

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



Département Génie Minier

Mémoire de projet de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en Génie Minier

**Impact de l'invasion du fluide de forage bi-phasique
sur l'endommagement dans la formation réservoir
du champ de Hassi-Messaoud**

Aboubaker ABDELAZIZ

Ahmed BENADER

Proposé par SONATRACH

Sous la direction de Mr. R. AKKAL MCA

Présenté et soutenu publiquement le (19/06/2016)

Composition du Jury :

Président	Mr. L. CHANNANE	MAA	ENP
Promoteur	Mr. R. AKKAL	MCA	ENP
Examineur	Mme. A. MERCHICHI	MAA	ENP

ENP (2016)

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



Département Génie Minier

Mémoire de projet de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en Génie Minier

**Impact de l'invasion du fluide de forage bi-phasique
sur l'endommagement dans la formation réservoir
du champ de Hassi-Messaoud**

Aboubaker ABDELAZIZ

Ahmed BENADER

Proposé par SONATRACH

Sous la direction de Mr. R. AKKAL MCA

Présenté et soutenu publiquement le (19/06/2016)

Composition du Jury :

Président	Mr. L. CHANNANE	MAA	ENP
Promoteur	Mr. R. AKKAL	MCA	ENP
Examineur	Mme. A. MERCHICHI	MAA	ENP

ENP (2016)

Dédicaces

*Je dédie ce modeste travail à La plus chère personne de ma vie «Ma Mère »
pour son amour, soutien, encouragement, et sacrifices sans laquelle je n'aurai
pas pu arriver à ce stade.*

A mon Père, mes frères et sœurs et toutes les familles :

« ABDELAZIZ » et « LOUNIS »

A ma très chère tante Aicha, son mari "Kamel" et Leurs Enfants

Doua, Yassin et Sifou .

*A mes amis intimes **Souhil** et **Aymen** pour leurs soutiens et toute l'amitié
depuis nos classes primaires et parce que nos plus belles conneries deviennent
nos plus beaux souvenirs....*

*Au cercle fermé de mes amis de l'ENP : Midou, Raouf, Khirou, Mls, Roki,
Anouar , P'ti et Hadj pour les bons moments qu'on a passé ensemble.*

A tous ceux qui m'ont aidé à devenir ce que je suis.

« Tout le monde entend ce que tu dis. Tes amis écoutent ce que tu dis.

Tes meilleurs amis découvrent ce que tu ne dis pas. »

Boka

Dédicaces

Je dédie ce travail à mes très chers parents qui font le maximum pour leur soutien et encouragement durant toute ma vie.

Aucune dédicace ne serait exprimée à leur juste valeur, mon profond respect et ma gratitude pour tous les efforts que vous avez fourni pour moi.

A mes sœurs pour leurs sacrifices, et qui ont toujours été présentes pour moi.

A mes amis Belkacem, Zaka et Didem avec lesquels j'ai passé les plus beaux souvenirs de ma vie.

A mon team Beka, Roki, Abdou, Mls, Raouf, Amir, Khirou, P'ti et Ancuar.

A tous ceux qui ont contribué à la réalisation de ce travail.

A toute personne à qui je tiens.

Ahmed (Midou)

Remerciement

Nous voudrions avant d'entamer la présentation de ce mémoire remercier DIEU le tout puissant de nous avoir donné la volonté et le courage d'établir ce travail.

Nous dressons nos plus vifs remerciements à notre promoteur

***Dr. Rezki AKKAL** pour avoir dirigé ce travail, nous le remercions également, pour son aide effective et dont les conseils nous ont été très précieux.*

Je remercie très particulièrement Mr. Mohamed Khodja, Directeur de recherche pour son aide précieuse lors de l'étude expérimentale de notre travail, ainsi que toute l'équipe du Centre de Recherche et Développement Boumerdes (C.R.D).

*Nous remercions Mr. **L.Channane**, qui nous a fait l'honneur de présider le jury de ce mémoire.*

*Nous tenons également à remercier Mme. **A.Merchichi** qui nous a honorée en acceptant d'examiner notre travail.*

Nous remercions tous les enseignants de département Génie Minier, ainsi que tous ceux de l'Ecole Nationale Polytechnique.

Finalement, nos vifs remerciements vont à nos familles, nos amis, pour leurs soutiens et tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à nos formations, depuis le cycle primaire.

ملخص :

الهدف من عملنا هذا هو دراسة الضرر الذي يلحق ببنيية خزان البترول أثناء جريان سائل الحفر , و هذا بناءً على نتائج التجارب التي أجريت في مختبر سوناطراك بمركز البحث و التطوير (م.ب.ت) بيومرداس. المنهجية المتبعة لتحقيق هذه الأهداف تركز على دراسة تأثير بعض العوامل مثل الضغط التفاضلي , نوع سائل الحفر و طبيعة مختلف المكونات المستخدمة في صياغته على الأضرار الملحقة بالبنيية. أظهرت النتائج بأن الضرر يرتبط بالخصائص البتروفيزيائية الخاصة بسائل الحفر و تركيباته

تم استخدام نموذج رياضي للتنبؤ بشعاع الضرر و اجتياح مرشح سائل الحفر لخزان البترول

الكلمات المفتاحية : حفر أبار البترول , سائل الحفر , تضرر البنيية , نفاذية التشكيل , فلترة Cake.

Abstract :

The aim of our work is to study the formation reservoir damage during the drilling fluids circulation based on the tests performed at Search and Development Center (S.D.C) of SONATRACH in Boumerdes. The approach adopted, to achieve these objectives, is based on the study of the impact of some parameters on damage formation such as differential pressure, drilling fluid type and the nature of the ingredients used for its formulation.

The results show that the formation damage depends on the petrophysical properties of the formation, the differential pressure applied and the drilling fluid composition.

A Mathematical model is used in order to predict the damage radius and the invasion of drilling fluid filtrate into the reservoir formation.

Key words: Oil well Drilling, Drilling fluids, Formation damage, Formation permeability, Filter Cake.

Résumé :

Le but de notre travail est d'étudier l'endommagement de la roche réservoir lors de la circulation du fluide de forage en se basant sur des essais réalisés au laboratoire CRD de Sonatrach à Boumerdès. La démarche retenue pour atteindre ces objectifs repose sur l'étude de l'impact de quelques paramètres tels que la pression de déplacement, le type du fluide de forage et la nature des ingrédients utilisés pour la formulation d'un fluide de forage sur l'endommagement.

Les résultats montrent que l'endommagement est fonction des propriétés pétrophysiques de la formation, de la pression différentielle appliquée et de la composition du fluide de forage. Un modèle mathématique a été utilisé afin de prédire le rayon d'endommagement et l'invasion du filtrat de fluide de forage dans la formation réservoir.

Mot clé: Forage des puits de pétrole, Fluide de forage, Endommagement de la formation, Perméabilité de formation, filtre Cake.

Table des matières

Dédicaces	
Remerciement	
Résumés	
Liste des tableaux	
Table des figures	
Nomenclature	
Introduction Générale	13
I Partie Théorique	15
1 Présentation du champ pétrolier de Hassi Messaoud	16
1 Historique du champ	16
2 Situation géographique	17
3 Situation géologique	19
4 Description du réservoir	19
4.1 Géologie du réservoir de Hassi-Messaoud	20
2 Généralités sur le forage	23
1 Introduction	23
2 Historique du forage	24
3 Définition du forage	25
3.1 Définition d'un forage pétrolier :	25
4 Principe de forage rotary	25
4.1 Installation de forage	26
4.1.1 Système hydraulique	26
4.1.2 Système d'alimentation	27
4.1.3 Système de rotation	27
4.1.4 Système de suspension	28
4.2 Garniture de forage	28
4.2.1 Trains de tiges (Drill pipes)	29
4.2.2 Masses tiges (Drill Collars)	29
3 Généralités sur le fluide de forage	30

1	Introduction	30
2	Définition des fluides de forage	30
3	Rôle du fluide de forage	31
3.1	Nettoyage du puits	31
3.2	Maintien des déblais en suspension	32
3.3	Sédimentation des déblais fins en surface	32
3.4	Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde	32
3.5	Dépôt d'un cake imperméable	32
3.6	Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile	32
3.7	Augmentation de la vitesse d'avancement	32
3.8	Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits	33
3.9	Entraînement d'outils (turbine,etc...)	33
3.10	Diminution du poids apparent du matériel de sondage	33
3.11	Apport de renseignements sur le sondage	33
3.12	Contamination des formations productrices	34
3.13	Corrosion et usure du matériel	34
3.14	Toxicité et sécurité	34
4	Circulation	34
5	Compositions des différents types	35
6	Propriétés des fluides de forage	38
6.1	Densité	38
6.2	Écoulement	40
6.3	La filtration	41
6.4	Paramètres rhéologiques	44
6.4.1	La viscosité plastique (VP)	45
6.4.2	La contrainte seuil ou "Yield Value"(YP)(Point de rendement)	45
4	Endommagement de la formation	46
1	Introduction	46
2	Endommagement de la formation réservoir par les boues de forage	46
3	L'endommagement de la formation pendant le forage	47
4	Les mécanismes de l'endommagement	47
4.1	Mécanismes d'endommagement mécanique	48
4.1.1	Migration des fines	48
4.1.2	Entraînement des solides externes	48
4.1.3	Problèmes de piégeage et de blockage	49
4.1.4	Glazing/Mashing	49
4.1.5	Contraintes géo-mécaniques	49

4.2	Mécanismes d'endommagement chimiques	49
5	Evaluation de l'endommagement	51
5.1	Variation relative de la perméabilité ou le taux d'endommagement	51
5.2	Variation relative de la viscosité	52
5.3	Variation relative de la mobilité du fluide	52
6	Modélisation de l'endommagement	53
II Partie Expérimentale		55
5	Étude de l'endommagement de la formation	56
1	Etude de l'endommagement	56
2	Caractérisation pétro-physique des échantillons	57
3	Saturation de l'échantillon par une eau de gisement	58
4	Préparation du fluide de forage	58
5	Essais de colmatage	61
5.1	Procédure des essais	61
5.2	Les échantillons sélectionnés (plugs)	65
5.3	Résultats expérimentaux	65
5.3.1	Effet de la pression différentielle sur le ratio d'endommagement	68
5.3.2	Effet du débit de fluide de forage sur le ratio d'endommagement	70
5.3.3	Effets des différents additifs sur le taux d'endommagement	72
5.3.4	Effets du type d'argile sur le taux d'endommagement .	74
6	Conclusion	76
6	Simulation Numérique	77
1	Modélisation numérique	78
2	Modélisation numérique des échantillons choisis	81
2.1	Effet de la pression différentielle sur l'épaisseur du cake	82
2.2	Effet de la pression différentielle sur le front d'invasion	83
2.3	Effet des tensio-actifs sur la concentration du filtrat	84
3	Changement de la saturation en eau en fonction de la concentration du filtrat de fluide	85
3.1	Evolution de la saturation en fonction de la distance	86
4	Conclusion	87
	Conclusion générale	88
	Références Bibliographiques	90
	Annexe	92

Table des figures

1.1	Puit MD1 foré par La SN.REPAL en 1956	17
1.2	Puit OM1 foré par La Compagnie Française des Pétroles Algérie en 1957 (La Société Française de Pétrole)	17
1.3	Situation géographique du champ de Hassi Messaoud(Askri et al.2003) 18	
1.4	Situation du champ de Hassi Messaoud par rapport aux bassins sédimentaires Algeriens(SONATRACH, Division Exploration)	19
1.5	La série sédimentaire du champ de Hassi Messaoud (SONATRACH 1992)	21
1.6	La stratigraphie du champ de Hassi Messaoud(Mc Gowen et al 1996). 22	
2.1	Différentes phases pour l'extraction des hydrocarbures	24
2.2	les différents constituants d'un processus de forage(Nguyen, 1993) . .	26
2.3	Pompe à cavité progressive	27
2.4	Top drive	28
3.1	Schéma de circulation de la boue sur le site de forage (Schlumberger, 1997)	35
3.2	Schéma des régimes d'écoulement laminaire et turbulent	40
3.3	Les différentes zones de pénétration du fluide de forage en circulation .	42
5.1	Principe Extracteur Soxhlet(Sides et Coll.2000)	57
5.2	FANN35	59
5.3	Densimètre pour huile/pétrole	59
5.4	Equipement d'Essais de colmatage	62
5.5	Cellule Hassler a) Coupe Schématique ; b) Equipement complet	63
5.6	Circuit d'injection dans un Manifold	64
5.7	Courbes de perméabilités initiales et finales de Ech.2	66
5.8	La variation de la pression différentielle en fonction du temps de l'Ech2	67
5.9	la variation du débit d'injection du fluide de forage 2	68
5.10	Courbes de perméabilités initiales et finales vis à vis la pression différentielle pour le fluide de forage 2	69

5.11	Courbes de perméabilités initiales et finales vis à vis la pression différentielle pour le fluide de forage G	69
5.12	Variations du débit du fluide .2 avec Ech.1 et Ech.2	71
5.13	Variations du débit du fluide G avec Ech.6 et Ech.7	71
5.14	Tensio-actifs sur DR Ech.2 et Ech.3	73
5.15	Tensio-actifs sur DR Ech.4 et Ech.5 et Ech.7	73
5.16	Argile Ech.7 et Ech.8	75
6.1	Epaisseur du Cake	79
6.2	Vitesse de filtration	79
6.3	Concentration en fonction de la longueur de l'échantillon dans l'espace de temps	80
6.4	Détermination du rayon d'endommagement à partir de la courbe de la concentration	81
6.5	Variation des concentrations du fluide de forage en fonction de la longueur des échantillons	82
6.6	Variation de l'épaisseur de cake en fonction du temps	83
6.7	Effet de la pression différentielle ΔP sur le front d'invasion R_D	84
6.8	Impact des tensio-actifs sur le front d'invasion R_D	85
6.9	Variation de la saturation en eau en fonction de la distance	87
7.1	Représentation schématique détaillée des différentes zones et ainsi que le profils d'invasion du filtrat du fluide de forage dans la formation autour du puits à différents temps [22].	93
7.2	Processus de formation de cake dans le forage pétrolier a) Circulation du fluide de forage et formation du cake [23] b) Mécanismes de formation de cake [22, 24, 25]	94

Liste des tableaux

3.1	Classification des fluides de forage suivant la phase continue [9]	37
3.2	Principaux additifs utilisés dans les fluides de forage	38
3.3	Densités des composants communs de la boue	39
5.1	Protocole de préparation des fluides de forage	60
5.2	Proportions des additifs	60
5.3	Paramètres rhéologiques avant vieillissement	61
5.4	Paramètres rhéologiques après vieillissement	61
5.5	Caractéristiques pétro-physiques des échantillons de Hassi Messaoud	65
5.6	Les Résultats des essais de colmatages	66
5.1	Variation du taux d'endommagement en fonction de la Pression différentielle	70
5.1	Variation du taux d'endommagement en fonction du débit d'injection du fluide	72
5.1	Résultats des taux d'endommagement par rapport aux taux des tensioactifs	73
5.1	Résultats des taux d'endommagement par rapport aux additifs viscosifiants	75
6.1	Données des paramètres utilisées lors de la simulation	78
6.2	Rayon d'endommagement des Echantions Ech4,5,6,7 et 8	82

Nomenclature

Symboles généraux

K_i	Perméabilité initiale [m ²]
K_f	Perméabilité finale [m ²]
k_c	Perméabilité du cake [m ²]
k_e	Taux d'érosion [-]
k_d	Taux de déposition du cake [-]
h	Epaisseur de la couche [m]
ΔP	Pression différentielle [Pa]
K_{air}	Perméabilité à l'air [m ²]
r_w	Rayon du puits [m]
r_e	Rayon d'invasion [m]
h	Epaisseur de la couche [m]
c_p	Volume du fluide [m ³]
τ_{cr}	Contrainte de cisaillement [Kg/ms ²]
τ_c	Facteur de tortuosité du cake [-]
τ_f	Facteur de tortuosité de la boue [-]
ρ	Densité de filtrat [kg/m ³]
ρ_p	Densité des particules [kg/m ³]
k'	Coefficient de consistance [-]
n'	Indice d'écoulement [-]
μ	Viscosité [Pa.s]
stv	Vitesse tangentielle [m/s]
f	Coefficient de diffusion [-]
g	Exposant de diffusion [-]
c_f	Concentration initiale [kg/m ³]
ϕ	Porosité de la formation [-]
ϕ_c	Porosité du cake [-]
ϕ_f	Porosité de la boue [-]

Introduction Générale

Dans un contexte de crise économique nationale liée à la chute du prix du baril ; la maîtrise des conditions de la production des hydrocarbures devient cruciale, vue que l'économie algérienne dépend étroitement de la production des hydrocarbures. Une des principales contraintes qui paralysent cette production est l'endommagement de la formation réservoir.

Au niveau du champ de Hassi-Messaoud, les dégâts de cet endommagement peuvent aller jusqu'au colmatage des puits.

L'objectif de cet étude est de formuler des fluides de forage à base d'huile au laboratoire CRD, afin d'estimer l'endommagement dû à la circulation des fluides de forage formulés à travers des échantillons en provenance du champ de Hassi-Messaoud. Dans le but de d'empêcher un puits de pétrole de s'éclater pendant le forage, la pression hydrostatique du fluide de forage est maintenue supérieure à la pression de formation.

Dans le but d'empêcher un puits de pétrole de s'éclater pendant le forage, la pression hydrostatique du fluide de forage est maintenue supérieure à la pression de formation. Cela se traduit par un déséquilibre des pressions, qui donne naissance à l'invasion du fluide de forage dans la formation rocheuse poreuse qui reagira également comme un milieu filtrant, et qui, par la suite, conduira à la formation du "Mudcake" due au dépôt des particules solides sur les parois du puits. Lors du forage pétrolier, le mudcake empêche l'écoulement du fluide vers la formation rocheuse, ce qui réduit la perte de circulation dans le puits.

Parmi les rôles principaux des fluides de forage est de remonter les déblais du fond du puits à la surface. La circulation continue de ce fluide doit donc être suffisante pour empêcher une sédimentation de ces déblais dans le courant ascensionnel. Mais cette consistance ne doit pas dépasser certaines limites pour qu'elle demeure compatible avec la puissance des installations de pompage et empêchera la séparation des déblais, après chaque cycle, dans les séparateurs de surface.

Evidemment, lors des arrêts de circulation pour manoeuvres, les déblais et particules solides dispersés doivent rester parfaitement en suspension. Ceci implique aussi certaines propriétés rhéologiques qui, toutefois, ne doivent pas empêcher la remise en circulation ni gêner les manoeuvres ou avoir d'influences néfastes au cours de celles-ci (surpressions lors de la descente des tiges ou dépressions lors de la remontée).

Le contrôle des caractéristiques rhéologiques va donc jouer un rôle primordial dans la technique des fluides de forage. Toute variation importante de ces caractéristiques, signe d'une évolution du fluide, sera immédiatement neutralisée. Les propriétés souhaitées seront acquises, en début d'utilisation, due à un choix convenable de la composition, compte tenu des facteurs imposés tels que : l'origine du fluide, la nature des terrains traversés, température et pression atteintes dans le puits. En cours de forage, les traitements consisteront à modifier plus ou moins la composition de départ par addition de produits choisis selon la nature de l'évolution. Dans la pratique, par suite des nombreux rôles joués par le fluide de forage et des impératifs souvent contradictoires qui imposent les différentes propriétés, le choix de la composition permettra d'obtenir un compromis entre les caractéristiques souhaitables.

Dans une deuxième phase, nous simulons la circulation de ces fluides à travers la roche réservoir par un modèle mathématique combinant les équations du cake et du débit avec les équations différentielles partielles, en estimant la distribution de la concentration du filtrat de fluide et la saturation dans l'espace du temps et de la distance. Cela nous permettra par la suite d'avoir une idée sur la réponse de la formation réservoir à l'invasion du fluide de forage, et de comparer l'influence de la composition de ce fluide ainsi que les conditions de travail sur l'endommagement.

Première partie

Partie Théorique

Chapitre 1

Presentation du champ pétrolier de Hassi Messaoud

1 Historique du champ

Le gisement de Hassi Messaoud a été découvert en 1956 et mis en exploitation en 1958. Le 16 janvier 1956, la SN.REPAL a amorcé le premier forage MD1 (Fig :1.1), implanté à la suite d'une campagne sismique.

Le 15 juin de cette même année, ce forage a découvert à 3338 mètres de profondeur de l'huile dans les grès du Cambrien.

En mai 1957 et à 7 km au Nord - nord-ouest de MD1, le forage OM1 (fig :1.2) foré par la C.F.P.A (La **C**ompagnie **F**rançaise des **P**étroles (**A**lgérie)) confirmait l'existence d'une quantité très importante d'huile dans les grès du Cambrien.

Le gisement fut donc couvert par deux concessions distinctes :

- Au Nord la C.F.P.A.
- Au sud la SN.REPAL.(La Société Nationale de Recherche et d'Exploitation de Pétrole en Algérie)

La limite coupe le champ dans le sens Est - Ouest en deux parties sensiblement égales.[1]

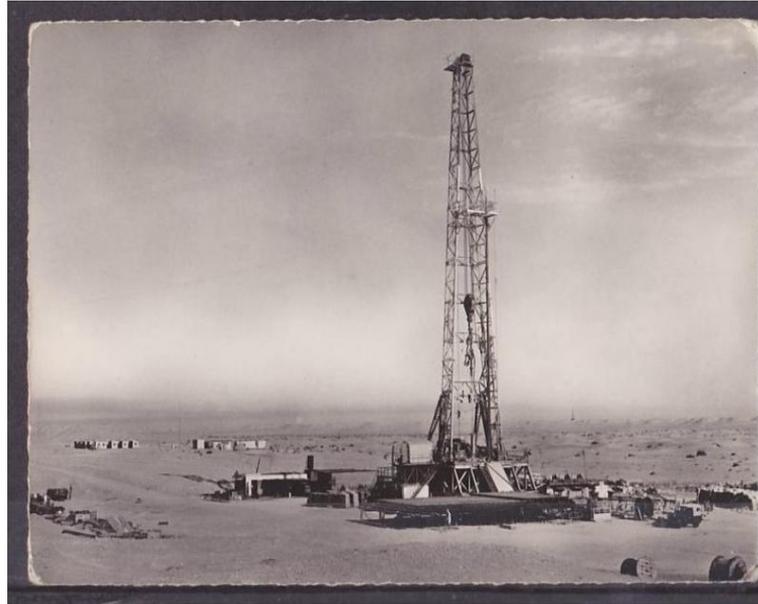


Figure 1.1: Puit MD1 foré par La SN.REPAL en 1956

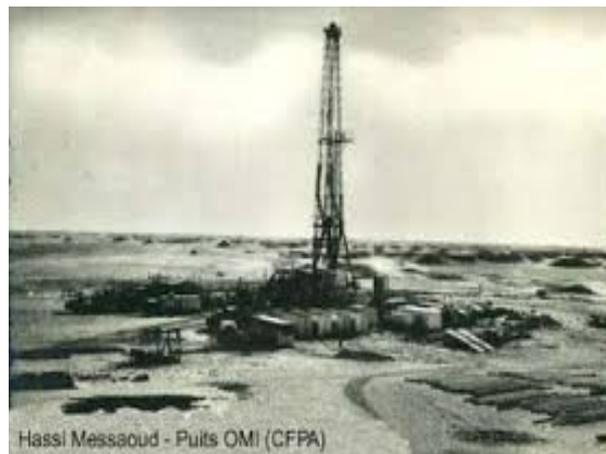


Figure 1.2: Puit OM1 foré par La Compagnie Française des Pétroles Algérie en 1957 (La Société Française de Pétrole)

2 Situation géographique

Le champ de Hassi Messaoud est situé à 650 km Sud-Est d'Alger et à 350 km de la frontière tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 2500 km^2 avec une surface imprégnée d'huile d'environ 1600 km^2 . [2] (Fig : 1.3)

Sa localisation en coordonnées géographiques :

- Au nord par latitude 32 15⁰ - A l'ouest par la longitude 5 40⁰
- Au Sud par latitude 31 30⁰ - A l'Est par la longitude 6 35⁰

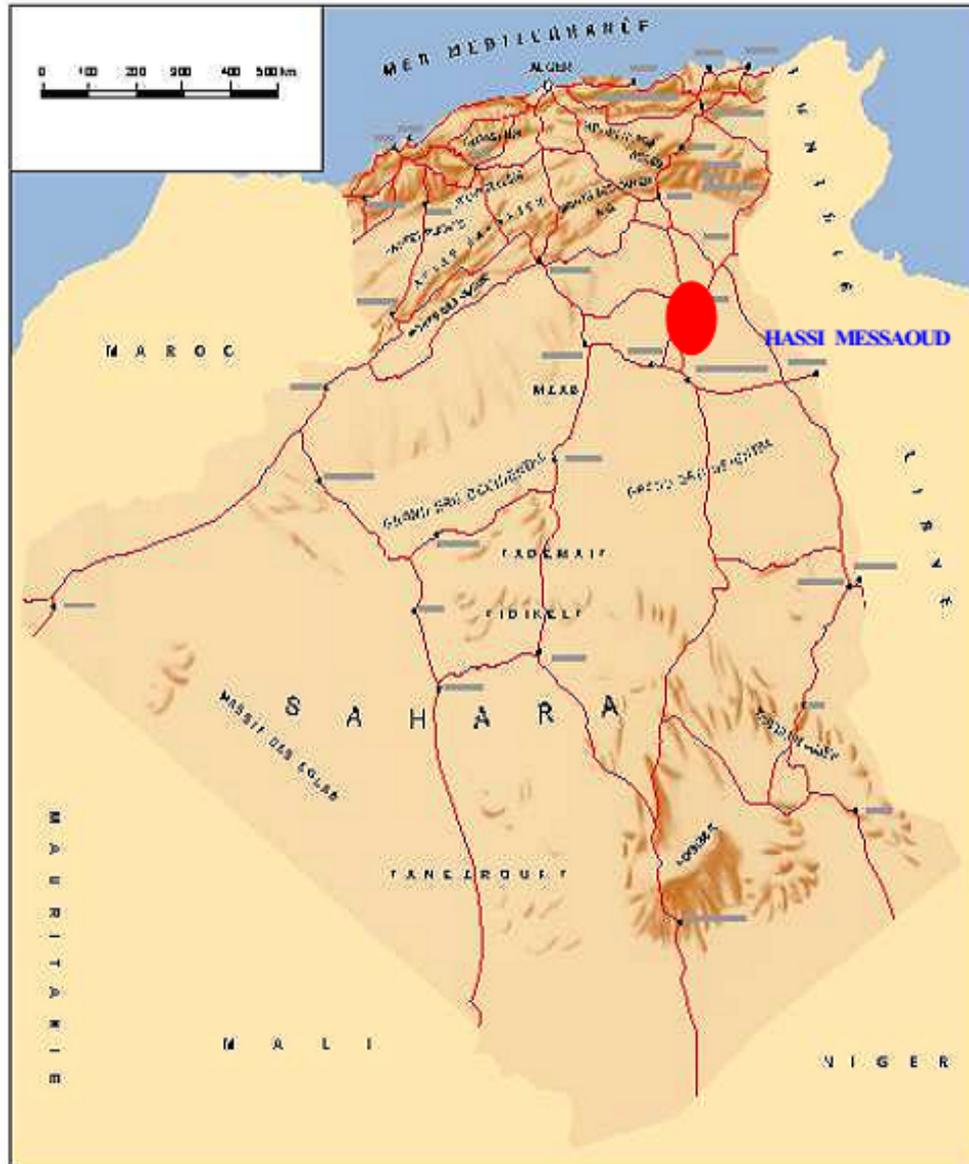


Figure 1.3: Situation géographique du champ de Hassi Messaoud(Askri et al.2003)

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique à l'Est de la dépression d'Oued Mya dans le district IV qui, par sa superficie et ses réserves, est la plus grande province pétrogazeïfère. C'est le plus grand gisement d'Algérie qui s'étende sur 2500 km^2 de superficie. (Fig : 1.4)

Il est limité :

- Au Nord-Ouest par les gisements de Ouargla (Gellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui).
- Au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.
- Au Sud-est par les gisements ; Rhourde El Baguel et Mesdar.

3 Situation géologique

plus grande échelle, il est limité géologiquement :

- A l'Ouest par la dépression d'Oued Mya.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- Au Nord par la structure Djammâa-Touggourt.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Berkine.

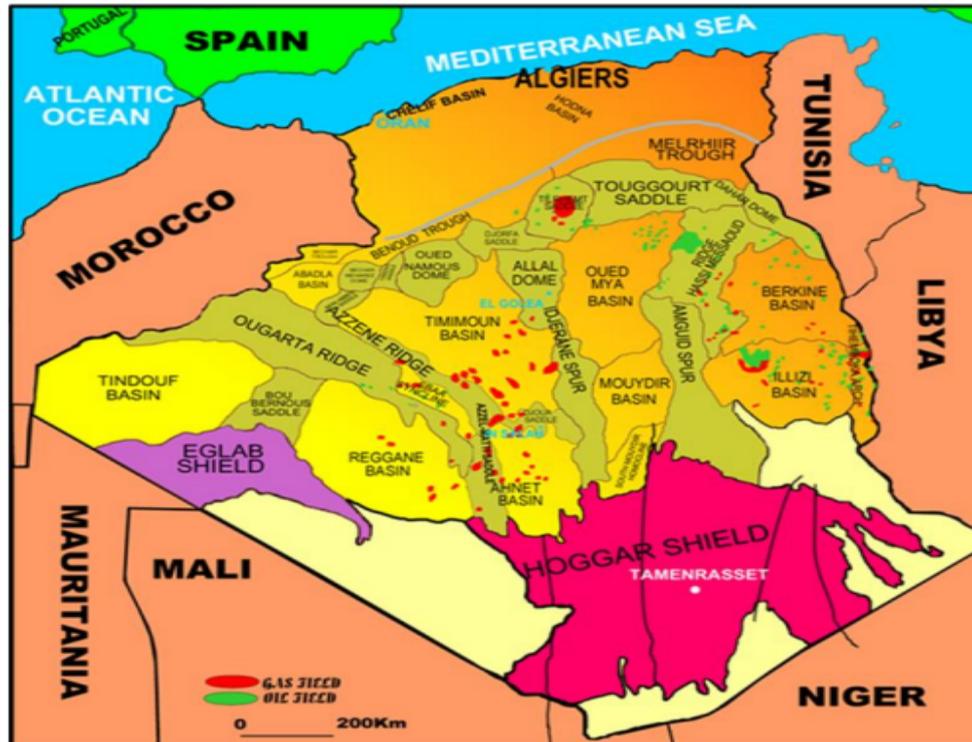


Figure 1.4: Situation du champ de Hassi Messaoud par rapport aux bassins sédimentaires Algériens (SONATRACH, Division Exploration)

4 Description du réservoir

Le gisement de Hassi Messaoud se caractérise par son réservoir cambro-ordovicien. Sa profondeur varie entre 3100 et 3380 m. Son épaisseur va jusqu'à 200 m. La légèreté de son huile avec un degré API de 45.4 (équivalent de 0.802 en densité). Sa pression initiale s'élevait jusqu'à $47.10^7 Pa$ pour un point de bulle compris entre $137.10^5 Pa$ et $196.10^5 Pa$. Le champ HMD (Hassi Messaoud) fait partie de la province orientale de la plate forme saharienne. Cette province contient les principales accumulations des hydrocarbures du Sahara.

A Hassi Messaoud les hydrocarbures se trouvent dans le cambro-ordovicien qui se subdivise de bas en haut en :

1. Grès de Hassi Messaoud.
2. Grès d'EL- GASSI partie inférieure de l'argile gréseuse de l'oued Mya. La discordance Hercynienne à éroder une bonne partie des termes du paléozoïque donc, c'est le Trias qui constitue la couverture du réservoir.

4.1 Géologie du réservoir de Hassi-Messaoud

La formation productive de Hassi Messaoud est composé d'une série de couches gréseuse du Cambrien d'une épaisseur moyenne de 300 m et de quatre zones nomées R3,R2,Ra et Ri de bas en haut (figures : 1.5 et 1.6) [3, 4]

A/ Niveau R3 :

Il se caractérise par :

- Une épaisseur maximale non érodé de 270m.
- Du sable et du gravier et autres minéraux tels que les Feldspaths, les micas et les sidérites.
- De 30% d'argile (illite et kaolinite) en moyenne.
- Il est très peu perméable.
- Sa saturation en eau est prendre en considération toujours, dans 70 à 80% des zones du champ HMD.

B/ Niveau R2 :

Il se subdivise en deux sous niveaux : Le **R2C**, et le **R2AB**, le niveau **R2** se caractérise par :

- une épaisseur moyenne non érodée de 80 m.
- Des grains d'une sphéricité améliorée.
- De 17 % d'argile en moyenne.
- Une perméabilité améliorée dans le **R2AB**.
- Sa saturation en eau est a prendre en considération toujours.

C/ Niveau Ra :

Il se caractérise par :

- Une épaisseur moyenne de 120 m.
- Une unité de sédimentation décimétrique à stratification oblique, organisée en structure sédimentaire d'épaisseur métrique en forme de gouttière.
- Les grains sont plutôt sphériques, mal classés.
- De 5 a 15% d'argile (illite et surtout kaolinite).
- Les couches sont constitués d'une succession de dépôts de sables grossiers et bien classés à faible teneur en argile et de dépôts de sable plus ou moins fin et classé avec des intercalations d'argiles (silts) discontinues.

- La compaction des sédiments, la dissolution puis les dépôts de la silice ont réduit la perméabilité et la porosité à leur valeur actuelle.

Le **Ra** est subdivisé à son tour en 3 zones de sédimentologie.

D/ Niveau Ri (D5) :

Il se caractérise par :

- Une épaisseur moyenne non érodée de 45 m (lorsqu'elle n'est pas érodée) Il se dépose sur le Ra et parfois directement sur le D3 lorsque le D4 ne s'est pas déposé, tel qu'à l'Est et au Sud Est du champ.

Sa composition est :

- De 30% d'argile environ.
- Un faible taille des grains.
- Une bonne continuité des couches.
- Une faible perméabilité.
- Compaction des grès.

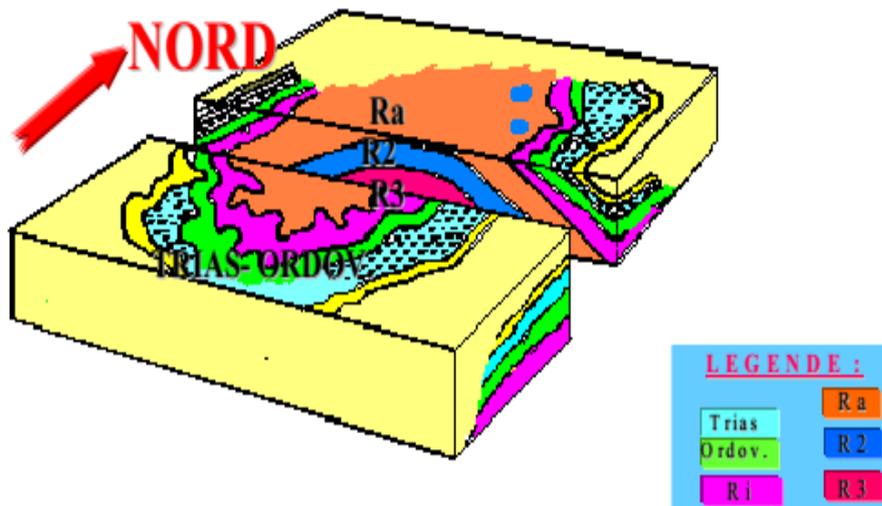


Figure 1.5: La série sédimentaire du champ de Hassi Messaoud (SONATRACH 1992)

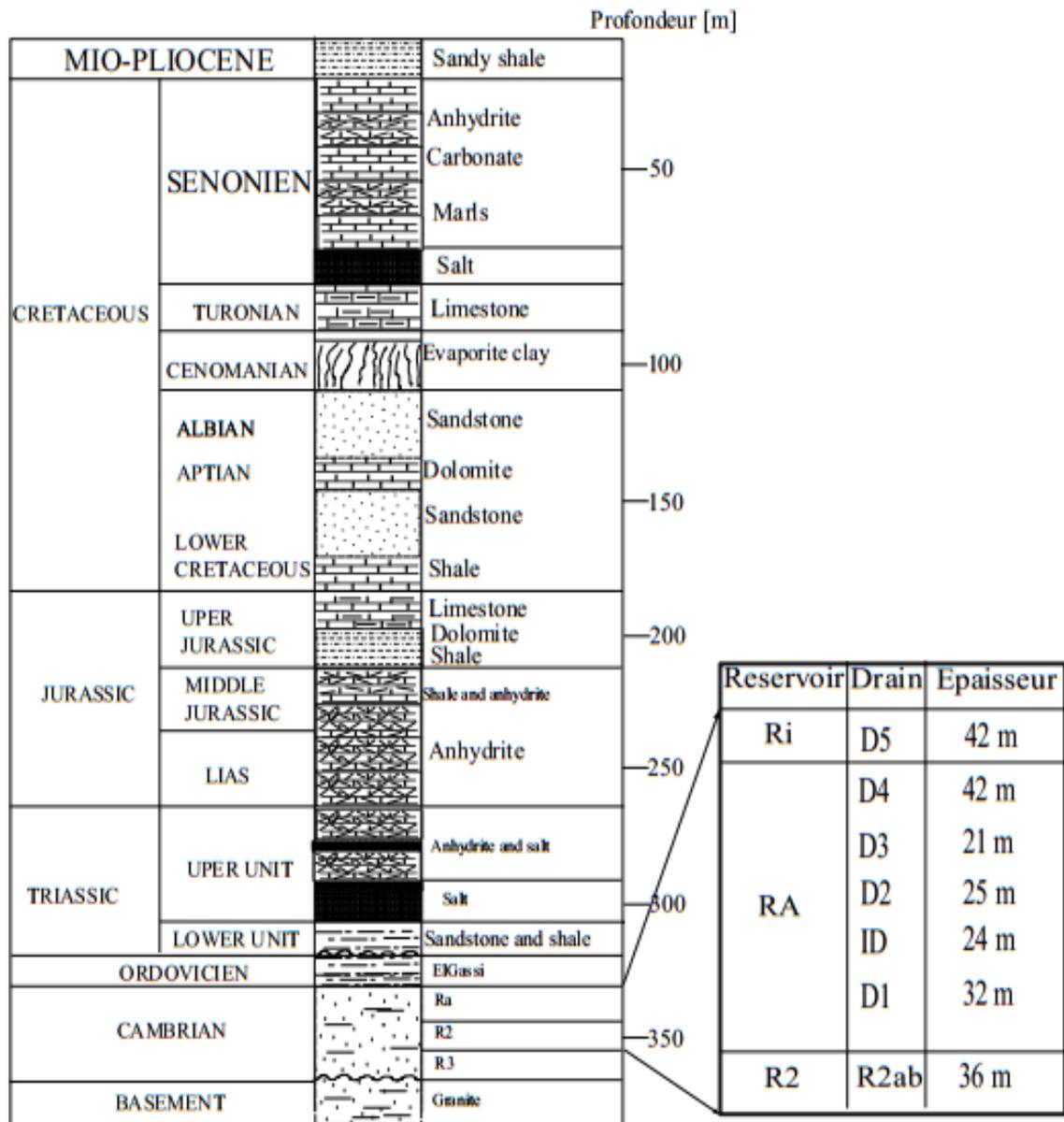


Figure 1.6: La stratigraphie du champ de Hassi Messaoud (Mc Gowen et al 1996).

Chapitre 2

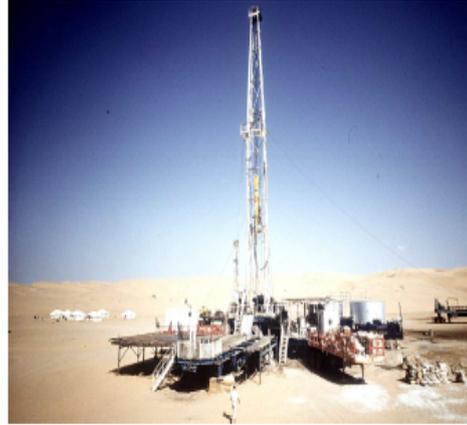
Généralités sur le forage

1 Introduction

L'exploration pétrolière ou gazière, que celle-ci soit en mer (offshore) ou sur terre (onshore), elle nécessite un processus de forage afin d'atteindre les réservoirs d'hydrocarbures et extraire la matière.

L'acheminement des hydrocarbures impose de connecter leurs réservoirs à la surface à l'aide des canaux reliés à des systèmes de pompage. La production des hydrocarbures passe par le fonctionnement d'un processus de forage dont le plus répandu dans l'industrie pétrolière est le forage rotary (rotatif).

La progression du forage requiert la circulation continue et en boucle fermée d'un fluide dont l'un des objectifs consiste à évacuer les déblais générés vers la surface. La nécessité de rechercher des gisements d'hydrocarbures dans des milieux de plus en plus profonds conduit à forer des puits qui s'étalent sur plusieurs kilomètres. Cela rend graduel le forage durant lequel plusieurs phases, séparées par la remontée à la surface de la garniture, sont nécessaires. Ces étapes ont pour but de favoriser la maintenance du processus et d'effectuer le tubage et la cimentation de la partie forée. Lorsque les poches contenant les hydrocarbures sont atteintes, les oléoducs ou les gazoducs sont installés afin d'acheminer le pétrole ou le gaz vers la surface.[5]

*Installation offshore**Installation onshore**Transport par pipeline**Système de pompage***Figure 2.1:** Différentes phases pour l'extraction des hydrocarbures

2 Historique du forage

En Aout 1859, le premier puits de pétrole a été foré par le colonel DARKE près de Titusville en Pennsylvanie (U.S.A), à une profondeur de vingt-trois mètres (23 m), où il a employé le système de forage par battage au câble qui utilise, afin d'attaquer le terrain, l'impact d'un lourd outil de percussion par masse pour désagréger la roche(trépan), suspendu au bout d'un câble qui lui transmet, depuis la surface, un mouvement alternatif créé par un balancier, Lorsque les foreurs avaient affaire à d'autres régions ou ils découvrirent des terrains plus difficiles, le procédé de forage rotary a été utilisé, les premiers essais de cette technique semblent avoir été faits sur le champ de Corsicana (Texas), en 1901, J.F.LUCAS foras au moyen d'un appareil de rotation le premier puits dans le champ de spendletop près de Beaumont (Texas).[6]

3 Définition du forage

On appelle forage l'ensemble des opérations permettant le creusement de trous généralement verticaux. L'utilisation principale des forages est la reconnaissance et l'exploitation des gisements de pétrole ou de gaz naturel. Les autres utilisations, qui sont nombreuses,[7] comprennent notamment :

- les forages géologiques ou géophysiques pour la reconnaissance des gisements de minerais.
- les forages destinés à la recherche des nappes d'eau profondes, au drainage du gaz ou de l'eau dans les exploitations minières.
- les forages permettant l'injection de gaz dans des formations poreuses et perméables, pour réaliser des stockages souterrains.
- Les forages réalisés dans des dômes de sel, agrandis ensuite par injection d'eau douce et permettant le stockage de gaz liquéfiés comme le propane.

3.1 Définition d'un forage pétrolier :

On appelle "forage pétrolier", l'ensemble des opérations permettant d'atteindre les roches poreuses et perméables du sous-sol, susceptibles de contenir des hydrocarbures liquides ou gazeux. L'implantation d'un forage pétrolier est décidée à la suite des études géologiques et géophysiques. Ceci nous permet de nous faire une idée de la constitution de sous-sol et des possibilités de gisements, sans pour autant préciser la présence d'hydrocarbures. L'opération de forage peut alors confirmer les hypothèses faites et mettre en évidence la nature des fluides contenus dans les roches. [8]

4 Principe de forage rotary

La méthode rotary se découpe en deux grands ensembles : l'installation et la garniture de forage. La figure présente les différents constituants d'un processus de forage. [8]

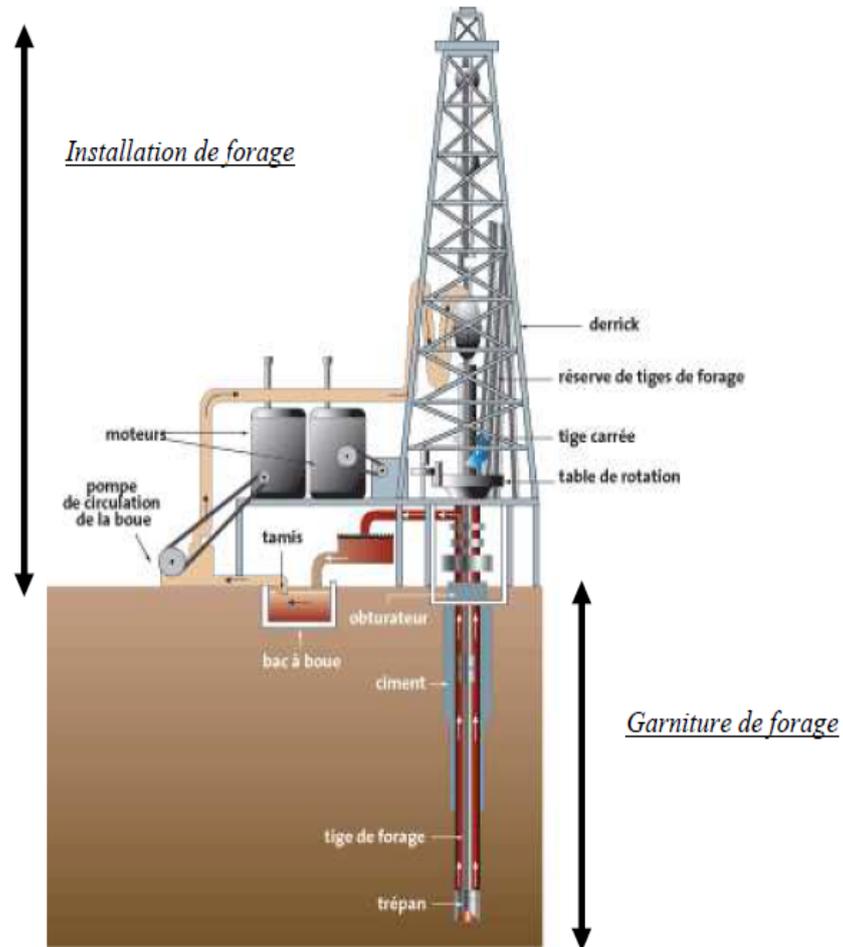


Figure 2.2: les différents constituants d'un processus de forage (Nguyen, 1993)

4.1 Installation de forage

4.1.1 Système hydraulique

La circulation du fluide dans le processus de forage est assurée par une pompe de circulation. La figure présente une pompe connectée à un bac à boue et disposant d'un tamis pour le filtrage des déblais issus du forage avant la réinjection de ce fluide dans le puits. Plusieurs catégories de pompes de circulation existent dont la pompe à cavités progressives.

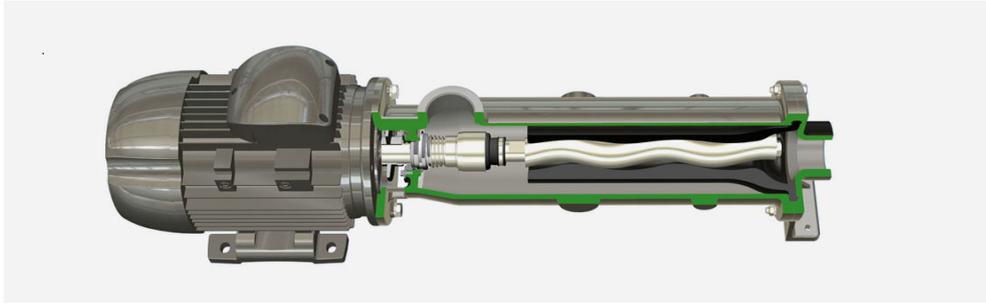


Figure 2.3: Pompe à cavité progressive

La pompe est rotative, volumétrique et constituée d'un engrenage composé de deux éléments : le rotor et le stator. La géométrie de l'ensemble comprend plusieurs séries de cavités séparées. La rotation du rotor dans le stator entraîne le déplacement axial du fluide de cavité en cavité, créant ainsi une action de pompage. [8]

4.1.2 Système d'alimentation

Les moteurs électriques ou hydrauliques sont les sources d'alimentation les plus fréquentes dans l'industrie pétrolière. L'énergie produite est transmise sous forme électrique ou mécanique vers les différents constituants de l'installation : la pompe de circulation, le treuil et la table de rotation. La nécessité de réaliser des puits déviés incite l'utilisation des moteurs embarqués afin d'accéder aux poches latérales contenant des hydrocarbures. [8]

4.1.3 Système de rotation

Le système de rotation regroupe une table de rotation (rotary table) et une tige d'entraînement (kelly) qui, à partir des nouvelles innovations, sont remplacés par une tête d'injection (top drive Fig 2.4). [8]



Figure 2.4: Top drive

4.1.4 Système de suspension

La tâche dédiée au système de suspension réside dans les déplacements du processus de forage (montée, descente) et dans le contrôle du poids appliqué sur l'outil. Il dispose d'un derrick, pouvant présenter une hauteur de plus de 80 mètres, un crochet et un treuil motorisé. Le derrick représente le point culminant de la plateforme. C'est une tour métallique qui soutient une tige au bout de laquelle se situe le trépan. La tige est rallongée au fur et à mesure que le trépan opère. [8]

4.2 Garniture de forage

La garniture désignée aussi par arbre de forage, en raison de la mécanique de liaison qu'elle établit entre la motorisation rotative en surface (table de forage) et le trépan, correspond à la partie opérative dans le puits. Elle effectue plusieurs tâches dont la transmission de l'énergie nécessaire à la désagrégation de la roche, le guide et le contrôle de la trajectoire du puits ainsi que la circulation du fluide. Elle est constituée essentiellement des masses tiges (Drill Collars) et des trains de tiges (Dill pipes). A cela se greffent des accessoires tels que les stabilisateurs des masses tiges, les amortisseurs de choc, les systèmes de mesures etc..... [8]

4.2.1 Trains de tiges (Drill pipes)

Ils sont constitués de tuyaux en acier enchevêtrés les uns aux autres et pouvant s'étaler à des milliers de mètres. Ils transmettent le couple au trépan et servent de support aux masses tiges. [8]

4.2.2 Masses tiges (Drill Collars)

Les masses tiges sont des tubes en acier se situant au-dessus des trains de tiges. Elles contribuent à la création du poids agissant sur le trépan et sont soumises à plusieurs contraintes engendrées par le diamètre du trépan, la production des pertes de charge minimales, la résistance au flambage et la rigidité. [8]

L'avantage de cette technique est de pouvoir injecter en continu un fluide au niveau de l'outil destructif de la formation pour emporter les débris hors du trou grâce au courant ascensionnel de ce fluide vers la surface.

Chapitre 3

Généralités sur le fluide de forage

1 Introduction

La réussite d'un puits de pétrole et de son coût dépend largement des propriétés du fluide de forage. Le coût du fluide de forage lui-même est relativement faible, mais le choix du fluide adéquat et l'entretien de ses propriétés lors d'un forage profond influent sur les coûts totaux du puits. Par exemple, le nombre de jours de forage requis pour forer la totalité de la profondeur dépend du taux de pénétration de l'outil, et sur la prévention des retards due à la perte de la circulation, tube de forage coincé, ...etc. Qui sont tous influencés par les propriétés du fluide de forage. En outre, le fluide de forage influe sur l'évaluation de la formation et de la productivité du puits. Il en résulte que le choix d'un fluide de forage approprié et le contrôle quotidien de ses propriétés sont la préoccupation non seulement de l'ingénieur de la boue, mais aussi du superviseur de forage, l'ingénieur de forage et l'ingénieur de production. Le personnel de forage et de production n'a pas besoin d'une connaissance détaillée des fluides de forage, mais ils doivent comprendre les principes de base régissant leur comportement, et la relation de ces principes au forage et à la performance de production. [9]

2 Définition des fluides de forage

Le fluide de forage, appelé aussi boue de forage, est un système composé des 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 [9, 10].

Le premier traité sur les fluides de forage a été publié en 1936 par Evans et Reid. En 1979,

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. Il est ensuite réutilisé.[11] (figure :4.1)

3 Rôle du fluide de forage

De nombreuses exigences sont placées sur le fluide de forage. Historiquement, le premier but du fluide de forage était le nettoyage du puits, mais maintenant les applications diversifiées pour les fluides de forage rendent la tâche de certaines fonctions difficile. Lors du forage rotary, les boues de forage doivent avoir des propriétés leur permettant d'optimiser les fonctions suivantes [9] :

1. Maintien des déblais en suspension.
2. Sédimentation des déblais fins en surface.
3. Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits.
4. Dépôt d'un cake imperméable.
5. Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile.
6. Entraînement de l'outil.
7. Apport de renseignements sur le sondage.
8. Augmentation de la vitesse d'avancement.
9. Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde.
10. Contamination des formations productrices.
11. Corrosion et usure du matériel.
12. Toxicité et sécurité.
13. Diminution du poids apparent du matériel de sondage.

3.1 Nettoyage du puits

La boue doit débarrasser le puits des particules de formation forées qui se présentent sous forme de débris de roche appelés " cuttings " ou " déblais " .

3.2 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.

3.3 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.

3.4 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.

3.5 Dépôt d'un cake imperméable

La filtration dans les formations perméables d'une partie de la phase liquide de la boue crée une couche de filtration sur les parois du sondage, cette couche est appelé "cake". Le dépôt du cake permet de consolider et de réduire la perméabilité des parois du puits.

3.6 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.

3.7 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 du type et les caractéristiques de la boue conditionnent les vitesses d'avancement instan-

tanées, la durée de vie des outils, le temps de manoeuvre, 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.

3.8 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. Le cavage est causé par des 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, etc. 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.

3.9 Entraînement d'outils (turbine,etc...)

Dans le cas du turboforage, la boue entraîne la turbine en rotation. Cette fonction, l'amenant à passer à travers une série d'événements et à mettre en mouvement des aubages, implique certaines caractéristiques et rend impossible ou très délicat l'utilisation de certains produits (colmatants).

3.10 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.

3.11 Apport de renseignements sur le sondage

La boue permet d'obtenir des renseignements permanents sur l'évolution des formations et fluides rencontrés. 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

3.12 Contamination des formations productrices

La présence d'un fluide au droit de formations poreuses et perméables peut exercer une pression hydrostatique supérieure à la pression de gisement. Cela peut nuire à la future mise en production de cette zone.

3.13 Corrosion et usure du matériel

Le fluide peut accélérer l'usure du matériel de sondage, par une action mécanique, si elle contient des matériaux abrasifs. Elle peut aussi être corrosive par une action électrolytique (présence d'ions) due à un déséquilibre chimique.

3.14 Toxicité et sécurité

La boue de forage ne devra pas présenter de danger pour la santé du personnel. Elle ne devra pas non plus créer de risques d'incendie, tout particulièrement dans le cas d'utilisation des boues à base d'huile.

4 Circulation

La boue de forage est en circulation continue durant toute la durée du forage aussi bien dans l'outil de forage, le sondage qu'en surface. Le fluide est préparé dans les bacs à boues ; il est injecté à l'intérieur des tiges jusqu'à l'outil, ensuite, il remonte par l'espace annulaire chargé de déblais formés au front de taille. A la sortie du puits, il subit divers traitement,(dilution, tamisage, ajout de produit, ...) de telle façon à éliminer les déblais transportés et à réajuster ses caractéristiques physico-chimiques et rhéologiques par rapport aux valeur importantes (avant injection) [11]

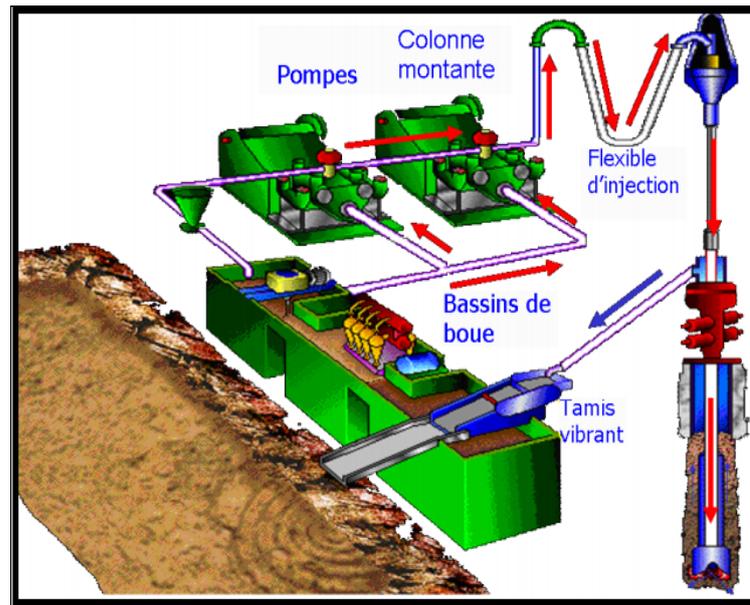


Figure 3.1: Schéma de circulation de la boue sur le site de forage (Schlumberger, 1997)

5 Compositions des différents types

Historiquement, les fluides de forage ont évolué d'un simple mélange d'eau et d'argile appelé " boue " vers des systèmes de plus en plus complexes composés d'eau ou huile avec une multitude d'additifs répondant aux caractéristiques requises et aux problèmes rencontrés. Les fluides de forage sont des fluides complexes classés en fonction de la nature de leurs constituants de base.[12]

Traditionnellement, les fluides de forage ont été classés en trois catégories selon le fluide de base utilisé dans leur préparation : l'air, l'eau ou l'huile.[12, 13]

Les facteurs techniques et économiques nous amènent à choisir dans l'arsenal des produits disponibles, un type de fluide adapté aux problèmes à résoudre. Plusieurs classifications des types de boue peuvent être adoptées. Il est cependant habituel de présenter les boues en fonction de la nature de leur phase continue et de la phase qui y est dispersée. Nous allons donc rencontrer [9] :

- Boue à base d'eau (Water Based Mud) : Les particules solides sont en suspension dans l'eau ou de la saumure. L'eau est appelée la phase continue.
- Boue à base d'huile (Oil Based Mud) : Les particules solides sont en suspension dans l'huile. L'huile est la phase continue.
- Gaz : Les déblais de forage sont éliminés par un courant d'air ou de gaz naturel à haute vitesse. Les agents moussants sont ajoutés pour éliminer les faibles entrées d'eau.

Dans les boues à base d'eau, les matières solides se composent d'argiles et de colloïdes organiques ajoutés pour obtenir les propriétés de viscosité et de filtration nécessaires, des minéraux lourds (généralement barytine, ajoutée afin d'augmenter la densité lorsque cela

est nécessaire) et des particules solides de la formation qui se dispersent dans la boue au cours du forage. L'eau contient des sels dissous, soit dérivé d'une contamination par l'eau de formation ou ajoutée à des fins diverses. Pour plus de détails, voir le tableau 3.1

Les particules solides peuvent être classées en trois groupes suivant leurs tailles :

- a) Les colloïdes : De 0.005 jusqu'à 1 micron, qui confèrent des propriétés de viscosité et de filtration.
- b) Le limon et la barytine : De 1 à 50 microns, qui fournissent la densité que nous venons de discuter, mais qui sont autrement nuisibles.
- c) Le sable fin : De 50 à 420 microns, qui, en dehors de combler de grandes ouvertures dans certaines formations très poreuses, est inacceptable en raison de ses qualités abrasives.

Gaz	Eau	Huile
Gaz sec : Gaz naturel, air, gaz d'échappement, gaz de combustion	Eau douce	Gas-oil
<p>Buée : Gouttelettes d'eau ou de boue transportés dans le courant d'air.</p> <p>Mousse : Des bulles d'air entouré par un film d'eau contenant un agent tensioactif stabilisateur de mousse.</p> <p>Mousse stable : Mousse contenant des matériaux de film de renforcement, tels que les polymères organiques et la bentonite.</p>	<p><u>Solution</u> : Vrai et colloïdale, à savoir, les solides ne se séparent pas de l'eau dans le courant prolongée. Solides en solution avec de l'eau comprennent :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Les sels (Chlorure de sodium, chlorure de calcium) 2. Les agents tensioactifs (Détergents, floculants) 3. Les colloïdes organiques (les polymères acryliques et celluloses) <p><u>Emulsion</u> : Un liquide huileux maintenu en petites gouttelettes dans l'eau par un agent émulsifiant (Gas-oil et un agent tensioactif de film stabilisant)</p> <p><u>Boue</u> : Des particules solides en suspension (Les argiles, la barytine, ...) dans un quelconque des liquides ci-dessus, avec des additifs chimiques nécessaires pour modifier les propriétés physicochimiques.</p>	<p>La boue d'huile : Fluide de forage à base d'huile stable contenant :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Agents émulsifiant de l'eau. 2. Agents de suspension. 3. Agents de contrôle de filtration contenant les déblais de formations.

Tableau 3.1: Classification des fluides de forage suivant la phase continue [9]

1	Contrôleurs d'alcalinité	11	Lubrifiants
2	Bactéricides	12	Décoinçants (ou dégrippants)
3	Anti-calcium	13	Inhibiteurs de gonflement des argiles
4	Inhibiteurs de corrosion	14	Produits facilitant la séparation
5	Anti-mousses	15	Stabilisants haute température
6	Agents moussants	16	Déflocculants
7	Emulsifiants	17	Viscosifiants
8	Réducteurs de filtrat	18	Alourdissants
9	Floculants	19	Saumure
10	Colmatants	20	Huile minérale ou organique

Tableau 3.2: Principaux additifs utilisés dans les fluides de forage

Les propriétés exigées des boues de forage sont multiples et peuvent parfois même être contradictoires. 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 ajoutés à la boue pour lui conférer les propriétés désirées. Il est possible de classer grossièrement ces composants en 20 catégories.[14]

6 Propriétés des fluides de forage

Tout comme la formulation des boues, le contrôle et la caractérisation des boues de forage sont réalisées selon des normes précises éditées par l'API (API 13A, 2004). Les tests relatifs à l'étude de leurs caractéristiques sont généralement basés sur quatre paramètres : la densité, l'écoulement, la filtration et les paramètres rhéologiques.[9]

6.1 Densité

La densité est définie en étant le poids par unité de volume. Elle est exprimée en kilogramme par mètre cube (Kg/m^3) ou bien elle est comparée au poids d'un volume équivalent d'eau en tant que le poids spécifique. La pression exercée par une colonne de boue statique dépend à la fois de la densité et de la profondeur. Les densités de quelques composants de la boue sont données dans le tableau 3.3 :

Substances	gramme/cm ³	Lb/gal	Lb/ft ³	Kg/m ³
Eau	1.0	8.33	62.4	1000
Huile	0.8	6.66	50	800
Barytine	4.1	34.2	256	4100
Argile	2.5	2.8	156	2500
Sel	2.2	18.3	137	2200

Tableau 3.3: Densités des composants communs de la boue

Afin d'éviter le flot de fluides de formation et de former un Cake mince de faible perméabilité sur les parois du puits, la pression de la colonne de boue doit dépasser la pression interstitielle c.à.d. la pression exercée par les fluides dans les pores de la formation d'au moins $1.379E+06$. La pression des pores dépend de la profondeur de la formation poreuse, la densité des fluides de formation, ainsi que les conditions géologiques.

Deux types de conditions géologiques influent sur la pression des pores : Des formations à pression normale, qui ont une structure autoportante des particules solides (de sorte que la pression des pores ne dépend que du poids des fluides recouvrant des pores) et des formations à pression anormale ou géo-pressurées, qui ne sont pas complètement tassé dans une structure autoportante (de sorte que les fluides interstitiels doivent supporter le poids d'une partie ou de la totalité des sédiments sus-jacents, ainsi que le poids des fluides recouvrants).

Le gradient de pression hydrostatique des fluides de formation varie de 0,1 à 0,12 $kg/cm^2/m$, en fonction de la salinité de l'eau.

Dans l'intérêt d'une bonne sécurité, il y a une tendance naturelle à réaliser une densité de boue bien supérieure à celle réellement nécessaire pour contrôler les fluides de formation, mais cette politique a plusieurs inconvénients majeurs. En premier lieu, la densité de la boue excessive peut augmenter la pression sur les parois du puits jusqu'à le troue échoue en tension. Cet échec est connu comme la fracturation induite.

Un autre inconvénient des densités de boue excessives est leur influence sur le taux de forage (taux de pénétration).

Enfin, les densités de boue excessives sont désavantagées parce qu'elles augmentent les coûts de boue inutilement. Les coûts de boue ne sont pas un facteur très important lors du forage dans les formations à pression normale, en raison des densités suffisantes sont automatiquement obtenues à partir des particules solides de formation qui sont dispersées dans la boue par l'action de la mèche. Les densités de boue supérieures à environ 1.32 ne peuvent pas être obtenus avec des particules solides de formation parce que l'augmentation de la viscosité est trop grande. Des densités plus élevées sont obtenues avec la barytine, qui a une densité d'environ 4.1 , par rapport à environ 2.6 pour les particules solides de la formation, de sorte que beaucoup moins de particules solides de barytine sont nécessaires en volume pour obtenir une densité donnée.

En raison de l'incorporation des particules solides forées, la viscosité augmente de façon continue autant que le forage se poursuit, qui doit être réduite de temps en temps par l'addition de l'eau et plus de barytine pour restaurer la densité.

6.2 Écoulement

Les propriétés de l'écoulement de la boue de forage jouent un rôle majeur dans la réussite du forage. Ces propriétés sont principalement le responsable du déplacement des déblais de forage.

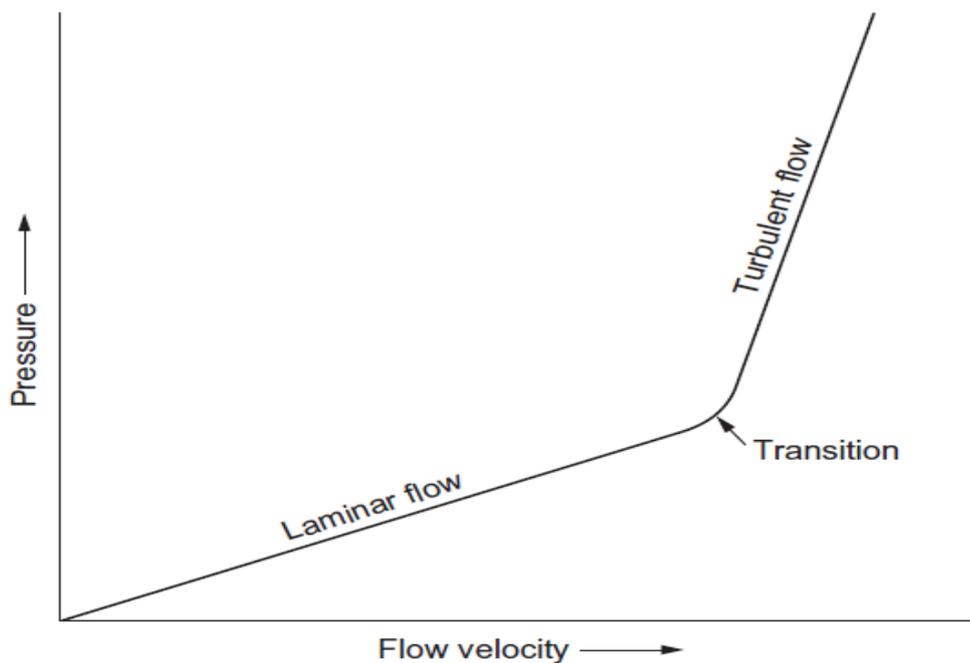


Figure 3.2: Schéma des régimes d'écoulement laminaire et turbulent

Mais aussi influent sur le progrès de forage dans de nombreuses autres façons.

Par exemple, une performance insuffisante peut conduire à des problèmes aussi graves que le comblement du trou avec des déblais de forage, la réduction du taux de pénétration, l'élargissement du trou, le coinçage des tiges, la perte de la circulation, et même une éruption.

Le comportement de l'écoulement des fluides est régi par des régimes d'écoulement, la relation entre la pression et la vitesse.

Il existe deux régimes d'écoulement, à savoir l'écoulement laminaire, qui prévaut à faibles vitesses d'écoulement et est fonction des propriétés de viscosité du fluide, et un écoulement turbulent, qui est régi par les propriétés d'inertie du fluide et est indirectement influencé par la viscosité. Comme cela est représenté sur la figure 3.2, la pression augmente avec

la vitesse d'écoulement, elle augmente beaucoup plus rapidement lorsque l'écoulement est turbulent que lorsqu'il est laminaire.

Contrôle des propriétés de l'écoulement dans le puits Il est relativement facile de formuler une boue avec les propriétés appropriées. Il est beaucoup plus difficile de maintenir ces propriétés au cours du forage, à cause de la dispersion des déblais de forage dans la boue, l'adsorption des agents de traitement par les particules solides forées, et la contamination par des fluides de formation. Maintenir les propriétés adéquates est le travail de l'ingénieur de la boue, qui doit visiter le puits au moins une fois par jour, afin de vérifier les propriétés d'écoulement et d'autres propriétés, et de recommander un traitement adéquat. L'influence des fluides de forage sur la performance est plus importante dans l'anneau du tuyau; par conséquent, les échantillons de boue sont pris directement à partir de la ligne d'écoulement, et testés immédiatement avant toute contamination thixotrope aura lieu.[9]

6.3 La filtration

La filtration du fluide de forage se produit sous l'effet de la pression différentielle (différence entre la pression du fluide et celle de la formation) lorsque le fluide se trouve au contact d'une paroi poreuse et perméable. La pression dans le puits étant supérieure à celle de la formation, du liquide pénètre dans la formation tandis que les solides présents dans la boue sont déposés au niveau des parois du puits (formation du cake). Deux sortes de filtration ont lieu pendant le forage : la filtration statique, lors de l'arrêt de la circulation du fluide, et la filtration dynamique au cours de la circulation du fluide, qui entraîne une érosion du cake formé. Les propriétés de filtration des fluides de forage doivent être aussi évaluées et contrôlées par des tests régis par les recommandations de l'API. Ce sont des tests en régime statique utilisant un filtre-presse standardisé. Ces mesures peuvent être faites sous conditions de haute pression et haute température. La filtration du fluide de forage à travers les parois du puits peut avoir des conséquences importantes, d'une part sur le déroulement des opérations (stabilité des parois du puits, avancement de l'outil, coincement de la garniture par pression différentielle, en particulier dans les zones inclinées) et d'autre part, lorsque l'on atteint le réservoir, sur l'endommagement des zones productrices. Dans les deux cas l'augmentation de la durée de forage ou la diminution de la productivité comporte des incidences économiques défavorables. (Fig 3.3)

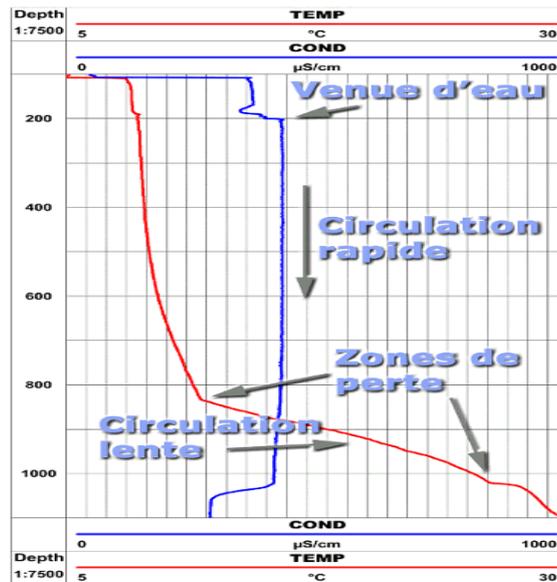


Figure 3.3: Les différentes zones de pénétration du fluide de forage en circulation

Les propriétés de filtration nécessaires à la réussite d'un puits dépendent largement de la nature des formations à forer. Les formations stables avec de faibles perméabilités, tels que les carbonates denses, les grès et les schistes lithifiés, peuvent généralement être forés avec peu ou pas de contrôle des propriétés de filtration.

Mais beaucoup de schistes sont sensibles à l'eau, à savoir, au contact de l'eau, ils développent des pressions de gonflement qui provoquent l'effondrement et l'élargissement du trou. Scellage des amorces de rupture par le cake va aider à contrôler l'effondrement, mais le type de boue utilisé et la composition chimique de son filtrat, sont les facteurs les plus importants. La stabilisation de la partie supérieure du trou est obtenue avec de la boue à base d'huile lorsque la salinité du filtrat est ajustée pour éviter les pressions de gonflement de se développer dans les schistes.

Dans les formations perméables, les propriétés de filtration doivent être contrôlées afin d'éviter que les cakes épais réduisent excessivement le calibre du trou de forage. En outre, les cakes épais peuvent causer les tiges de forage à être bloquées par un mécanisme connu sous le nom de **coincage différentiel** [15].

Ce phénomène se produit lorsqu'une partie du train de tiges s'approche aux les parois du puits pendant le forage, et érode une partie du cake.

Lorsque la rotation des tiges est arrêtée, la partie des tiges en contact avec le cake est isolé de la pression de la colonne de boue, et soumis uniquement à la pression des pores du cake. La pression différentielle ainsi créée peut-être assez grande pour empêcher les tiges d'être déplacé.

Parfois, les tiges peuvent être libérées par des taches d'huile autour de la section coincée, mais si cette procédure échoue, un travail de pêche ou de suivi latéral qui sont très coûteux est nécessaire. Le risque de coincage des tiges de forage peut être réduit en utilisant une

boue qui dépose un cake de filtration fin et assez dur, en préservant la densité la plus faible possible de la boue de manière à minimiser la pression différentielle, et en ajoutant un lubrifiant à la boue pour réduire l'adhérence entre les tiges et le cake.

Le coincement des tiges de forage est rarement connu lorsque les boues à base d'huile sont employées lors du forage parce qu'ils fournissent des cakes de filtration assez minces et d'excellentes qualités lubrifiantes.

Les bonnes propriétés de filtration sont également nécessaires lors du forage dans les sables non-consolidés, qui s'effondreront dans le trou à moins de les protéger par la formation rapide d'un cake.

Le taux de filtration ainsi que la giclée de la boue doivent être réduits au minimum lors de la pénétration des formations potentiellement productives, parce que la productivité peut être réduite par l'un des quatre mécanismes :

- la perméabilité d'une roche réservoir contenant des argiles natives peut être réduite par le gonflement de ces argiles quand ils entrent en contact avec le filtrat envahi, ou par la dispersion et le transport des argiles. Les particules ainsi transportées sont ensuite prises dans les goulots des canaux d'écoulement, ce qui va réduire considérablement la perméabilité de la roche.
- Deuxièmement, la pression de certains réservoirs n'est pas assez grande pour conduire la totalité d'un filtrat aqueux en dehors des pores de la roche lorsque le puits est mis en production. Le filtrat restant dans les pores réduit l'espace disponible pour l'écoulement de pétrole ou de gaz, provoquant ainsi ce qu'on appelle " blocage à l'eau ".
- Troisièmement, les particules fines de la boue, transportées pendant la phase de giclage, peuvent boucher les canaux d'écoulement.
- En quatrième lieu, la précipitation mutuelle peut se produire entre les sels dissous dans le filtrat et ceux dans l'eau de formation interstitielle.[9]

Lors des premiers temps de la découverte d'un champ pétrolifère, les tests approfondis en laboratoire sont recommandés afin de formuler une boue qui ne diminuera pas la productivité dans les puits qui suivent. De tels tests doivent être faits sur des échantillons des échantillons du réservoir en question, avec un distillat de pétrole, par exemple le diesel, et l'eau salée, soit réelle ou synthétique, de la formation interstitielle.

La détérioration causée par l'invasion des particules de la boue peut être évité en assurant en sorte que suffisamment de particules de la taille requise pour combler les ouvertures des orifices sont présentes dans la boue, ou en formulant une boue dont les particules sont solubles dans l'huile ou l'acide ou bien qu'elles sont biologiquement dégradables.

Si la formation contient des argiles autochtones, une boue dont le filtrat empêche le gonflement et la dispersion de ces argiles particulières est nécessaire. Si le " blocage à l'eau " est un problème, les boues à base d'huile doivent être testés.[9]

Le rendement de filtration dans le puits est couramment évalué au moyen du test de filtration API standard. Pendant ce test, la boue est soumise à une filtration statique à travers un papier filtre pendant 30 minutes, et le volume du filtrat et l'épaisseur du cake est ensuite mesurée. Dans la planification d'un programme de boue, une certaine perte de filtre API maximale est souvent spécifiée, avec la notion que tant que la perte de filtre est maintenue en dessous de ce chiffre, un contrôle adéquat des propriétés de filtration du fond du puits sera maintenu. De ce qui a déjà été dit dans cette section, il faut noter que la dépendance de la perte de filtre API uniquement pour le contrôle des performances de filtration du fond du puits est une procédure très douteuse, ce qui peut conduire à un mauvais forage ainsi que des mauvaises performances de la production et probablement bien une augmentation brusque des coûts.

Un problème majeur est que l'épaisseur du cake de fond dépend largement de l'érodabilité du cake, qui n'affecte pas la perte statique du filtre. Par exemple, les tests au laboratoire ont montré que l'émulsification de l'huile dans les boues à base d'eau diminue la perte de filtre API, mais augmente fortement le taux dynamique, en raison de l'érodabilité du cake. Des essais ont également montré qu'un additif commercial qui diminue la perte de filtration API ne peut pas avoir d'effet sur la vitesse dynamique, tandis qu'un autre additif s'oppose à cette propriété.

Il est donc essentiel que les agents de contrôle de filtration soient évalués au moins une fois dans les boues locales ainsi que dans les conditions du fond des puits locaux dans un testeur dynamique.

Pour des raisons pratiques, le test de filtre API doit être utilisé à l'emplacement du puits, mais les résultats doivent être interprétés à partir des données de laboratoire. En outre, la raison particulière pour le contrôle du filtrat doit être gardée à l'esprit. Par exemple, si le coinçage différentiel pose problème, l'épaisseur du cake est plus importante que la perte du filtre API, ou si une insuffisance de productivité est la raison pour le contrôle de la perte de filtre, la salinité du filtrat ou la suffisance en particules de pontage peut être la propriété critique.[9]

6.4 Paramètres rhéologiques

Le terme " rhéologie " signifie l'étude de la déformation et de l'écoulement de la matière. Cette définition a été acceptée lorsque la société américaine de rhéologie a été fondée en 1929 . Elle est apparue pour palier l'impuissance de la théorie de l'élasticité et de la mécanique des fluides à décrire les propriétés de matériaux intermédiaires entre solide et liquide. [16]. Le comportement rhéologique des boues de forage est un facteur capital pour savoir par quelle loi rhéologique cette boue est régie. Les caractéristiques les plus recherchées par l'étude rhéologique sont :

6.4.1 La viscosité plastique (VP)

Principalement, elle dépend de la teneur en solides contenus dans la boue, c.-à-d. l'augmentation de viscosité plastique ne pourra être combattue que par l'élimination des solides. Par ailleurs, elle est de même liée à la taille des particules, et à leur forme.[9]

$$VP = \frac{L_{600}}{2} \quad (cp) \quad (3.1)$$

$$VP = L_{600} - L_{300} \quad (cp) \quad (3.2)$$

L600 et L300 sont les lectures respectives à 600 rpm et 300 rpm sur le rhéomètre FANN35.(Fig :5.2)

6.4.2 La contrainte seuil ou "Yield Value"(YP)(Point de rendement)

La contrainte seuil, plus connue sous le nom de Yield value ou Yield point, est la mesure dynamique de résistance initiale à franchir pour que le fluide s'écoule. Cette résistance est due aux forces électrostatiques attractives localisées sur ou près de la surface de particules. La contrainte seuil dépend des types des solides présents, de leurs charges de surface, respectives, de la concentration de ces solides, du type et la concentration des autres ions ou des sels qui peuvent être présents.[9]

$$YP = L_{300} - VP \quad (lb/100ft^2) \quad (3.3)$$

Chapitre 4

Endommagement de la formation

1 Introduction

En contact avec des formations poreuses et perméables, l'infiltration du fluide de forage à travers le fond et les parois de puits peut avoir plusieurs conséquences. La plus importante c'est l'endommagement de la formation réservoirs, Il s'agit d'un problème qui peut survenir durant les différentes phases de l'exploitation d'un gisement de pétrole ou de gaz, allant du forage jusqu'à la production. L'endommagement de la couche réservoir est défini comme étant la réduction de la perméabilité et son impact sur la réduction de la capacité de production du puits. [17]

2 Endommagement de la formation réservoir par les boues de forage

Les puits du pétrole et du gaz sont exploités et forés en utilisant des fluides de forage à base d'huile, eau ou gaz. L'introduction des solides et des polymères de la boue à la fois dans la formation, interfèrent avec les fluides qui saturent les pores. La réaction entre les particules fines de la formation et la saumure du réservoir avec le filtrat du fluide a un grand effet sur l'endommagement de la formation réservoir. [17]

La formation peut être endommagée de différentes façons :

Physiquement

- L'invasion des solides de la boue bloquant les canaux des pores.
- Le rétrécissement des capillaires dû à l'adsorption des polymères envahis.

- Waterblock , émulsion bloc ,et de gaz bloc.

Chimiquement

la formation peut être endommagée par :[18]

- La réaction entre le filtrat et le contenu des pores et/ou de la matrice.
- Le gonflement ou la dispersion des argiles.
- La précipitation par la réaction entre le filtrat de la boue et le contenu des pores ainsi que la solution de sels et les minéraux de la matrice.

Bactéries

La formation peut être endommagée par des colonies de bactéries et de leurs précipités, bloquant les canaux des pores.

3 L'endommagement de la formation pendant le forage

Par l'invasion des solides et des particules de boue : [18]

- Bouchage des pores
- Mouvement des particules
- Invasion de filtrat de boue
- Gonflement, floculation, la dispersion et la migration d'argile.
- Les effets d'interaction fluide-fluide aboutissant à la formation d'émulsion eau /bloc, ou l'échelle biologique
- Modification de la structure des pores de la roche réservoir par action

4 Les mécanismes de l'endommagement

L'endommagement est causé par différents phénomènes à savoir :

- Effets mécaniques : tels que la mobilité des fines, invasion des solides, formations émulsion-nées, etc...
- Effets chimiques : gonflement des argiles, défloculation des argiles, précipitation des solides, boues acidifiées, adsorption chimique, l'altération de la mobilité.

4.1 Mécanismes d'endommagement mécanique

Les mécanismes d'endommagement mécanique sont directs sans interactions chimiques entre les équipements et le fluide utilisé pour achever les travaux de forage, de complétion ou de stimulation d'un forage. Parmi ces effets on peut citer :

4.1.1 Migration des fines

Il s'agit du mouvement des particules naturelles existant dans le système poreux suite aux forces de cisaillement considérablement élevées appliquées par le fluide de forage. Ces particules sont représentées par des argiles non cimenté tel que : kaolinite, illite et quelques minéraux (quartz, micas, anhydres,, etc). Généralement, la migration des fines tend à être davantage un problème dans les formations élastiques à cause de la forte concentration des matériaux potentiellement transportables comme les argiles, La migration des fines est généralement visible lorsque la phase mouillante du réservoir est en mouvement. Par exemple dans les formations fortement mouillantes à l'eau, qui sont à la saturation en eau irréductible, la production de l'huile ou du gaz peut atteindre un haut niveau dont l'influence des particules est minimale ou même nul. Ceci est du en fait à l'inexistence des forces pour la migration physique puisque la phase encapsulant les particules est en statique. Ce n'est que lorsque la phase mouillante augmente au point où la mobilité se produit que la migration des fines devient alors problématique. Si par contre la formation n'est pas mouillée à l'eau, le problème de migration des fines peut apparaître immédiatement sur la formation productrice. Les réservoirs qui présentent des problèmes de migration des fines peuvent être traités soit en réduisant le taux de production, la complétion en forage ouvert, puits horizontaux, soit en générant des fractures pour réduire la vitesse interstitielle soit en ajoutant des stabilisateurs chimiques qui s'adhèrent aux particules d'argiles situées à la surface des pores réduisant ainsi leur mobilité.

4.1.2 Entraînement des solides externes

Ce problème est lié à l'invasion des particules qui sont en suspension dans les fluides de forage ou autres fluides pouvant être injectés ou exposés à la matrice des roches autour du puits. Ces particules peuvent être soit des agents alourdisants, des agents de contrôle de la perte des fluides, des agents de pontage, matériaux de perte de circulation et des solides générés par les débris forés,

4.1.3 Problèmes de piégeage et de blockage

Ils sont liés aux effets négatifs de la pression capillaire et de la perméabilité relative, La base de la phase de piégeage est l'augmentation transitoire ou permanente en fluide saturé (eau, gaz ou hydrocarbure) dans le système poreux autour du puits engendrant ainsi une réduction de la perméabilité relative de la phase qu'on souhaite produire. Plusieurs circonstances peuvent provoquer la phase de piégeage :

- Invasion des fluides à base d'eau/filtrat dans les régions de faible saturation en eau. Certains réservoirs d'huile et de gaz de faible perméabilité présentent cette tendance.
- Invasion des fluides à base d'huile filtrat dans des zones à faible saturation en huile.
- Production des gaz condensés à une pression au-dessous du point de rosée qui s'accumulent.

4.1.4 Glazing/Mashing

Ce phénomène est lié directement à l'endommagement des parois du puits par l'action de l'outil de forage (bit) sur la formation. Il provoque le collage des particules fines et des déblais (cuttings) sur les parois du puits. Ce phénomène est minimisé par une lubrification convenable de l'outil de forage. Le Mashing est réduit par le bon nettoyage du puit.

4.1.5 Contraintes géo-mécaniques

La création des espaces vides dans la matrice du réservoir par le processus de forage, crée en général un régime de contrainte géomécanique dans la région proche du puits. Bien que cette zone soit généralement assez petite selon l'orientation du puits et le champ de contraintes du réservoir, des forces en traction ou compression peuvent être induites, ce qui peut entraîner un changement de la géométrie des pores ainsi que de la perméabilité autour du puits.

4.2 Mécanismes d'endommagement chimiques

Cet endommagement est lié soit à l'interaction entre les fluides externes et la formation, soit à l'interaction entre les fluides de la formation et ceux externes. Parmi ces effets, on peut citer :

Gonflement des argiles

C'est un mécanisme classique de l'endommagement de la formation qui implique l'interaction et l'hydratation des matériaux hydrophiles (exemple :la bentonite) par l'eau fraîche ou l'eau à faible salinité. L'expansion de ces argiles peut conduire à une sévère réduction de la perméabilité.

Dispersion des argiles

La défloculation des argiles est entraînée par les forces de répulsions électrostatiques. Un choc d'une salinité rapide ou une transition rapide du pH peuvent entraîner la défloculation..

adsorption chimique

Des polymères ou des matériaux alourdisants présents dans les fluides peuvent s'adsorber à la surface de la formation matrice et sur les argiles et, en raison de leur taille importante, conduire à la diminution de la taille des canaux d'écoulement, donc de la perméabilité.

Dissolution de la formation

Certains composés de la formation (halite, schistes marneux, anhydre etc...) peuvent se solubiliser dans les fluides de forage.

Formation d'émulsions

Les émulsions peuvent se former au cours des opérations de forage .Le problème type lié à ces émulsions est la phase aqueuse interne dans laquelle des petites gouttelettes d'eau sont dispersées dans la phase continue huileuse. Ces émulsions peuvent présenter une viscosité élevée qui conduira à une chute de la perméabilité "blockage des émulsions".

Altération de la mouillabilité

Plusieurs additifs des fluides de forage, en particulier les tensio-actifs, les agents anti-moussants, les inhibiteurs de corrosion ont une tendance à s'adsorber sur la roche, la rendant ainsi mouillable par l'huile dans la région du réservoir ou ils s'infiltreront. Les roches mouillées à l'eau ont une tendance à avoir une assez faible perméabilité relative

ce qui est dû aux forces de friction associées à la mobilité de la phase aqueuse, ce qui va entraîner une perméabilité relative et une mobilité de l'eau plus élevées.

Autres facteurs

D'autres facteurs biologiques ou thermiques peuvent favoriser l'endommagement. Ainsi, le développement de bactéries peut conduire à la corrosion de l'outil de forage, rendre le fluide toxique et colmater les pores. Les opérations d'injection à température élevée peuvent engendrer la transformation des minéraux comme certains types d'argiles au-dessus de 90°C ce qui conduit à une déshydratation, un gonflement et une dégradation qui réduisent la perméabilité.

5 Evaluation de l'endommagement

L'endommagement de la formation peut être évité par une bonne compréhension des conditions de forage en ayant des informations sur les données du champ, en prenant et en analysant des échantillons de fluide de forage et des carottes et en effectuant des mesures des propriétés suivantes :

- Mouillabilité ;
- Pression capillaire ;
- Saturation en fluides irréductible ;
- Perméabilité relative ;
- Composition de la formation et en particulier la teneur en argile ;
- Distribution et taille des pores ;
- Invasion de fluides (tests sur la perméabilité retournée) ;
- Tests de filtration ...

5.1 Variation relative de la perméabilité ou le taux d'endommagement

Ce phénomène est due aux mécanismes de piègeage de la phase aqueuse dans les réservoirs pétrolier ou gazier. Dans cette situation, une quantité substantielle du fluide de forage à base d'eau est envahie la zone proche du forage. Ceci va créer un effet négatif de la perméabilité relative dans la zone fortement saturée en eau, la conséquence sera une réduction significative de la perméabilité relative apparente de l'huile. Selon [19], Le taux

d'endommagement (Dammage Ratio) est exprimée par le rapport :

$$DR = \frac{K_i - K_f}{K_i} = 1 - \frac{K_f}{K_i} \quad (4.1)$$

Où K_i et K_f représentent respectivement les perméabilités avant et après endommagement.

5.2 Variation relative de la viscosité

La variation relative de la viscosité (RCV, Relative change of viscosity) exprime la variation de la viscosité du fluide suite à différents processus tels que l'émulsification. Elle est définie comme suit :

$$RCV = \frac{\mu - \mu_d}{\mu} \quad (4.2)$$

Où μ et μ_d représentent respectivement les viscosités du fluide avant et après endommagement. On peut aussi exprimer cette variation en pourcentage :

$$RCV = \frac{\mu - \mu_D}{\mu} = 1 - \frac{\mu_D}{\mu} \quad (4.3)$$

5.3 Variation relative de la mobilité du fluide

Le déclin de productivité d'un puits est généralement attribué à une réduction de la mobilité effective de l'huile en raison de plusieurs facteurs, La mobilité effective de l'huile est une mesure pratique de la capacité de la formation poreuse à assurer l'écoulement de l'huile. Ce facteur combine en effet trois propriétés notoires en un seul paramètre λ (mobilité du fluide) :

$$\lambda = \frac{K_e}{\mu} = \frac{K k_r}{\mu} \quad (4.4)$$

Où K est la perméabilité de la formation poreuse, K_e , k_r et μ sont respectivement la perméabilité effective, la perméabilité relative et la viscosité de la phase fluide, La variation relative de la mobilité (RCEM, Relative Change of effective Mobility) est définie par :

$$RCEM = \frac{\lambda - \lambda_d}{\lambda} = 1 - \frac{\lambda_d}{\lambda} \quad (4.5)$$

Où λ et λ_d représentent les mobilités effectives du fluide avant et après l'endommagement de la formation.

6 Modélisation de l'endommagement

L'industrie pétrolière, utilise différents fluides de forage afin de réaliser les travaux de forage. Ces fluides de forage sont composés de différents ingrédients et sont à une pression supérieure à la pression de la formation du réservoir. Cette pression provoque l'invasion du filtrat de fluide et les fines particules dans la formation autour du puits causant ainsi l'endommagement. Cet endommagement se traduit par une réduction substantielle de la perméabilité de la formation, qui est le résultat de l'altération de la formation poreuse par l'interaction fluide-roche et fluide-fluide dans la formation géologique poreuse.

La prévention de l'endommagement de la formation par l'invasion du filtrat de fluide de forage, durant les opérations de forage ainsi que celles de la complétion, est l'un des paramètres clés pour réussir le développement d'un champ gazier ou pétrolier. Cette réussite passe par la sélection d'un fluide optimum qui tend à minimiser au maximum l'ampleur de cet endommagement durant les travaux de forage. Des mesures de perméabilité au laboratoire et d'autres mesures de caractérisation des fluides sont également indispensables, La combinaison entre les tests d'endommagement réalisés au laboratoire et les résultats prévus par les modèles d'écoulement du filtrat de fluide de forage à travers l'échantillon, permettent de cerner le phénomène et de repérer les paramètres qui sont à l'origine de l'endommagement.

La prédiction de l'endommagement de la formation réservoir nécessite le couplage entre les résultats issus des travaux réalisés au laboratoire et des modèles mathématiques. Ces derniers permettent de prédire les conditions qui règnent près de la zone forée telles que l'invasion et la distribution du filtrat de fluide de forage ainsi que le cake formé. Au cours de ces dernières années, plusieurs modèles mathématiques et études expérimentales ont été élaborés afin d'évaluer l'ampleur de l'endommagement causé par différents paramètres. Ces travaux ont permis de prédire l'endommagement ainsi que d'autres paramètres qui ont un impact direct sur le phénomène d'endommagement et celui de la réduction de la perméabilité effective de la formation.

Dans le cadre de notre travail, une combinaison alliant l'étude expérimentale et la modélisation numérique a été privilégiée afin d'analyser le phénomène d'endommagement et les paramètres clés qui semblent être à l'origine de cet endommagement. Dans ce qui suit, une partie expérimentale est présentée ayant pour objectif de comprendre et d'évaluer les paramètres fondamentaux influençant l'endommagement. Cette partie expérimentale comporte une série de tests de colmatage des différents échantillons avec des fluides de forage à base d'huile dans les conditions de pression et température similaires à celles du réservoir.

L'endommagement de la roche réservoir est traité en termes de taux d'endommagement (DR), Ensuite dans la partie modélisation, un modèle mathématique est présenté afin de

simuler l'écoulement du fluide de forage à travers la roche réservoir en analysant les différents paramètres fondamentaux tels que l'épaisseur du cake formé, la vitesse de filtration et la simulation de la concentration du filtrat de fluide envahissant la formation réservoir, La partie modélisation est basée sur un modèle simulant l'écoulement longitudinale (linéaire) sans inertie. Les résultats nous donnent un aperçu sur les paramètres qui semblent être à l'origine de l'endommagement de la formation (pression, épaisseur de cake et ses propriétés, propriétés pétro-physiques de la roche...).

Deuxième partie

Partie Expérimentale

Chapitre 5

Étude de l'endommagement de la formation

Introduction

Dans ce chapitre, nous allons étudier l'influence des différents paramètres sur le taux d'endommagement de la formation réservoir. Nous commençons par la description du mode opératoire des expériences effectuées au sein des laboratoires du centre de recherche et développement de Boumerdes (C.R.D), sur des échantillons de roches en provenance du champ de Hassi Messaoud, ainsi que le matériel utilisé, nous présentons par la suite les résultats obtenus et leurs interprétations.

1 Etude de l'endommagement

L'étude expérimentale de l'endommagement de la formation réservoir dû à la circulation de la boue de forage ; peut être établie par des appareils réalisés spécialement pour ce type d'essais. L'obtention d'une vue de l'intérieur des échantillons(plugs) n'est pas concevable, néanmoins, l'écoulement du fluide de forage à travers ceux-ci incitera un endommagement qui se traduit par une réduction de la perméabilité qui, par la suite, nous donneront une idée sur la réponse de l'échantillon à l'invasion du fluide avant et après la circulation dynamique du fluide.

Plusieurs paramètres sont à prendre en compte minutieusement durant la simulation tels que la pression de confinement (différentielle), la température ainsi que le débit d'injection des différents fluides. La réalisation des essais d'endommagement avec la circulation de la boue de forage est un travail ardu qui doit être mené avec beaucoup de précaution. La

conduite des essais expérimentaux se fait en six étapes fondamentales :

1. Caractérisation pétro-physique des échantillons en déterminant les paramètres initiaux tels que la perméabilité à l'air, la porosité et la densité de l'échantillon.
2. Saturation de l'échantillon avec une eau de gisement.
3. Préparation du fluide de forage.
4. Injection d'un solvant lourd en mesurant la porosité et la perméabilité initiale.
5. Injection du fluide de forage dans l'échantillon.
6. Injection de l'eau de saumure dans le sens inverse en mesurant la perméabilité finale.

2 Caractérisation pétro-physique des échantillons

Les échantillons sélectionnés sont lavés en utilisant extracteur au Soxhlet à l'aide d'un mélange de solvants méthanol /acétone/toluène (15%, 15%, 70%) afin d'extraire la matière organique (fluides hydrocarbonés) et les impuretés.

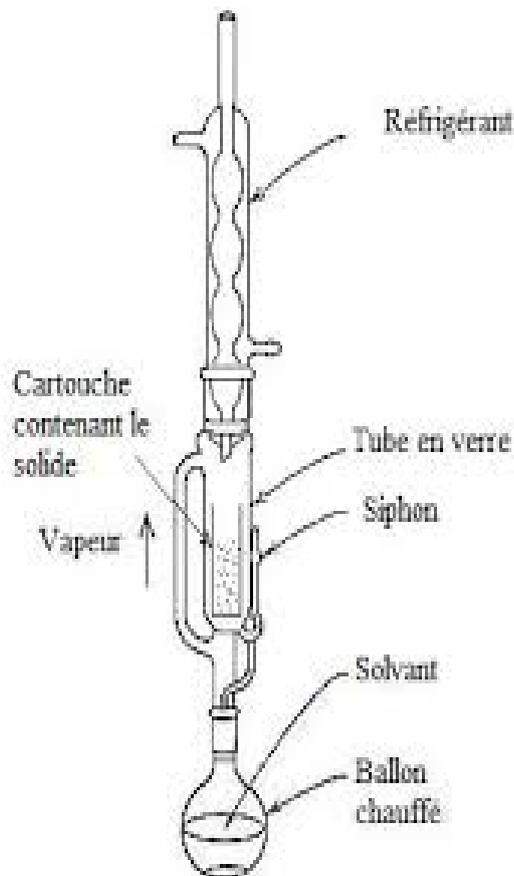


Figure 5.1: Principe Extracteur Soxhlet(Sides et Coll.2000)

Lorsque le solvant devient transparent, le lavage au soxhlet est arrêté et suivi d'un second lavage par le méthanol seul pour dissoudre les sels. Après lavage, les échantillons sont portés à l'étuve à 60°C pour séchage jusqu'à stabilisation du poids des échantillons dont la porosité et la perméabilité sont alors déterminées.

- ★ **Porosité** à l'hélium ou méthode d'expansion des gaz : La porosité se définit comme étant le rapport du volume des vides au volume total. La méthode se repose sur les mesures séparées du volume total de l'échantillon. Initialement, le volume de la chambre seule est mesuré, puis l'échantillon est placé dans une chambre sous vide, l'échantillon est pressurisé par l'hélium, le volume résiduel et celui de la chambre contenant l'échantillon sont de nouveau mesurés.
- ★ **Perméabilité** : Elle est calculée par la loi de Darcy selon la norme API RP 27 par la méthode Helium blow down où le réservoir sélectionné, rempli d'hélium, se décharge à l'atmosphère en passant par le milieu poreux. Cette perméabilité doit être corrigée de l'effet dit Linkenberg, selon les valeurs d'un tableau fourni par le concepteur de l'appareil.

3 Saturation de l'échantillon par une eau de gisement

Sous-vide durant plus de 24h, la procédure de la saturation de l'échantillon est réalisée, avec une eau de saumure préparée au laboratoire qui est composée d'une eau distillée avec 8.5% de NaCl et 2.5% KCl, afin de simuler les conditions in-situ de la roche réservoir parmi lesquelles on distingue l'eau irréductible.

4 Préparation du fluide de forage

Lors de la saturation de l'échantillon, les fluides de forage contenant les différents composés chimiques sont formulés pour être injectés à travers les carottes provenant du chantier de Hassi Messaoud. Ces fluides sont composés par l'argile organophile VG69, une phase continue (de l'huile), de l'eau), un agent mouillant et émulsifiant ainsi que d'autres additifs tels que le réducteur de filtrat et la chaux. Tous les fluides de forage sont préparés selon les spécifications et protocoles API et sont caractérisés par différentes mesures (viscosité, densité,...). Ces fluides sont conservés au repos durant 16h avant d'être injectés pour simuler les conditions de circulation dans un puits de forage et pour stabiliser chimiquement l'émulsion. Les paramètres rhéologiques tels que la viscosité apparente et la viscosité plastique sont calculées à partir des mesures effectuées en utilisant un viscosimètre à vitesse imposée de type FANN35 . 5.2.

La densité est mesurée à l'aide d'un densimètre . 5.3



Figure 5.2: FANN35



Figure 5.3: Densimètre pour huile/pétrole

Dans le but de réaliser les tests d'endommagement, six types de fluides de forage ont été fabriqués dont les compositions sont données dans tableau 5.1, tableau 5.2 :

Produit	Ordre d'ajout	Quantité (%)	Temps d'agitation (min)
Huile (Diesel)	1	90	/
Versamul (émulsifiant)	2	(*)	/
Versacoat (agent mouillant)	2	(*)	20
Eau salée	3	10	30
Argile organophile VG69	4	3	40
Versatrol (réducteur de filtrat)	5	1.5	15
Chaux	6	1	15

Tableau 5.1: Protocole de préparation des fluides de forage

(*) : Le protocole de préparation des fluides de forage étant le même pour tous, la différence réside dans la concentration utilisée des deux tensio-actifs (**Versamul et Versacoat**) ; les différentes valeurs de ces paramètres utilisés sont représentées dans le tableau 5.2 :

Fluide de forage	Tensio-actifs (%)	
	Versamul	Versacoat
G	1	1
H	0.5	1
I	1	0.5
K	1	1
1	0.5	1.5
2	1.5	0.5

Tableau 5.2: Proportions des additifs

Pour le fluide de forage "K", nous avons remplacé l'argile VG69 par la bentonite afin d'étudier l'influence du type d'argile sur les différents paramètres lors des tests de colmatage.

Le fluide de forage préparé sera ensuite divisé en deux parties, l'une fera l'objet de certaines caractérisations avant et après un vieillissement de plus de 16h. Après le vieillissement, l'autre partie sera destinée aux tests de colmatage.

Mesures rhéologiques :

Le viscosimètre FANN35 5.2 est un appareil de chantier à cylindres coaxiaux utilisé pour mesurer les propriétés rhéologiques des boues. Il comporte six vitesses de rotation fixes (600, 300, 200, 100,6 et 3 tr/min) et une position en vitesse variable. Même si cet appareil n'a pas une bonne précision, il est apprécié pour sa robustesse et considéré

comme étant l'appareil de référence pour les tests rhéologiques par les normes de l'API " American Petroleum Institute ". L'opérateur doit réaliser les mesures de contraintes aux six vitesses de rotation, il en extrait un rhéo-gramme. A partir de ce dernier et en appliquant un modèle de Bingham (fluide à seuil d'écoulement), il calcul la viscosité plastique (pente du modèle de Bingham) et la viscosité apparente (viscosité à 600 tr/min divisée par 2).

Les fluides de forage G, H et I ont montré un comportement plus visqueux après le vieillissement marqué par une augmentation des paramètres rhéologiques des viscosités apparentes et plastiques. Le fait de laisser les fluides vieillir permet aux différentes particules de s'interagir entre elles en diminuant les forces de tension et rend ainsi le fluide plus stable. Ce qui confirme le résultat représenté dans les tableaux :5.3,5.4

Fluide de forage	Viscosité Apparente	Viscosité Plastique
G	10.75	8
H	6.75	8
I	8	6.5

Tableau 5.3: Paramètres rhéologiques avant vieillissement

Fluide de forage	Viscosité Apparente	Viscosité Plastique
G	13.25	10
H	8.75	7.5
I	8.25	8.25

Tableau 5.4: Paramètres rhéologiques après vieillissement

5 Essais de colmatage

Les essais de colmatage sont réalisés après vieillissement de fluides préparés durant 16h. L'étape de l'injection du fluide de forage est une étape cruciale dans la pratique expérimentale. L'échantillon de carottage doit être maintenue mouillé. Le placement de l'échantillon dans le porte échantillon exige un traitement attentif. Le fluide injecté doit être assez stable pour ne pas se décanter.

5.1 Procédure des essais

Ces tests d'endommagement de la roche réservoir ont été conçus pour simuler l'écoulement du fluide de forage. L'équipement utilisé se compose des éléments suivants : Manchon de

caoutchouc, porte échantillon, cellule Hassler, cellule de solvant, cellule de fluide de forage, deux pompes, armoire de commande (contrôle de pression et de température)(Voir Figure 5.4).

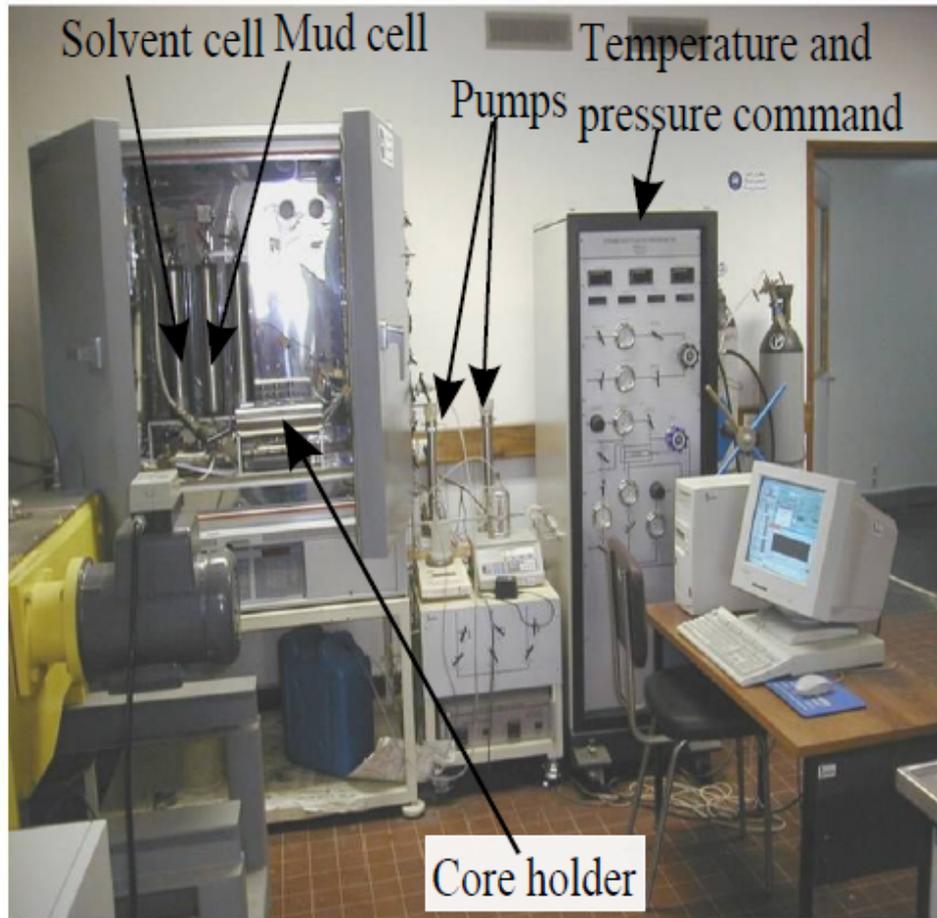


Figure 5.4: Equipement d'Essais de colmatage

Le processus de l'équipement utilisé se résume comme le suivant :

- ★ Nous plaçons l'échantillon dans le manchon de caoutchouc, pour éviter toute sorte de fuite latérale entre l'échantillon et le porte échantillon.
- ★ Nous le mettons par la suite dans le porte échantillon dit cellule Hassler (Fig :5.5, qui permet de garder l'échantillon sous les conditions naturelles de réservoir tel que la pression et la température.

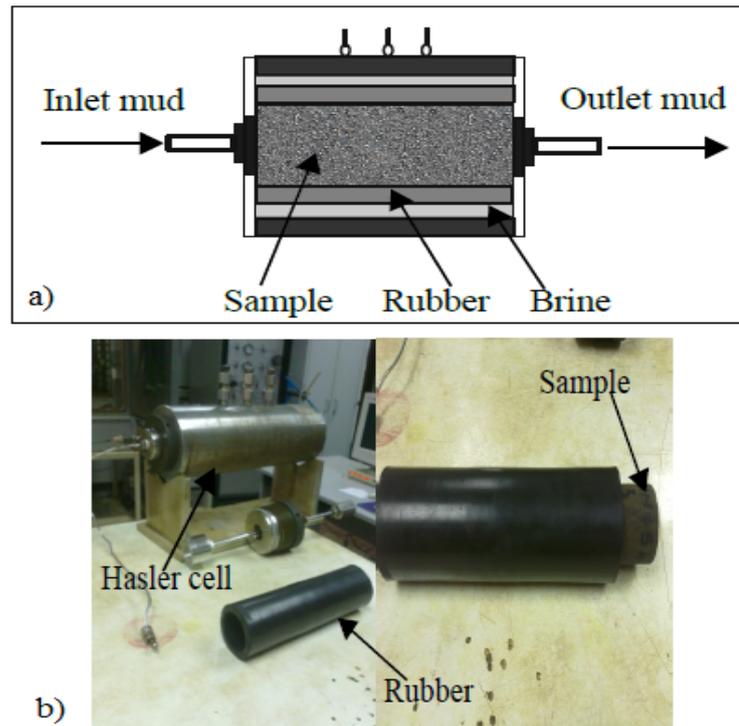


Figure 5.5: Cellule Hassler a) Coupe Schématique ; b) Equipement complet

- ★ Nous remplissons le vide entre le manchon et le porte échantillon par un fluide anticorrosion sous une pression de confinement de $3.1 \times 10^6 Pa$, qui est maintenue fixe tout au long de l'essai de colmatage.
- ★ Les pompes sont connectées à la cellule Hassler pour faire pousser les fluides (solvants lourds et fluides de forage) à travers l'échantillon selon la figure 5.6

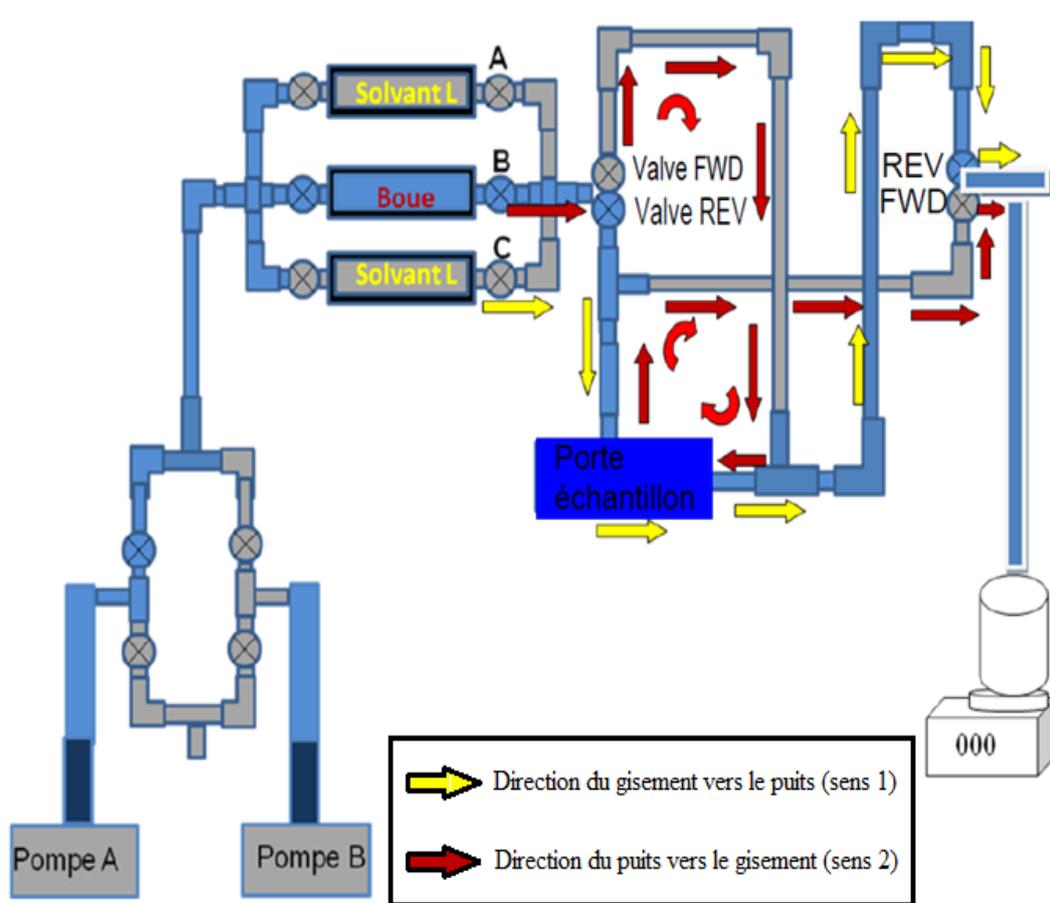


Figure 5.6: Circuit d'injection dans un Manifold

- Les cellules A et C munies d'un piston, sont remplies d'un fluide de référence (solvant lourd) d'une viscosité et densité déterminées, la cellule B est remplie de fluide de forage. Les pompes A et B munies d'un système automatique, sont remplies avec de l'eau et permettent de pousser les fluides des cellules A, B et C à l'aide des pistons à travers l'échantillon.
- Dans une première étape nous fixons les conditions de travail, à savoir la température à 80°C et la pression d'injection à $17.24 \times 10^6 \text{ Pa}$.
- Pour mesurer la perméabilité initiale K_i , nous injectons à travers l'échantillon le fluide de référence (le solvant lourd) dans le sens de production (sens 1) et ceci en ouvrant les électrovannes (REV) jusqu'à la stabilisation de la pression.
- La phase d'endommagement se déroule en injectant le fluide de forage dans le sens inverse (sens 2) et ceci en ouvrant les électrovannes (FWD) et en fermant les électrovannes (REV), tout en appliquant une pression et une contre pression en amont et en aval de l'échantillon et ceci pendant une durée de 2 heures.
- Après la phase d'endommagement, nous procédons au décolmatage, en faisant passer le fluide de référence dans le sens de production jusqu'à la stabilisation de la pression, nous déterminons ainsi la perméabilité finale (K_f).

5.2 Les échantillons sélectionnés (plugs)

En se basant sur la méthode citée précédemment dans le but de déterminer quelques propriétés des échantillons sélectionnés telles que les dimensions, les propriétés pétro-physiques (porosité et perméabilité) et les densités, nous avons pu obtenir les résultats présentés dans le tableau 5.5 :

Échantillon	Diamètre (m)	Longueur (m)	Porosité (%)	K air	Densité
Ech.1	4.000E-2	4.815E-2	10.26	4.467E-13	2.72
Ech.2	3.807E-2	4.575E-2	17.39	8.148E-14	2.64
Ech.3	3.810E-2	4.350E-2	24.15	3.800E-13	2.65
Ech.4	4.000E-2	6.430E-2	19.54	8.266E-13	2.68
Ech.5	4.000E-2	6.440E-2	18.90	6.910E-14	2.67
Ech.6	3.800E-2	6.350E-2	19.84	7.576E-14	2.66
Ech.7	4.000E-2	6.380E-2	18.40	9.837E-14	2.66
Ech.8	4.000E-2	6.360E-2	18.40	1.082E-13	2.65

Tableau 5.5: Caractéristiques pétro-physiques des échantillons de Hassi Messaoud

De point de vue pétro-physique, les échantillons de Hassi Messaoud sont variables, parmi lesquels on trouve ceux qui sont caractérisés par des perméabilités moyennes aux alentours de 1.082×10^{-13} jusqu'à $8.266 \times 10^{-13} m^2$ et des plugs faiblement perméables entre 6.91×10^{-14} et $9.837 \times 10^{-14} m^2$.

Pour ces mêmes échantillons, on trouve des plugs fortement poreux avec une porosité qui dépasse 20% et d'autres moyennement poreux dont la porosité est comprise entre 10% et 20%.

Ces échantillons (plugs) font l'objet des essais de déplacement en utilisant les différents fluides préparés précédemment.

5.3 Résultats expérimentaux

Comme nous avons détaillé précédemment, les résultats expérimentaux qui sont dus à l'endommagement de la formation réservoir durant la circulation du fluide de forage, sont obtenus par les équipements de colmatage. Créé par la circulation du fluide de forage, l'endommagement se résume dans la réduction de la perméabilité et de la porosité de la formation traversée.

Le taux d'endommagement " DR " et d'autres paramètres déterminés lors de ces essais sont présentés dans le tableau 5.6 :

Échantillon	N^0 de fluide de forage	ΔP (Pa)	$K_i(m^2)$	$K_f(m^2)$	DR (%)
Ech.1	2	1.214E+6	2.61E-14	1.39E-14	45.66
Ech.2	2	1.195E+6	1.21E-14	4.46E-15	62.60
Ech.3	1	5.14E+5	4.40E-14	1.18E-14	73.12
Ech.4	I	8.79E+5	1.34E-14	3.26E-15	75.67
Ech.5	H	9.67E+5	8.39E-15	4.24E-15	49.50
Ech.6	G	2.35E+5	3.32E-14	1.66E-14	50.00
Ech.7	G	4.93E+5	1.49E-14	1.02E-14	31.50
Ech.8	K	7.62E+5	1.31E-14	9.47E-15	27.70

Tableau 5.6: Les Résultats des essais de colmatages

A la fin de ces essais, nous avons pu tracer plusieurs courbes, qui sont primordiales afin de pouvoir interpréter l'influence de certains paramètres sur le taux d'endommagement, et le comportement de la formation réservoir vis-à-vis de l'invasion du fluide de forage, à savoir la perméabilité, le débit d'invasion du fluide de forage, ainsi que la pression différentielle.

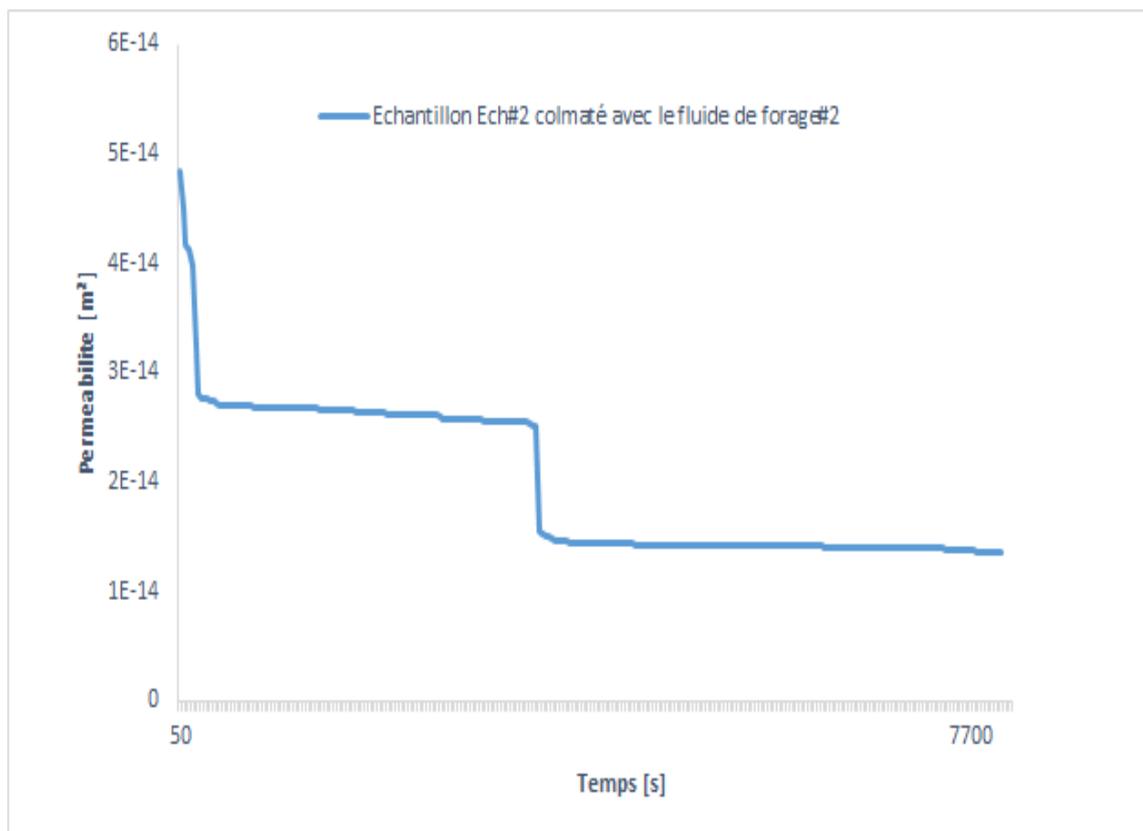


Figure 5.7: Courbes de perméabilités initiales et finales de Ech.2

A partir de la Fig : 5.7 ; le comportement de la perméabilité peut être divisé principalement en trois phases :

- **Première phase** : la perméabilité varie faiblement, et sera considérée stable.

- **Deuxième phase** : nous observons que la perméabilité subira une chute de valeur.
- **Troisième phase** : nous remarquons que dans cette dernière phase la perméabilité se stabilise autour d'une valeur largement inférieure à celle enregistrée dans la première phase.

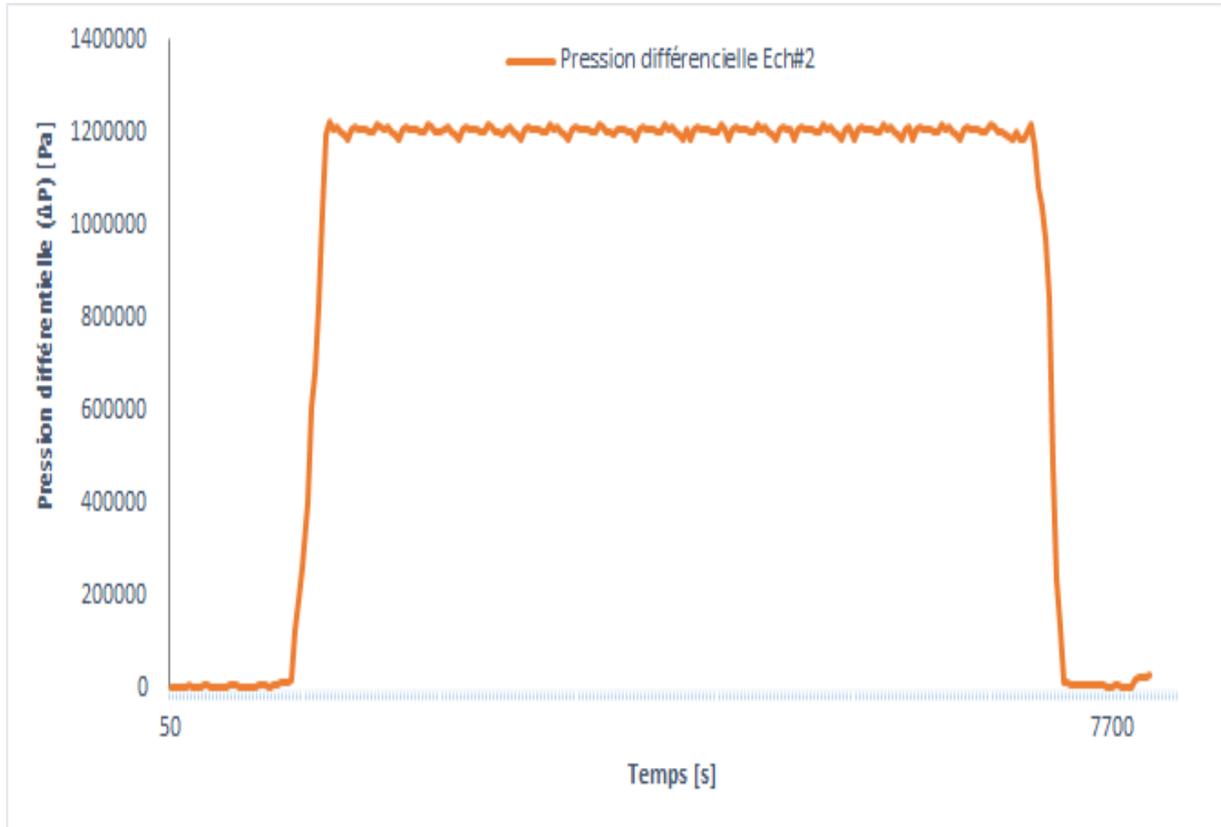


Figure 5.8: La variation de la pression différentielle en fonction du temps de l'Ech2

La Fig : 5.8 donne un aperçu sur la variation de la pression différentielle en fonction du temps, nous remarquons que dès l'injection des fluides de forage, la pression différentielle se stabilise autour d'une certaine valeur. cela peut être justifié par la continuité de l'injection de la boue lors des essais, pour simuler les conditions réelles du chantier.

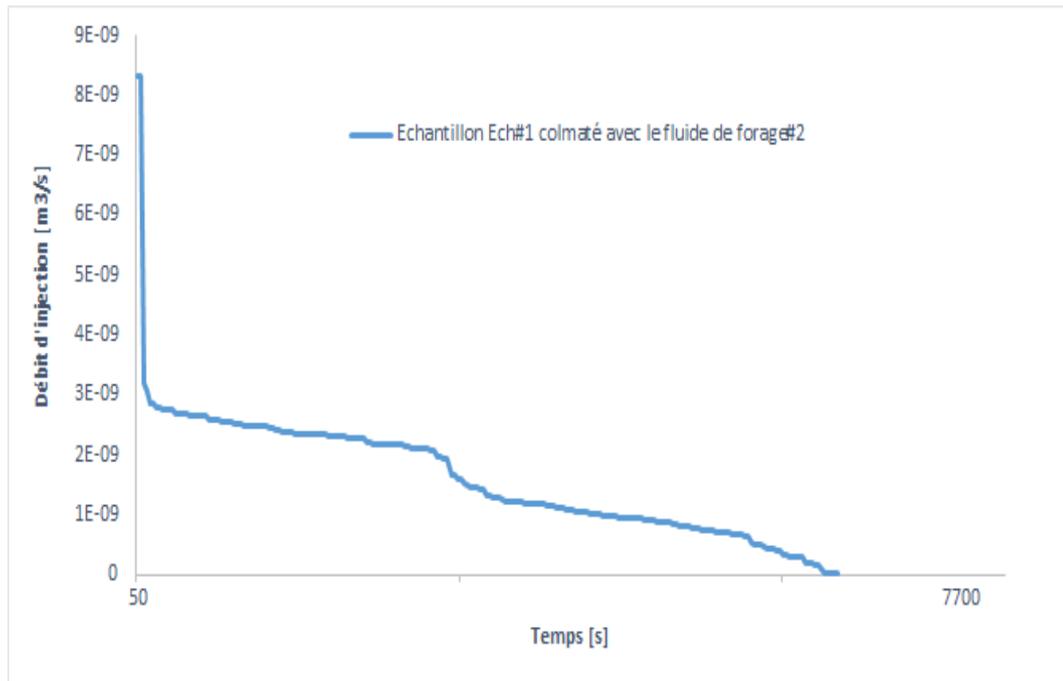


Figure 5.9: la variation du débit d'injection du fluide de forage 2

La fig : 5.9 montre la variation du débit d'injection du fluide de forage, nous remarquons que cette variation a la même tendance que celle de la perméabilité.

5.3.1 Effet de la pression différentielle sur le ratio d'endommagement

Comme nous avons présenté précédemment, l'endommagement d'un forage pétrolier est décrit en termes de réduction de la perméabilité de la formation réservoir, exprimant la différence entre la perméabilité initiale et finale divisée par la perméabilité initiale donnée par l'équation (4.1).

A partir des résultats expérimentaux obtenus lors des essais de colmatage sur les échantillons de Hassi Messaoud Ech.1 et Ech.2 ainsi que, Ech.6 et Ech.7.

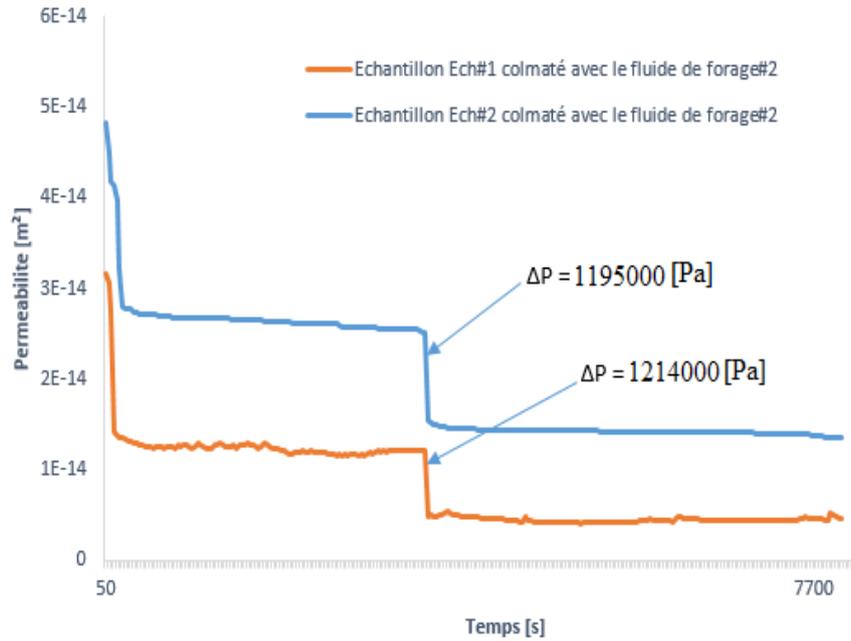


Figure 5.10: Courbes de perméabilités initiales et finales vis à vis la pression différentielle pour le fluide de forage 2

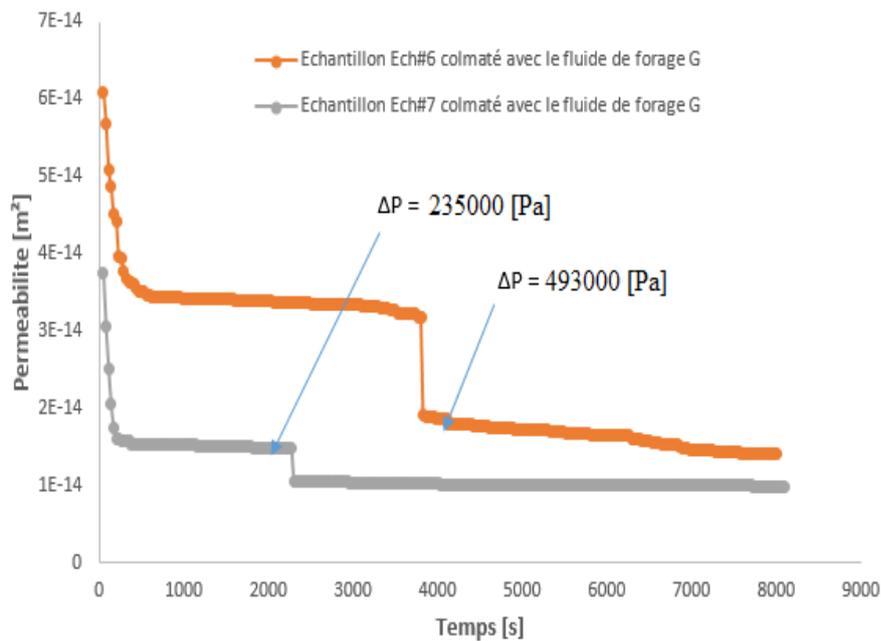


Figure 5.11: Courbes de perméabilités initiales et finales vis à vis la pression différentielle pour le fluide de forage G

Nous avons remarqué que le ratio d'endommagement augmente avec la diminution de la pression différentielle, comme le montre les figures (5.10 ;5.11). Les échantillons Ech.1 et Ech.2 ont été colmatés avec le fluide de forage .2, et les échantillons Ech.6 et Ech.7 ont

été colmatés avec le fluide de forage G.

Il faut noter que l'utilisation du même fluide de forage est cruciale pour pouvoir déterminer l'influence de la pression différentielle sur le taux de l'endommagement.

Lors des essais de colmatage pour chaque échantillon, la pression différentielle appliquée ainsi que le taux d'endommagement obtenu sont représentés dans le Tableau(5.1)

Résultats des essais de colmatage

Echantillon	Ech.1	Ech.2	Ech.6	Ech.7
Fluide de forage	Fluide de forage 2		Fluide de forage G	
ΔP (Pa)	1.214×10^6	1.195×10^6	2.35×10^5	4.93×10^5
DR (%)	45.66	62.6	50	31.50

Tableau 5.1: Variation du taux d'endommagement en fonction de la Pression différentielle

A partir des essais précédents, nous remarquons que lors de l'augmentation de la pression différentielle ΔP , le taux d'endommagement diminue, car plus la force agissante sur les particules solides contenues dans le fluide de forage augmente, ces particules ont plus d'aptitude d'y pénétrer dans les pores, lorsque ces fluides traversent l'échantillon. Par conséquent, les grosses particules, qui sont plus grandes que les dimensions des pores, se déposent sur les pores, ce qui provoque ainsi le colmatage de la roche réservoir.

Tandis qu'une diminution de la pression différentielle engendre un affaiblissement des forces agissantes sur les particules contenues dans le fluide de forage, ce qui provoque un détachement facile au cours de l'écoulement de retour (écoulement du solvant dans le sens de production).

5.3.2 Effet du débit de fluide de forage sur le ratio d'endommagement

Dans le but de déterminer l'influence du débit d'injection du fluide de forage à travers les échantillons de Hassi Messaoud, nous avons étudié les résultats des échantillons colmatés, précédemment cités, avec le même fluide de forage.

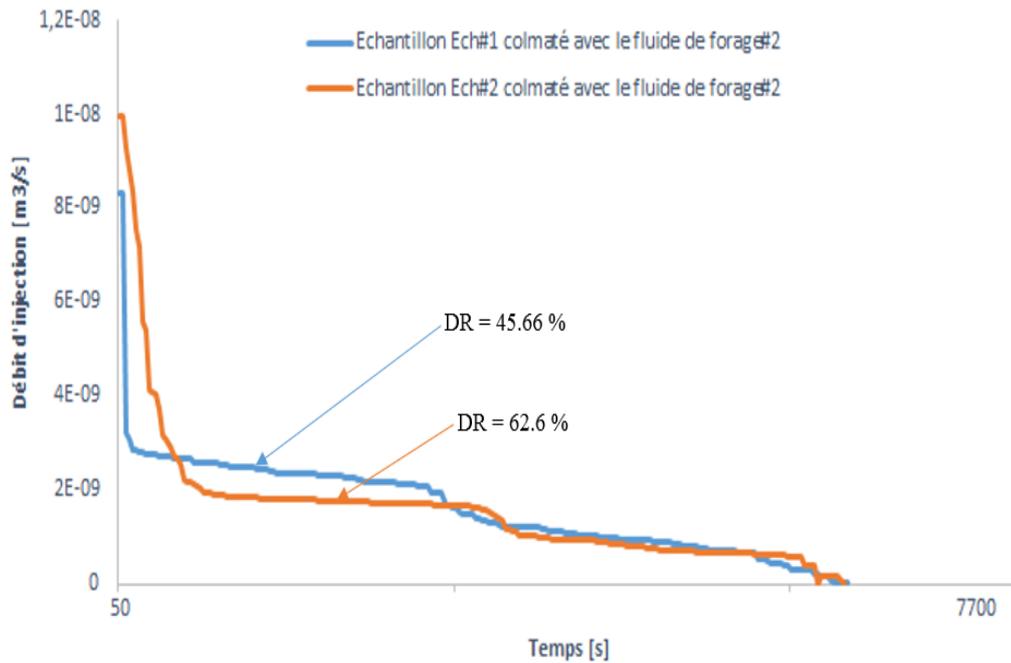


Figure 5.12: Variations du débit du fluide .2 avec Ech.1 et Ech.2

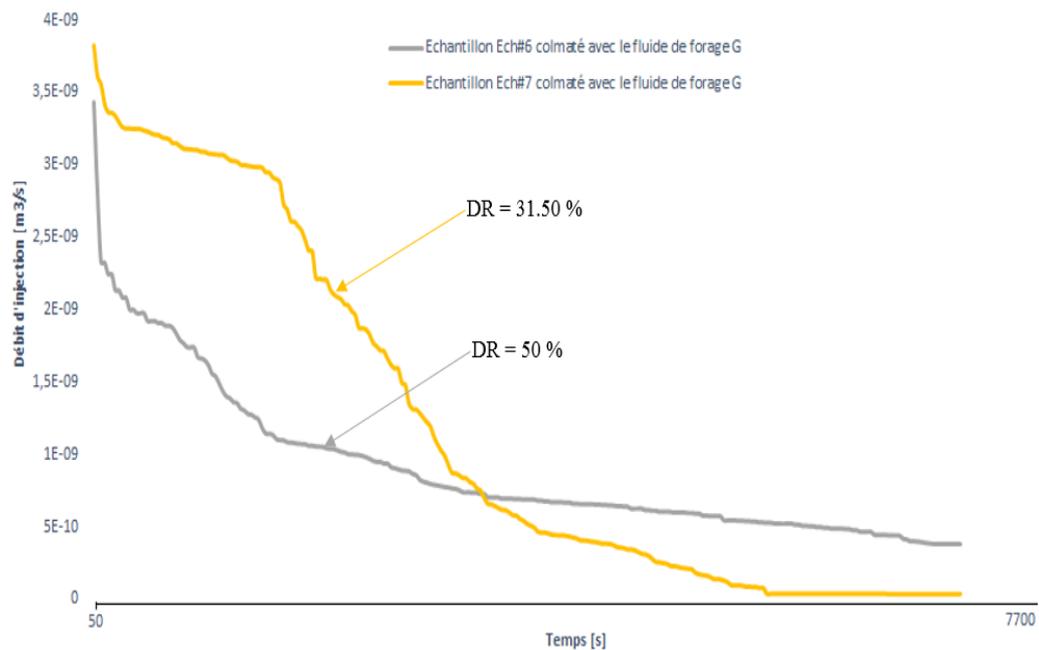


Figure 5.13: Variations du débit du fluide .G avec Ech.6 et Ech.7

Après observation des deux figures (5.12,5.13), nous avons remarqué qu'en avançant dans le temps, le débit d'injection du fluide de forage diminue, ce qui peut être justifié par la diminution de la perméabilité de la roche réservoir, c-à-d., lors de la diminution de la perméabilité où les pores de la roche se réduisent en dimensions, le volume du fluide de forage traversant se réduit, ce qui est très intéressant pour minimiser les pertes de

circulation du fluide lors du forage.

Les résultats des mesures des débits d'injection par rapport au taux d'endommagement sont présentés dans le tableau (5.1)

Echantillon	Ech.1	Ech.2	Ech.6	Ech.7
Fluide de forage	Fluide de forage 2		Fluide de forage G	
Q(m ³ /s)	2.37E-09	1.78E-09	1.43E-09	2.91E-09
DR (%)	45.66	62.6	50	31.50

Tableau 5.1: Variation du taux d'endommagement en fonction du débit d'injection du fluide

Comme le montre le tableau 5.1, l'influence du débit d'injection du fluide de forage est de même que celle de la pression différentielle, vu que le taux d'endommagement diminue par rapport à l'augmentation du débit du fluide, ce qui peut être justifié par la proportionnalité entre ces deux paramètres, c-à-d, en augmentant le débit d'injection la pression différentielle augmente.

5.3.3 Effets des différents additifs sur le taux d'endommagement

Fondamentalement dans le domaine pétrolier, il est reconnu que le taux d'endommagement diffère d'une formation à une autre, même si elles ont les mêmes paramètres pétrophysiques. Dans le but d'étudier l'influence des tensio-actifs (**Versamul** et **Versacoat**), nous avons sélectionné des échantillons avec des propriétés pétrophysiques similaires (Ech.2,Ech.3,Ech.4, Ech.5 et Ech.7), qui ont été colmatée avec des fluides de forage de même composition mais contenant différents taux de tensio-actifs (Tableau 5.1).

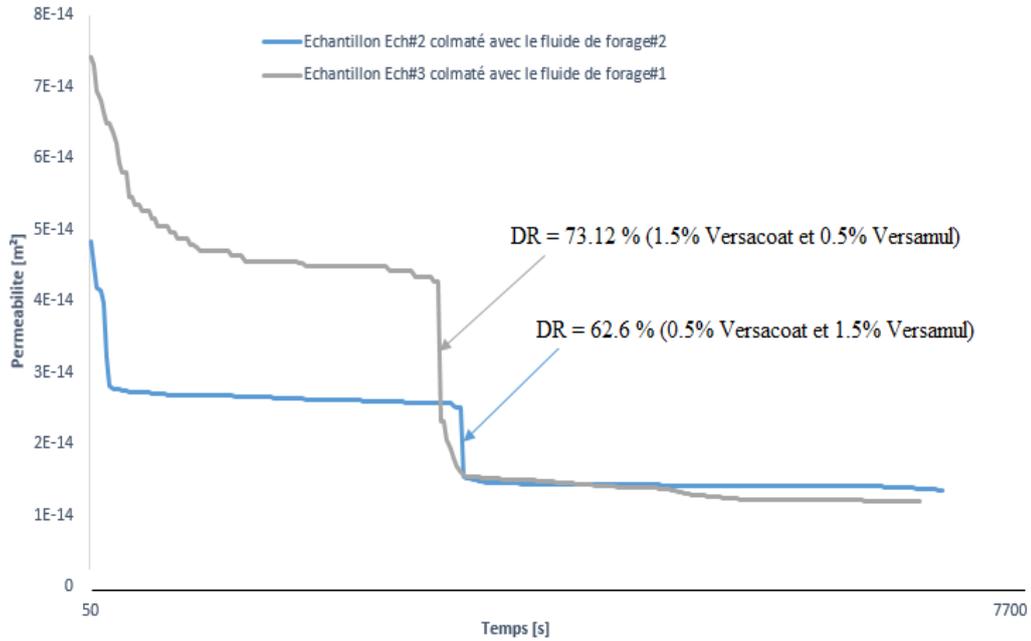


Figure 5.14: Tensio-actifs sur DR Ech.2 et Ech.3

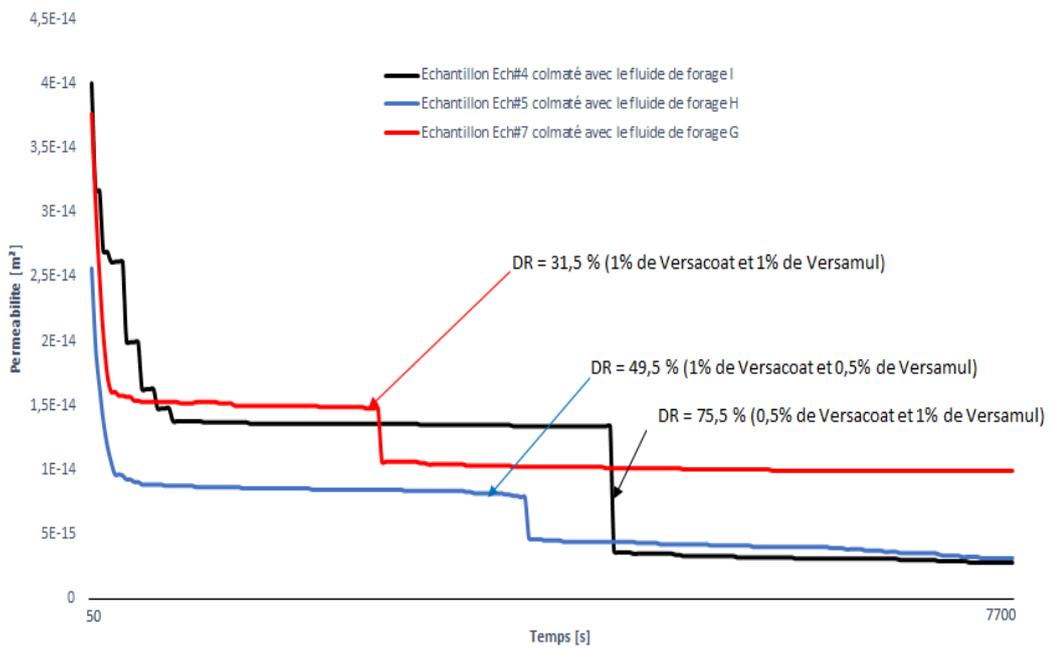


Figure 5.15: Tensio-actifs sur DR Ech.4 et Ech.5 et Ech.7

Echantillon		Ech.2	Ech.3	Ech.4	Ech.5	Ech.7
Taux des tensio-actifs (%)	Versamul	1.5	0.5	1	0.5	1
	Versacoat	0.5	1.5	0.5	1	1
DR(%)		62.60	73.12	75.50	49.50	31.50

Tableau 5.1: Résultats des taux d'endommagement par rapport aux taux des tensio-actifs

Interprétations : -*Ech.2; Ech.4 (un taux de Versacoat de 0.5%) :*

- ★ A partir de la comparaison de ces deux échantillons nous remarquons la diminution du taux de Versamul et qui implique l'augmentation du taux d'endommagement.
- ★ Le meilleur résultat qui est décrit par le plus faible taux d'endommagement de 62.60% est enregistré pour un taux de Versamul de 1.5

-*Ech.5 et Ech.7 (taux de versacoat de 1%) :*

- ★ Nous observons que le taux d'endommagement réagit de la même manière à la variation du taux de Versamul.
- ★ La variation de ce dernier nous a permis d'obtenir le plus faible taux d'endommagement qui est de 31.50% ; et qui a été enregistré pour l'échantillon Ech.7.

Ces observations peuvent être expliquées d'un côté, par le fait que moins de quantité d'agent émulsifiant (Versamul) conduit à augmenter la force de répulsion inter-particulaire, causant ainsi :

- ★ Une séparation de phase conduisant donc à l'instabilité du fluide de forage.
- ★ La présence des tensio-actifs libres qui seront adsorbés sur la surface des pores de la roche de la formation réservoir, réduisant ainsi sa perméabilité.

D'un autre côté, l'emploi d'une grande quantité d'agent mouillant (Versacoat) conduit à la variation de la mouillabilité de la roche. Cette dernière engendre l'augmentation du taux d'endommagement, comme il est indiqué dans le (5.1) pour l'échantillon Ech.3. Nous avons conclu que les meilleurs taux des tensio-actifs sont ceux du fluide de forage G utilisé lors du colmatage de l'échantillon Ech.7, qui sont de 1% pour les deux tensio-actifs (**Versamul** et **Versacoat**).

5.3.4 Effets du type d'argile sur le taux d'endommagement

Afin de choisir entre l'utilisation de l'**argile organophile VG69** et la **bentonite** lors de la formulation du fluide de forage, nous avons traité l'échantillon Ech.7 avec le fluide de forage G, et Ech.8 avec le fluide de forage K. Il faut noter que les fluides de forage K et G sont de compositions similaires mais qui se distinguent selon les additifs viscosifiants ajoutés (l'argile VG69 et la bentonite).

Il est bien utile de préciser que les deux échantillons (Ech.7 et Ech.8) ont une porosité de 18.40%.

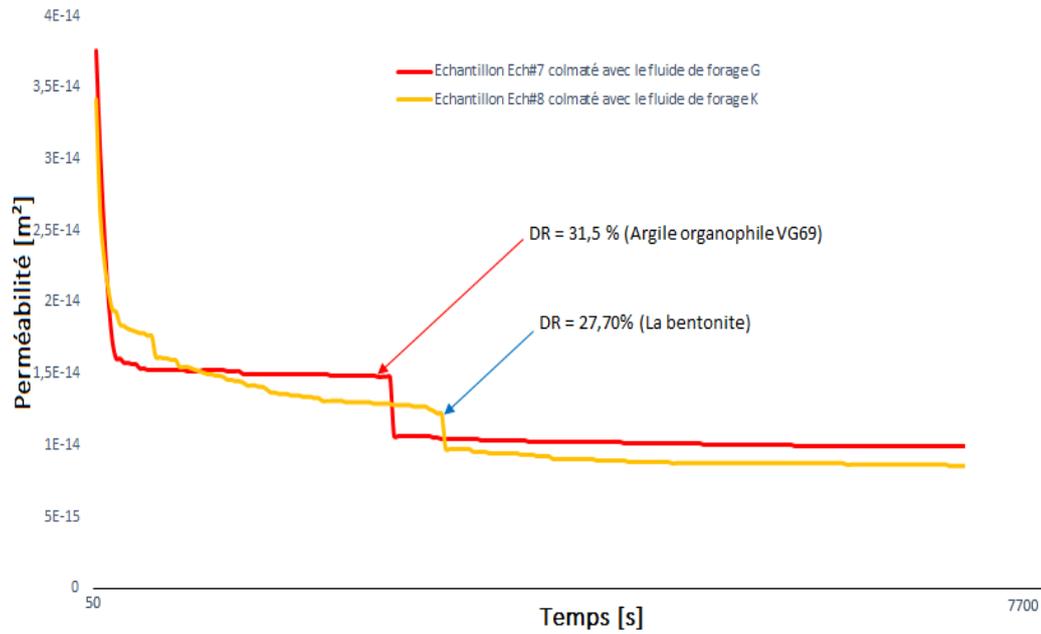


Figure 5.16: Argile Ech.7 et Ech.8

Les résultats obtenus sont présentés dans le (Tableau 5.1).

Echantillon	Ech.7	Ech.8
Additifs viscosifiants	Argile organophile VG69	La bentonite
DR(%)	31.50	27.70

Tableau 5.1: Résultats des taux d'endommagement par rapport aux additifs viscosifiants

Nous remarquons que le taux d'endommagement de l'échantillon colmaté avec un fluide de forage contenant l'argile organophile VG69 est supérieur à celui de l'échantillon colmaté avec un fluide de forage contenant la bentonite.

6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudié la caractérisation rhéologique des fluides de forage formulés dans le but de réaliser des tests d'endommagement. Il a été établi qu'une boue complète formulée selon le protocole de préparation (tableau 5.1), afin de se rapprocher vers le cas réel (celui du chantier), qui contient des quantités de tensio-actif Versamul et Versacoat de (1%) et également avec (3%) d'argile VG69, a montré des propriétés rhéologiques meilleures avant et après vieillissement par rapport aux boues contenant moins de tensio-actifs.(tableau 5.4, tableau 5.3).

Ensuite, nous avons utilisé ses boues pour l'exécution des essais de colmatage sur des échantillons en provenance du champ de Hassi Messaoud. Nous avons traité les résultats d'endommagement en termes de réduction de la perméabilité lors de l'injection du fluide de forage. Pour cela, nous avons analysé plusieurs paramètres afin de mieux comprendre l'origine de cet endommagement. En premier lieu, nous avons étudié l'effet de la pression différentielle sur l'endommagement de la roche réservoir, nous avons montré qu'avec l'augmentation de la pression, le taux d'endommagement diminue.

Ensuite, nous montrant en étudiant l'influence du débit d'injection du fluide de forage sur l'endommagement, que ce dernier est en lien direct avec la pression différentielle. Cela nous a amené à constater qu'un haut débit conduit à une forte pression, ce qui provoque un endommagement moins important. Enfin, nous avons analysé l'influence des différents additifs (tensio-actifs, viscosifiants) sur l'endommagement. Nous avons conclu que le fluide le plus intéressant est celui contenant les tensio-actifs à part égale avec un taux de (1%), et la bentonite comme additif viscosifiant.

Chapitre 6

Simulation Numérique

Introduction

Dans ce chapitre, nous allons présenter l'approche permettant de simuler l'écoulement linéaire du filtrat du fluide de forage à travers la formation réservoir sans inertie. Pour simuler le modèle mathématique (voir Annexe), Nous avons utilisé une approche basée sur la méthode des différences finies (Matlab). Cette approche permet d'estimer des paramètres fondamentaux qui vont servir à évaluer l'endommagement de la roche réservoir, en se basant sur les essais réalisés au laboratoire. Ces paramètres sont représentés par l'épaisseur du cake (X_C) formé lors de l'écoulement du fluide à travers la roche, le débit d'écoulement du fluide (Q), la concentration du filtrat envahissant la roche (plug), le rayon d'endommagement (R_D) et le taux d'endommagement en termes de concentration (DR_C). En annulant l'effet de l'inertie, l'écoulement est de type Darcy :

$$\beta_C = \beta_f = 0 \tag{6.1}$$

Dans ce cas le débit d'écoulement devient :

$$q = \frac{\tilde{\gamma}}{\tilde{\beta}} \tag{6.2}$$

Afin de valider notre modèle mathématique, nous avons utilisé le tableau 6.1, qui résume tous les paramètres, utilisés pour valider le modèle (selon [20] [21]) :

Paramètres du modèles	Unité en SI	Désignation du paramètre
r_w	Rayon du puits	0.025(m)
r_e	Rayon d'invasion	0.038 (m)
ϕ_c	Porosité du cake	40 (%)
ϕ_f	Porosité de la formation	80 (%)
h	Epaisseur de la couche	9 (m)
k_d	Taux de déposition	1.1
c_p	volume du fluide	560(kg/m ³)
k_f	Perméabilité de la formation	$5.92154 \times 10^{-12}(m^2)$
k_c	Perméabilité du cake	$1.33235 \times 10^{-18}(m^2)$
k_e	Taux d'érosion	$3 \times 10^{-4} (s/m)$
$\tau_c r$	Contrainte de cisaillement	0.5 (kg/ms ²)
μ	Viscosité	1E-3 (Pa.s)
n'	Ind d'écoulement	0.319
k'	Coefficient de consistance	0.8
stv	Vitesse tangentielle	1.25 (m/s)
δP	Pression différentiel	$33.44 \times 10^5(Pa)$
p_p	densité des particules	2500 (kg/m ³)
ρ	Densité du filtrat	1000 (kg/m ³)
τ_c	Facteur de tortuosité du cake	1
τ_f	Facteur de tortuosité du fluide de forage	1
f	Coefficient de diffusion	51.7
g	Exposant de Diffusion	1.25
c_f	Concentration Initiale	0.25(kg/m ³)
ϕ	Porosité de la formation	0.23
$S_0 r$	Saturation résiduelle en huile	0.3
$s_w i$	Saturation résiduelle en eau	0.25

Tableau 6.1: Données des paramètres utilisées lors de la simulation

1 Modélisation numérique

Les équations pour le modèle linéaire sans inertie sont utilisées afin de simuler l'écoulement du fluide de forage à travers la roche réservoir. Ces modèles sont basés sur les équations de Forshheimer en excluant l'effet de l'inertie $\beta_C = \beta_f = 0$.

Détermination de l'épaisseur du cake et de la vitesse de filtration

Les résultats de la simulation pour le cake formé ainsi que la vitesse de filtration durant la période des essais sont représentés par la Figure 6.1

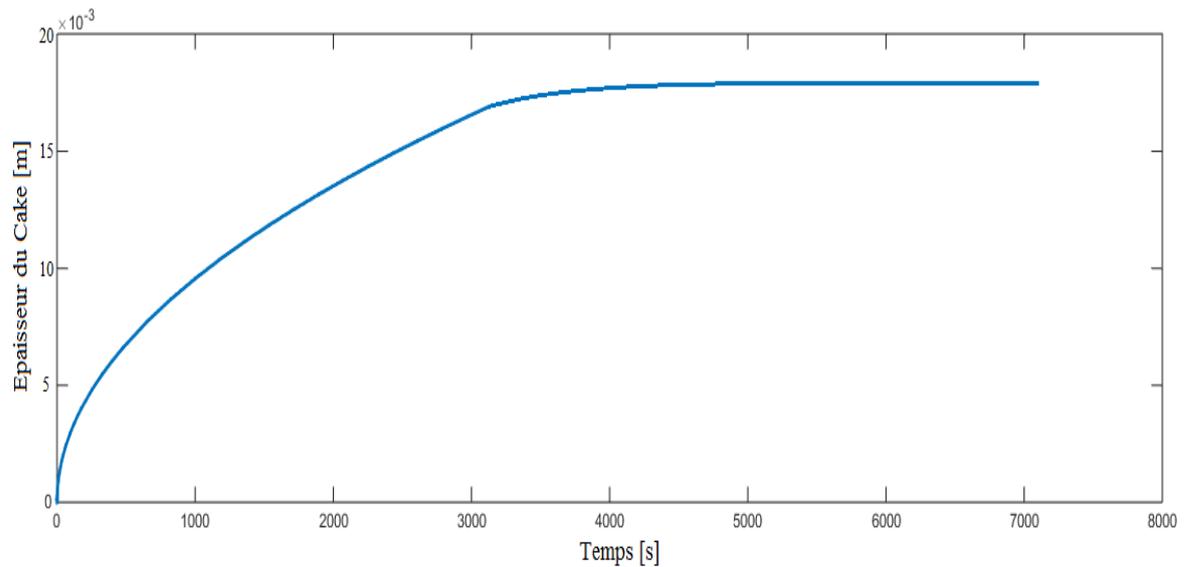


Figure 6.1: Epaisseur du Cake

Selon la Figure 6.1, l'épaisseur du cake augmente avec le temps et atteint son maximum de 1.78 cm après 50 min, au-delà, cette épaisseur devienne constante. Ceci est attribué au détachement des particules formant le cake suite à l'effet des conditions d'équilibre entre le taux de déposition et les contraintes d'érosion.

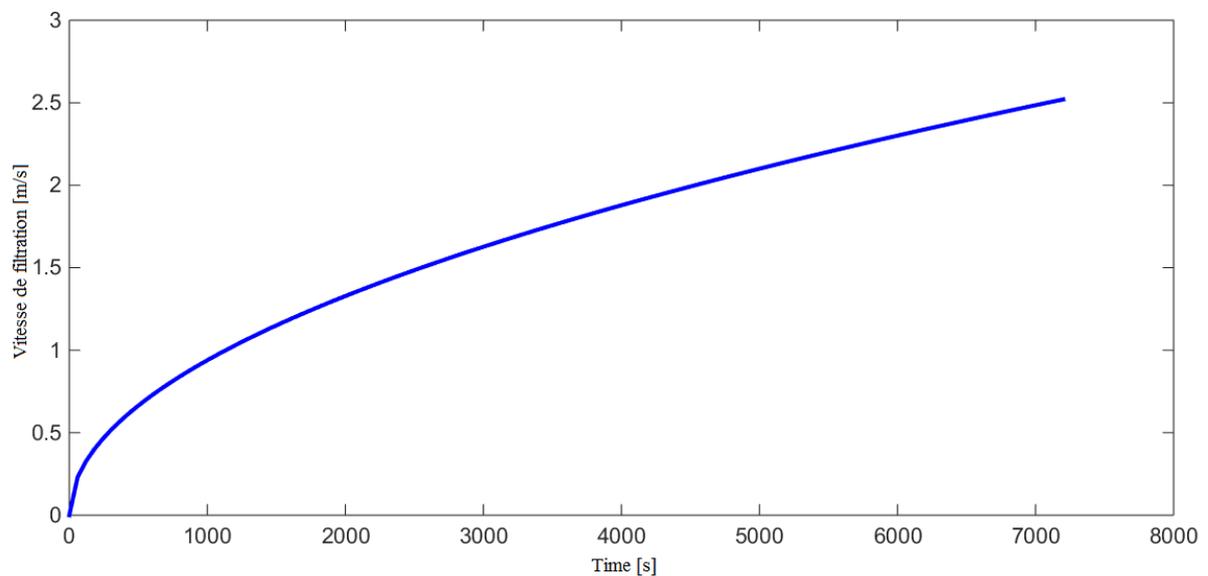


Figure 6.2: Vitesse de filtration

D'après la Figure 6.2, la vitesse de filtration augmente avec le temps exponentiellement. Ceci est due à l'écoulement du filtrat du fluide à travers l'échantillon sous l'effet de la pression appliquée par le fluide de forage sur les parois du puits pétrolier.

Détermination de la concentration

Les résultats de la simulation pour la concentration du filtrat du fluide de forage sont présentés dans la figure(6.3)

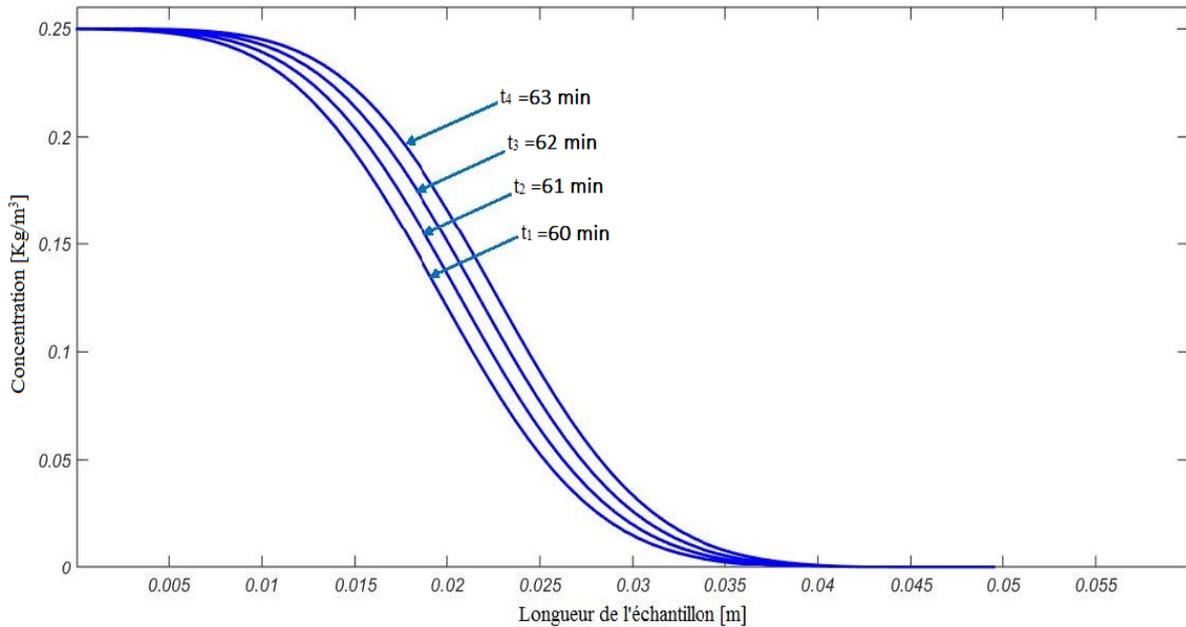


Figure 6.3: Concentration en fonction de la longueur de l'échantillon dans l'espace de temps

La figure (6.3), montre qu'à un temps (t) la variation de la concentration du filtrat du fluide de forage le long de l'échantillon se divise en 03 phases :

- Première phase : la concentration demeure stable à sa valeur maximale le long des premiers millimètres.
- Deuxième phase : la concentration décroît en s'éloignant de la paroi du puits.
- Troisième phase : en sortant de la zone envahie, la valeur de la concentration vaut zéro.

Nous remarquons ainsi que la concentration du filtrat du fluide de forage augmente lorsque le front d'invasion augmente au cours du temps .

Determination du rayon d'endommagement

Le rayon d'endommagement est determine à partir de la courbe de la variation de la concentration en fonction de la longueur de l'échantillon (longueur d'invasion du filtrat de fluide) (voir Figure 6.4).

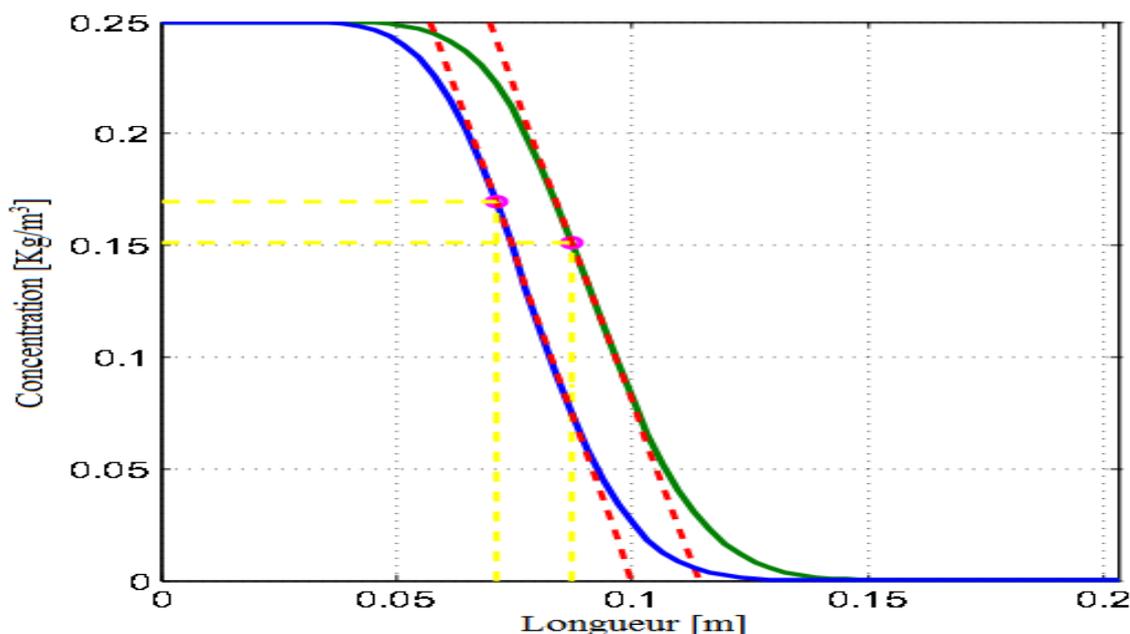


Figure 6.4: Détermination du rayon d'endommagement à partir de la courbe de la concentration

Comme le montre la Figure 6.4, le rayon d'endommagement (DR) est déterminé en traçant la tangente qui passe par la pente de la courbe de la concentration du filtrat de fluide envahissant la roche réservoir. La projection du point d'intersection, de la tangente avec celui de la concentration, sur l'axe des X nous donne le rayon d'endommagement. Par contre, la projection de ce point sur l'axe des Y nous donne la concentration critique correspondant au rayon d'endommagement.

Il est à remarqué également sur la Figure 6.4 que le rayon d'endommagement est proportionnel à la concentration du filtrat de fluide.

2 Modélisation numérique des échantillons choisis

Dans cette section, nous combinons les résultats expérimentaux extraits à partir des essais de colmatage et ceux obtenus par la modélisation numérique. Ceci peut élucider l'impact des différents paramètres sur l'endommagement de la roche réservoir. Le modèle linéaire présenté en haut, tient en compte des paramètres déterminés lors des essais de colmatage tels que les propriétés pétrophysiques, la perméabilité de la formation, la porosité, le débit d'écoulement, ainsi que la pression différentielle.

Après l'insertion des données des échantillons choisis dans le modèle MATLAB, nous avons obtenu les courbes de la variation de la concentration de chaque échantillon en fonction de sa longueur (Figure 6.5).

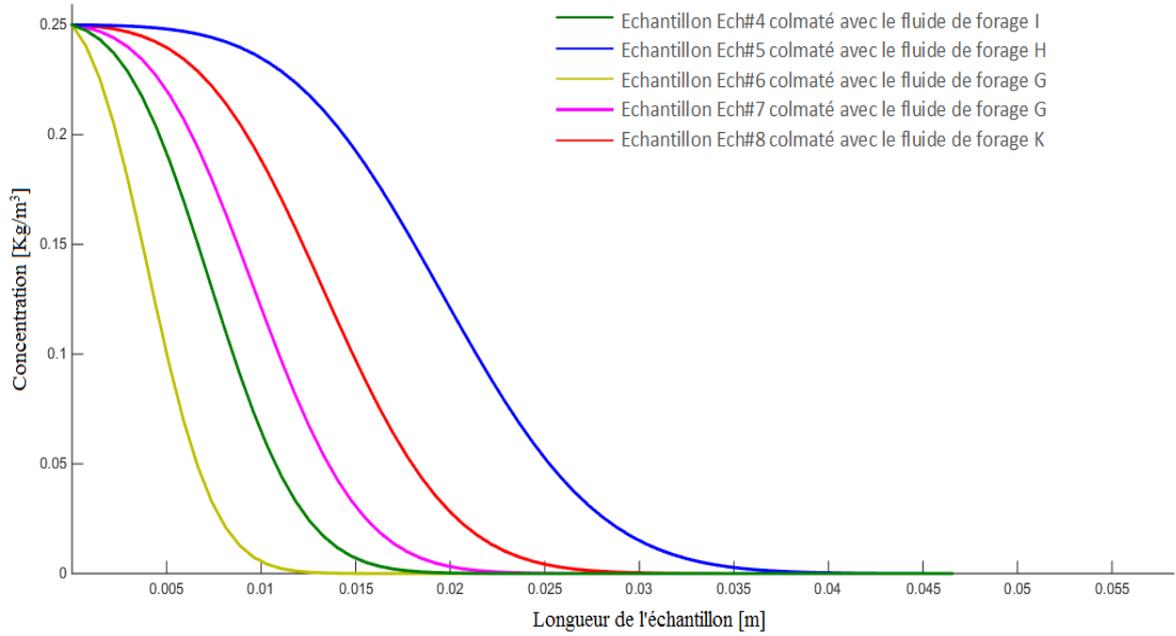


Figure 6.5: Variation des concentrations du fluide de forage en fonction de la longueur des échantillons

L'endommagement en termes de concentration est calculé selon l'équation suivante :

$$DC = \frac{C_i - C_c}{C_i} \times 100 \quad (\%) \quad (6.3)$$

En appliquant la méthode détaillée par la Figure 6.4 et l'Equation 6.3, nous avons obtenu les résultats montrés dans le tableau 6.2. Sur la base des résultats obtenus, nous remarquons que la concentration critique est inversement proportionnelle à la pression différentielle.

Echantillon	N° du fluide de forage	C_i (Kg/m^3)	ΔP (Pa)	C_c ((Kg/m^3))	DC (%)	R_D (m)
Ech.4	I	0.25	8.79E+05	0.176	29.54	0.006
Ech.5	H		9.67E+05	0.144	42.27	0.018
Ech.6	G		2.35E+05	0.192	23.18	0.003
Ech.7	G		4.93E+05	0.164	34.09	0.008
Ech.8	K		7.62E+05	0.157	36.81	0.012

Tableau 6.2: Rayon d'endommagement des Echantions Ech4,5,6,7 et 8

2.1 Effet de la pression différentielle sur l'épaisseur du cake

Afin d'investiguer le rôle de la pression différentielle sur la variation de l'épaisseur du cake, nous avons sélectionné des échantillons de propriétés pétrophysiques similaires représentés par les plugs Ech.6 et Ech.7 (voir Figure 6.6).

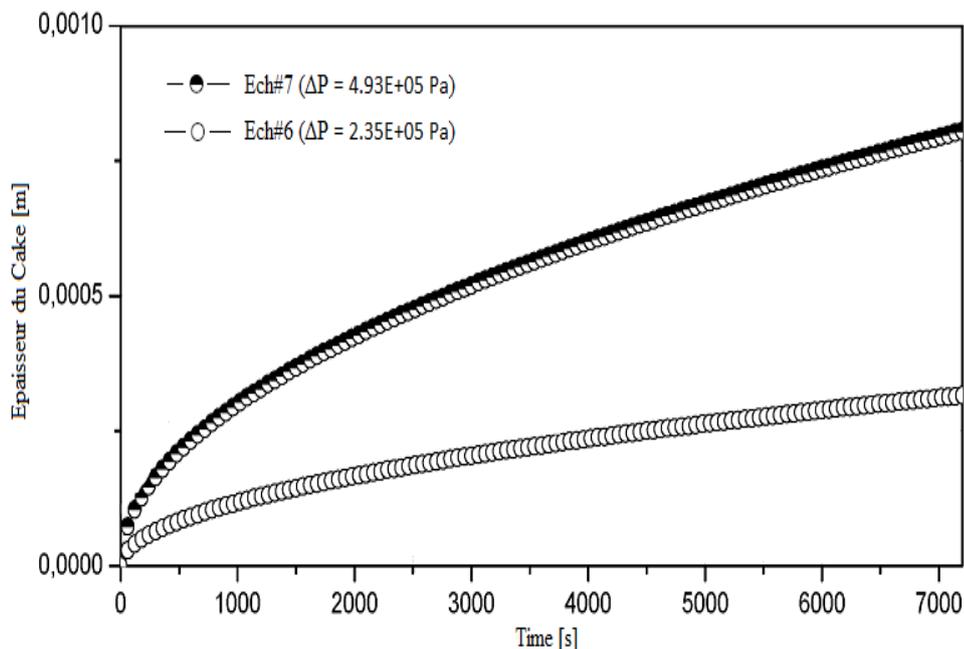


Figure 6.6: Variation de l'épaisseur de cake en fonction du temps

Sur la Figure 6.6, nous remarquons que l'épaisseur du cake dépend étroitement de la pression différentielle appliquée. Cela est dû aux particules fines ainsi que le filtrat du fluide de forage qui ont envahi la formation en bloquant les pores, conduisant à un dépôt continu de particules solides sur la surface de l'échantillon. Ce cake formé est très bénéfique durant le forage pétrolier car il permet de minimiser l'endommagement de la formation réservoir.

2.2 Effet de la pression différentielle sur le front d'invasion

Pour étudier l'effet de la pression différentielle sur l'invasion du filtrat de fluide de forage à travers la roche réservoir, nous avons choisi les mêmes échantillons choisis précédemment (Ech.6 et Ech.7). Le front d'invasion représente le rayon de la zone envahie par le fluide de forage, c'est-à-dire, jusqu'à où la concentration du filtrat de fluide soit nulle. Figure 6.7.

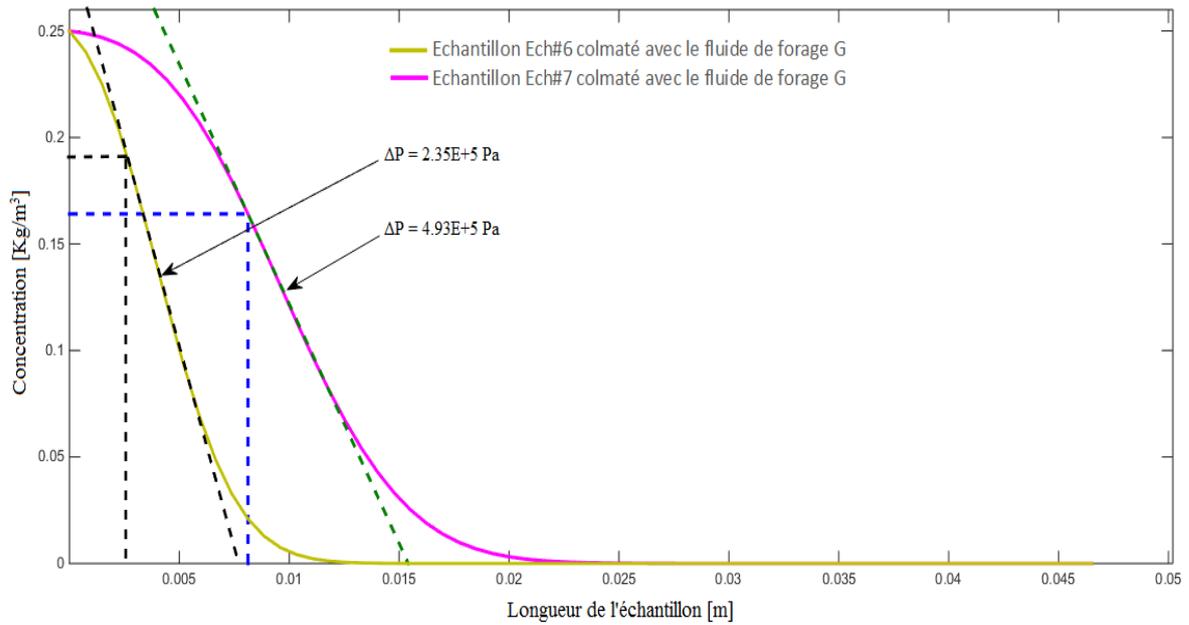


Figure 6.7: Effet de la pression différentielle ΔP sur le front d'invasion R_D

Comme l'indique la Figure 6.7, une pression différentielle importante conduit à un front d'invasion important. Cela peut être justifié par la proportionnalité entre la pression différentielle et le rayon d'endommagement.

2.3 Effet des tensio-actifs sur la concentration du filtrat

Afin de déterminer l'impact des tensio-actifs (Versacoat et Versamul) sur l'invasion du filtrat de fluide dans la formation réservoir, nous avons sélectionné des roches de propriétés pétrophysiques similaires, à savoir les plugs Ech.4, Ech.5 et Ech.6. Ces échantillons sont colmatés avec les fluides de forage I, H et G respectivement, avec différents taux des tensio-actifs comme le montre le tableau 5.2 des

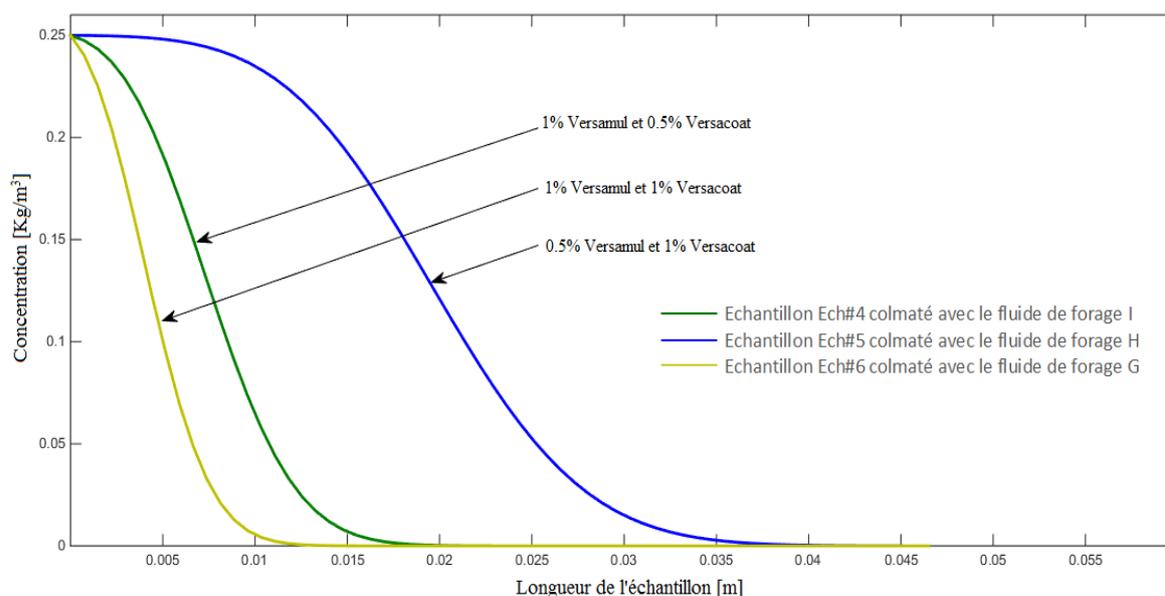


Figure 6.8: Impact des tensio-actifs sur le front d'invasion R_D

A travers la Figure 6.8, nous remarquons que le fluide de forage I, qui contient un rapport tensio-actif de 1.5%, c-à-d. 1% Versamul et 0.5% Versacoat, a donné un taux d'endommagement en termes de concentration de 29.54%. Ce dernier est relativement important que celui obtenu par le fluide G (23.18%), qui contient des tensio-actifs à part égale de 1% marqué par une invasion du filtrat de fluide faible par rapport au fluide I. Ceci est dû, d'une part, comme décrit précédemment à la différence de la pression différentielle et, d'autre part, à un excès de tensio-actif Veramul dans le fluide I, qui a conduit davantage à une altération de la perméabilité de la formation.

Le fluide de forage H, qui contient plus de quantité de tensio-actif Versacoat (1%) par rapport à celle de Versamul (0.5%), a encore altérer la perméabilité de la formation en donnant un rapport d'endommagement (DC) de l'ordre de (42.27%) avec un front d'invasion du filtrat de fluide important, comme le montre la Figure 6.8.

3 Changement de la saturation en eau en fonction de la concentration du filtrat de fluide

La distribution de la concentration du filtrat de fluide autour du puits pétrolier reflète le changement de la saturation en eau. Cependant, l'invasion du filtrat de fluide conduit à l'augmentation de la saturation en eau dans la zone envahit ce qui représente un effet négatif sur la mouillabilité de la roche réservoir vis à vis de la phase déplacée (l'huile), causant ainsi une chute considérable de la productivité d'un puits pétrolier.

Dans ce qui suit, nous allons investigué l'influence de quelques paramètres tels que la pression du déplacement ainsi que la saturation irréductible en eau sur le changement de la saturation en eau.

L'évaluation de la saturation est basée sur l'Equation 6.4. Tandis que les valeurs de perméabilité relative en eau et en huile sont données par l'Equation 6.5

$$S_{boue}(x) = C(x) \times (S_{w,max} - S_{w,min}) + S_{w,min} \quad (6.4)$$

$$\begin{aligned} K_{ro} &= K_{ro,max} \left(\frac{1-S_{boue}-S_{or}}{1-S_{wi}-S_{or}} \right) \\ K_{rw} &= K_{rw,max} \left(\frac{S_{boue}-S_{wi}}{1-S_{wi}-S_{or}} \right) \end{aligned} \quad (6.5)$$

A savoir :

S_{boue} = Saturation en huile ;

$S_{w,max}$ = Saturation maximale en eau ;

$S_{w,min}$ = Saturation minimale en eau ;

S_{wi} = Saturation résiduelle en eau ;

S_{ro} = Saturation résiduelle en huile ;

K_{rw} = Perméabilité relative à eau ;

K_{ro} = Perméabilité relative à l'huile.

3.1 Evolution de la saturation en fonction de la distance

La Figure 6.9 montre l'évolution du profil de la saturation en eau en fonction de la longueur de l'échantillon. Il est à remarqué que pour une valeur élevée en saturation en eau irréductible (S_{wi}), la saturation en eau est stable pour les premières valeurs de la distance (représentée par un palier) ensuite chute rapidement en atteignant et stabilise autour d'une valeur de 15%. Ceci signifie que le filtrat de fluide envahissant la roche se mélange avec le fluide de la formation conduisant à la diminution de sa concentration en engmentant la saturation en eau et altère la roche réservoir, ce qui provoque par la suite une chute de la production d'un puit pétrolier.

Pour une saturation en eau irréductible $S_{wi} = 0.35\%$, nous remarquons que le profil de la saturation du filtrat de fluide est maintenu constant le long de l'échantillon.

Sur cette même figure, nous remarquons que la pression du déplacement à un effet considérable sur l'évolution de la saturation du filtrat de fluide dans la roche réservoir. Il est à remarquer que plus de pression ($DP = 2.5$ MPa) conduit à une saturation maintenue constante le long de l'échantillon représentée par une ligne droite si on la compare avec une pression $DP = 2$ MPa ou la saturation chute vers $X = 0.021$ m. Ceci est expliqué par le

fait qu'une forte pression conduit à l'invasion importante du filtrat de fluide dans la roche ce qui maintient la contrainte de ce filtrat élevée dans cette zone envahie.

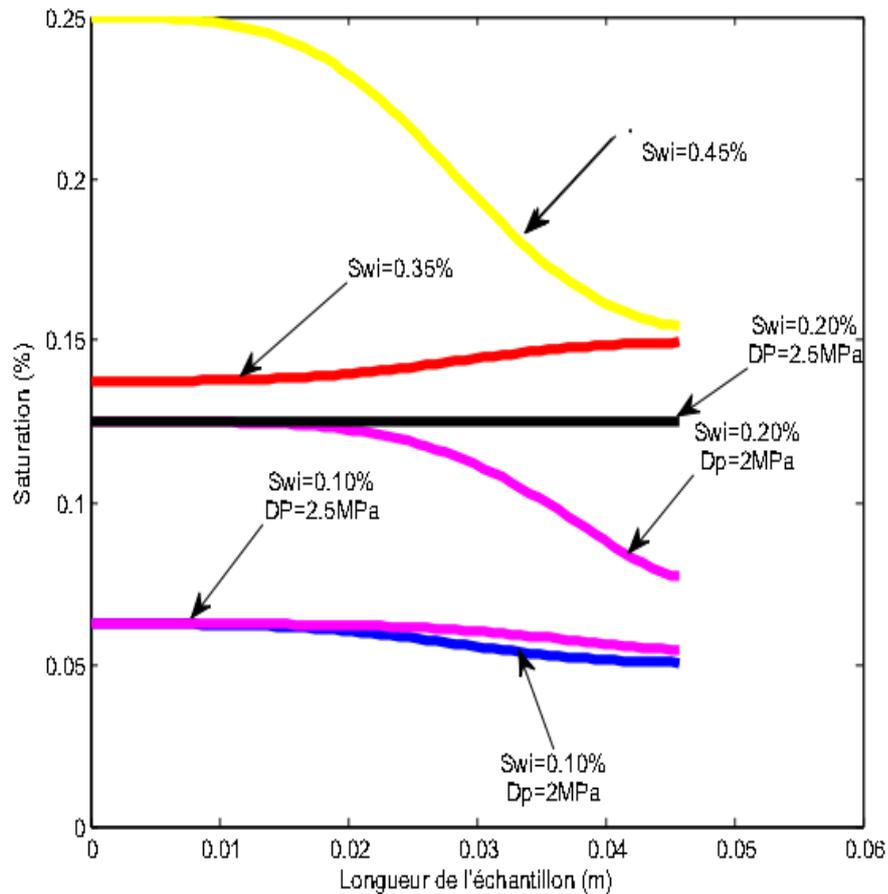


Figure 6.9: Variation de la saturation en eau en fonction de la distance

4 Conclusion

Afin d'estimer le rayon d'endommagement causé par l'invasion, du fluide de forage, de la formation réservoir, nous avons décrit un modèle mathématique linéaire sans inertie basé sur la méthode des différences finies (Matlab), composé de deux équations différentielles ordinaires, couplées avec une équation différentielle partielle, simulant à la fois l'écoulement du filtrat de fluide à travers la formation réservoir, l'épaisseur du cake en fonction du temps et la concentration du filtrat de fluide dans la formation en fonction du temps et de la longueur de l'échantillon.

Le modèle mathématique utilisé ajuste aux mieux les résultats expérimentaux. Il a été établi que l'épaisseur du cake est liée étroitement à la pression différentielle ainsi que la composition du fluide. Sur la base de la simulation numérique, nous avons élucidé que la distribution de la concentration autour d'un puits pétrolier affecte également la formation réservoir et par la suite sur le profil de la saturation en eau de la roche réservoir.

Conclusion générale

Ce travail a été conduit afin de comprendre la relation entre, d'une part, la composition d'un fluide de forage bi-phasique modèle de type inverse (w/o) chargée en argiles et stabilisé par des tensioactifs et, d'autre part, l'influence de ces fluides, et de ses compositions sur l'endommagement de la formation réservoir lors des essais de colmatage réalisés au laboratoire CRD Boumerdès. Ainsi que, l'établissement d'une corrélation entre les résultats expérimentaux et le modèle mathématique utilisé. Ce qui nous conduit à l'évaluation de l'endommagement de la formation suite à l'invasion du filtrat de fluide de forage dans la formation. Cette évaluation a été établie par deux processus, le premier, se base sur les mesures de la réduction de la perméabilité de la formation réservoir au laboratoire. Le deuxième est réalisé par la prédiction de la diffusion de la concentration du filtrat du fluide dans la formation réservoir, et par la suite, l'estimation du rayon d'endommagement.

La partie expérimentale a été entamée par la préparation des fluides de forage de type inverse (w/o), stabilisés par les différentes concentrations en argile et en tensio-actifs. Nous avons suivi la stabilité de ces fluides au cours du temps (avant et après vieillissement). Les résultats montrent que les fluides les plus stables sont ceux qui contiennent une quantité d'argile (3 %) et de tensio-actifs (2 %).

Ensuite, nous avons étudié l'endommagement de la formation réservoir par le filtrat des fluides de forage étudiés précédemment. Cela a été établi par des essais de colmatage au sein du laboratoire du (C.R.D), où nous avons simulé l'injection du fluide de forage à travers des échantillons en provenance de Hassi Messaoud. Les résultats ont été analysés en termes de réduction de la perméabilité de la formation dont plusieurs paramètres ont été étudiés afin d'investiguer leurs effets sur cette réduction. Nous avons remarqué ainsi qu'avec l'augmentation de la pression différentielle δP , le taux d'endommagement diminue, ce qui a été justifié par la proportionnalité inverse entre ces deux paramètres. Il a été établi que les concentrations de (3%) et (1%) en argile organophile VG69 et en

tensio-actif (Versacoat et Versamul) respectivement, sont suffisantes pour se rapprocher plus vers un fluide réel sur le chantier de Hassi Messaoud. L'utilisation de la Bentonite viscosifiante à la place de la VG69, a permis de donner des résultats d'endommagement nettement meilleurs.

Enfin, dans le but de prédire l'endommagement à partir de l'estimation du rayon d'invasion du filtrat du fluide, nous avons utilisé un modèle mathématique linéaire qui simule l'écoulement du fluide de forage dans la roche réservoir. Ceci étant en relation étroite avec l'épaisseur du cake formé sur la face des plugs au cours du colmatage. Sur la base des résultats obtenus, il a été établi que l'ampleur de cette épaisseur est liée étroitement aux conditions opératoires tels que la pression différentielle δP , ainsi qu'aux propriétés rhéologiques du fluide de forage utilisé (viscosités). Dans une deuxième phase, afin d'évaluer l'ampleur de l'endommagement, nous avons décrit un deuxième modèle basé sur la diffusion du filtrat du fluide dans la roche réservoir. La résolution numérique de ce modèle a permis d'estimer la concentration du filtrat envahissant la formation en espace et en temps. Il a été démontré que le front d'invasion est rigoureusement lié à la composition du fluide ainsi que la pression avec laquelle on pousse le fluide (δP). L'invasion du filtrat de fluide dans la formation réservoir cause généralement une réduction substantielle de la saturation en huile de la zone envahie et donc de sa perméabilité effective (K_f). Afin d'investiguer ce problème, nous avons utilisé une équation qui permet d'estimer la saturation en fonction de la concentration du filtrat de fluide. Cette saturation est fortement influencée par le filtrat de fluide qui conduit à l'augmentation de la saturation en eau et à la diminution de la saturation en huile. Dans le but d'estimer le rayon d'endommagement, nous avons décrit un critère, permettant de l'évaluer, basé sur l'annulation de la dérivée seconde de la concentration par rapport au temps (point d'inflexion sur les courbes de la concentration). Ce critère permet d'estimer la concentration critique correspondant à un rayon d'endommagement critique, à partir duquel l'endommagement commence. Nous avons ainsi décrit un critère permettant d'estimer le taux d'endommagement en termes de concentration du filtrat de fluide de forage dans la roche réservoir. Ce taux représente la différence entre la concentration initiale et critique, divisée par la concentration initiale. Il a été établi qu'avec l'augmentation de la pression différentielle, pour deux échantillons colmatés avec le même fluide de forage (Ech.6 et Ech.7 avec le fluide de forage G), le taux d'endommagement en termes de concentrations augmente. Cela peut être justifié par la proportionnalité entre les deux paramètres.

Références Bibliographiques

- [1] A Balducci and G Pommier. Cambrian oil field of hassi messaoud, algeria. 1970. [16](#)
- [2] Robert Fosset. Pétrole et gaz naturel au sahara. In *Annales de Géographie*, volume 71, pages 279–308. JSTOR, 1962. [17](#)
- [3] Abdelkader Kouider El Ouahed, Djebbar Tiab, and Amine Mazouzi. Application of artificial intelligence to characterize naturally fractured zones in hassi messaoud oil field, algeria. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 49(3) :122–141, 2005. [20](#)
- [4] C Rossi, Otto Kälin, J Arribas, and A Tortosa. Diagenesis, provenance and reservoir quality of triassic tagi sandstones from ourhoud field, berkine (ghadames) basin, algeria. *Marine and petroleum geology*, 19(2) :117–142, 2002. [20](#)
- [5] James L Lummus and Jamal J Azar. Drilling fluids optimization : a practical field approach. 1986. [23](#)
- [6] Olivier. LAVOISY. Premier puits de pétrole. *Encyclopaedia Universalis*. [24](#)
- [7] Alexandre BRIGANT, Didier. LEBLOND. Forages. *Encyclopaedia Universalis*. [25](#)
- [8] Jean-Paul NGUYEN. *Le forage*, pages 1–12. TECHNIP, 1993. [25](#), [27](#), [28](#), [29](#)
- [9] H.C.H. Darley and George R. Gray. {CHAPTER} 1 - {INTRODUCTION} {TO} {DRILLING} {FLUIDS}. In H.C.H. Darley, , and George R. Gray, editors, *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids (Fifth Edition)*, pages 1 – 37. Gulf Professional Publishing, Boston, fifth edition edition, 1988. [xiv](#), [30](#), [31](#), [35](#), [37](#), [38](#), [41](#), [43](#), [44](#), [45](#)
- [10] Johannes Karl Fink. *Reactive polymers fundamentals and applications : a concise guide to industrial polymers*. William Andrew, 2013. [30](#)
- [11] Landriot G. *Fluide de Forage*. 1968. [31](#), [34](#)
- [12] Fred Growcock and Tim Harvey. Drilling fluids. *Drilling Fluids Processing Handbook*, 2005. [35](#)
- [13] C. G. Chillingar Ryaen. Drilling fluids : state of the art. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, pages 221–230, 1996. [35](#)
- [14] M. J. Economides. *Petroleum well construction*. 1988. [38](#)
- [15] J Helmick W, R.Longley A. Pressure differential sticking of drill pipe and how it can be avoided or relieved. *Oil Gaz*, pages 55–132, 1957. [42](#)
- [16] Guy Couarraze and Jean-Louis Grossiord. Initiation à la rhéologie. 1983. [44](#)
- [17] Keyvan Maleki. *Modélisation numérique du couplage entre l'endommagement et la perméabilité des roches. Application à l'étude des ouvrages de stockage souterrain*. PhD thesis, Ecole des Ponts ParisTech, 2004. [46](#)
- [18] Anis Bounenni. *Etude expérimentale de l'effet de l'endommagement sur la perméabilité des roches*. PhD thesis, Ecole des Ponts ParisTech, 2002. [47](#)
- [19] FF Chang and Faruk Civan. Practical model for chemically induced formation damage. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 17(1) :123–137, 1997. [51](#)
- [20] Jiao.D and Sharma.M.M.University of Texas at Austin. Mud induced formation damage in fractured reservoirs. *Society of Petroleum Engineers*, Volume 11, Number 1, 1996. [77](#)
- [21] Fisk.J.V., Baroid Drilling Fluids Inc. ; Helmy Shaffer, S.S., and Baroid Drilling Fluids Ltd. Samy. The use of filtration theory in developing a mechanism for filter-cake deposition by drilling fluids

- in laminar flow. *SPE Drilling Engineering*, Volume 6, Number 3 :7, 1991. [77](#)
- [22] Civan.F. *Reservoir Formation Damage, Second Edition Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation*. Gulf Professional Publishing, 2007. [xiii](#), [93](#), [94](#), [100](#)
- [23] Kabir.M.A and Gamwo.I.K. Filter cake formation on the vertical well at high temperature and high pressure : Computational fluid dynamics modeling and simulations. *Journal of Petroleum and Gas Engineering*, 2(7) :146–164, November 2011. [xiii](#), [94](#)
- [24] Civan.F. *Reservoir formation damage : fundamentals, modeling, assessment, and mitigation*. Petroleum Engineering. Gulf Pub. Co., 2000. [xiii](#), [94](#)
- [25] Civan.F. Chapter 12 - cake filtration : Mechanism, parameters, and modeling. pages 341 – 404, 2007. [xiii](#), [94](#)
- [26] Civan.F. A multi-purpose formation damage model. *SPE Formation Damage Control Symposium, 14-15 February 1996, Lafayette, Louisiana.University of Oklahoma*, (Nombres de pages 16), 1996. [95](#), [96](#), [97](#), [98](#)
- [27] Civan.F. Incompressive cake filtration : Mechanism, parameters, and modeling. *AIChE Journal*, 44(11) :2379–2387, 1998. [95](#), [96](#), [97](#), [98](#), [102](#)
- [28] Parn-anurak.S and Engler.T.W. Modeling of fluid filtration and near-wellbore damage along a horizontal well. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 46(3) :149 – 160, 2005. [102](#)

Annexe

Modélisation mathématique du phénomène d'endommagement

L'analyse de l'endommagement de la roche au cours des opérations de forage est un processus fastidieux qui exige à la fois de conduire des test expérimentaux et de compléter par une phase de modélisation et de calculs numériques. Les travaux d'expérimentation donneront une idée sur la réduction de la perméabilité et de la porosité, alors que la partie modélisation est une tâche importante dans les problèmes d'endommagement qui complète la partie expérimentale. Dans ce chapitre, un modèle pour la simulation de l'écoulement du fluide de forage à base d'huile, sera décrit.

Ce modèle mathématique permet d'estimer l'ampleur de l'endommagement dans la roche réservoir et ce par le calcul de la l'épaisseur de cake, la concentration du filtrat de fluide, et le rayon d'endommagement.

Comme nous l'avons déjà cité précédemment, lors de la circulation du fluide de forage à travers la roche réservoir autour du puits pétrolier, il y aura invasion du filtrat de fluide ainsi que les particules fines dans la porosité de la roche, ce qui conduit à un endommagement de la formation réservoir en diminuant sa porosité et sa perméabilité. En plus, le filtrat de fluide envahissant la formation réservoir va se mélanger avec celui de la formation conduisant ainsi à un changement de la saturation de cette formation autour du puits pétrolier ce qui va influencer sur la mouillabilité de la roche en la rendant

plus mouillable à l'eau que l'huile ce qui rend la production de cette dernière difficile (Figure 7.1).

Un paramètre fondamental qu'on doit tenir en compte lors de la circulation d'un fluide de forage est le filtre cake se produit dans la plupart des réservoirs pétroliers durant le processus d'exploitation. Le fluide de forage contient des particules de différentes tailles, les particules de grandes tailles forment le squelette du filtre cake alors que les fines particules se déposent à l'intérieur des pores formés par les grosses particules (Figure 7.2b). Le cake formé peut subir un processus de compaction sous l'effet des forces de frottement du fluide de forage et du coup, les paramètres essentiels tels que la porosité, la perméabilité et l'épaisseur du filtre cake varient ce qui influe sur le processus de filtration (Figure 7.2a).

Dans cette partie, un modèle mathématique à été appliqué pour simuler l'écoulement du fluide de forage à base d'huile injecté à travers la roche réservoir. Ce modèle, permet d'estimer le débit du fluide injecté, par lequel, l'estimation d'épaisseur de cake aura lieu. A partir de ces paramètres, on va pouvoir déterminer la concentration du fluide dans la roche, et par la suite, déterminer le rayon d'endommagement. Le modèle utilisé c'est : l'écoulement linéaire sans inertie.

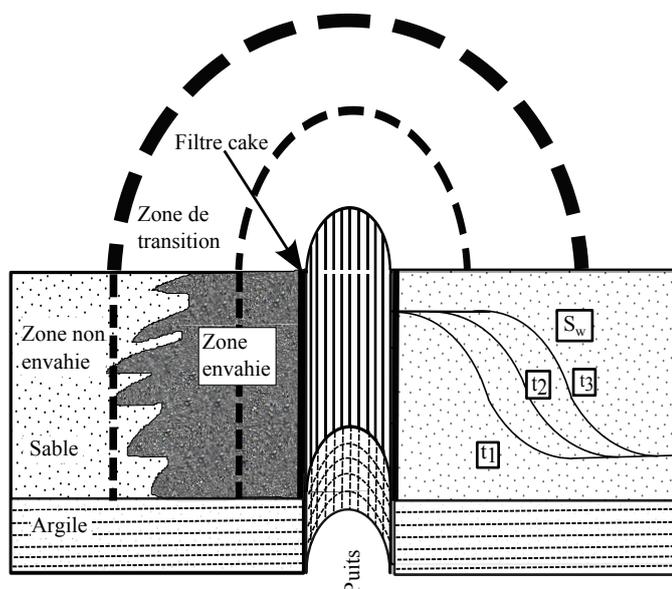


Figure 7.1: Représentation schématique détaillée des différentes zones et ainsi que les profils d'invasion du filtrat du fluide de forage dans la formation autour du puits à différents temps [22].

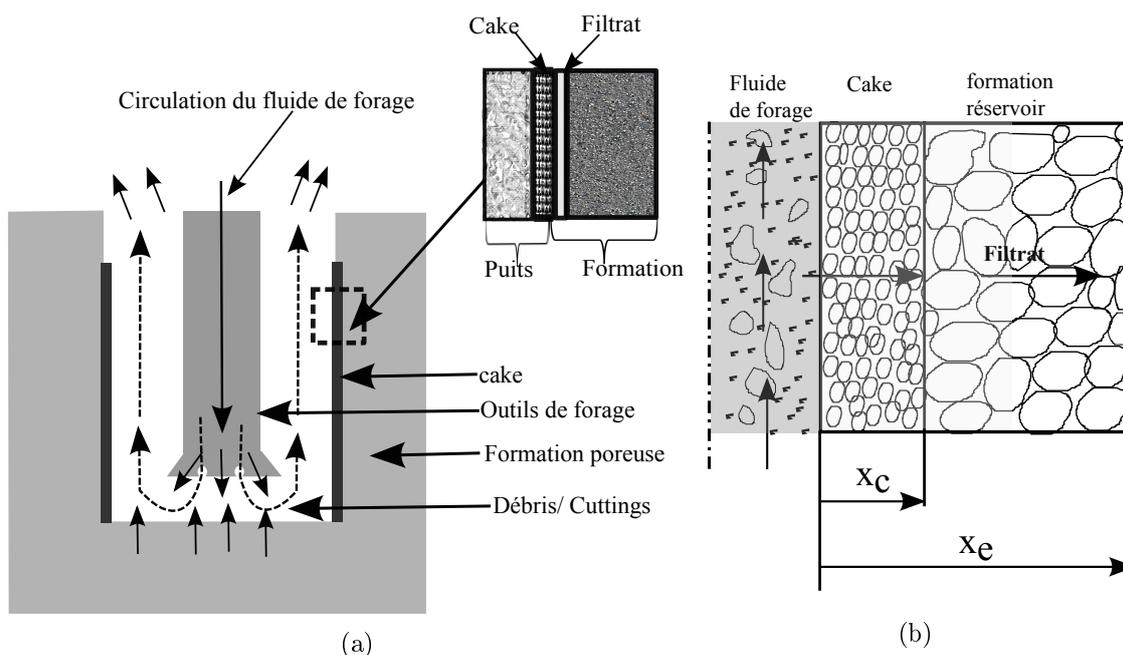


Figure 7.2: Processus de formation de cake dans le forage pétrolier a) Circulation du fluide de forage et formation du cake [23] b) Mécanismes de formation de cake [22, 24, 25]

Hypothèses du modèle

Les hypothèses utilisées pour construire le modèle sont les suivantes :

- ★ Le fluide de forage à base d'huile est injecté uniformément à travers la section du plug ;
- ★ L'invasion du fluide de forage à travers la roche réservoir est supposée monophasique,
- ★ Le fluide injecté traverse la roche avec un débit constant ;
- ★ L'écoulement est supposé isothermique ;
- ★ La pression d'injection du fluide de forage à travers la roche est supposée constante ;
- ★ Les propriétés pétro-physiques (porosité et perméabilité) de la roche au cours de l'injection du fluide de forage sont supposées inchangées ;

Formulation mathématique pour le cas longitudinal (linéaire)

Durant l'injection du fluide de forage à travers l'échantillon un filtre cake d'une épaisseur fine sera formé (cake externe) sur la surface d'un plug avec éventuellement un cake interne comme le montre la Figure 7.2a.

Dans cette partie, nous décrivons le modèle mathématique utilisé pour simuler l'invasion du fluide de forage à base d'huile. Cette invasion à travers la roche réservoir est basée sur le principe du bilan massique des particules dans le filtre cake [26, 27]. Elle est donnée par la formule ci-dessous :

$$-\rho_p \varepsilon_s \frac{dx_c}{dt} = R_{ps} \quad (7.1)$$

ou :

ρ_p : La densité des particules ;

ε_s : La fraction volumique des particules du cake ;

R_{ps} : fraction massique des particules déposées pour former le cake ;

t : Le temps

x_c : l'épaisseur du cake formé

La fraction volumique des particules du cake est donnée par la formule ci-dessous :

$$\varepsilon_s = 1 - \phi_c \quad (7.2)$$

tel que ϕ_c représente la porosité du cake.

La fraction massique des particules déposées R_{ps} pour former le cake est calculée comme

suit [26, 27] :

$$R_{ps} = K_d u_c c_p - k_e (\xi_s \rho_p)_c (\tau_s - \tau_{cr}) U(\tau_s - \tau_{cr}). \quad (7.3)$$

tel que :

K_d : Coefficient de déposition des particules ;

u_c : Flux volumétrique de filtration ;

k_e : Coefficient d'érosion ;

c_p : Masse des particules contenues dans le fluide de forage ;

τ_s : La contrainte appliquée par le fluide de forage sur la surface du cake.

τ_{cr} : La contrainte critique minimale pour détacher une particule du cake.

Le flux de filtration u_c est donné par :

$$u_c = \frac{q}{a} \quad (7.4)$$

q : Débit du fluide traversant la roche réservoir ;

a : La section de l'échantillon.

Selon l'équation 7.3, la quantité (τ_{cr}) , est composé de deux parties, la première représente la proportion de particules déposées qui est proportionnelle à la masse des particules transportées par le fluide à travers le filtre cake, la deuxième partie décrit le taux d'érosion des particules du filtre cake lorsque ce dernier est soumis aux forces du fluide de forage.

L'érosion a lieu lorsque la contrainte τ_s appliquée par le fluide excède une contrainte critique minimale τ_{cr} pour pouvoir détacher les particules de la surface du cake. La contrainte

de cisaillement est donnée par la formule suivante [26, 27] :

$$\tau_s = K'(8v)^{-n'} \quad (7.5)$$

K' : Coefficient de consistance ;

n' : Indice d'écoulement ;

v : Vitesse tangentielle du fluide sur la surface du filtre cake ;

Selon l'équation 7.3, τ_{cr} représente la contrainte de cisaillement critique. Cette dernière, est fonction de plusieurs facteurs tels que : la dureté de la surface et les forces d'adhésions des particules sur celles détachées. Elle est évaluée comme suit [26, 27] :

$$\tau_{cr} = K' \left(\frac{H}{24.D.l^2} \right) \quad (7.6)$$

Où :

H : Constante de Hamaker ;

D : Diamètre moyen des particules ;

l : Distance séparant les particules dans le filtre cake.

$U(\tau_s - \tau_{cr})$, décrit la fonction d'étape de Heaviside tel que :

$$\begin{cases} U(\tau_s - \tau_{cr}) = 0 & si \quad \tau_s < \tau_{cr}; \\ U(\tau_s - \tau_{cr}) = 1 & si \quad \tau_s \geq \tau_{cr}. \end{cases} \quad (7.7)$$

$(\xi_s \rho_p)_c$: La masse des particules contenues par unité de volume sur la surface du cake. Le taux d'érosion est directement lié à cette masse. En d'autres termes, il n'y aura érosion que si le cake se forme. Les propriétés de ce dernier sont supposées constantes et, de ce

fait, K_e (coefficient d'érosion) et $(\xi_s \rho_p)_c$ sont reliés par la formule suivante [26, 27] :

$$\tilde{K}_e \equiv K_e (\xi_s \rho_p)_c \quad (7.8)$$

De ce fait, l'équation 7.3 est simplifié comme suit :

$$R_{ps} = K_d u_c c_p - \tilde{k}_e (\tau_s - \tau_{cr}) U (\tau_s - \tau_{cr}) H(\xi_s). \quad (7.9)$$

$H(\xi_s)$, une fonction lié directement au cake formé, de sorte que :

$$\begin{cases} H(\zeta_s) = 0 & \text{si } \delta = 0; \\ H(\zeta_s) = 1 & \text{si } \delta > 0. \end{cases} \quad (7.10)$$

Où δ , représente l'épaisseur du cake formé. Celle-ci est évaluée par l'équation suivante :

$$\delta = x_w - xc \quad (7.11)$$

Selon Civan [27], l'équation 7.1 peut être reformulée comme suit :

$$\frac{d\delta}{dt} = Aq - B, \quad \delta \geq 0. \quad (7.12)$$

$$A = \frac{K_d c_p}{(1 - \phi_c) \rho_p a} \quad (7.13)$$

$$B = \frac{\tilde{K}_e (\tau_s - \tau_{cr}) U (\tau_s - \tau_{cr}) H(\delta)}{(1 - \phi_c) \rho_p} = K_e (\tau_s - \tau_{cr}) U (\tau_s - \tau_{cr}) H(\delta) \quad (7.14)$$

Le filtre cake formé dépend du débit de filtration $q(t)$. Pour résoudre l'équation 7.12, le débit de filtrat traversant la formation doit être estimé. Pour cela, en appliquant l'équation de Darcy pour l'écoulement linéaire, le gradient de pression est donné par la formule

suivante :

$$\frac{\partial p}{\partial x} = -\frac{\mu_f u}{k} \quad (7.15)$$

L'intégration de l'équation de Darcy entre les limites

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{x=0} \quad P_{x=L}; \\ et \\ X = 0 \quad x = L \end{array} \right. \quad (7.16)$$

à $t=0$ qui correspond à $x_c = 0$ donne ce qui suit :

$$P_{x=0} - P_{x=L} = -\frac{\mu_f q(0)L}{ka} \quad (7.17)$$

L'intégration de l'équation de Darcy à $t=t$ pour les conditions aux limites suivantes :

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{x=-x_c} \quad P_{x=L}; \\ et \\ X = -x_c \quad x = L \end{array} \right. \quad (7.18)$$

Cela nous donne l'équation suivante :

$$P_{x=-x_c} - P_{x=L} = \frac{q(t)\mu_f}{a} \left(\frac{x_c(t)}{k_c} + \frac{L}{k} \right) \quad (7.19)$$

Comme la pression est supposée constante durant la formation du cake, les équations 7.17 et 7.19 sont équivalente à tout moment c-à-d que

$$P_{x=0} - P_{x=L} = P_{x=-x_c} - P_{x=L}$$

De cette égalité, on peut déterminer le débit d'invasion $q(t)$ comme suit :

$$q(t) = \frac{q(0)}{1 + \frac{k}{k_c} \frac{x_c(t)}{L}} = \frac{ka\Delta p}{\mu_f L} \frac{k_c/k}{\left(\frac{k}{k_c} + \frac{x_c(t)}{L}\right)} \quad (7.20)$$

A partir des équations 7.4 et 7.20, on peut déterminer la vitesse de filtration $u(t)$ comme suit :

$$u(t) = \frac{k\Delta p}{\mu_f L} \frac{k_c/k}{\left(\frac{k}{k_c} + \frac{x_c(t)}{L}\right)} \quad (7.21)$$

De l'équation 7.20, le débit d'invasion est fonction du temps, par remplacement dans l'équation 7.12, l'équation donnant le cake formé au cours du temps devient alors :

$$\frac{dx_c}{dt} = \frac{k_d c_p k \Delta p}{\mu_f L (1 - \phi_c) \rho_p} \frac{k_c/k}{\left(\frac{k}{k_c} + \frac{x_c(t)}{L}\right)} \quad (7.22)$$

Dans le cas des écoulements non newtoniens, un nouveau terme est ajouté à l'équation de Darcy [22]. Selon Forchheimer, cette équation devient :

$$\frac{-dp}{dx} = \frac{\mu}{k} u + \rho \beta u^2, \quad (7.23)$$

Tel que β représente le coefficient d'inertie égal à :

$$\beta = 1,92 \cdot 10^4 \frac{\tau}{\phi k}, \quad (7.24)$$

ou : τ est la tortuosité.

En remplaçant la vitesse de filtration (u) par sa valeur dans l'équation 7.4, nous obtenons alors

$$-\frac{dp}{dx} = \frac{\mu}{ak} q + \frac{\rho \beta}{a^2} q^2; \quad (7.25)$$

L'intégration de cette équation avant et après la formation du cake nous donne :

$$p_c - p_e = \frac{\mu L}{ak} q_0 + \frac{\rho \beta_f L}{a^2} q_0^2; \quad (7.26)$$

$$p_c - p_e = \left(1 + \frac{k_f x_c}{k_c L}\right) \frac{\mu L}{ak} q + \left(1 + \frac{\beta_c x_c}{\beta_f L}\right) \frac{\rho \beta_f L}{a^2} q^2 \quad (7.27)$$

L'égalité entre les équations 7.26 et 7.27 permet de calculer le débit :

$$q = \frac{-\tilde{\beta}^2 + \sqrt{\tilde{\beta}^2 - 4\tilde{\alpha}\tilde{\gamma}}}{2\tilde{\alpha}} \quad (7.28)$$

Tel que :

$$\tilde{\alpha} = (\beta_f L_f + \beta_c x_c) \frac{\rho}{a^2} \quad (7.29)$$

$$\tilde{\beta} = \left(1 + \frac{k_f x_c}{k_c L}\right) \frac{\mu L_f}{ak_f} \quad (7.30)$$

$$\tilde{\gamma} = - \left(\frac{q_0 \mu L_f}{ak_f} + \frac{\rho \beta_f L_f q_0^2}{a^2} \right) \quad (7.31)$$

Une fois le débit du fluide et l'épaisseur du cake formé au cours du temps évalués, ils seront utilisés pour estimer la concentration du filtrat de fluide dans la roche réservoir.

Modèle de distribution du filtrat du fluide de forage

Afin d'évaluer l'ampleur de l'endommagement dans la formation réservoir, le paramètre fondamental permettant de donner des informations sur l'endommagement est le facteur de skin (s). Ce dernier dépend lui aussi de deux facteurs critiques, le rayon d'invasion

(rayon d'endommagement) et la réduction de la perméabilité de la zone envahie. Pour estimer ces paramètres, la distribution du filtrat du fluide dans la formation doit être évaluée. La concentration du filtrat dans la roche dépend de la dispersivité de la formation, la porosité, la vitesse de filtration et le temps de contact fluide-roche.

Hypothèses du modèle de filtration

- ★ La vitesse de filtration du fluide est supposée uniforme le long de l'échantillon ;
- ★ Le milieu est supposé isotrope et homogène ;
- ★ Le fluide est incompressible ;
- ★ La porosité est homogène

Le modèle décrivant la distribution de la concentration du filtrat du fluide pour un système d'écoulement linéaire est donné par l'équation suivante [27, 28] :

$$\frac{\partial C}{\partial t} = D \frac{\partial^2 C}{\partial x^2} - \frac{u(t)}{(1 - S_{or})\phi} \frac{\partial C}{\partial x}, \quad t > 0, 0 < x < L \quad (7.32)$$

Les conditions initiales à $t=0$

$$C(x, 0) = 0, 0 < x < L \quad (7.33)$$

Les conditions aux limites ($t>0$) sont :

$$C(0, t) = C_f \quad (7.34)$$

et

$$C(L, t) = 0 \quad (7.35)$$

Dans l'équation (7.32), la vitesse de filtration $u(t)$ à été déterminée par les équations (7.21) et (7.22).

Le coefficient de dispersion, D , est composé de deux paramètres : le coefficient de convection-dispersion (D_e) et le coefficient de diffusion moléculaire (D_m). Il est donné par la formule suivante :7.36

$$D = D_e + D_m \quad (7.36)$$

Le coefficient de diffusion moléculaire est supposé négligeable, tandis que le coefficient de convection-dispersion est significatif durant la filtration du fluide de forage. Une relation empirique donnant le coefficient de convection-dispersion a été proposée :(7.37)

$$D_e = f * u^g \quad (7.37)$$

Où f et g sont des paramètres empiriques.

Les valeurs moyennes de f et g sont **51.7** et **1.25** respectivement.