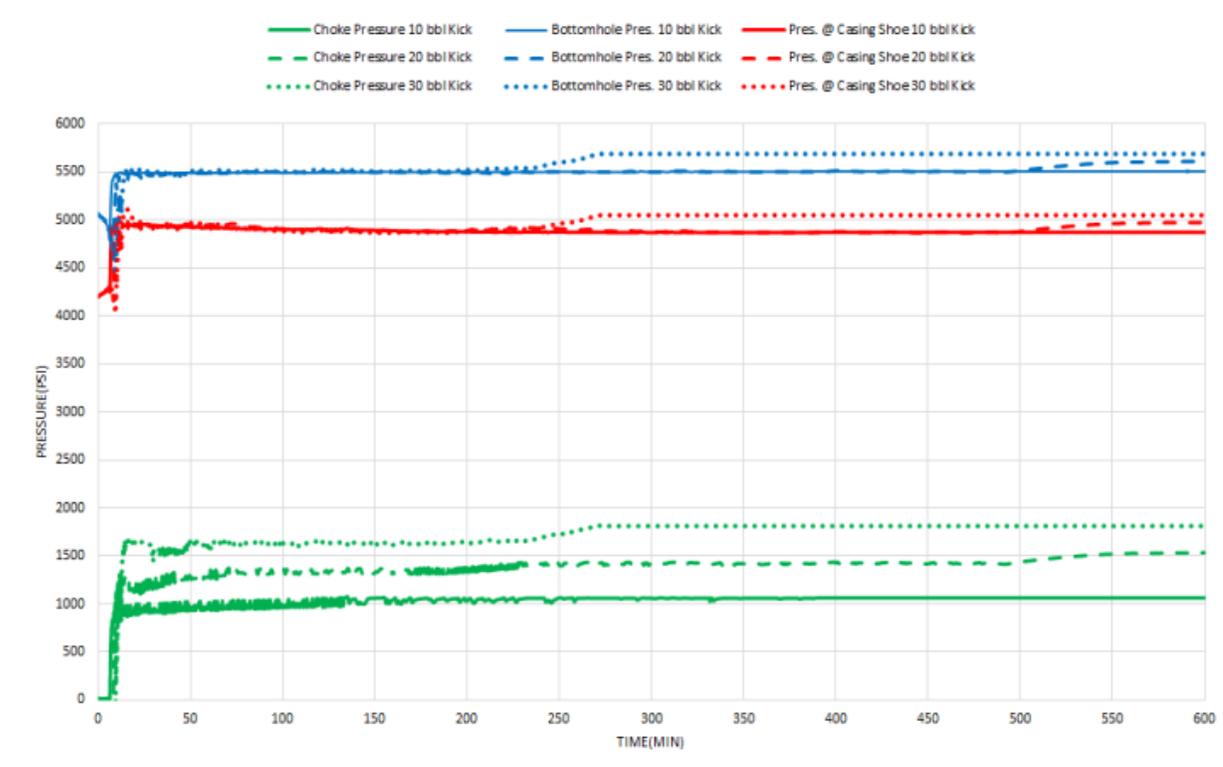


Figure 23. Effet des volumes de gain sur les pressions dans un puits vertical avec OBM.

Environ 80% des 20 bbl. Et 30 bbl. Le gain dissoutes dans la boue au cœur de sa migration et le reste du gaz a migré sous forme de gaz libre et a atteint le sommet du puits avec

Configuration des simulations des venues avec les résultats et discussion

des vitesses différentes. Par rapport au fond de trou et au sabot, le choke manifold a subi la différence de pression la plus élevée, comme illustré à la figure 23. Par exemple, les pressions de choke étaient de 1064 psi, 1533 psi et 1812 psi pour 10, 20 et 30 bbl respectivement.

Les vitesses moyennes d'élévation du gaz étaient de 14,1 ft / min, 14,22ft / min et 30,96 ft / min pour 10 bbl, 20 bbl et 30 bbl. Le gain de gaz est arrivé au haut du puits environ 220 min pour 30 bbl, 260 minutes pour 20 bbl. Il y a une deuxième augmentation des courbes de pression de surface pour 20 et 30 bbl. Le gaz libéré est arrivé au sommet du puits. Et il n'y a pas de deuxième augmentation sur la courbe de pression de choke à 10 bbl.

La vitesse moyenne de montée du gaz pour 30 bbl. Était plus du double de la moyenne vitesse de montée du gaz pour 20 bbl. On peut conclure qu'un plus grand volume de gain, plus la vitesse de montée de gaz et les pressions dans le puits de forage.

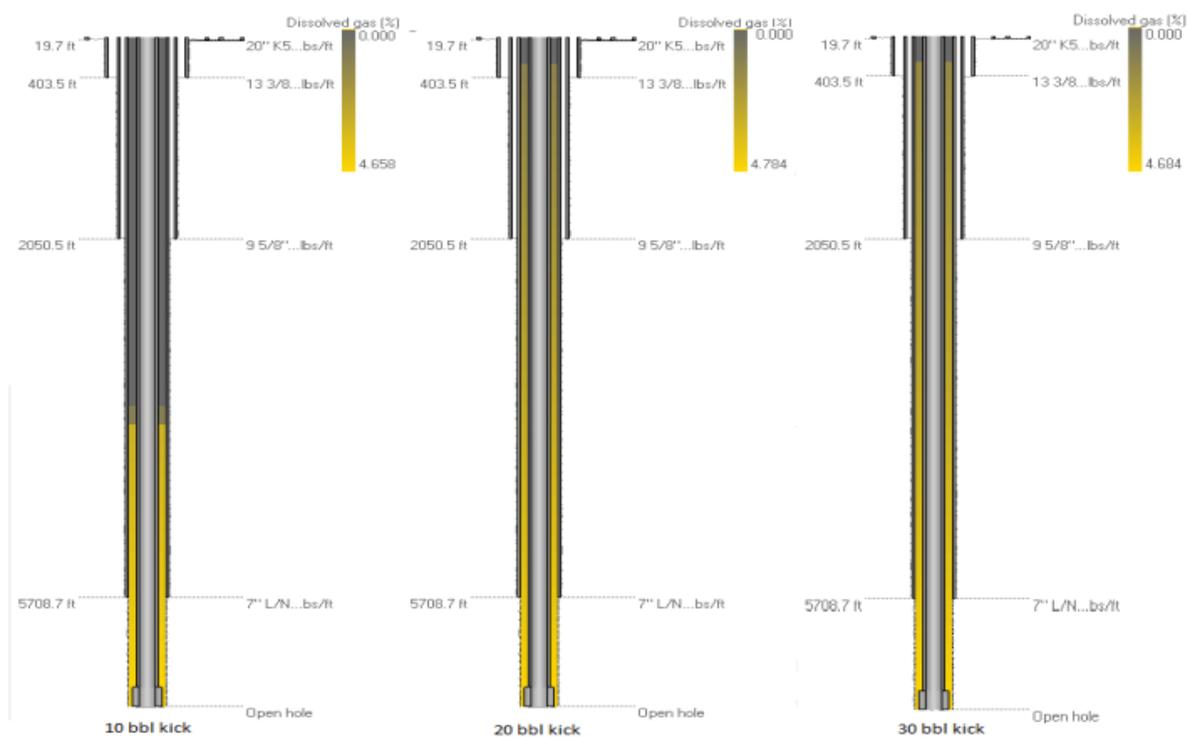


Figure 24. Profondeurs de dissolution de la venue de gaz pour différents volumes de gain pour l'OBM.

La figure 25 compare les variations de pression dues aux différents volumes de gain dans WBM. Depuis la solubilité du gaz dans WBM est insignifiante, des volumes de gain plus petites sont utilisées par rapport à l'OBM.

Dans WBM, tout l'afflux est sous forme de gaz libre qui migre et atteint la surface. Par conséquent, des volumes de gain de 5 bbl, 10 bbl et 15 bbl ont été simulées dans WBM. Les vitesses moyennes de montée de gaz étaient de 64,8 ft / min pour 15 bbl, 55,8 ft / min pour 10 bbl et 46,8 ft / min pour 5 bbl. Cela signifie que le gaz est arrivé à la surface 40 minutes plus tôt à 15 bbl. pour un puits vertical avec un TVD de 6824 pieds. Il est évident que le gaz migre plus rapidement dans les grands volumes de kick. Cette observation était cohérente avec les résultats observés dans OBM.

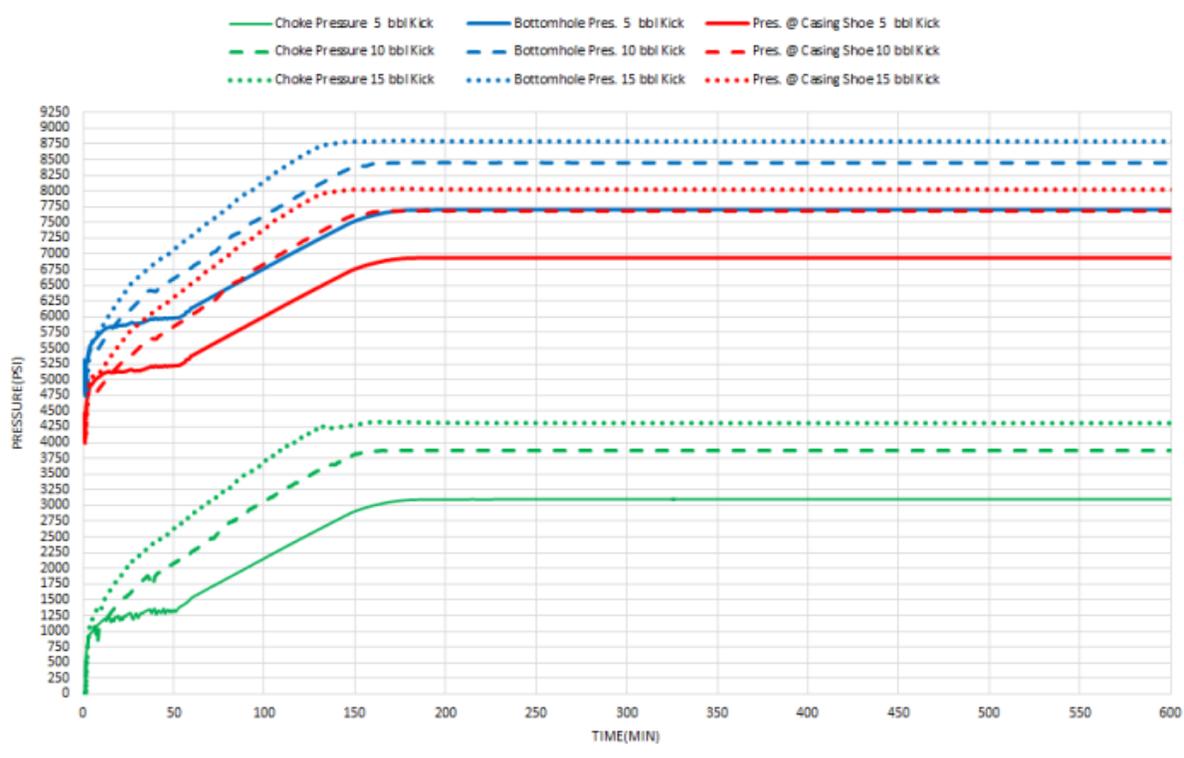


Figure 25. Effet du volume de gain sur les pressions dans un puits vertical avec WBM

Mais les pressions dans les puits de forage étaient également plus importantes pour les gros volumes. Par exemple, 15 bbl créé une pression de 4310 psi au chock manifold, qui était de 440 psi supérieure à la pression créé par 10 bbl. En outre, par rapport de 5 bbl, 15 bbl ont créé 1210 psi de pressions supplémentaires au chock.

IV.4.3.Effet de la pression du réservoir

Plusieurs facteurs affectent la venue dans le réservoir. Par exemple, est la «perméabilité» de la roche, qui est sa capacité à permettre au fluide de se déplacer à travers la roche. Un autre facteur affectant la sévérité de venue est la «porosité» de la formation.

La porosité mesure la quantité d'espace dans la roche contenant des fluides. Une roche à haute perméabilité et haute porosité avec une pression de réservoir plus élevée a un potentiel élevé pour une venue sévère qu'une roche avec une faible perméabilité et une faible porosité. Par exemple, le grès est considéré comme ayant plus grand potentiel de venue que le schiste, car le grès à une plus grande perméabilité et porosité que le schiste.

Un autre facteur affectant la sévérité de la venue est la «pression différentielle» impliqué. La différence de pression est la différence entre la pression du fluide de formation et la pression hydrostatique de boue. Si la pression de formation est bien supérieure à la pression hydrostatique, une grande pression différentielle négative existe. Si ce différentiel négatif la pression est couplé à une perméabilité élevée et une porosité élevée, une venue peut se produire.

Trois valeurs de pression du réservoir de 5500 psi, 6500 psi et 7500 psi étaient évaluées avec OBM. Le gaz est plus soluble dans l'OBM lorsque la pression augmente. La figure 26 présente le gaz dissous en fonction de la profondeur à 5500 psi, 6500 psi, et des pressions de réservoir de 7500 psi.

La figure 26 montre que le pourcentage de gaz dissous à La pression du réservoir de 7500 psi était plus grand que le pourcentage de gaz dissous à 6500 psi et des pressions de réservoir de 5500 psi.

La pression a également eu un impact sur le temps de dissolution à une profondeur donnée dans le puits de forage.

Le gaz a migré jusqu'à ce qu'il se dissolve complètement dans l'OBM à chaque Cas. Le gaz n'a pas pu migrer dans le puits de forage lorsque la pression était plus élevée car le gaz se dissout très rapidement à des pressions plus élevées. Par exemple, le gaz dissout dans 41 min. à 5434 pieds de profondeur avec 7500 psi, 79 min. à 5235 pieds de profondeur avec 6500 psi et 120min. à 5063 pieds de profondeur avec 5500 psi. Il était évident que la pression du réservoir avait un grand impact sur la solubilité du gaz dans l'OBM.

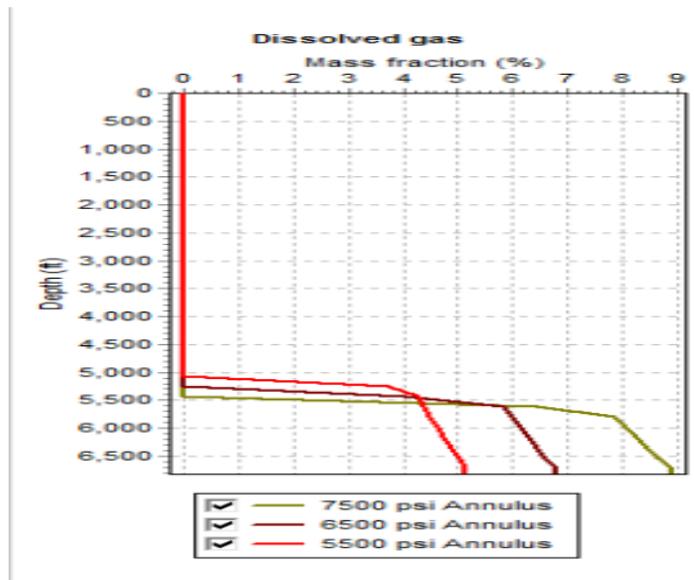


Figure 26. Effet de la pression du réservoir sur la distribution des gaz dissous dans un puits de forage.

IV.4.4.Effet du type et de la densité du fluide de forage

Les boues à base d'eau (WBM) et les boues à base d'huile (OBM) sont couramment utilisées dans le forage, Les WBM sont considérés comme une opportunité d'isoler les effets de la solubilité du gaz sur l'expansion de venue. Lorsqu'un fluide de réservoir se mélange avec un WBM, il y a très peu de solubilité entre l'eau et les phases hydrocarbonées.

Le l'expansion du venue peut être considérée comme indépendante de la boue. OBM se compose d'une huile à base d'hydrocarbures, saumure et divers solides tels que la barytine, le sable et l'argile. Méthane et les condensats sont miscibles avec l'huile de base à des pressions élevées, et la solubilité de fluide de réservoir dans l'élément d'huile dépend de la composition.

La figure 27 montre l'influence du changement de densité de la boue sur les pressions du puits de forage et la vitesse de montée du gaz. Cela comprenait l'utilisation de 11,20 ppg, 13,35 ppg et 15,52 ppg de densité pour OBM dans un puits vertical. Le gain de surface a été maintenu au niveau de 6,2 bbl pour chaque cas. Cependant, le volume de gaz au fond de puits était différent puisque la pression hydrostatique était différente pour chaque densité de boue.

La différence entre la pression hydrostatique et la pression du réservoir a une influence sur le volume de gain comme mentionné dans les sections précédentes. Ainsi, 6500 psi de réservoir a été maintenue dans chaque cas. Cependant, 11,20 ppg, 13,35 ppg et 15,52 ppg de densités de boue créées 3974 psi, 4737 psi, 5507 psi des pressions hydrostatiques au fond trou.

Le poids plus élevé de la boue à causer de la pression hydrostatique plus élevée au fond du trou, ce qui diminue la pression différentielle entre la formation et le fond. Pour ça raison, un plus petit volume de gaz pénètre dans le puits de forage lorsque la densité du fluide de forage utilisé est plus élevée. Par exemple, des volumes de venue de 14,4 bbl, 12,5 bbl et 10,8 bbl ont été enregistrées avec 11,20ppg, 13,35 ppg et 15,52 ppg de densité de boue. Pression stabilisée après 115 minutes lorsque les arrivées de gaz ont été complètement dissoutes.

La pression en surface était plus élevée pour le plus bas poids de boue car un plus grand volume de venue pénètre dans le puits de forage. Pour OBM 11,20 ppg, la pression maximale de chock et la vitesse de montée du gaz étaient de 2650 psi et 12,7 ft / min.

Configuration des simulations des venues avec les résultats et discussion

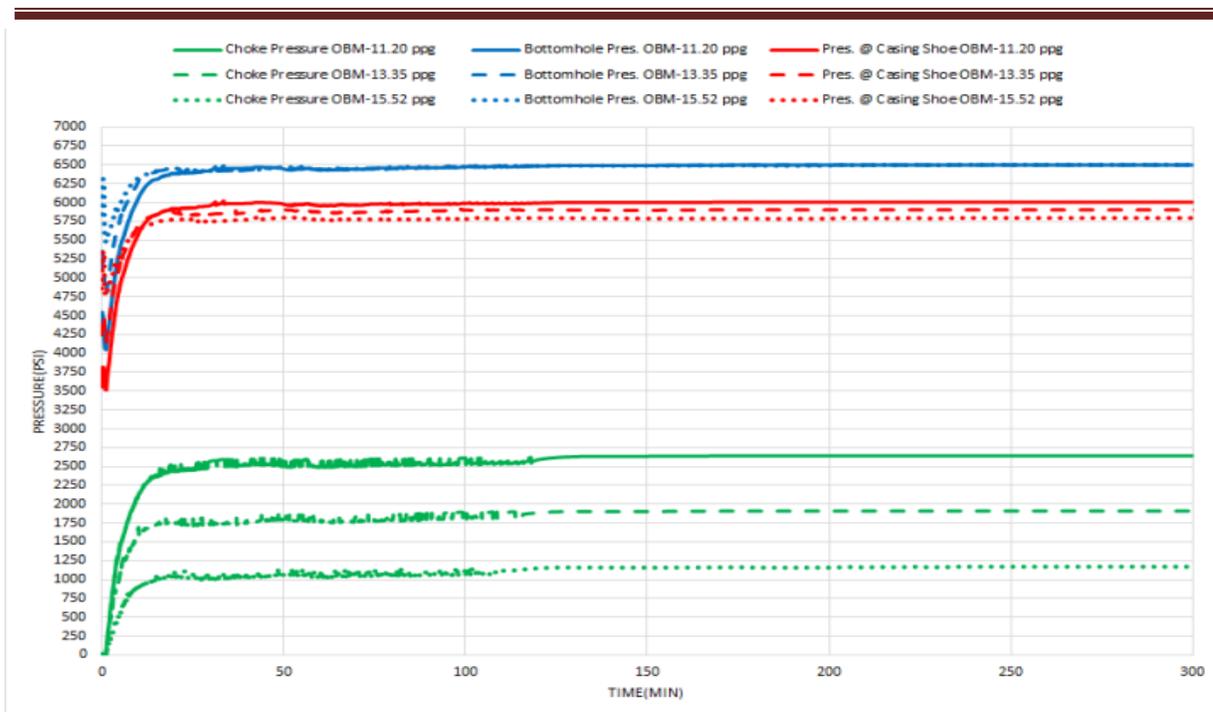


Figure 27. Variation des pressions avec le temps dans un puits vertical pour la densité de boue à base d'huile.

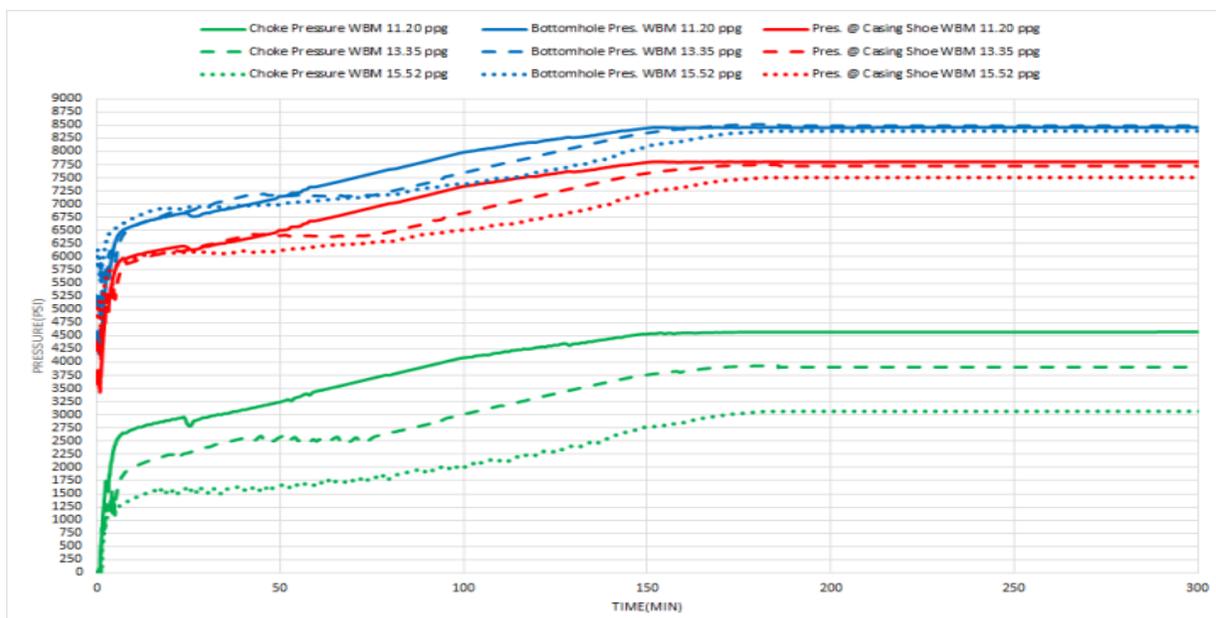


Figure 28. Variation des pressions avec le temps dans un puits vertical pour la densité de boue à base d'eau.

La figure 28 montre la variation de la pression du puits de forage à différents densités de boue dans WBM. Étant donné que la solubilité du gaz dans le WBM était insignifiante, la venue de gaz a migré vers le haut. Pour le WBM de 11,20 ppg, la pression maximale du chock et la vitesse de montée du gaz étaient 4575 psi et 49,2 pieds / min.

La figure 29 compare les variations de pression pour WBM avec OBM lorsque 11,20 ppg ont été utilisés. Il était évident que la variation de pression et la vitesse de montée du gaz étaient plus élevées en WBM qu'en OBM. Par exemple, le gaz a migré environ 3,8 fois plus vite dans WBM. En outre, la pression en surface observée était de 1925 psi supérieurs pour 11,20 ppg de WBM que dans OBM.

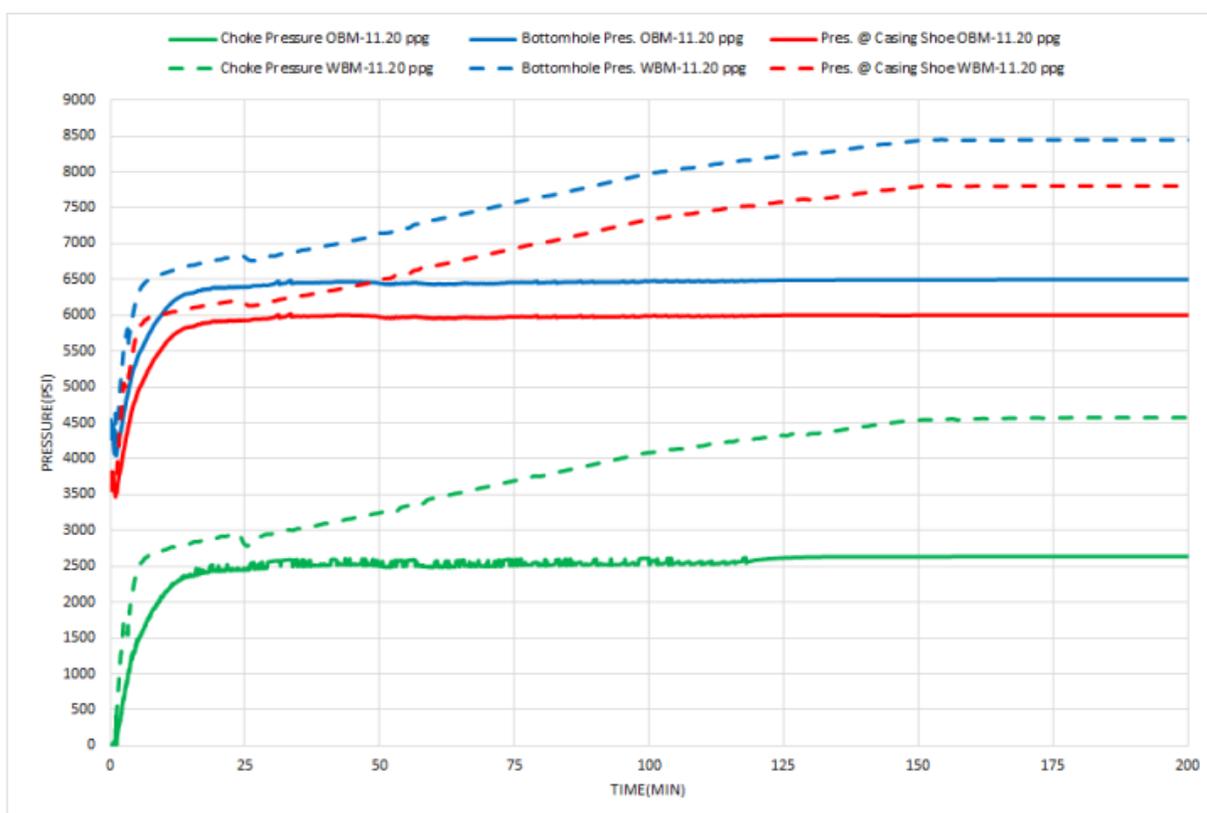


Figure 29. Variation des pressions avec le temps dans un puits vertical avec OBM et WBM.

IV.4.5.Effet de la température du réservoir

Comme indiqué précédemment, la température a un impact sur la solubilité du gaz dans l'OBM. La figure 30 représente le changement de solubilité du méthane à différentes températures (Thomas et al. 1984). Il est clair qu'une augmentation de la température diminue la solubilité du gaz dans OBM. L'impact de la température du réservoir sur les pressions du puits de forage a été étudié, les résultats sont présentés sur la figure 31. Trois températures de réservoir différentes de 200 ° F, 300°F, 400°F ont été utilisées pour un puits vertical avec OBM.

Gaz complètement dissous dans l'OBM pour chaque cas. L'une des différences observées était le changement de volume de venue au fond du puits bien que les gains soient les mêmes. Comme donné dans la loi des gaz parfaits, $PV = nRT$, le volume augmente à mesure que la température augmente.

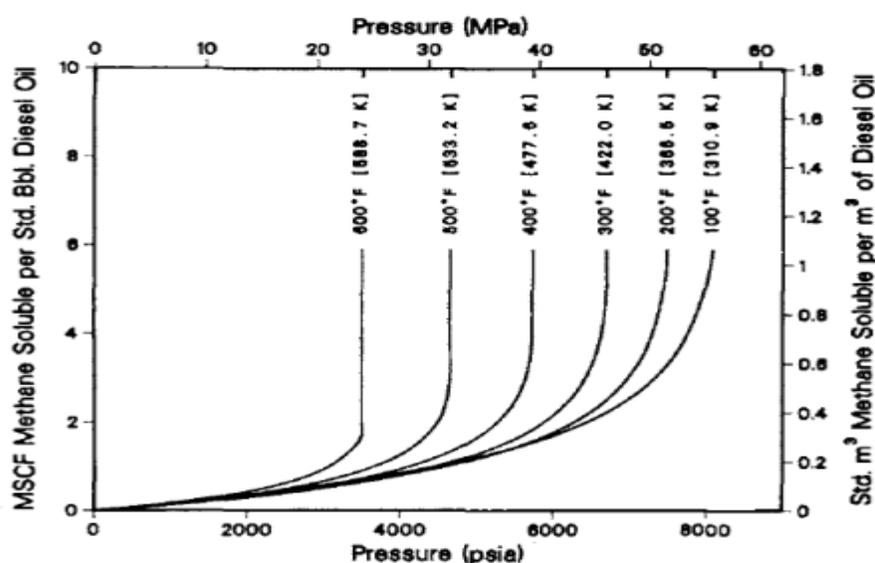


Figure 30. Solubilité du méthane dans le carburant diesel (Thomas et al. 1984).

Configuration des simulations des venues avec les résultats et discussion

Par exemple, le venue observé pour une température de réservoir de 200° F au fond était de 12,7 barils, pour la température du réservoir de 300 ° F, était de 22,3 barils au fond du trou. La deuxième différence était le changement de pression de surface. Une augmentation de la température a diminué le degré de solubilité du gaz. À haute température, le temps de dissolution raccourcit par rapport aux basses températures. Cela a un impact sur la profondeur de dissolution de la venue.

La venue de gaz monte dans le puits de forage lorsque la température est plus élevée dans l'annulaire. Par conséquent, cela crée plus de pression à la surface. Les pressions de chock étaient de 926, 1104 et 1192 psi pour les températures du réservoir de 200°F, 300°F et 400°F, respectivement.

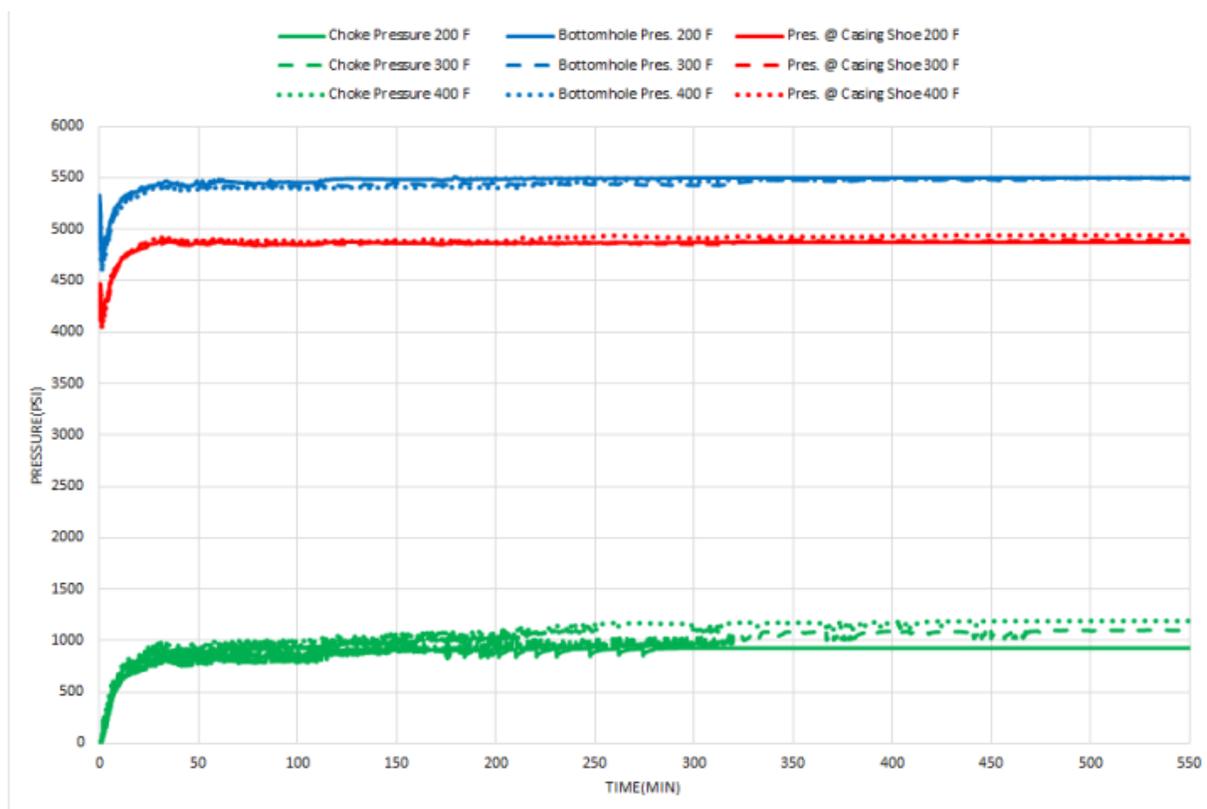


Figure 31. Variation des pressions avec le temps dans un puits avec OBM pour trois températures de réservoir différentes

CONCLUSIONS

Sur la base des résultats et des observations de cette étude, les conclusions suivantes sont présentées :

- Les facteurs affectant la vitesse de montée du gaz étaient le volume de gain, pression et température du réservoir, géométrie du puits de forage, type de fluide de forage, densité de la boue et la solubilité de gaz.
- Pour les conditions du puits de forage considérées dans cette étude, l'intervalle d'élévation moyenne de la vitesse de gaz pour un WBM était comprise entre 44 ft / min et 82,2 ft / min et l'intervalle de la vitesse moyenne de gaz de montée pour l'OBM était comprise entre 12,3 ft / min et 31,96 ft / min.
- Dans un puits fermé pendant la migration du gaz ; chock manifold, sabot et fond de trou la pressions augmentent et peuvent dépasser les marges de sécurité.
- Le volume de venue doit être considéré comme un paramètre important sur les opérations de contrôle de venue car le plus grandes venue provoquait des pressions plus élevées à la surface et une élévation plus élevée des vitesses du gaz.
- Avec le gaz entrant en solution dans l'OBM, il y a une montée en pression jusqu'à ce que tout le gaz soit dissous et il n'y a plus de migration de gaz. Cependant, le gaz kick a migré dans WBM, et fait monter la pression jusqu'à ce que le gaz atteigne la surface. Par conséquent, le type du fluide de forage utilisé a un grand impact sur les pressions du puits de forage annulaire.
- Le degré de solubilité du gaz diminuait que la température augmentait. les températures Supérieur ont provoqué de plus grandes gain au fond du trou et une augmentation de la pression de surface lorsque l'OBM est utilisé.
- La pression de fond diminue et la température de fond augmente lorsque la pression de réservoir augmente. En outre, une pression de réservoir plus élevée conduit la plus grande fraction de gaz dans le puits de forage. Cependant, la pression du réservoir a un effet mineur sur la température du puits de forage.
- Lorsque la pression de chock manifold augmente, il y aura moins de gaz dans l'annulaire sous la forme du gaz libre. La pression de chock manifold a également un effet mineur sur la température du puits de forage.

Références bibliographiques

[1]: **M. CAROUGE**, Conception, construction et exploitation des réseaux de gaz naturel : Généralités sur le transport international du gaz, Association Technique de L'industrie du Gaz naturel en France, 1995, p 1.

[2]: www.academia.edu/31466629/I._Généralités_sur_le_gaz_naturel.

[3]: **PIERRE PETIT**, Technique d'ingénieur, Liquéfaction du gaz naturel, Article j3601, 2005.

[4]: <http://www.techno-science.net/?onglet=glossaire&definition=3402>

[5]: **ALEXANDRE ROJEY**, Le gaz naturel Production-Transport- Traitement : Propriétés physico-chimique du gaz naturel, Technique, 1994, p 71-76, 292-301.

[6]: **Khodja Mohamed**, 2008 " Etude des performances et considérations environnementales" Toulouse-France-2008 ; P 4, 5, 11, 12.

[7]: **Belhabib Abdelouhab**, 2013 «Bella Fayçal, «Les fluide de forage à base d'huile : impacts sur l'environnement et technique de traitement", Master professionnel, Université Kasdi Merbah Ouargla.

[8]: **IDF 1988**, Product data manual Lausanne p60.L'environnement, Edition DUNOD, Paris 1170P.

[9]: **IPEHU**, 2005, Institute of Petroleum Engineering, Heriotwatt University, drilling fluids2005

[10] : **Hadj Abbas**, 2011« Les bourbiers des forages pétroliers et des unités de production), magister, Université Kasdi Merbah Ouargla.

[11]: **ENSPM**, 1994 Formation industrie, Gisement forage, initiation au forage pétrolier.

[12]: **SLIMANI**, 2003«Forage pour non foreurs", Division forage », Département Sonatrach , Septembre 2003.

[13]: **BEHMENE Ahmed**, 2016, «Etude comparative entre deux puits de forage portant sur l'amélioration de la boue de forage-champs d'Adrar », master académique, Université Kasdi Merbah Ouargla.

[14] : **H. Linga, A. Torsvik, A. Saasen**, Kick detection capability of oil-based muds in well control situations, in: SPE Bergen One Day Seminar, Society of Petroleum Engineers, Grieghallen, Bergen, Norway, 2016.

[15] : **A.-A. Grimstad, H. Linga, Ø. Haave, A. Saasen**, Degassing rate of drilling fluid base oils as exposed to depressurisation and drill string rotation, in : SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition,Society of Petroleum Engineers, The Hague, The Netherlands, 2017.

[16] : **A. Torsvik, J.O. Skogestad, H. Linga**, Impact on oil-based drilling fluid properties from gas influx at HPHT conditions, in: IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, Fort Worth, Texas, USA, 2016.

[17] : **J.O. Skogestad, H. Linga, K.S. Bjørkevoll, A. Saasen**, Predicting gas loading capability in oil-based drilling fluids, in: SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, The Hague, The Netherlands, 2017

- [18] : **K.S. Bjørkevoll, J.O. Skogestad, J. Frøyen, H. Linga**, Well control simulator: enhancing models with compositional PVT models and kinetics, in: IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, Fort Worth, Texas, USA, 2018.
- [19] : **N.R. Kim, P.R. Ribeiro, P.A. Pessôa-Filho**, PVT behavior of methane and ester-based drilling emulsions, *J. Petrol. Sci. Eng.*, 135 (2015) 360-366.
- [20] : **Prévention éruption manuel**, Sonatrach division forage, Hassi Messaoud, Algérie.
- [21] : **Robert D, Grace** with Contributions by Bob Cudd, Richard S, Carden, and Jerald L. Shursen, *Advanced Blowout & well Control*
- [22] : **Méthodes de contrôle des puits**, manuel d'intervention sur puits, Naftogaz Hassi Messaoud, Algérie.
- [23] : **Z. Xu, X. Song, G. Li, K. Wu, Z. Pang, Z. Zhu**, Development of a transient non-isothermal two-phase flow model for gas kick simulation in HTHP deep well drilling, *Appl. Therm. Eng.*, 141 (2018) 1055-1069.
- [24] : **N. Zuber, J.A. Findlay**, Average volumetric concentration in two-phase flow systems, *J. Heat Transf.*, 87 (1965) 453-468.
- [25] : **H. Shi, J.A. Holmes, L.J. Durlofsky, K. Aziz, L. Diaz, B. Alkaya, G. Oddie**, Drift-flux modeling of two-phase flow in wellbores, *SPE J.*, 10 (2005) 24-33
- [26] : **N.H. Chen**, An explicit equation for friction factor in pipe, *Ind. Eng. Chem. Fund.*, 18 (1979) 296-297.
- [27] : **M.B. Standing**, A pressure-volume-temperature correlation for mixtures of California oils and gases, in: *Drilling and Production Practice*, American Petroleum Institute, New York, New York, 1947.
- [28] : **F.W. Dittus, L.M.K. Boelter**, Heat transfer in automobile radiators of the tubular type, *Int. Commun. Heat Mass*, 12 (1985) 3-22.
- [29] : **G. Li, M. Yang, Y. Meng, Z. Wen, Y. Wang, Z. Yuan**, Transient heat transfer models of wellbore and formation systems during the drilling process under well kick conditions in the bottom-hole, *Appl. Therm. Eng.*, 93 (2016) 339-347.
- [30] : **M. Mahmoud**, Development of a new correlation of gas compressibility factor (Z-factor) for high pressure gas reservoirs, *J. Energ. Resour.*, 136 (2013) 1-11.
- [31] : **A.L. Lee, M.H. Gonzalez, B.E. Eakin**, The viscosity of natural gases, *J. Petrol. Technol.*, 18 (1966) 997-1000.
- [32] : **O. Reynolds**, On the theory of lubrication and its application to Mr. Beauchamp Tower's experiments, including an experimental determination of the viscosity of olive oil, *Philos. T. R. Soc. Lond.*, 177 (1886) 157-234.
- [33] : **H.V. Nickens**, A dynamic computer model of a kicking well, *SPE Drill. Eng.*, 2 (1987) 159-173.

Resumé

Abstract

SONATRACH as the largest petroleum company in Algeria and Africa, it has moved to explore unconventional recourses, in order to increase proven oil & gas reserves.

SONATRACH has started a new project of tight & shale gas, deep water exploration and also exploration in north Algeria. In these areas the risk and the cost are rising up, SONATRACH has to drill more deep and complex wells in these challenging areas where the risk of kicks and blowouts are commonly existing, wich can lead to catastrophic consequences.

As a part of our master's degree research in the drilling engineering department at University of Kasdi Merbah Ouargla, we have conducted a study of gas behaviours and its effects on kicks prevention in the concept of well control modeling & simulation which is necessary in oil & gas industry, where the kicks represent one of the biggest issues since it can lead to well integrity failure resulting human life loss, environment and equipment damage. However, extensive studies have been conducted on modeling and simulation of kicks behavior. These models are a valuable tool for well design, the evaluation of well control procedures and also for rig personnel training since personal can be trained on a simulator and not on real wells.

In this study, we made a simple review on the initial concepts of natural gas, the importance of drilling fluids, and how to close wells. This study provides the context of the importance of well control modeling and simulation. Some of the common existing well control models in open literature are presented. this simulation was realized by a commercial software Drillbench© to study the effect of different parameters on the solubility of gas in the drilling fluids and the wellbore pressure.

In the simulation results: we summarized the influence of several factors on the solubility of gas in the drilling fluids and the wellbore pressure. We have noticed that if all parameters that they contribute to the successful completion of wells will be optimized, it certainly many incidents can be avoided during operations.

Key Words: Well control, Blowout, modeling and simulation, single phase, two phase.

Resumé

Sonatrach en tant que leader africain dans le secteur pétrolier est actuellement menée à l'exploitation des réserves non conventionnelle afin d'augmenter ses réserves prouvées pour répondre à la demande de la consommation énergétique mondiale qui ne cesse à croître. Pour cela, Sonatrach a lancé des grands projets d'exploration des tight & shale gaz et au nord de l'Algérie onshore et offshore ce qui implique l'activité de forage à réaliser des puits de plus en plus profonds et complexes. Dans cette conjoncture le risque des venues et des éruptions est présent, qui est évalué au potentiel du désastre.

Dans le cadre de notre formation Master en forage pétrolier au sein de l'université de Kasdi Merbah Ouargla, nous avons réalisé cette étude sur l'effet de la solubilité des gaz dans le concept de modélisation et la simulation des venues. La prévention des venues est primordiale dans le forage pétrolier car la majorité des venues ont aboutie à un échec de control, qui a donné des éruptions causant des dommages inestimables. Cependant des études poussées ont été réalisées sur la modélisation et la simulation du comportement des venues.

Ces modèles font un outil précieux pour le désigne du puits, l'évaluation des procédures de contrôle et également pour la formation du personnel, car on peut s'entraîner sur un simulateur mais pas sur un vrais puits.

Dans cette étude, nous avons fait un simple definitions des concepts initiaux du gaz naturel, de l'importance des fluides de forage et de la façon de fermer les puits. Cette étude met en évidence l'importance de la modélisation et de la simulation du contrôle de puits. Certains des modèles de contrôle de puits existants sont présentés Cette simulation a été réalisée par un logiciel commercial, Drillbench ©, pour étudier l'effet de différents paramètres sur la solubilité du gaz dans les fluides de forage et la pression des puits.

Dans les résultats de simulation, nous avons résumé l'influence de différents facteurs sur la solubilité des gaz et la pression de puits. Nous avons constaté que si tous les paramètres qu'ils contribuent à la complétion de puits sont bien optimisés, plusieurs incidents seront évités pendant les opérations.

Mots Clés : Well control, éruption, modélisation et simulation, single phase, two phase.

ملخص

تعتبر سوناطراك من أكبر شركات البترول في الجزائر وأفريقيا، تتوجه إلى استكشاف الموارد غير التقليدية، من أجل زيادة احتياطات النفط والغاز. بدأت سوناطراك مشروعاً جديداً للغاز الصخري والبترول والتنقيب في المياه العميقة، وكذلك التنقيب في الساحل الجزائري. في هذه المنطقة التي يكثر فيها خطر الرفاسات والانفجارات، التي يمكن أن تؤدي إلى نتائج كارثية.

كجزء من مشروع التخرج من كلية المحروقات تخصص تنقيب بجامعة قاصدي مرباح ورقلة، أجرينا هذه الدراسة لنمذجة ومحاكاة مراقبة الآبار. ان الوقاية من خطر الرفاسات و الانفجارات ضروري في صناعات النفط والغاز، وذلك لأن الرفاسات والانفجارات تمثل واحدة من أكبر التحديات في هذا الميدان لأنها يمكن أن تؤدي إلى الفشل في سلامة البئر مما يؤدي لحسائر بشرية، وأضرار بيئية وفقدان للمعدات. ولذلك تم إجراء دراسات على نمذجة ومحاكاة سلوك الرفاسات. تعتبر هذه النماذج أداة قيمة لتصميم الآبار، وتقييم إجراءات المراقبة بشكل جيد وأيضاً لتدريب الموظفين نظراً لإمكانية التدريب عن طريق المحاكاة وليس على بئر حقيقي.

في هذه الدراسة، أجرينا مراجعة بسيطة على المفاهيم الأولية للغاز الطبيعي، وأهمية سوائل الحفر، وكيفية إغلاق الآبار عند حدوث الرفاسات، وتم أيضاً التطرق على أهمية نمذجة ومحاكاة مراقبة الآبار بشكل جيد. يتم عرض بعض نماذج التحكم الجيدة الموجودة في الأبحاث العلمية.

تم تحقيق هذه المحاكاة بواسطة برنامج تجاري لدراسة تأثير المتغيرات المختلفة على قابلية انحلال الغاز في سوائل الحفر وضغط البئر. في نتائج المحاكاة، لقد استخلصنا التأثير الذي تقوم به عدة عوامل على قابلية انحلال الغاز في سوائل الحفر وضغط حفرة البئر. حيث لاحظنا أنوإدا تم تحسين المتغيرات التي تساهم في نجاح إكمال البئر، سنتمكن من تجنب المخاطر أثناء العمليات.

الكلمات المفتاحية: مراقبة الآبار، الرفاسات و الانفجارات، النمذجة والمحاكاة، أحادي الطور، ثنائي الطور