



Ecole Nationale Polytechnique
Département de Génie Minier
Laboratoire de Génie Minier

Thèse de Doctorat En Génie Minier

Option : Génie Minier

Présentée par :

AKKAL Rezki

Magister en Génie Minier de l'ENP

Intitulé

Optimisation des fluides de forage et endommagement de la formation.

Membres du jury

Président : M. Amar Sebai Professeur ENP

Examineurs : M. Hussein Khalaf Professeur (U.Blida)

M. Fethi Mohamed Ferfera Docteur (D.R-CRD)

M. Abdelhafid Mokrane Professeur ENS (Kouba)

Directeur de thèse : M. Toudert AHMED ZAID Professeur (ENP)

Co-Directeur de thèse: M.Hamidréza Ramézani Docteur (U.Orléans)

Invités : Mme Nathalie Cohaut M.C (CRMD-U.Orléans)

M. Mohamed Khodja Docteur (D.R-IAP) Boumerdès

M. Ahcène Kaouane Ingénieur CRD Boumerdès

ENP 2014

الهدف من عملنا هذا هو تحسين عملية التنقيب عن النفط و ذلك من خلال العمل على المتغيرات التي يمكن الوصول إليها و خاصة سوائل الحفر و مكوناتها من جهة و متغيرات التشغيل من جهة أخرى. معيار المثالي هو الضرر الذي يلحقه بالبنية و الذي نسعى إلى التقليل منه إلى أقصى حد. النهج المتبع لتحقيق هذه الأهداف يستند إلى دراسة الهيكلة و الروبولوجيا لسوائل الحفر و تفاعلاتها مع البنية لتقييم تأثيرات

النتائج بينت أن هذه الأضرار متعلقة بالخصائص البيتروفزيائية للبنية ، الضغط التفاضلي المطب
الحفر. تم تطوير نموذج رياضي
إلى داخل البنية المحاذية للحف .
اجتياح

كلمات مفتاحية: آبار البترول، البنية الجيولوجية، الأضرار، النموذجية، تحسين سوائل الحفر

Résumé

L'objectif de notre travail est d'optimiser le processus d'un forage pétrolier en agissant sur les variables les plus accessibles à savoir la composition de la boue d'une part et certaines variables opératoires d'autre part. Le critère d'optimalité retenu est l'endommagement de la formation traversée que l'on cherchera à réduire au maximum. La démarche retenue pour atteindre ces objectifs repose sur l'étude structurale et rhéologique du fluide de forage et ses interactions avec la formation en vue d'évaluer l'influence de différents facteurs sur la sévérité de 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 élaboré permettant de prédire le rayon d'endommagement et l'invasion du filtrat dans la formation.

Mots-clés : Forage pétrolier, formation géologique, endommagement, modélisation, optimisation de boue de forage

Summary

The objective of our work is to optimize the process of oil drilling by acting on the most accessible variables such as the mud composition and some operating variables. The optimality criterion is the reservoir formation damage which we try to minimize. The approach followed to achieve these goals is based on the structural and rheological study of the drilling fluid and its complex interactions with the formation in order to assess the influence of various factors on the formation damage severity. The results show that the damage is related with the petrophysical properties of the reservoir formation, the applied differential pressure and the drilling fluid composition. A mathematical model was developed to predict the radius of damage and the filtrate invasion into the formation.

Key words

Drilling, reservoir formation damage, modeling, drilling fluid optimization

Remerciements

Ce travail est le fruit d'une collaboration entre l'Ecole Nationale Polytechnique (ENP Alger), le Centre de Recherche et Développement (CRD) et le Centre de Recherche sur la Matière Divisée (CRMD-CNRS- Université d'Orléans).

Mes premiers remerciements vont à mon directeur de thèse, Toudert Ahmed-Zaid, Professeur à l'ENP de m'avoir confié ce travail, pour son soutien et pour tout ce que j'ai appris de lui durant les années de thèse. Merci.

Je remercie également tout particulièrement Madame Faiza Bergaya Directeur de recherche émérite, Madame Nathalie Cohaut et Monsieur Ramézani Hamidrèza Maîtres de conférences pour m'avoir accueilli au sein du CRMD. Je les remercie pour toute l'aide qu'ils m'ont apportée pour la finalisation de cette thèse.

Je remercie très particulièrement Monsieur Mohamed Khodja , Directeur adjoint du laboratoire de l'IAP, co-promoteur de cette thèse, pour l'ensemble de ses conseils scientifiques, professionnels et personnels. Je tiens à remercier également Monsieur Kaouane Ahcene pour son aide précieuse sur une partie de mon travail expérimental.

Je remercie l'ensemble des membres du jury. Mes vifs remerciements vont à Monsieur le professeur Amar Sebai , pour avoir accepté de présider mon jury. Je suis extrêmement reconnaissant envers Monsieur Fethi Mohamed Ferfera Dr Directeur de recherche(CRD), le Professeur Abdehafid Mokrane et le Professeur Hussein Khalaf , pour avoir accepté d'examiner mon travail.

Je remercie très particulièrement Monsieur Sifeddine Abdi, Docteur à l'université de Médéa, pour sa disponibilité et son soutien moral et scientifique. Je remercie également Madame Malika Khodja pour son aide au laboratoire CRD Boumerdès.

Une thèse est une période avec de bons moments et d'autres qui le sont moins. Ce sont dans ces derniers que l'on reconnaît le véritable soutien. Ma femme, mes chers enfants, Lyna, Nazim et Amani, toutes mes excuses de vous avoir un peu délaissés. Je vous remercie du fond du coeur d'avoir supporté mes absences répétées. Merci d'avoir été toujours là à mes côtés.

Je ne saurais terminer sans remercier mon père, ma mère ainsi que toute ma belle-famille qui m'ont soutenu et aidé pendant ces années.

Table des matières

| | |
|------------------------------|---|
| Résumé | ii |
| Remerciements | ii |
| Introduction générale | 1 |
| I | Partie bibliographique 4 |
| I.1 | Le forage pétrolier 4 |
| I.1.1 | Les problèmes rencontrés dans le forage : 4 |
| I.1.2 | L'instabilité du forage 6 |
| I.2 | Le gisement de Hassi Messaoud 12 |
| I.2.1 | Historique 13 |
| I.2.2 | Géologie 14 |
| I.2.3 | Problèmes liés à l'exploitation pétrolière 14 |
| I.3 | Les fluides de forage 18 |
| I.3.1 | Composition des fluides de forage 20 |
| I.4 | Les argiles 22 |
| I.4.1 | Capacité d'échange cationique 24 |
| I.4.2 | Les argiles organophiles (AO) 25 |
| I.4.3 | Les composés d'intercalation 25 |
| I.4.4 | La Montmorillonite 26 |
| I.4.5 | La laponite 27 |
| I.4.6 | Les argiles organophiles et leur dispersion en milieu or- ganique 27 |
| I.5 | Les émulsions 28 |
| I.5.1 | Types de tensioactifs utilisés dans les fluides de forage . 28 |
| I.5.2 | Stabilisation des émulsions par les tensioactifs 30 |
| I.6 | Les fluides de forage de type émulsion inverse 31 |
| I.6.1 | Rhéologie des fluides de forage 31 |
| I.6.2 | Autres caractéristiques physico-chimiques des boues de forage 36 |
| I.6.3 | Rhéométrie et principe de fonctionnement : 38 |
| I.7 | Endommagement et modélisation 39 |

| | | | |
|-----|---------|---|-----|
| | I.7.1 | Les mécanismes de l'endommagement | 40 |
| | I.7.2 | Evaluation de l'endommagement | 43 |
| | I.7.3 | Modélisation de l'endommagement | 48 |
| II | | Relation structure-viscosité dans des fluides émulsionnés modèles | 50 |
| | II.1 | Les argiles organophiles | 51 |
| | II.1.1 | Les argiles organophiles commerciales utilisées | 51 |
| | II.1.2 | Traitement organophile d'argiles | 52 |
| | II.1.3 | Conclusion | 57 |
| | II.2 | Les émulsions inverses | 58 |
| | II.2.1 | Méthode de préparation | 58 |
| | II.2.2 | Stabilité des émulsions | 59 |
| | II.2.3 | Conclusion | 62 |
| | II.3 | Etude Rheo-SAXS | 63 |
| | II.3.1 | Dispositif expérimental | 63 |
| | II.3.2 | Méthode d'interprétation des courbes SAXS | 64 |
| | II.3.3 | Rhéologie des émulsions | 66 |
| | II.3.4 | Etude structurale | 68 |
| | II.3.5 | Conclusion | 74 |
| | II.4 | Conclusion | 75 |
| III | | Etude de l'endommagement de la formation : | 77 |
| | III.1 | Caractérisation petro-physique des échantillons | 78 |
| | III.1.1 | Saturation de l'échantillon par une eau de gisement : | 78 |
| | III.1.2 | Mesure de la perméabilité initiale : | 78 |
| | III.2 | Préparation du fluide de forage et son injection dans l'échantillon | 79 |
| | III.3 | Caractérisation des fluides de forage | 80 |
| | III.3.1 | Mesures rhéologiques | 80 |
| | III.3.2 | Conclusion | 83 |
| | III.3.3 | Mesures de filtrats | 84 |
| | III.3.4 | Mesures de distillation | 86 |
| | III.3.5 | Mesures de la stabilité électrique | 87 |
| | III.3.6 | Conclusion | 87 |
| | III.4 | Essais de déplacement | 89 |
| | III.4.1 | Procédure de déplacement | 89 |
| | III.4.2 | Les carottes sélectionnés (plugs) : | 90 |
| | III.4.3 | Résultats expérimentaux | 91 |
| | III.5 | Conclusion | 96 |
| IV | | Modélisation mathématique du phénomène d'endommagement : | 99 |
| | IV.1 | Modèle mathématique | 102 |
| | IV.1.1 | Hypothèses du modèle | 102 |

| | | |
|----------------------------|---|------------|
| IV.1.2 | Formulation mathématique pour le cas longitudinal (linéaire) : | 102 |
| IV.1.3 | Modèle de distribution du filtrat du fluide de forage . . . | 107 |
| IV.1.4 | Hypothèses du modèle de filtration : | 108 |
| IV.1.5 | Estimation de la réduction de la perméabilité : | 111 |
| IV.1.6 | Estimation du facteur de skin : | 112 |
| IV.1.7 | Formulation mathématique de l'écoulement radial . . . | 113 |
| IV.2 | Simulation numérique | 117 |
| IV.2.1 | Modélisation analytique en mode dynamique | 117 |
| IV.2.2 | Modélisation analytique en mode statique | 123 |
| IV.2.3 | Conclusion | 125 |
| IV.2.4 | Modélisation numérique en utilisant des résultats expérimentaux | 125 |
| IV.2.5 | Conclusion | 129 |
| Conclusion générale | | 131 |

Table des figures

| | | |
|--------|--|----|
| 1 | Profil de DRX pour a)VG69 b) Bentone et c) Geltone. | 1 |
| I.1.1 | Etapes de forage : a)Outils de forage et b) Circulation de la boue. | 5 |
| I.2.1 | Géologie structurale de l'Algérie (Sonatrach 1995). | 12 |
| I.2.2 | Localisation du champ de Hassi Messaoud([36]). | 13 |
| I.2.3 | La stratigraphie du champ de Hassi Messaoud [36, 41]. | 15 |
| I.2.4 | Les phases de forage du champ de Hassi Messaoud [39]. | 16 |
| I.3.1 | Cycle du fluide sur le site de forage (Schlumberger, 1997) | 19 |
| I.4.1 | Structure des smectites [57]. | 23 |
| I.4.2 | Structure montmorillonite et hectorite [59]. | 23 |
| I.4.3 | Orientation des ions d'alkylammonium dans l'espace interfeuille des silicates Lagaly [68]. | 26 |
| I.4.4 | Structure de la montmorillonite [59]. | 27 |
| I.5.1 | Structure d'un agent de surface. | 29 |
| I.5.2 | Différentes classes de tensioactifs. | 29 |
| I.5.3 | Gouttelette d'eau stabilisée par un tensioactif dans la phase continue de l'huile | 30 |
| I.6.1 | Différent types de comportement thixotropiques pour les suspensions,[57, 91]. | 33 |
| I.6.2 | Différent types de comportement thixotropiques pour les suspensions,[57] | 36 |
| I.6.3 | Rhéomètre de type Couette | 38 |
| I.7.1 | Représentation schématique de la zone endommagée au voisinage du trou de forage [110, 116]. | 44 |
| I.7.2 | Différents types de Skin. | 45 |
| II.1.1 | Profil de DRX pour a)VG69 b) Bentone et c) Geltone. | 52 |
| II.1.2 | Protocole de préparation des argiles organophiles. | 54 |
| II.1.3 | Diffractogrammes de la Montmorillonite du Wyoming en poudre et en solution. | 56 |
| II.1.4 | Diffractogrammes de la Laponite en poudre et en solution. | 56 |
| II.1.5 | Diffractogramme de la Wyoming et Laponite modifiées. | 57 |
| II.1.6 | Comparaison de la densité et de la d(001) pour les argiles étudiées. . . | 58 |
| II.2.1 | Protocole de préparation des émulsions inverses. | 59 |

| | | |
|-----------|--|----|
| II.2.2 | Images de microscope optique des dispersions d'AO. (a) VG69-D (3.75%, m/m) ; et (b) VG69-T-D (3.75%, m/m) | 60 |
| II.2.3 | AO/T/D (gauche) et AO/T/-E/D(droite) avec AO =VG69, 5 jours au repos. | 60 |
| II.2.4 | Emulsions E/D chargées en AO contenant des émulsifiants a) après agitation et b)3 jours après pour (A) VG69 (1%, m/m); (B) VG69 (2.5%, m/m) ; et (C) Bentone (1%, m/m) | 61 |
| II.2.5 | Microscopie optique des émulsions AO-E/D (E/D=10/90), a) Bentone 3.75% m/m , b) VG69 3.75% m/m , c) Geltone 3.75% m/m , d) Bentone 1% m/m | 62 |
| II.2.6 | Stabilité des émulsions après une semaine au repos : rôle du rapport émulsifiant/mouillant | 63 |
| II.3.1 | a) Cellule de Couette cylindre concentrique à un creuset mince avec géométrie à cône plat et b) Des positions radiale et tangentielle de Cellule de Couette indique l'orientation possible des feuillets de particules anisométriques sous écoulement cisailé. | 64 |
| II.3.2 | : Intercalation de la matière organique entre feuillets argileux et empilement de feuillets dans un agrégat | 65 |
| II.3.3 | Evolution de la viscosité en fonction du temps et de la vitesse de cisaillement pour des émulsions en AO avec tensioactif | 67 |
| II.3.4 | Contrainte de cisaillement pour des fractions massiques d'AO dans des émulsions E/D | 68 |
| II.3.5 | Motifs SAXS en 2D pour des dispersions de VG69 (3.75%, m/m) en radiale (droite) et en tangentielle (gauche). | 69 |
| II.3.6 | Motifs SAXS en 2D pour des émulsions 10E/90D de VG69 (3.75%, m/m)sans TA en radiale (droite) et en tangentielle (gauche). | 69 |
| II.3.7 | Profils SAXS en 1D des dispersions VG69-D et des émulsions VG69-E/D (VG69 = 3.75%, m/m). | 70 |
| II.3.8 | Images SAXS en 2D des émulsions 10E/90D avec Bentone à 1.2% (D = 1.5 m). | 71 |
| II.3.9 | Images SAXS en 2D sous écoulement des émulsions 10E/90D avec VG69 à 3% (D = 6 m). | 71 |
| II.3.10 | Profils SAXS en 1D obtenus pour une sommation des motifs SAXS en 2D des émulsions 10E/90D avec a)VG69, b)Bentone (1, 1.5, et 3.75%, m/m) et c) Geltone (3.75%, m/m). | 72 |
| II.3.11 | Données de SAXS des émulsions AO-T-E-D et ajustement coeur-couche | 73 |
| II.3.12 | Jonction des feuillets argileux | 74 |
| III.3.1.1 | Courbes rhéologiques du fluide 1 a) avant vieillissement et b) après vieillissement. | 81 |
| III.3.1.2 | Courbes rhéologiques des fluides de forage avec ajout de différents ingrédients. | 82 |

| | | |
|-----------|--|-----|
| III.3.1.3 | Courbes rhéologiques du fluide 3 montrant l'effet du type d'argile et l'apport de TA. | 83 |
| III.3.3.1 | Courbes de filtration du fluide 1 à différentes concentrations en TA. . . | 85 |
| III.3.3.2 | Courbes de filtration des différents fluides. | 85 |
| III.3.3.3 | Courbes de filtration montrant l'influence du type d'argile et de la quantité de TA sur le volume de filtration. | 86 |
| III.3.4.1 | Les mesures de distillation pour différents échantillons | 87 |
| III.3.5.1 | La stabilité électrique en fonction des échantillons | 88 |
| III.4.1.1 | Porte échantillon, a) Schéma du porte échantillon, b) Cellule Hasler. . . | 90 |
| III.4.1.2 | Shéma montrant la circulation du fluide lors de l'essai de déplacement. . . | 91 |
| III.4.3.1 | Courbes de perméabilités initiales et finales pour les échantillons issus des puits D ₂ , D ₃ et GB ₁ et GB ₃ | 96 |
| IV.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 [116]. | 101 |
| IV.2 | Processus de formation de cake dans le forage pétrolier a) Circulation du fluide de forage et formation du cake [162] b) Mécanismes de formation de cake [116, 161, 163] | 101 |
| IV.1.6.1 | Effet de skin | 112 |
| IV.1.7.1 | Formation du cake pour le modèle Radial. | 114 |
| IV.2.1.1 | Épaisseur du cake pour le modèle de l'écoulement radial avec et sans inertie avec l'erreur commise entre les deux cas. | 119 |
| IV.2.1.2 | Volume de filtration pour le modèle de l'écoulement radial avec et sans inertie ainsi que l'erreur entre les deux cas. | 119 |
| IV.2.1.3 | Evolution de la concentration du filtrat de fluide en fonction du temps et de la distance pour l'écoulement radial. | 120 |
| IV.2.1.4 | Simulation numérique pour le cas radial et linéaire en dynamique et statique avec et sans inertie. | 121 |
| IV.2.1.5 | Épaisseur de cake pour le modèle en écoulement linéaire avec et sans inertie. | 122 |
| IV.2.1.6 | Volume de filtration pour le mdèle en écoulement linéaire avec et sans inertie. | 122 |
| IV.2.1.7 | Evolution de la concentration du filtrat de fluide en fonction du temps et de la distance pour l'écoulement linéaire. | 123 |
| IV.2.2.1 | Evolution de l'épaisseur de cake en fonction du temps pour le cas de l'écoulement radial statique. | 124 |
| IV.2.2.2 | Evolution de l'épaisseur de cake en fonction du temps pour le cas de l'écoulement linéaire statique. | 124 |

| | | |
|----------|---|-----|
| IV.2.4.1 | Epaisseur du cake en fonction du temps montrant l'effet de la pression différentielle sur la formation du cake. | 126 |
| IV.2.4.2 | Epaisseur du cake en fonction du temps montrant l'impact des propriétés pétro-physiques sur la formation du cake. | 127 |
| IV.2.4.3 | Epaisseur du cake en fonction du temps indiquant l'impact du carbonate de calcium sur la formation du cake. | 127 |
| IV.2.4.4 | Effet du tensioactif sur la concentration du filtrat. | 128 |
| IV.2.4.5 | Effet de la pression différentielle sur la concentration de filtrat. | 129 |

Liste des tableaux

| | | |
|-----------|--|-----|
| 1 | Principaux produits entrant dans la formulation d'une boue de forage à l'huile et leur rôle respectif [44] | 22 |
| II.1.1 | Résultats de DRX et de masse volumique des argiles commerciales. . . | 51 |
| II.1.2.1 | Mesures de masse volumique ρ et des distances interfoliaires $d(001)$ par DRX | 55 |
| II.2.1 | Caractéristiques des composés utilisés pour la préparation des émulsions | 58 |
| II.2.1 | Protocole de préparation pour différentes argiles | 61 |
| II.2.2 | Stabilité des émulsions en fonction de la teneur en VG69 et en TA (versamul/versacoat). | 62 |
| II.3.1 | Des paramètres fités obtenus sur des émulsions W/D chargées en AO (core-layer model). | 73 |
| III.1 | Protocole de préparation des fluides de forage. | 80 |
| III.3.1.1 | Fluide 1 avec différentes concentrations en TA | 81 |
| III.3.1.2 | Composition des fluides en fonction de la concentration de TA et du type d'AO. . . | 83 |
| III.3.3.1 | Volumes de filtration pour différents fluides à différentes compositions. | 86 |
| III.3.5.1 | Désignation des échantillons soumis au test de la stabilité électrique. | 88 |
| III.4.2.1 | Caractéristiques pétrophysiques des échantillons de Hassi Messaoud en provenance des puits A(A ₁ ,A ₂), B(B ₁ ,B ₂) et C. | 92 |
| III.4.2.2 | Caractéristiques pétrophysiques des échantillons de Hassi Messaoud en provenance des puits D(D ₁ ,D ₂ et D ₃). | 92 |
| III.4.2.3 | Caractéristiques pétrophysiques des échantillons de Grés de Beréa (GB : GB ₁ , GB ₂ , GB ₃ , GB ₄ et GB ₅)(USA). | 92 |
| III.4.3.1 | Description des résultats expérimentaux incluant le nom d'échantillon, le fluide appliqué, le débit, la perméabilité, la porosité, ratio d'endommagement et la pression. | 93 |
| III.4.3.2 | Ratios d'endommagement des échantillons issus des puits D ₂ , D ₃ et de ceux de grés de Beréa (GB) | 95 |
| III.4.3.3 | Paramètres d'endommagement des échantillons issus des puits A ₁ , A ₂ , B ₁ , B ₂ , D ₁ et D ₃ | 97 |
| IV.2.1 | Données utilisées pour valider le modèle selon [175] et [176] | 118 |

Nomenclature

Nomenclature du chapitre II

- $\langle d \rangle$ Distance interlamellaire [\AA]
 $\langle N \rangle$ Empilement de disque [-]
 ϕ Angle entre q et l'axe du disque [-]
 ρ_c Densité moyenne de longueur de diffusion dans le coeur [\AA^{-2}]
 ρ_l Densité moyenne de longueur de diffusion dans la couche [\AA^{-2}]
 ρ_s Densité moyenne de longueur de diffusion dans le solvant [\AA^{-2}]
 σ_D Déviation standard de Gauss [-]
 D Epaisseur de la couche [\AA]
 f_c Facteur de structure du coeur de la couche [-]
 f_t Facteur de structure de toute la particule [-]
 H Epaisseur du disque [\AA]
 J_1 Fonction de Bessel [-]
 R Rayon du disque [\AA^{-2}]
 $S(q)$ Fonction interférence [-]
 V_c Volume du coeur [\AA^{-2}]
 V_t Volume total du disque [\AA^{-2}]

Nomenclature du chapitre III

- ΔP Pression différentielle [MPa]
 ϕ Porosité de la formation [%]
 C Taux d'endommagement [%]
 K_f Perméabilité finale [D]
 K_i Perméabilité initiale [D]
 Q Débit d'écoulement en [m^3/s]

Nomenclature du chapitre IV

| | |
|-------------------|--|
| α_D | Dispersivité[m] |
| β_c | Coefficient d'inertie lié au cake [-] |
| β_f | Coefficient d'inertie lié à la formation [-] |
| β | Coefficient d'inertie[1/m] |
| Δp | Pression différentielle [Pa] |
| Δp_{skin} | Pression différentielle due au skin [Pa] |
| ϕ_c | Porosité du cake [m^3/m^3] |
| ρ | Densité du fluide [kg/m^3] |
| ρ_p | La densité des particules [g/cm^3] |
| σ_H | facteur d'hétérogénéité [-] |
| τ | Tortuosité [-] |
| τ_{cr} | Contrainte de cisaillement critique minimale pour détacher des particules du cake [$kg/m/s^2$] |
| τ_s | La contrainte appliquée par le fluide de forage sur la surface du cake [$kg/m/s^2$] |
| ε_s | La fraction volumique des particules du cake [m^2/s] |
| a | La section de l'échantillon [m^2] |
| $C(x, t)$ | Concentration du filtrat du fluide [kg/m^3] |
| C_f | Concentration initiale du filtrat du fluide [kg/m^3] |
| c_p | Masse des particules contenues dans le fluide de forage [kg/m^3] |
| D | Coefficient de dispersion [m^2/s] |
| D | Diamètre moyenne des particules[m] |
| D_e | Coefficient de dispersion convective [m^2/s] |
| D_L | Coefficient de dispersion longitudinale [m^2/s] |
| D_m | Coefficient de dispersion moléculaire [m^2/s] |
| d_p | Diamètre des particules [m^2] |
| F | Facteur de résistivité électrique de la formation [-] |
| f | Paramètre empirique [m^{2-g}/s^{1-g}] |
| g | Paramètre empirique [-] |
| H | Constante de Hamaker[] |
| $H(\xi_s)$ | fonction liée directement au cake formé [-] |
| K' | Coefficient de consistance [$kg/m/s^{2+n'}$] |
| k_d | Perméabilité de la formation endommagée [D] |
| K_l | Coefficient de dispersion longitudinale [m^2/s] |
| K_t | Coefficient de dispersion transversalle [m^2/s] |

K_t Perméabilité [m^2]

K_d Coefficient de déposition [$1/m$]

K_d Coefficient du taux de déposition [$1/m$]

k_e Coefficient d'érosion [s/m]

$k_{ro,max}$ Perméabilité irréductible maximale en huile [D]

k_{ro} Perméabilité irréductible en huile [D]

L Longueur de l'échantillon plug [m^2/s]

l Distance séparant les particules sur la surface du cake [m]

n' Indice d'écoulement [-]

no Exposant en huile [-]

nw Exposant en eau [-]

p_c Pression appliquée par le fluide de forage [Pa]

p_e Pression atmosphérique [Pa]

q Débit du fluide traversant la roche réservoir [m^3]

q_0 Débit d'écoulement initial [m^3]

r_c Rayon du puits après formation du cake [m]

r_d Rayon d'endommagement [m]

r_w Rayon du puits [m]

R_{ps} La fraction volumique des particules du cake [m^2/s]

S_o Saturation en huile [-]

S_{mud} Distribution de la saturation du fluide de forage [-]

S_{or} Saturation irréductible en huile [-]

S_{or} Saturation résiduelle en huile [m^3/m^3]

$S_{w,max}$ Saturation en eau maximale [-]

$S_{w,min}$ Saturation en eau minimale [-]

S_{wi} Saturation irréductible en eau [-]

u_c Flux volumétrique de filtration [m/s]

v Vitesse tangentielle du fluide sur la surface du filtre cake [m/s]

V_e Vitesse interstitielle du milieu poreux [m/s]

xc Epaisseur du cake formé [m^2/s]

Abréviations:

AO/T/D Argile organophile-Tensioactif-Dodécane

AO/T/E/D Argile organophile-Tensioactif-Eau-Dodécane

AO Argile organophile

API American Petroleum Institut

OBM Oil based mud

WBM Water based mud

Introduction générale

L'endommagement de la formation est le résultat de la réduction substantielle de la productivité dans différents puits gazier et pétrolier. Cet endommagement est causé par plusieurs facteurs chimiques (gonflement et défloculation des argiles, précipitation des solides, altération de la mouillabilité . . .etc) et mécaniques (invasion des solides, formation des émulsions, la mobilité des fines . . .etc). Des techniques de stimulation sont faites pour faire face aux problèmes d'endommagement. Ces techniques sont généralement coûteuses et moins ou non réussites. La réduction de la perméabilité, le skin facteur et la baisse de la productivité sont des facteurs indicateurs de l'endommagement de la formation. Il est préférable de prédire l'endommagement que de la restaurer en utilisant des moyens coûteux. La combinaison de tests au laboratoire, modèles mathématiques et de tests sur le chantier sont indispensable pour prédire et minimiser l'endommagement de la formation réservoir des champs pétroliers et gaziers. La minimisation de l'endommagement de la formation qui se produit durant le forage conventionnel est un point critique pour le développement d'un champ pétrolier. L'invasion du filtrat du fluide dans la formation réservoir peut créer un endommagement très sévère autour du puits réduisant ainsi la productivité du forage. Cet endommagement est lié directement aux propriétés pétrophysiques de la roche tels que la porosité et la perméabilité ainsi qu'aux propriétés physiques du cake formé (densité et perméabilité). Cet endommagement peut avoir des origines diverses suivant le type et la nature du fluide utilisé, les conditions de pression underbalancée ou overbalancée. La prévention de l'endommagement de la formation réservoir passe par une bonne compréhension du comportement rhéologique du fluide de forage utilisé, la nature et structure des argiles utilisées ainsi que l'interaction (argile/fluide de forage). Le fluide de forage à base d'huile de type émulsion inverse eau dans l'huile (E/H) permet, entre autres, de créer une pression hydrostatique sur les parois du forage afin d'empêcher la venue d'autres fluides en provenance de la formation traversée. Elle permet également de former un filtre cake pour limiter l'invasion du filtrat de fluide de forage dans la formation. Pour que le fluide de forage assure ces fonctions, il doit être bien adapté, de point de vue stabilité, aux conditions de forage. Cette stabilité est bien évidemment fonction de la nature et type d'argile et son interaction avec le fluide ainsi qu'avec la formation réservoir. L'objectif principal de ce travail est la prédiction de l'endommagement de la formation réservoir en

se basant sur des tests de déplacement des différents types de fluides de forage à travers des carottes (plugs) en provenance du chantier de Hassi Messaoud et des carottes de référence (grès de Beréa, USA). Ces résultats sont combinés avec un modèle mathématique simulant l'écoulement linéaire du fluide de forage à travers les différents plugs, afin d'investiguer les différents paramètres influençant l'endommagement de la formation. Nous cherchons également à comprendre, d'une part, l'effet du gonflement de l'argile dispersée dans une émulsion inverse (E/H) sur la stabilité au cours du temps sous l'effet des contraintes de cisaillements et, d'autre part l'influence de différents ingrédients, le comportement rhéologique du fluide de forage sur l'endommagement de la formation réservoir.

La première section du premier chapitre décrit en détail les problèmes rencontrés durant le forage et les solutions apportées pour la minimisation de ces problèmes. La section suivante porte sur la description du champs de Hassi-Messaoud de point de vue géologique ainsi que les problèmes rencontrés durant toutes les différentes phases du forage et ceux liés aux gonflement des argiles. Les argiles ont un rôle prépondérant dans la stabilité des fluides de forage jouant le rôle de viscosifiant, elles ont néanmoins un effet néfaste sur l'endommagement de la roche réservoir. La section 3 est consacrée à l'étude des types d'argiles utilisées dans cette étude. Dans cette partie sont passés en revue la structure des argiles, leur hydratation, leurs propriétés de gonflement et de dispersion ainsi que les interactions et modes d'association entre les particules. Nous nous sommes intéressés à la dispersion de ces argiles dans les émulsions inverse de type (E/H). Ce type d'émulsions permet de minimiser l'interactions entre le fluide de forage et les formations traversées.

Nous présentons dans la section 5 les caractéristiques des émulsions de type inverse, les types et caractéristiques des surfactants utilisés dans la formulation d'une émulsion inverse ainsi que l'étude de la stabilité de ces émulsions. La section 6 est consacré à la description du fluide de forage de type inverse (E/H), la description de la rhéologie des émulsions de fluide de forage, la rhéométrie utilisée et également quelques propriétés physiques tels que la densité, le gel, la contrainte seuil et la viscosité. Dans la section 7 nous avons présenté l'endommagement de la formation et également les mécanismes mécaniques et chimiques influençant les propriétés pétrophysiques de la roche. Dans la partie expérimentale, nous avons commencé notre étude par une formulation modèle d'un fluide de forage simplifié de type émulsion inverse (E/H). Le chapitre II est consacré à l'étude de la stabilité des émulsions préparées en faisant ressortir les effets des principaux ingrédients de la boue, l'argile organophile et des tensioactifs anionique et cationique. Dans la 2ème partie, il a été consacré à l'étude et à la caractérisation des argiles organophiles par la technique DRX. Nous nous sommes intéressés à l'étude du gonflement des argiles commerciales (VG69, bentone et geltone) dispersées dans des émulsions inverse (E/H). Nous présentons dans

le même chapitre, les résultats des mesures rhéologiques (viscosité, contrainte de cisaillement) combinés avec la technique SAXS (Rheo-SAXS) afin de mettre en évidence le lien entre la structure et la viscosité de ces argiles sous écoulement. Nous avons également étudié l'influence des différents types d'argiles et tensioactifs sur la stabilité de l'émulsion ainsi que sur la structure et le gonflement de ces argiles. Nous avons posé la problématique due à la chute de la viscosité sous cisaillement des émulsions formulées

Le troisième chapitre est consacré à l'étude de l'endommagement de la roche réservoir en effectuant des tests de déplacement de ces fluides à travers des échantillons de roche (plugs). Ces tests d'endommagements sont précédés par des mesures standards selon les normes d'API (mesures rhéologiques avec rhéomètre FANN, mesures de filtration, stabilité électrique et densité). L'endommagement de la formation est évalué par le ratio d'endommagement DR (Damage ratio) qui est lié aux perméabilités initiales et finales de l'échantillon. Nous mettons également en évidence l'effet des différents paramètres influençant la perméabilité de la roche réservoir. La rhéologie du fluide de forage, la pression différentielle, les propriétés pétrophysiques de la roche (porosité et perméabilité), le type d'argile ainsi que le type de tensioactif figurent parmi ces paramètres. Dans le but de la prédiction de l'endommagement de la formation réservoir, les propriétés pétrophysiques de la roche (porosité et perméabilité) jouent également un rôle dans les phénomènes d'endommagement de la roche.

Dans le quatrième chapitre, nous avons décrit un modèle mathématique pour simuler l'écoulement du fluide de forage à travers la roche réservoir. Dans un premier temps nous avons présenté les deux modèles linéaire (longitudinal) et radiale avec et sans inertie (présence des effets) sous les conditions statiques et dynamiques. Puis nous avons simulé l'écoulement du fluide de forage à travers la roche réservoir pour le cas linéaire dynamique en excluant l'effet de l'inertie. Les résultats obtenus sont discutés en termes de débit d'écoulement du filtrat du fluide, d'épaisseur du cake formé ainsi que de volume du filtrat du fluide de forage. Ces résultats seront utilisés ultérieurement, dans le modèle de convection-advection décrivant l'invasion du filtrat de fluide dans la formation réservoir, afin de tirer au maximum les paramètres influençant sur le front d'invasion du filtrat de fluide.

Chapitre I

I Partie bibliographique

I.1 Le forage pétrolier

Le forage pétrolier est l'ensemble des opérations permettant d'atteindre les roches poreuses et perméables de sous-sol susceptibles de contenir des hydrocarbures liquides ou gazeux. La technique du forage consiste à l'emplacement d'un dispositif de forage sur la surface de la terre. Cet appareil est composé d'un Derrick de forage, une tour métallique d'environ 30m de haut, servant à introduire verticalement les tiges de forage. Ces tiges sont constituées d'une chaîne de tubes vissés les uns aux autres au bout desquels se trouve un outil de forage, le trépan (voir Figure I.1.1a) [1]. Au fur et à mesure que le trou devient plus profond, les tubes sont ajoutés à l'outil de forage afin de lui permettre de creuser davantage. Ces tronçons de tige de forage forment la garniture de forage. Pendant le processus de forage, le fluide de forage est injecté continuellement Figure I.1.1b .

Le coût d'un forage représente presque 25% du coût total de l'exploitation d'un champ pétrolier. Cette quantité est concentrée principalement dans l'exploitation et le développement d'un forage.

Réussir un forage pétrolier passe par une bonne compréhension des formations géologiques traversées ainsi que des conditions in situ d'un réservoir telles que la température, la pression et les contraintes géodynamiques d'une part et une bonne formulation du fluide de forage d'autre part. Ce dernier représente 15% à 18% du coût total d'un forage [2, 3].

I.1.1 Les problèmes rencontrés dans le forage :

I.1.1.1 Coincement de la garniture Au cours des opérations de forage, un tube est considéré comme bloqué s'il ne peut pas être libéré et sorti du trou sans endommager la garniture. Ce processus est due en fait à deux principales raisons. La première est d'origine mécanique et l'autre est due à la pression différentielle. Les problèmes de coincement dues

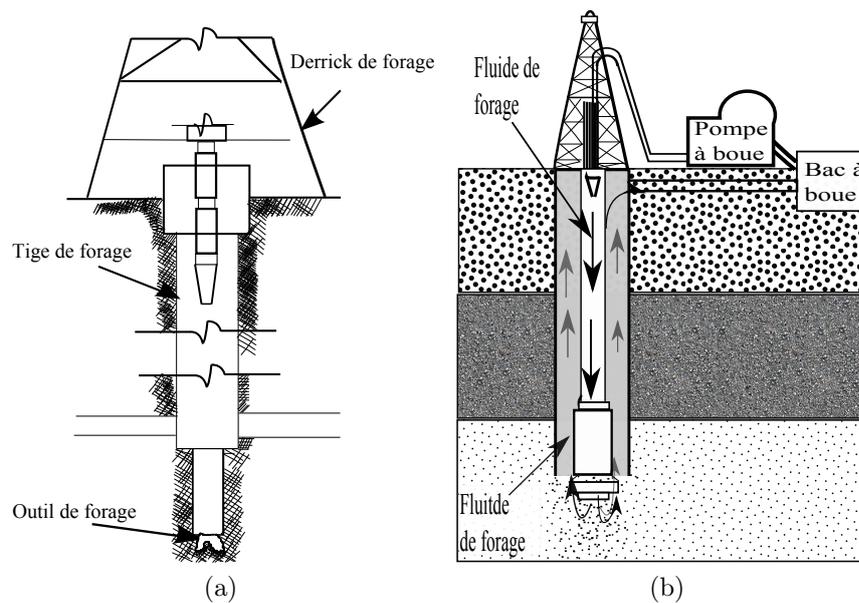


Figure I.1.1: Etapes de forage : a) Outils de forage et b) Circulation de la boue.

à la pression différentielle se manifestent lorsque l'outil de forage est noyé dans une pâte de la boue (film imperméable des solides fines) qui se forme à la paroi d'une formation perméable pendant le forage. Ceci se produit lorsque la pression de la boue agissant sur la partie extérieure de la tige est supérieure à la pression du fluide de la formation. La seconde cause du coincement de la garniture est d'origine mécanique liée à l'instabilité du puits tels que l'existence des cavités, argiles plastiques et/ou argiles salées...etc. En outre, les problèmes de l'instabilité sont liés à la présence des formations argileuses et à la présence aussi de quantités importantes de débris en suspension lorsque le forage est à l'arrêt. Une autre cause peut être évoquée, celle des formations contenant de l'argile, ces dernières peuvent être mouillées et devenir plastiques ou s'écouler vers l'intérieur causant ainsi le coincement mécanique de la tige. Tout cela dépend de la composition de la boue et de sa densité. Il est à noter aussi que lors de la traversée des formations salées présentant un comportement plastique sous pression overbalancée ajoutée à cela une faible densité de boue, les sels ont tendance à s'écouler vers l'intérieur causant le coincement de la garniture. [2, 4].

I.1.1.2 La perte de la circulation Elle est due à l'écoulement de la boue vers les formations, en raison généralement, de la présence de cavités, de zones fracturées et ou de formations hautement perméables, et dans certains cas de zones sous pression excessivement élevée engendrant ainsi des fractures. La perte de fluide de forage peut aussi conduire à une chute de pression temporaire dans le puits, car une partie de la colonne

de la boue disparaît dans la formation. En conséquence, le fluide interstitiel peut s'écouler dans le puits. En présence de gaz, ceci va conduire à une augmentation rapide de la pression du puits ce qui accroît le risque d'une éruption. Il s'agit d'une situation potentiellement dangereuse pouvant entraîner des pertes de vies humaines ainsi que la destruction des équipements. La prévention des pertes de circulation nécessite certaines précautions incluant le maintien de la densité de la boue suffisamment faible de telle sorte à éviter des pertes de circulation. Ceci peut être prévenue par l'ajout d'additifs utilisés dans les fractures. D'autres particules peuvent être également utilisées d'une manière préventive en ajoutant une concentration spécifique en carbonate de calcium CaCO_3 dans le fluide de forage. Ces particules vont être destinées à remplir les fractures et réduire ainsi le taux de perte de circulation [5, 6]. La prévention de la perte de la circulation des fluides peut être également obtenue en minimisant la perte de pression de frottement de l'annulaire durant le forage, par le nettoyage adéquat du puits et une bonne maîtrise de la pression durant le forage. Ces mesures vont diminuer les pertes de circulation et par la même les coûts d'un forage [2, 7].

I.1.1.3 Déviation du puits La déviation du trou qui est le départ accidentel de l'outil de forage d'une trajectoire pré-sélectionnée, entraînera également des coûts plus élevés. Les causes de ce phénomène sont diverses [8–10] :

- Hétérogénéités et nature de la formation
- Caractéristiques du train de la tige
- Poids appliqué sur le train de forage (bit) (WOB)
- Type du train de forage (bit) et sa conception

I.1.1.4 Contamination de la boue Une boue est dite contaminée lorsque des particules extérieures pénètrent dans la boue et provoquent des changements indésirables de ses propriétés telles que densité, viscosité et filtration. Ceci est due généralement au sur-traitement de la boue par les additifs et /ou les matériaux résultants au cours du forage. Ces contaminants sont représentés généralement par les solides ajoutés, forés, actif et inerte, anhydrites, ciments/chaux, carbonates et bicarbonates solubles, ... etc [11].

I.1.2 L'instabilité du forage

L'instabilité d'un puits pétrolier durant les opérations de forage cause des problèmes substantiels pour l'industrie pétrolière. Cette instabilité est due essentiellement au coincement de l'outil de forage, au retrissage du trou de forage et surtout l'effondrement mécanique du puits. La plupart des instabilités se produisent dans les formations argileuses,

principalement dans les terrains morts, mais parfois aussi dans les réservoirs. L'effondrement mécanique du trou est souvent associé à un manque de capacité de nettoyage du trou. Dans l'industrie pétrolière, le problème d'instabilité du forage représente de 5-10% des coûts des travaux d'exploration et de production en intégrant aussi une perte de temps et parfois aussi de l'équipement,[12]. Les problèmes d'instabilités se produisent généralement dans les schistes riches en minéraux argileux gonflants et qui sont généralement associés à des pressions élevées des pores. Il est généralement reconnu dans l'industrie pétrolière que l'instabilité du forage est également due aux argiles gonflantes qui peuvent être traitées par l'ajout d'additifs chimiques à la boue de forage.

Dans le but de prévoir l'influx du fluide, il est nécessaire de maintenir la pression de la boue à une valeur supérieure à celle de la pression des pores. Par contre pour éviter la perte de la circulation du fluide dans la formation, il est nécessaire de maintenir la pression appliquée par le fluide de forage à une valeur inférieure à la pression de la formation. Ainsi il est indispensable de trouver un compromis entre la formulation de la boue et la pression appliquée sur les formations traversées.

Deux principaux types d'instabilité du puits sont considérés, le coincement de la garniture et le rétrécissement du trou de forage. Ces deux facteurs ont un effet désastreux du point de vue économique. Il convient également à signaler que la perte de la circulation du fluide de forage représente un danger potentiel qui doit être évité.

I.1.2.1 Rétrécissement et/ ou élargissement du puits Le rétrécissement du trou de forage est due à plusieurs causes [13]. La première cause est liée à l'effondrement mécanique à proximité du forage généralement en raison de contraintes de cisaillement et parfois sous les contraintes de tension. Les conséquences de ces phénomènes sont de deux ordres :

L'augmentation de la taille du puits qui est due à l'effondrement des parties fragiles de la paroi. Si ces parties effondrées ne sont pas transportées en surface, ceci peut causer une source potentielle de coincement de la garniture. Un autre problème causant l'élargissement du trou de forage est représenté par le mécanisme d'érosion (hydraulique ou mécanique) dans les formations faibles. Ce mécanisme d'érosion à la forte intensité de l'écoulement du fluide de forage autour de l'outil de forage.

La réduction de la taille du trou de forage. Ceci peut se manifester dans les formations plastiques (schistes), grès et sels. Ce phénomène nécessite un alésage répété, ou peut même aboutir à la perte du tube de forage. Ces formations sont représentées parfois par les argiles plastiques nommées "gumbo-shale" qui sont généralement collantes, visqueuses, contenant des minéraux argileux gonflant (montmorillonite) et pouvant causer des problèmes comme

le bourage du trépan et l'accumulation de matières solides.

Une autre cause de rétrécissement du trou de forage est un nettoyage du puits qui fait que les débris forés (cuttings), ne peuvent pas être remontés en surface par le fluide de forage.

La 3^{me} cause de rétrécissement du trou provient du coincement différentiel. Le coincement de l'outil de forage zone est ici due à la différence de pression entre le puits et la formation. La pression différentielle est due à une surpression dans le puits maintenu par le cake formé. Puisque les schistes ont une perméabilité extrêmement faible, le cake ne se forme pas sur les schistes.

La 4^{me} cause est représentée par une déviation de l'outil de forage par rapport à la trajectoire idéale [14] pouvant conduire au coincement de l'outil de forage. Les principales conséquences du rétrécissement du forage et /ou du coincement de l'outil de forage est l'allongement de la durée de forage. Ces problèmes peuvent être minimiser par une bonne sélection de la boue de forage, de sa composition, de la pression différentielle, de la profondeur du casing (casing settling depths : voir traduction) et de la trajectoire de forage.

I.1.2.2 Les causes de l'instabilité du puits L'instabilité d'un forage est une situation indésirable dans lequel le puits ne maintient pas sa taille, sa forme et/ ou son intégrité structurale. Ceci est due essentiellement aux [2, 15–17] :

- Problèmes mécaniques liés aux contraintes in-situ ;
- Forces d'érosion causées par la circulation du fluide de forage ;
- Interactions chimiques entre les fluides de la formation et ceux du fluide de forage.

Tous ces facteurs conduisent soit à un rétrécissement ou un élargissement du trou, soit à des fractures et même un effondrement total du puits.

I.1.2.2.1 Problèmes mécaniques L'instabilité mécanique d'un forage se produit lorsque les forces exercées sur la formation excèdent les contraintes compressives de la roche qui sont due aux contraintes de cisaillements appliquées par la boue. L'instabilité mécanique d'un forage est liée directement aux opérations de forage. L'extraction des matériaux cylindriques va induire des contraintes autour du puits qui est généralement contrebalancée par la pression hydrostatique de la boue. L'instabilité du point de vue mécanique a été étudiée et analysée par des méthodes analytiques et mathématiques par plusieurs chercheurs [14, 18, 19]. Lors du processus de forage, les contraintes sont redistribuées autour du puits. Si ces contraintes sont importantes et excèdent une valeur critique cela va conduire à l'apparition d'une zone critique autour du puits[20]. Parmi les facteurs qui influent sur l'instabilité mécanique d'un forage [20–22] :

- Les contraintes in-situ existantes dans les différentes couches de la roche
- Variation de la pression des pores
- Densité de la boue
- Direction et inclinaison du puits
- Effets thermiques
- Anisotropie

Sous l'action de ces contraintes in situ, avant le forage d'un puits pétrolier, la masse rocheuse est dans un état d'équilibre qui sera détruit par le creusement. A la suite du creusement d'un trou dans la formation, la charge portée par la roche enlevée est reprise par la roche adjacente pour rétablir l'équilibre. En conséquence, une accumulation de contraintes se produit autour du puits. S'il n'y a pas de pression hydrostatique de soutien mis en place dans le forage, l'échec dans la formation peut avoir lieu. Par conséquent, le maintien de l'équilibre dans le but de prévenir une défaillance de la roche nécessite l'utilisation d'une pression d'appui qui est généralement fournie par le fluide de forage. Afin d'évaluer le potentiel de stabilité d'un forage pétroliers, des modèles ont été utilisés pour calculer les contraintes et les déformations autour d'un forage [23, 24]. La mesure en temps réel est une technique utilisée afin de mesurer les contraintes appliquées sur la formation, permettant d'optimiser les opérations de production dans le but de garantir la bonne exécution du forage. Actuellement, il existe plusieurs systèmes d'acquisition de données pour le suivi d'un forage pétrolier durant lequel un grand nombre de données est généré à chaque temps telles que la diagraphie de boue, qui donne un ensemble de paramètres mécaniques et géologiques.[25].

I.1.2.2.2 Problèmes liés à la formation elle même Lors d'un forage pétrolier, les formations traversées sont essentiellement de types argileuses (75% à l'échelle du globe). L'origine de l'instabilité des formations argileuses est de deux types soit mécanique (contraintes appliquées par la boue sur ces formations) soit d'origine chimique dues aux : interactions fluide/roche [14, 18, 26, 27], aux pressions capillaires, aux pressions osmotiques et à l'invasion du filtrat du fluide dans les formations argileuses.

Lorsqu'un fluide de forage à base d'eau est utilisé, le gonflement des argiles a un impact négatif sur le processus de forage. Le gonflement des argiles est un problème pour l'instabilité du forage durant les processus de completion et d'exploitation. Les problèmes qui en résultent sont représentés par le sloughing shale, le rétrécissement de la taille du puits et le coincement de l'outil de forage.[28, 29]. Le gonflement peut aussi causer l'agglomération des déblais forés conduisant à la réduction de l'efficacité du nettoyage du puits, la formation d'une couche épaisse de cutting et la réduction du taux de pénétration de l'outil de forage en contact avec l'argile sticky (collante ou visqueuse) . L'ensemble des problèmes cités plus haut peuvent réduire drastiquement le taux de forage et augmenter

significativement le coût d'exploration et de production. Le développement des inhibiteurs de gonflement avec des techniques performantes en prenant en compte l'aspect environnemental représente un défi pour la chimie organique du forage pétrolier à cause de la complexité et de l'hétérogénéité de la nature des minéraux argileux et en ayant comme souci de bien garder les propriétés équilibrées de la formation pour que le forage soit efficace. Généralement les inhibiteurs de gonflement utilisés sont représentés par des électrolytes (KCl) en conjonction avec des polymères tels que le polyacrylamide partiellement hydrolysé (PHPA). A cause de l'effet indésirable de (KCl) sur l'environnement, d'autres méthodes plus acceptables du point de vue environnemental sont utilisées telles l'usage de polymères organiques et de tensioactifs dont l'interaction favorable avec l'argile permet de réduire l'ampleur de gonflement.

Deux types de gonflement des argiles peuvent avoir lieu. Le 1^{er} type est représenté par l'hydratation de la surface dans laquelle les molécules d'eau sont adsorbées sur la surface du cristal. Le 2^{me} mécanisme est représenté par le gonflement osmotique. La concentration des cations entre les couches d'une unité dans un minéral argileux est élevée dans celle entourant l'eau, cependant l'eau est entraînée par effet osmotique causant ainsi l'augmentation de l'espace entre feuillets. On peut citer l'exemple de la montmorillonite,[30]. Ce type de gonflement facilite l'hydratation et le gonflement des argiles lors de l'interaction fluide de forage-formation ce qui conduit à l'augmentation du coût d'exploitation d'un forage pétrolier. Pour cette raison la minimisation du gonflement d'argile est très cruciale dans le domaine du forage pétrolier. Cette minimisation est obtenue par le biais d'inhibiteurs permettant de réduire l'hydratation des argiles.[31, 32]

Le gonflement des argiles se fait selon deux mécanismes : cristallin et osmotique. Le 1^{er} peut se produire dans tous les types de minéraux argileux. Cependant, plusieurs couches de molécules d'eau peuvent s'aligner pour former une structure quasi-cristalline entre les couches unitaires qui se traduit par une augmentation de l'espace interfeuille. Des expériences ont montré qu'avec l'augmentation de l'humidité relative, les smectites adsorbent l'eau et forment ainsi 1 à 4 couches hydratées. Le gonflement osmotique est limité à certains minéraux argileux qui contiennent des cations échangeables dans la région de la couche intermédiaire et supérieure à celle de l'eau environnante, les molécules de l'eau peuvent être entraînées dans les couches intermédiaires afin de rétablir l'équilibre de cations. Ce type de gonflement peut conduire à un grand espacement entre feuillets (20Å et 130Å) comparé avec celui du gonflement cristallin. La tendance des smectites saturées en Na^+ de se gonfler avec ce mode osmotique est la cause principale de l'instabilité des schistes, ce qui peut potentiellement conduire à l'effondrement de forages dans les opérations de forage d'un puits pétrolier. En revanche les minéraux argileux de type smectite saturées en K^+ ne gonflent pas de cette manière et forment des hydrates cristallins même en suspension aqueuse. Cependant, les ions K^+ peuvent être utilisés pour prévenir le

gonflement des minéraux riches en Na^+ [11, 33].

I.1.2.2.3 Aspect physico-chimique de l'instabilité du puits Cet aspect est lié directement à la composition du fluide de forage. Ce dernier est composé de différents ingrédients interagissant physiquement et chimiquement avec la formation argileuse. Ces interactions influencent la stabilité mécanique des argiles. Des ions monovalents et divalents sont utilisés dans la formulation des fluides de forage. Ces ions vont réagir avec ceux de la surface de l'argile et il y aura échange des ions entre le fluide de forage et les argiles. Certains de ces ions ont une forte capacité d'hydratation. Cette dernière modifie l'espace entre les feuillets d'argile causant ainsi le gonflement. Ce dernier affecte à son tour les propriétés mécaniques des shistes. Il y a lieu également de tenir compte d'un autre facteur qui est le temps de forage. Ce dernier va permettre des réactions chimiques qui engendrent aussi le gonflement des shistes. Un autre paramètre nécessite d'être étudié, il s'agit de la pression des pores. Cette dernière varie avec plusieurs facteurs tels que la pression capillaire, la viscosité et la pression osmotique. Cette dernière est due à la présence de différentes substances chimiques et ions au niveau des pores et dans les fluides de forage. Le développement de cette pression va occasionner l'instabilité des formations schisteuses et par suite l'instabilité d'un forage [20].

I.1.2.3 Prévention de l'instabilité du forage La prévention totale de l'instabilité du forage est quasiment impossible à réaliser à cause de l'impossibilité de la restauration des conditions chimiques et physiques in-situ de la roche. Cependant l'ingénieur du forage peut atténuer ces problèmes en respectant les bonnes pratiques du champs. Celles-ci englobent une bonne maîtrise de la formulation de la boue, la sélection d'une trajectoire du forage, le choix d'une boue compatible avec les formations traversées. Le maintien d'un forage stable permet d'améliorer la sécurité et l'efficacité du forage tout en minimisant les coûts liés à la construction du puits et à sa production. En fait, la stabilité d'un forage peut s'apprécier par la détermination des conditions sous lesquelles l'instabilité commence dans les formations entourant le puits. Plusieurs travaux ont été dédiés à ce sujet afin de prédire des méthodes permettant d'étudier l'instabilité d'un forage associée avec les problèmes mécaniques [16, 34, 35] ainsi que le comportement mécanique des formations schisteuses [14, 18, 26, 27]. Selon les expériences réalisées sur champs et les interprétations théoriques, les problèmes de l'instabilité d'un forage sont généralement d'origine chimique ou mécanique ou la combinaison des deux.

I.2 Le gisement de Hassi Messaoud

La plate-forme saharienne est localisée au sud du système alpin Algérien et appartient au craton Nord Africain. La succession paléozoïque a été structurée durant l'âge hercynien et préhercynien, qui sont séparés par des sommets structuraux : la province occidentale, orientale et une province triassique centrale. Fig.I.2.1. La province occidentale est constituée de Bechar, Tindouf, Regan, l'Ahnet Moydir, Timmimoun et le bassin de sebaa. La province orientale est composée du bassin d'Illizi et Ghadames lesquels sont limités par Dahar. La province triassique centrale est une grande plaque anticlinale orientée Est-Ouest et qui contient les éléments majeurs suivants :

- Voûte de Tilshent et Talemzane ;
- Le système structural de *Djemaa – Tougourt*
- Le système de dislocation d'*ElAgreb – Messaoud* ;
- Dahar

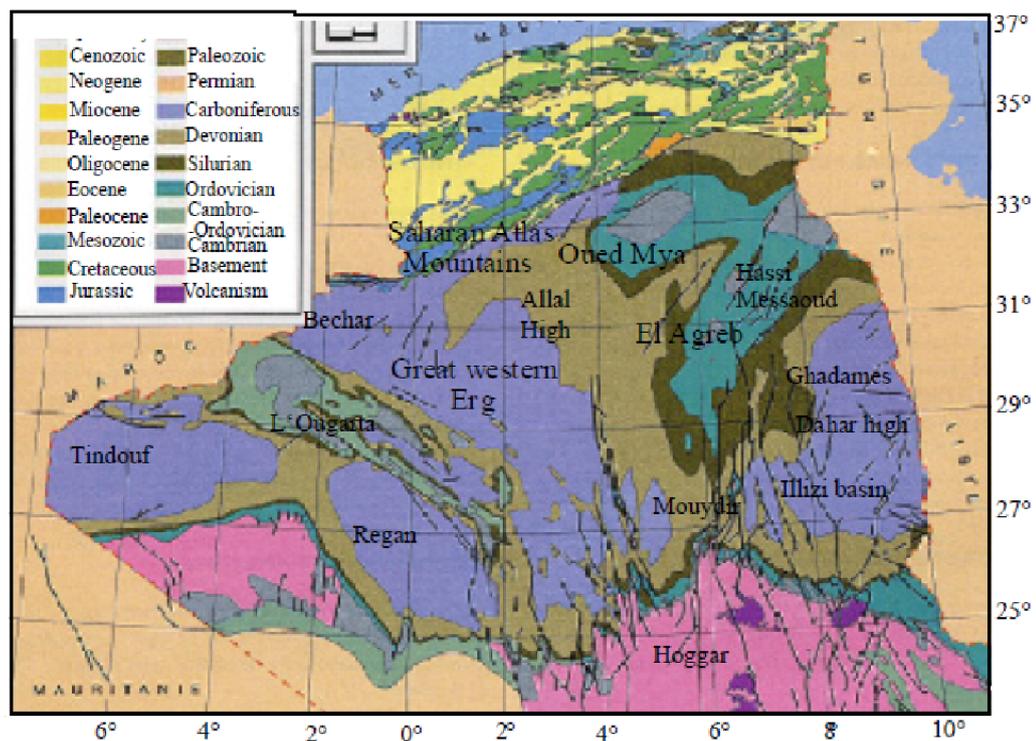


Figure I.2.1: Géologie structurale de l'Algérie (Sonatrach 1995).

Le champ de Hassi Messaoud appartient à cette province, il est localisé dans l'Erg orientale, à 850 km au sud d'Alger, entre le méridien $5^{\circ}30' - 6^{\circ}00'$ et la parallèle $31^{\circ}00' - 32^{\circ}00' N$ Fig.I.2.2., soit à 350 km de la frontière Tunisienne et à 80 km à l'Est d'Ouargla. Découvert en 1956, il est formé par un réservoir épais de composition gréseuse appartenant à l'âge cambrien, d'une superficie de 2000 km^2 avec une surface d'imprégnée d'huile de 1600 km^2 environ dans le bassin triassique Fig.I.2.2. La zone productrice est localisée

à 3400 m de profondeur environ, elle est caractérisée par des propriétés pétro-physiques assez variables telles que la porosité, l'argilosité et la perméabilité.

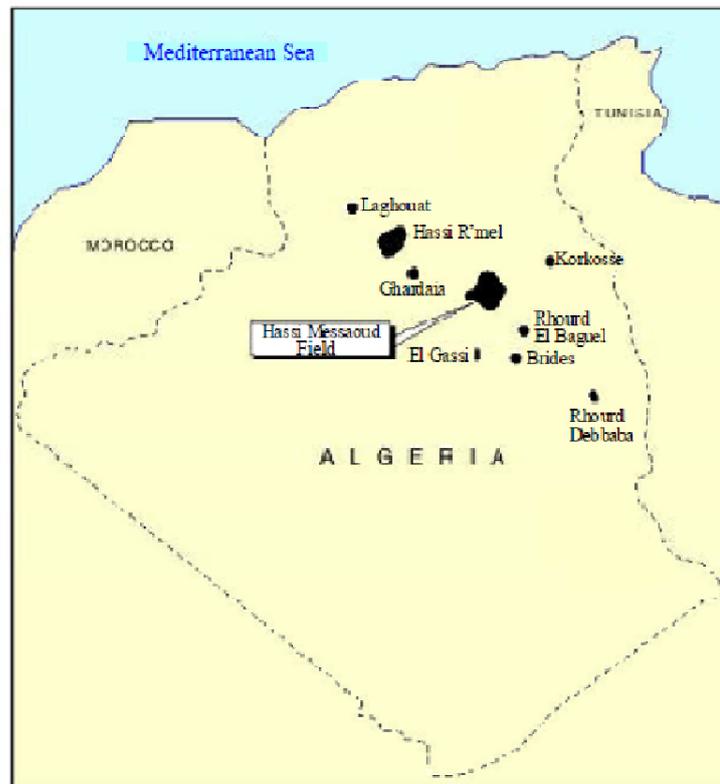


Figure I.2.2: Localisation du champ de Hassi Messaoud([36]).

I.2.1 Historique

Le gisement de Hassi Messaoud a été découvert le 16 janvier 1956 par la société nationale de la recherche pétrolière (SN REPAL). Le premier puits Messaoud1 (MD1) a montré une accumulation d'huile dans le réservoir cambrien Ra à 3338 m de profondeur. Ceci est confirmé en 1957 par la compagnie française de pétrole en Algérie (CFPA), par le forage (OM1) à une distance de 7 km au Nord-Nord Ouest du puits MD1. L'exploitation du gisement avait commencé le 7 janvier 1958. Durant la même année, neuf puits sont en état de productivité : quatre sur le permis de CFPA (devenue par la suite Total basée à Ouargla), dont les puits sont nommés : OM1, OM6, OM7, OM81, et cinq sur celui de la REPAL (devenue Elf) (Oued-Maya) : MD1, le "puits de la découverte". L'étendue de la nappe dépasse 800Km^2 . Les puits ont 3000 m de profondeur. La couche productrice est située à une profondeur moyenne de 3300 m, avec une épaisseur utile de 80m.

I.2.2 Géologie

La formation productive de Hassi Messaoud est composée 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 (figure.I.2.3) [37–40] :

- La lithozone R3 : repose sur l'infra-Cambrien et surmonte directement le socle granitique. Elle se compose de grès feldspathiques et micacés à grains moyens et a très grossiers microconglomérats à la base, à ciment argileux à argilo-siliceux abondant, admettant des passées de grès ferrugineux et argiles siliteuses. La chlorite et la pyrite se développent à la base. L'épaisseur moyenne de la lithozone est de 370m.
- Lithozone R2 : est composé de grès moyens à grossiers, micacés, mal classés et hétérogènes, à ciment argileux assez abondant, avec intercalations de silts. On notera la présence de quelques stratifications obliques. L'épaisseur de cette zone est de l'ordre de 100m.
- Lithozone Ra : est constitué de grès quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, admettant de nombreuses passées de siltstones centimétriques à décimétriques. Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, parfois horizontales. Les tigillites sont présentes dans la partie supérieure de la formation. Ce terme à été érodé au centre du champ.
- Lithozone Ri : C'est une couche à grès isométriques, biens classés, glauconieux, à plages de quartzites compactes, contenant parfois de la pyrite, avec présence de Tigillites abondantes. Cette lithozone a une épaisseur moyenne de 42m.

I.2.3 Problèmes liés à l'exploitation pétrolière

Durant le forage pétrolier, plusieurs problèmes peuvent être signalés selon la phase (formation géologique) traversée comme l'indique la figure I.2.4 [39].

- Phase 26'' : Cette phase est caractérisée par une perte énorme du fluide de forage suite à la présence de fissurations ainsi qu'à l'irrégularité des formations tels que : sable du mio-pliocène et les calcaires dolomitiques du sénonien carbonaté et sénonien anhydrique. On cite l'exemple du puit OMOZ#84 qui fut abandonné en Septembre 2002 à la profondeur 334 m suite à un affaiblissement de la plate-forme dû à une perte importante du fluide de forage qui à provoqué la formation de caves.
- Phase 16' : On est souvent confronté à des coincements de garniture pendant les ma-

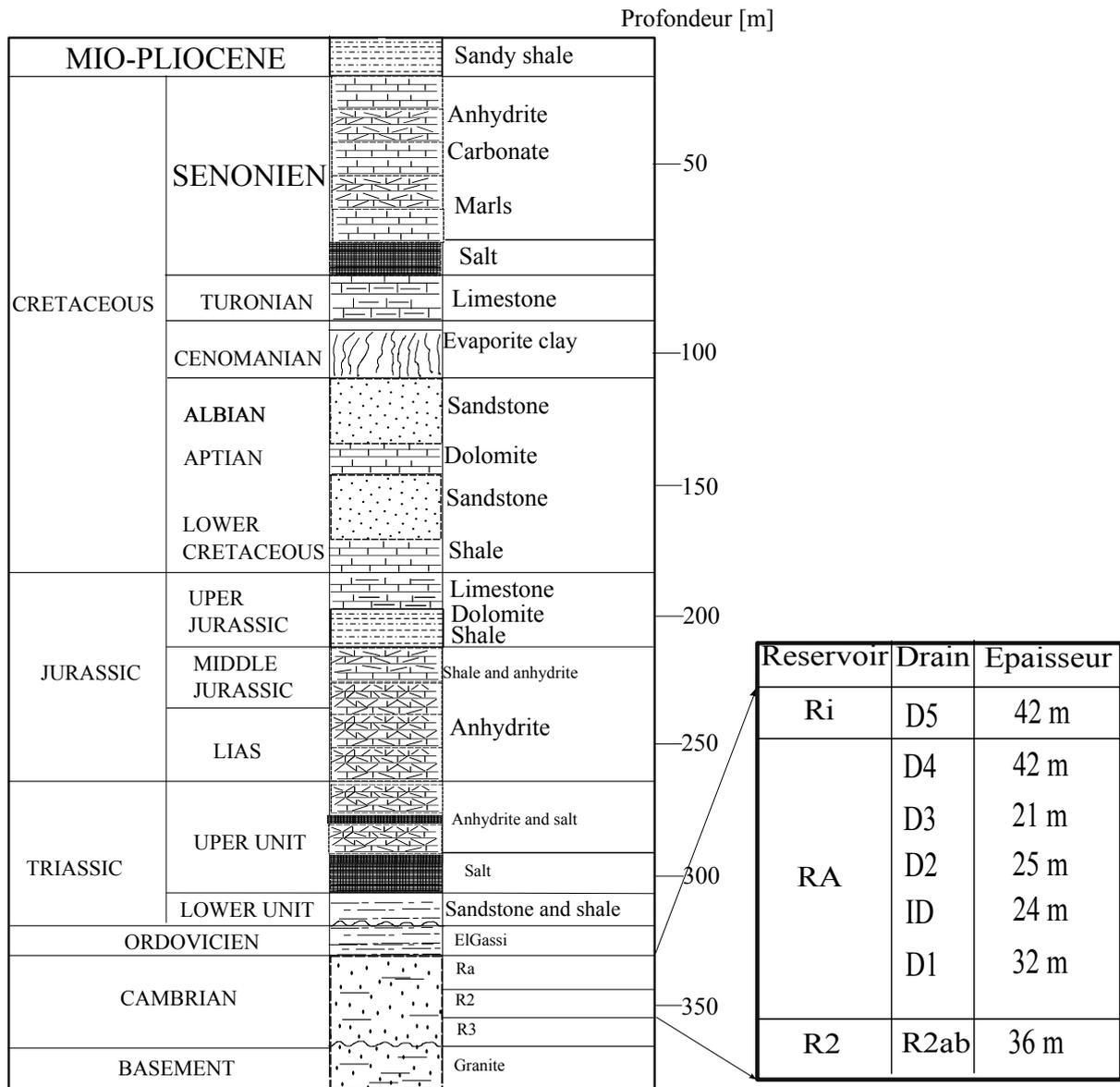


Figure I.2.3: La stratigraphie du champ de Hassi Messaoud [36, 41].

noeuvres dans les formations carbonatées du teronien et du cénomanién. Ces problèmes peuvent être remédiés par la substitution des fluides de forage salés saturés avec des fluides à l'huile. Cette substitution à donné de bons avancements avec des performances considérables. L'utilisation d'un système émulsionné avec un rapport E/H 25/75 de densité de 1.25 dans les forages à donné de bons résultats. Il est à signaler aussi que l'utilisation d'un système 50/50 (1990) à permis d'améliorer davantage la vitesse de pénétration (ROP : rate of peneration) de près de 6% au niveau du sénonien salifère, de 5 % au niveau du teronien et de 31% dans le cénomanién. Sur 104 puits dans différentes zones, avec plus de 191000 mètres forés, la ROP moyenne était de 12.

- Phase 12^{1/4} Cette phase est caractérisée par des problèmes relatifs aux venues d'eaux chlorurées calciques dans les niveaux de dolomie vacuolaire du lias dolomitique (LD2).

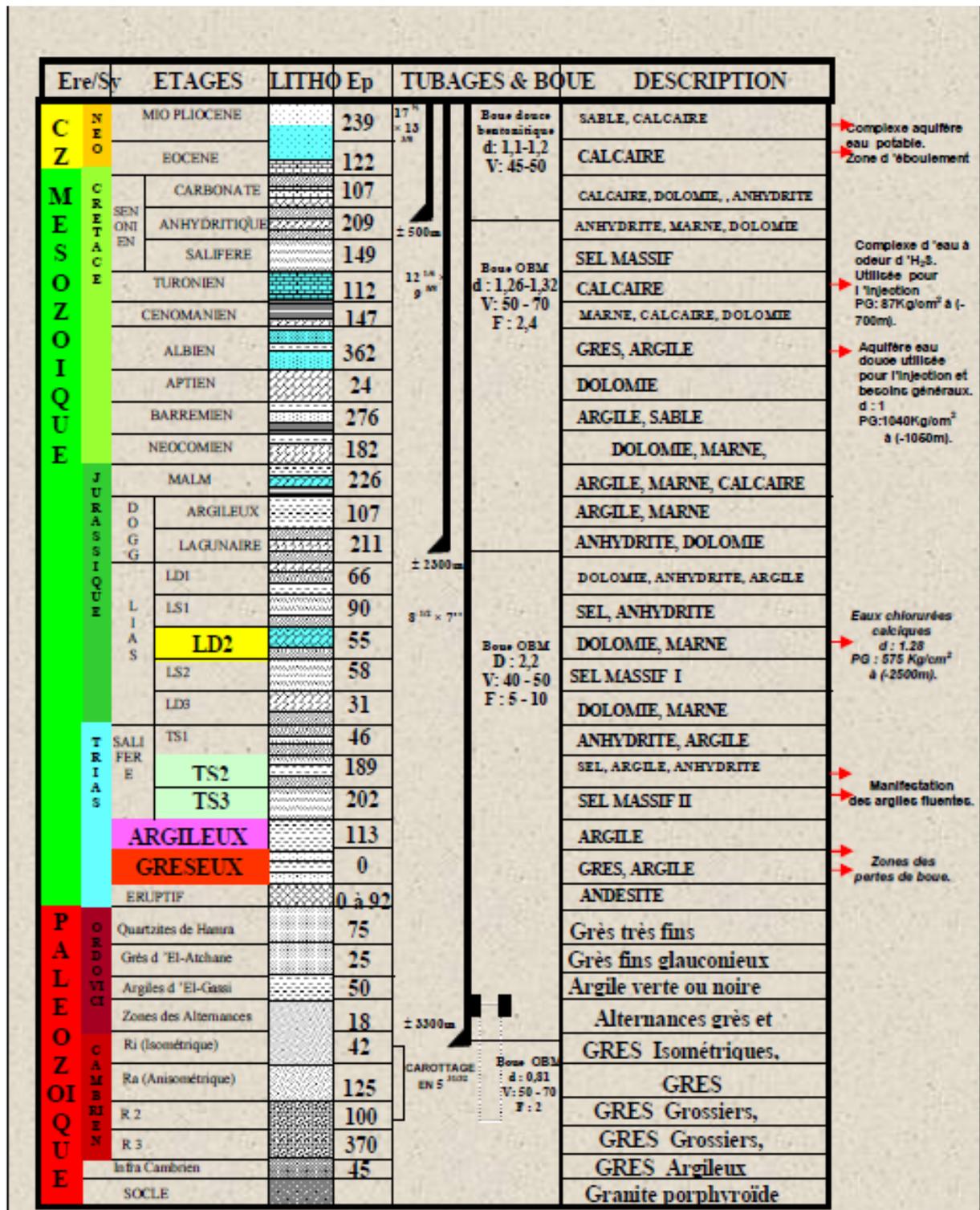


Figure I.2.4: Les phases de forage du champ de Hassi Messaoud [39].

Cette dernière a une épaisseur moyenne de 55m et formée d'une alternance de bancs de dolomies grises avec des passées de marnes grises et gris foncée légèrement dolomitiques. Cette formation possède une pression très élevée et il n'est pas possible de l'équilibrer par une pression hydrostatique sans provoquer des pertes. On peut citer l'exemple du puits *OMKZ#712* où les opérations de logging intermédiaire sont annulées suite à la

manifestation du (LD2). Dans cette zone, le fluage des argiles qui causent des coincements de garnitures au niveau du lias salifère (LS2) et du trias salifère (TSE) dont les sels sont intercalés vers 2900 m entre des argiles d'une épaisseur de 15m de nature plastique qui peuvent fluer et refermer le puits dans un temps très court d'où la nécessité d'utiliser une densité de boue supérieure à 2 (cas du puits *OMLZ#33* et *OMLZ#322*).

- Phase 8³⁸ Dans cette phase, le but est d'isoler le lias et le trias salifère nécessitant une densité de boue comprise entre 2 et 2.2 avant d'entrer dans le réservoir du cambro-ordovicien. On signale dans cette phase le coincement des garnitures qui peuvent se produire dans les formations carbonatées du téronien et du cénomaniens. Le téronien à une épaisseur qui varie entre 70 et 120 m, il est formé d'une alternance de calcaires argileux, dolomitiques et crayeux. Dans le cénomaniens, l'épaisseur est de 147 m, on remarque une alternance d'anhydrite et d'argile brun rouge, de marnes grises et de dolomies. Comme exemple, le puits *MD#Z566* ou un instrument à été laissé au fond suite au dévissage de la garniture.
- Phase 6 : Cette phase est caractérisée par des pertes de fluides de forage dans le réservoir. Elles sont liées généralement à des zones de fissuration dont l'extension et l'intensité sont variables. Le temps moyen perdu à cause des problèmes de pertes de circulation et de la mise en place de bouchons varie de 50 h à plus de 280 h pour toute la phase. Avec l'introduction des puits horizontaux, les pertes de circulation sont devenues plus fréquentes. Selon les pratiques de l'entreprise Sonatrach, les pertes sont classées en pertes par filtration (< 1m³/h), pertes partielles (1 à 6 m³/h) et pertes totales (supérieures à 6m³/h). Le problème des pertes au niveau du cambrien a touché plus de 40% des puits forés en horizontal [42]. Le volume perdu varie de quelques dizaines de m³ à plusieurs centaines de m³. Par exemple, dans le cas du puits *MDZ#576*, le volume total s'est élevé à plus de 2481 m³ avec l'injection de sept bouchons colmatants et plus de 900 m³ de boue ont été perdus dans le puits *MDZ#546*. Avant l'an 2000, la durée moyenne du forage de la section du drain des puits horizontaux était de 45 jours avec une meilleure performance de 32 jours. Avec l'application du système "incentive", on est arrivé à une durée moyenne de 27 jours. Actuellement, une durée moyenne de 20 jours a été souvent signalée avec un record de 16 jours. Cependant, les performances demeurent toujours irrégulières à cause des problèmes de pertes de boue dans le réservoir et de venues du fluide de formation dues principalement à des puits voisins injecteurs.

I.2.3.1 Problèmes liés aux argiles Les formations argileuses ont la particularité de se gonfler lorsqu'une boue à base d'eau est utilisée, ce qui à un impact négatif sur le déroulement du forage et peut conduire ainsi à des problèmes d'instabilité du puits [39].

Généralement, au niveau du champ de Hassi Messaoud, on utilise des boues à base d'eau pour la première phase et une boue émulsionnée à différents rapports E/H pour le reste du puits. Bien que les fluides de forage à base d'eau assurent bien leurs principales fonctions, ils posent néanmoins des problèmes au niveau des formations argileuses.

L'instabilité des formations argileuses gonflantes est strictement liée aux phénomènes d'interactions argiles-fluides de forage, à la nature du fluide de base, à la composition et aux propriétés mécaniques et physico-chimiques de l'argile (capacité d'échange, porosité), aux fluides présent dans la formation (gaz ou liquide) ainsi qu'aux conditions de température et de pression.

Plusieurs types d'argiles peuvent être rencontrées durant le processus du forage au niveau du champ de Hassi Messaoud, on peut citer :

- Les formations argileuses bouillantes (ou sloughing shale) :

Elles sont caractérisées par une structure de type feuillet et sont composées essentiellement par des schistes ou des marnes peu consolidés contenant de l'illite, de la kaolinite et une faible proportion de montmorillonite. Ces argiles peuvent s'effondrer et créer ainsi des cavités importantes. Elles se concentrent dans les régions de Timimoun, Ain Salah, Adrar et les hauts plateaux du nord du Sahara.

- Les formations argileuses plastiques (plastic shales)

Ces argiles sont composées essentiellement d'illite, de chlorite et sont répandues dans le grand ensemble à prédominance d'évaporites qui s'étend du Lias à la base du Trias. Ces formations peuvent provoquer le coincement de l'outil de forage.

- Les formations argileuses gonflantes (swelling shales)

Ces formations sont composées essentiellement par 20 à 40% de montmorillonite, et 20 à 30% d'illite qui sont des minéraux dispersibles.

Selon des tests réalisés sur des échantillons de carottage, la zone réservoir du champs de *H.M* est composée essentiellement de près de 90% d'illite-montmorillonite, de quelques minéraux comme la kaolinite et la chlorite et également d'autres minéraux non argileux comme le quartz, la calcite, la dolomite et autres.

I.3 Les fluides de forage

Selon l'Institut Américain du Pétrole (API), le fluide de forage est définie comme un fluide de circulation, utilisé dans les forages rotatifs pour accomplir toutes les fonctions nécessaires durant les opérations de forage [43]. Ils sont composés de différents constituants liquides (Eau, Huile) et /ou gazeux (air ou gaz naturel) contenant en suspension des additifs minéraux et organiques (argiles, polymères, tensio-actifs, déblais, ciments, ...

etc) [39]. Les fluides de forage sont divisés en deux grandes catégories : les fluides à bases d'eau (WBM : water-based mud) et les fluides à base d'huile (OBM : oil-based mud). [43]. Le fluide de forage est préparé dans des bacs à boues, il est injecté à l'intérieur des tiges jusqu'à l'outil d'ou il remonte dans l'annulaire chargé des déblais formés au front de taille (cuttings). Avant d'être recyclé, le fluide de forage doit subir à la sortie du puits différents traitements (tamisage, dilution ajout de produits) pour éliminer les déblais transportés et par conséquent obtenir les caractéristiques physico-chimiques initiales [44].

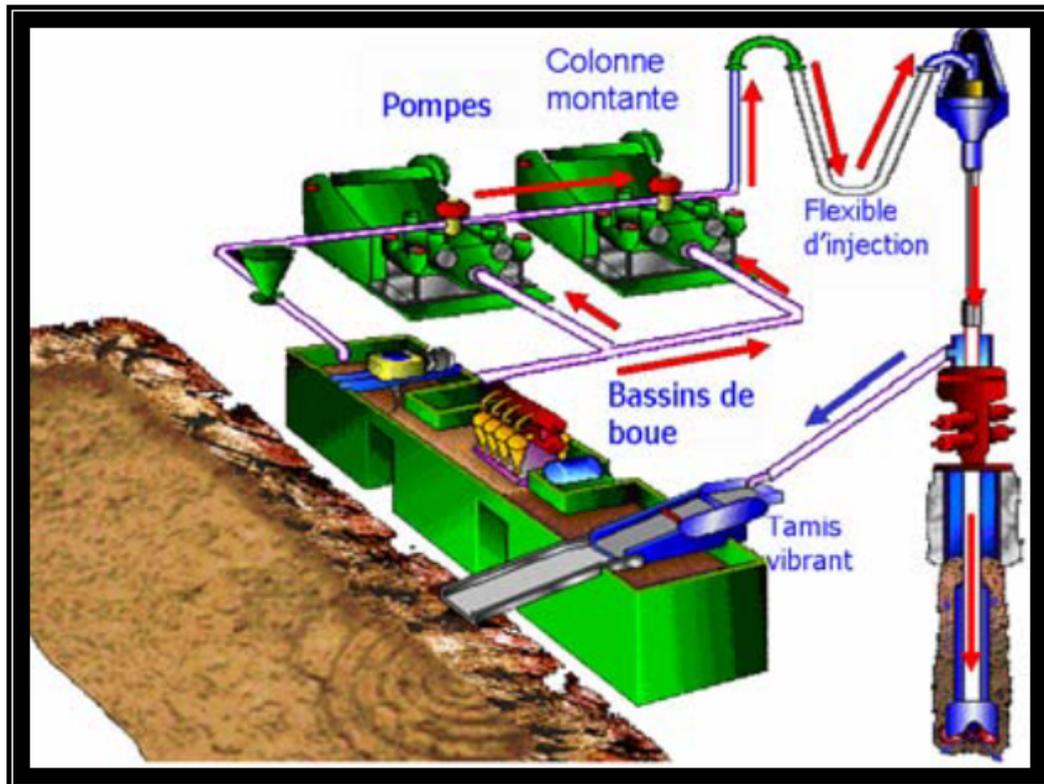


Figure I.3.1: Cycle du fluide sur le site de forage (Schlumberger, 1997) .

Les fluides de forage ont plusieurs fonctions fondamentales [3, 45–48] :

1. Assurer la remontée des déblais du fond du puits jusqu'à la surface par la circulation d'un fluide visqueux dans l'espace annulaire. Ces déblais donnent des informations géologiques sur les formations traversées lors du forage.
2. Maintenir les déblais en suspension lors d'un arrêt de circulation dans le but d'empêcher la sédimentation des déblais afin de redémarrer le forage sans coincement et ceci est possible grâce à la nature thixotropique du fluide.
3. Refroidir et lubrifier l'outil pour éviter l'usure rapide des pièces métalliques en mouvement.
4. Maintenir les parois du puits en raison de la pression hydrostatique exercée par le fluide en écoulement et permettre de contrôler les fluides libérés par les formations

rocheuses traversées. Du fait de cette différence de pression, le fluide va s'infiltrer dans les formations perméables et déposer un film sur la paroi appelé "cake de filtration". Ce gâteau permet de réduire la perméabilité des parois et d'isoler le fluide de forage de la formation mais ne doit pas être épais afin d'éviter une diminution du diamètre nominal du trou et un risque de coincement de l'outil. Le fluide de forage joue donc un rôle déterminant dans la résolution du problème de stabilité des parois du puits de par sa densité mais également de par sa capacité à former une barrière limitant les transferts de fluides entre l'espace annulaire et la formation.

5. Enfin la boue ne doit être ni corrosive ni abrasive pour l'équipement, ni toxique ou dangereuse pour le personnel et elle ne doit pas présenter de risque d'incendie.

I.3.1 Composition des fluides de forage

Les pétroliers ont classés les fluides de forage en trois catégories principales à savoir : système à base d'eau, les systèmes à base d'huile et les fluides pneumatiques (air, gaz et mousses). La sélection d'un type de fluide dépend du coût, des performances techniques du forage et son impact sur l'environnement [33, 43, 48–50]

- **Fluides à base d'eau (WBM)**

Les fluides à base d'eau sont utilisés généralement pour forer 80% des puits environ. Le fluide de base peut être l'eau fraîche, l'eau de mer ou de l'eau de saumure. Le choix d'un type est fonction des conditions anticipées du puits. Les systèmes à base d'eau sont composés essentiellement d'argiles telles que la bentonite ou l'attapulгите permettant de contrôler les pertes de fluides et d'augmenter l'efficacité de nettoyage de puits.

Plusieurs additifs sont recommandés pour une bonne formulation de la boue, on peut citer :

1. *Les viscosifiants* : sont représentés par des bentonites, des polymères synthétiques ou des biopolymères ;
2. *Les réducteurs de filtrat* : on utilise des amidons, des carboxyméthylcelluloses (CMC), des celluloses polyanioniques (PAC) ou des résines qui sont employées pour consolider le cake de filtration et minimiser ainsi l'invasion ;
3. *Les inhibiteurs de gonflement et de dispersion des argiles* : on peut citer le chlorure de potassium (KCl), le glycérol, les silicates, divers polymères comme le polyacrylamide partiellement hydrolysé (PHPA), les polyalkylène glycols (PAG) ;
4. *Les alourdissants* : ils sont utilisés pour améliorer la densité de la boue, ils sont représentés par la barytine ou sulfate de baryum $BaSO_4$ et le carbonate de calcium $CaCO_3$;

- *Les fluides à base d'huile*

Les fluides à base d'huiles ont été développées et introduites dans les années 1960. Le fluide de base peut être du *gasoil*, huile minérale ou des paraffines de faible toxicité. Ces systèmes sont des émulsions inverses de type eau/huile car l'huile constitue la phase continue. Par définition, les fluides de forage à base d'huile contiennent plus de 5% d'eau sont appelés boues de forage inverse, tandis que les boues de forage à l'huile contenant moins de 5% d'eau. Des additifs sont ajoutés tel que la barite et plus particulièrement les bentonites organophiles pour améliorer la viscosité [48, 51]. Le rapport de E/H dans les systèmes à émulsions inverses est de l'ordre de 80/20 à 90/10.

- *Les fluides de forage à air – gaz*

Ces systèmes de fluide sont composés d'air ou de gaz naturel mélangés avec de l'eau. Ils sont utilisés couramment dans les formations contenant des quantités importantes d'eau ou règne une pression élevée. En Algérie, les 1^{er} fluides à l'air ont été utilisés entre 1954 et 1960 dans la région de Tebessa sur les puits de Djbel Foua, Djebel Onk [39, 52].

1. *Les fluides à mousse* : Ces fluides sont formulés par injection d'eau et des d'agents moussants créant ainsi une mousse stable et visqueuse. Ils sont intéressants par leurs faible pression hydrostatique au fond et leur bonne aptitude à remonter les débris en surface, néanmoins ils possèdent un inconvénient majeur celui de ne pas refroidir les formations traversées et de ne pas former de cake sur les parois du puits.

2. *Les boues aérées*

Ces fluides sont formés par injection d'air ou de gaz dans une boue à base de gel. Le rôle de cette boue est de réduire la pression hydrostatique, de prévenir les pertes de circulation dans les zones à faible pression, elle permet aussi d'augmenter le taux d'avancement du forage.

Pour exemple, le tableau 1 donne les fonctions principales des différents constituants d'une boue de forage à l'huile ou émulsionnée inverse, chaque constituant ayant également des fonctions secondaires [44]

I.3.1.1 Rôle des argiles organophiles Les particules argileuses sont des matériaux ajoutés dans les fluides de forage à base d'eau ou à base d'huile afin d'améliorer leurs propriétés rhéologiques. Ces argiles doivent être modifiées afin de donner à ces particules une affinité avec les milieux organiques. L'ajout de l'argile organophile aux fluides de forage dont la phase continue est d'huile permet de donner les propriétés convenables

Tableau 1: Principaux produits entrant dans la formulation d'une boue de forage à l'huile et leur rôle respectif [44]

| Produit | Rôle |
|----------------------|--|
| Huile (Gazoil) | Constitue la phase continue de l'émulsion à base d'huile sa fonction principale est : i) Lubrifier l'outil de forage et ii) Réduire les frottement |
| Réducteur de filtrat | Diminuer l'endommagement en formant un filtre cake sur les parois |
| Emulsifiant | Pour stabiliser l'émulsion |
| Agent mouillant | Il s'intercale entre la phase dispersée et la phase dispersante et stabilise ainsi l'émulsion |
| Chaux | Stabilise l'émulsion |
| Argile organophile | Stabilise et donne la propriété de thixotropie à l'émulsion |
| Viscosifiant | Augmente la viscosité de l'émulsion |
| Saumure | Former l'émulsion |
| Alourdissant | Barite ou carbonate de calcium : Contrôler la densité de la boue |

aux fluides durant les différentes phases de forage. Ces argiles organophiles jouent un rôle de régulateur du milieu, durant le forage et à faibles vitesses de cisaillement, le fluide a un comportement thixotropique et développe un comportement de gel qui retient les matériaux en suspension lorsque le forage est à l'arrêt, il permet aussi de maintenir les propriétés rhéologiques de la boue à différentes profondeurs c-à-d à différentes températures [53].

I.4 Les argiles

Les argiles sont des phyllosilicates aluminosilicatés dont le feuillet est formé par une combinaison de couche de tétraèdres (SiO_4) et d'octaèdres (AlO_6) [54]. Les smectites possèdent une structure 2 :1 dans laquelle une couche octaédrique est intercalée entre deux couches tétraédriques (type T :O :T)[55, 56] Figure I.4.1

Il existe deux grandes catégories de smectites. Les premières sont dites dioctaédriques du fait de l'occupation de seulement deux sites octaédriques sur trois. Parmi elles, certaines présentent majoritairement des substitutions dans la couche octaédrique (montmorillonite), alors que d'autres sont principalement substituées dans les couches tétraédriques (beidellite). Typiquement, l'ion en site octaédrique est l'aluminium, qui est remplacé par du magnésium ou du fer, alors que le silicium tétraédrique est remplacé par de l'aluminium. Il existe un troisième type de smectite dioctaédrique, possédant essentiellement du fer au degré d'oxydation III dans sa couche octaédrique, remplacé par de l'aluminium ou du magnésium (nontronite). Les autres smectites sont trioctaédriques, car, dans ce cas, tous les sites octaédriques sont occupés. L'ion en site octaédrique est en général le magné-

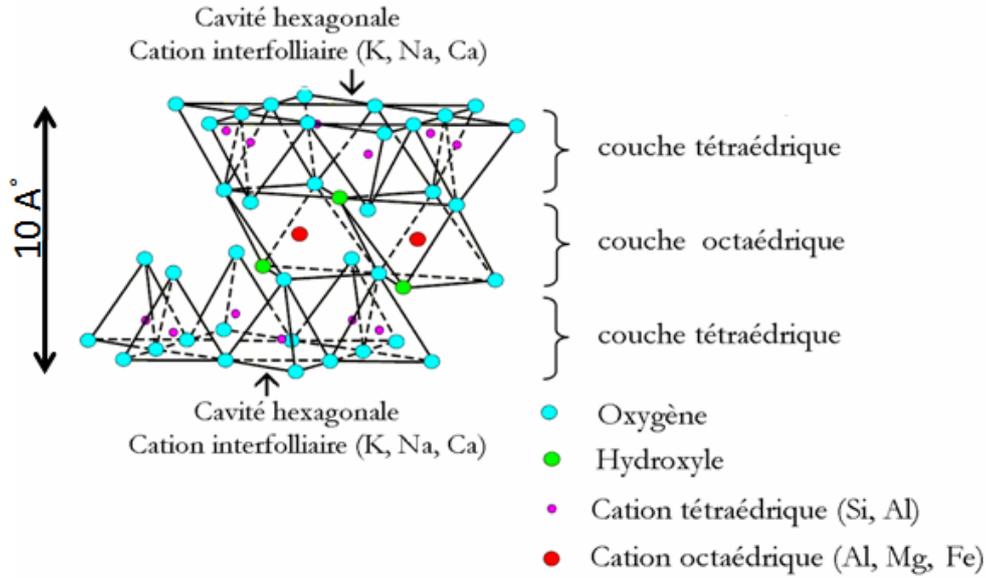


Figure I.4.1: Structure des smectites [57].

sium. Parmi elles, certaines sont caractérisées par des substitutions du magnésium par le lithium dans la couche octaédrique (hectorite), alors que pour d'autres, les substitutions ont principalement lieu dans la couche tétraédrique, où le silicium est remplacé par de l'aluminium (saponite). La localisation des substitutions est un facteur déterminant dans les propriétés d'adsorption des smectites, d'où l'importance de la classification décrite ici. Cependant, la montmorillonite et l'hectorite, dans lesquelles les substitutions ont principalement lieu dans la couche octaédrique, sont les plus répandues dans la nature, et donc les plus souvent étudiées [54, 55, 58]. Figure I.4.2

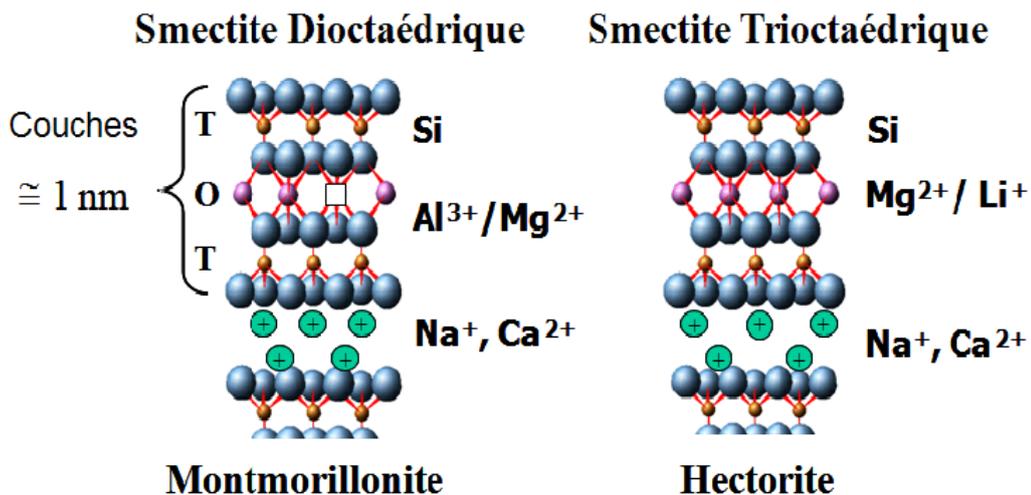


Figure I.4.2: Structure montmorillonite et hectorite [59].

I.4.1 Capacité d'échange cationique

Les substitutions isomorphiques, résultant du remplacement des cations métalliques par des cations de même taille mais de charge inférieure sont à l'origine d'un déficit de charges positives du feuillet [58, 60, 61]. La charge négative portée par le feuillet est couramment notée charge structurale permanente et se situe aux alentours de $7.10^{-3}e/\text{\AA}^2$ [62]. D'autres facteurs interviennent dans la formation de la charge de surface : certaines imperfections au sein du réseau cristallin, la présence de liaisons rompues en bordure des particules, ou celle d'hydroxyles structuraux en surface [54]. En effet, aux bords d'un feuillet, les valences du silicium et de l'oxygène en couche tétraédrique d'une part, de l'aluminium et de l'oxygène en couche octaédrique, d'autre part, ne sont pas saturées. Pour compenser ces valences, des molécules d'eau s'hydrolysent et il y a apparition de groupes silanol (Si-OH) ou aluminol (Al-OH) lesquels, en fonction du pH, peuvent capter ou libérer des protons. Ces derniers peuvent être échangés avec d'autres cations. Le nombre et la nature des charges de bordure de feuillet sont directement liés au pH [62–64].

La charge négative du feuillet est neutralisée par la présence de cations dits compensateurs dans l'espace interfoliaire. Les cations les plus fréquents sont Ca^{2+} , Mg^{2+} , K^+ , Na^+ , Li^+ . Ces cations peuvent être soit hydratés soit non hydratés. Dans le cas des smectites où les cations compensateurs Ca^{2+} et Na^+ sont hydratés avec la présence d'un film d'eau entre les feuillets, on parle de minéraux expansibles ou gonflants. La propriété essentielle des smectites est donc de se disperser au contact de l'eau pour former des dispersions plus ou moins stables. Les cations interfoliaires sont en général échangeables par des cations organiques et minéraux se trouvant dans des solutions mises au contact de l'argile Figure I.4.2. Les cations peuvent être échangés uniquement dans le cas où ils sont liés, avec la surface interne (espace interfeuillets) ou externe, avec de faibles liaisons.

La Capacité d'Echange Cationique (CEC) définit le nombre de cations monovalents (équivalents chimiques) qu'il est possible de substituer aux cations compensateurs pour compenser la charge électrique de 100 g de minéral calciné [54]. La CEC, dépend en grande partie des charges permanentes de l'espèce minérale. Plus la quantité de charge est importante plus la CEC est grande. Dans le cas de la Montmorillonite, la substitution la plus fréquente est celle de Al^{3+} par Mg^{2+} dans la couche octaédrique [65]. Pour cette argile, la distance entre les sites négatifs situés au niveau de la couche octaédrique et le cation échangeable situé à la surface du feuillet est telle que les forces d'attraction sont faibles. Des substitutions de Si par Al dans la couche tétraédrique sont également possibles [66]

En résumé, la charge négative des particules argileuses est compensée par l'adsorption de cations, essentiellement le sodium et le calcium dans le cas des smectites. Ces contre-ions sont localisés sur les surfaces externes des particules ainsi qu'entre les feuillets. Ces cations peuvent être échangés par d'autres cations présents dans le système et on peut

ainsi définir une capacité d'échange cationique pour un échantillon donné. Cette capacité d'échange cationique dépendant du pH de la solution, elle est en général mesurée à pH neutre, ce qui permet une comparaison fiable des différentes données expérimentales. Dans le cas des montmorillonites, la littérature rapporte des valeurs comprises entre 85 et 160 milliéquivalents pour 100 grammes d'argile [62].

I.4.2 Les argiles organophiles (AO)

L'intérêt du traitement organophile est de donner à l'argile une plus grande affinité pour les milieux organiques. Pour développer des interactions avec les molécules organiques, la surface de l'argile doit être modifiée. Pour ce faire, les ions compensateurs doivent s'échanger avec les cations inorganiques afin de recouvrir la surface minérale de chaînes aliphatiques et de rendre l'argile hydrophobe [65].

I.4.3 Les composés d'intercalation

Plusieurs méthodes ont été utilisées pour modifier les argiles, parmi elles on peut citer : les méthodes d'échange des ions avec les cations organiques et inorganiques, le greffage des composés organiques, les réactions avec les acides, les méthodes de polymérisation, d'hydroxylation et calcination ... etc [58]. La technique qui consiste à échanger les ions minéraux avec ceux d'alkylammonium est la plus utilisée pour modifier les argile [67]. Les sels d'alkylammonium, sont des tensioactifs cationiques synthétisés par alkylation complète des amines [67].

La synthèse des argiles organophiles est basée sur les réactions entre les minéraux argileux et les composés organiques. Ces réactions ne peuvent avoir lieu que lorsque les molécules d'eau entre les feuillets sont remplacées par des molécules polaires [58, 67]. Dans le cas des smectites, l'adsorption des cations met en jeu différentes interactions chimiques à savoir : des liaisons hydrogène, des interactions ions-dipôles et des forces de van der Waals. Les composés hôtes peuvent être intercalés par voie liquide, vapeur ou à l'état solide [58]. Dans notre cas, nous avons opté pour la voie liquide-liquide car l'argile est totalement délaminiée dans l'eau et forme une suspension stable, ce qui expose la surface aux cations échangeables et favorise ainsi l'adsorption. Lorsqu'on ajoute les tensioactifs cationiques à base d'alkylammonium, les cations se libèrent et s'échangent avec les cations minéraux en essayant d'occuper les sites échangeables. La réaction d'échange est donnée par la réaction chimique suivante



I.4.3.1 Structure des composés intercalés : Selon la charge du feuillet, la CEC et longueur de la chaîne organique, différentes organisations internes des chaînes dans l'espace interfoliaire ont été observées. Il en découle une extension variable de l'espace interfoliaire comme le montre la Figure I.4.3.

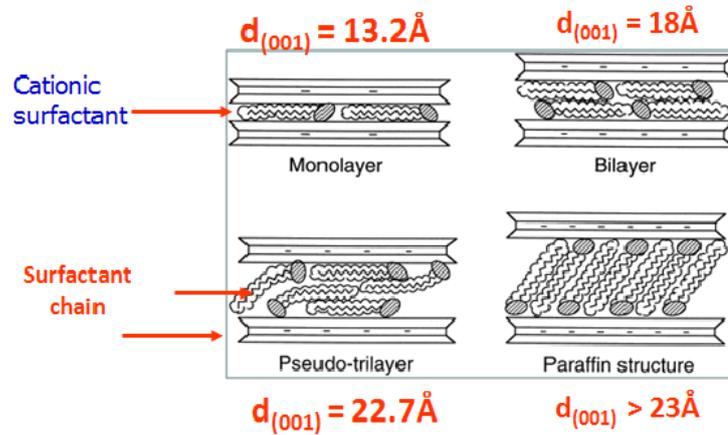
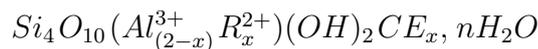


Figure I.4.3: Orientation des ions d'alkylammonium dans l'espace interfeuillet des silicates Lagaly [68].

I.4.4 La Montmorillonite

La montmorillonite est une smectite dioctahédrique dont la formule idéale pour la demi-maille est :



Avec R^{2+} constitué principalement par du magnésium et, CE, les cations échangeables, qui peuvent être des ions alcalins Na^+ ou alcalino-terreux Ca^{2+} [55, 65]. Les feuillets de la montmorillonite ont une grande extension basale de l'ordre du micron comparée à leur épaisseur d'environ 1nm ce qui leur confère un caractère très anisotrope.

L'empilement des feuillets forme la particule qui constitue le premier niveau d'organisation (porosité intraparticulaire). Le nombre de feuillets par particule ainsi que les distributions de distance séparant les feuillets dépendent de la nature des cations et de l'électrolyte entourant la particule. L'association de ces particules peut former un agrégat développant une porosité interparticulaire (Figure I.4.4).

En solution aqueuse, les feuillets sont facilement hydratés à une ou plusieurs couches d'eau selon la nature du cation compensateur, si bien que l'assemblage peut se faire avec des empilements de feuillets ayant des distances interfoliaires variables selon l'axe z (phénomène d'intercalation) ou conduire dans des conditions données de concentration,

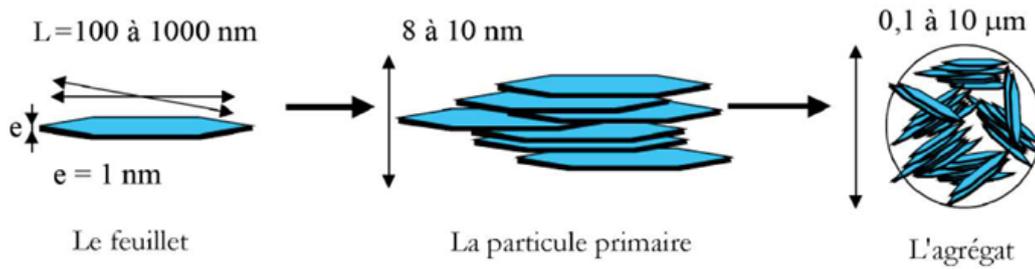
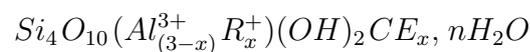


Figure I.4.4: Structure de la montmorillonite [59].

de pH et de force ionique du milieu à une exfoliation plus ou moins complète conduisant à la formation d'un gel [65].

I.4.5 La laponite

La Laponite est une smectite trioctaédrique, considérée comme l'équivalent synthétique de l'hectorite. Les substitutions dans la couche octaédrique sont essentiellement celles du magnésium par le lithium. La formule idéale de la demi-maille de l'hectorite est la suivante :



R^+ constitué principalement par du lithium ou par des lacunes et, CE, les cations échangeables, qui sont majoritairement des ions de sodium. La laponite est constituée de feuillets de 30 nm de longueur, alors que les particules d'hectorite sont constituées de lattes avec une dimension latérale allant de 300 à 1000nm [65]. Elle est donc beaucoup moins anisotrope que la laponite et a donné lieu à beaucoup d'études à l'état dispersée [69, 70].

I.4.6 Les argiles organophiles et leur dispersion en milieu organique

Les argiles organophiles ont la propriété de se disperser dans les solvants organiques. Elles sont généralement préparées par modification chimique des smectites en raison de leurs valeurs de CEC élevées. La majorité de ces modifications se font par réaction d'une hectorite ou Montmorillonite avec des tensioactifs cationiques (sels de tetra- ou trialkyl-ammonium). Le choix du tensioactif dépend de la polarité du solvant. Les propriétés rhéologiques des dispersions en milieux organiques dépendent du type de l'argile organophile et de l'état de dispersion de l'agrégat, de la particule ou du feuillet (exfoliation ou intercalation) [53].

La rhéologie des suspensions argileuses contenant une concentration relativement élevée en particules solides ont généralement un comportement Binghamien [71]. Les suspen-

sions colloïdales concentrées présentent plusieurs modes de comportement rhéologiques dépendant de la nature et de la magnitude des interactions entre particules [72]. Ces interactions dépendent de plusieurs facteurs à savoir : les propriétés physicochimiques des particules, la nature du milieu [72, 73], la concentration des agents stabilisants [74, 75] et la température. Lorsque les forces attractives sont dominantes, les particules en suspension s'agglomèrent et la suspension devient un fluide non-newtonien, si par contre les forces répulsives sont importante les particules s'éloignent en formant un réseaux [72]. Ces suspensions présentent deux propriétés importantes qui posent des problèmes théoriques et pratiques qui sont en lien directe avec la contrainte seuil et la thixotropie [72, 76, 77]. Le comportement rhéologique est régie par l'évolution de la microstructure induite et par conséquent par la compétition entre rupture sous cisaillement et le developpement des liaisons entre particules au repos.

I.5 Les émulsions

Une émulsion peut être définie comme un système opaque, hétérogène composé de deux phases non miscibles (Eau, Huile), dont l'une est dispersée dans l'autre sous formes de gouttelettes. Il existe deux types d'émulsions [78] :

- émulsion directe huile dans l'eau (H/E) ;
- émulsion inverse de type eau dans l'huile (E/H).

L'obtention de l'une ou de l'autre dépend de nombreux facteurs, dont le type de tensioactif, la distribution de la taille des gouttelettes, la présence de deux liquides immiscibles et l'agitation mécanique [79, 80]. Les émulsions sont des systèmes thermodynamiquement instables, qui évoluent vers un état d'équilibre qui correspond à la séparation des deux phases. Ces émulsions peuvent être stabilisées par addition de particules solides, de polymères ou encore de tensioactifs qui vont se placer à l'interface entre les deux phases [79, 81–83].

I.5.1 Types de tensioactifs utilisés dans les fluides de forage

Un tensioactif ou agent de surface est un composé qui modifie la tension superficielle entre deux surfaces. Les tensioactifs se composent d'une tête polaire hydrophile soluble dans l'eau et d'une queue hydrophobe composée d'une chaîne carbonée ayant une affinité pour les huiles (Figure I.5.1). La partie apolaire est constituée par une ou plusieurs chaînes hydrocarbonées linéaires ou ramifiées qui varie avec le nombre d'atomes de carbone. Par

contre la partie hydrophile est composée de divers groupements polaires ioniques ou non ioniques [84].

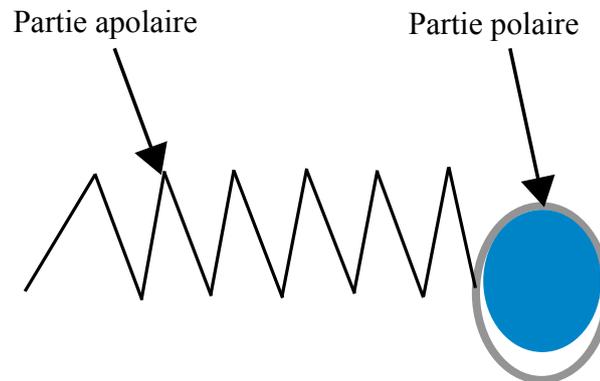


Figure I.5.1: Structure d'un agent de surface.

Les tensioactifs sont classés en plusieurs types, nous nous intéressons uniquement à ceux utilisés dans les fluides de forage. Selon la nature hydrophilique du groupe on peut citer [84, 85] :

- les tensioactifs anioniques, composés d'une tête polaire chargée négativement, par exemple, les alkyl benzène de sulfonates ($\text{RC}_6\text{H}_4\text{SO}_3 \text{Na}^+$), les savons ($\text{RCOO}^- \text{Na}^+$), les carboxylates, les sulfates ou sulfonâtes ou phosphate
- Les tensioactifs cationiques
ils sont constitués par une tête polaire chargée positivement. On peut citer par exemple : les sels d'amines à longues chaînes (RNH_3Cl^-), et les chlorures d'ammonium quaternaire [$\text{RN}(\text{CH}_3)_3\text{Cl}^-$].

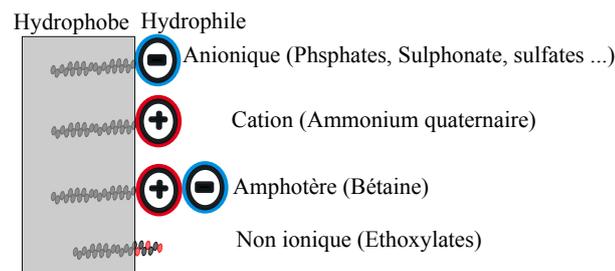


Figure I.5.2: Différentes classes de tensioactifs.

I.5.1.1 Caractéristiques des tensioactifs Les propriétés des tensioactifs sont dues à leur structure amphiphile. Cette structure leur confère une affinité particulière pour les interfaces de type huile/eau et eau/huile et donc, par là même, leur donne la capacité d'abaisser l'énergie libre de ces interfaces. Ce phénomène est à la base de la stabilisation de systèmes dispersés [85].

- Adsorption aux interfaces

La dispersion de deux phases liquide-gaz ou liquide-liquide non miscibles favorise le développement d'une région intermédiaire connue sous le nom d'interface entre les deux phases. Cette interface est associée avec une forte énergie libre qui maintienne la séparation des deux phases. La diminution de cette énergie peut être obtenue par adsorption de tensioactifs à l'interface diminuant ainsi la tension interfaciale [86]. Les tensioactifs caractérisés par deux parties l'une hydrophile, l'autre hydrophobe, ont tendance à s'orienter et se concentrer à l'interface pour privilégier les forces d'attraction entre la partie hydrophile et l'eau d'une part et la partie hydrophobe et la phase huileuse d'autre part. Lorsque l'interface est saturée en tensioactif, la tension interfaciale devient minimale et la concentration correspondante en tensioactif est dite concentration micellaire critique (CMC) Figure I.5.3.

- Auto-agrégation ou micellisation

La présence de tensioactifs dans un milieu aqueux est comparable à celle des électrolytes. Pour des concentrations élevées, les molécules de tensioactifs s'organisent sous forme d'agrégats en formant des micelles, dans lesquelles la partie hydrophobe s'oriente vers l'intérieur constituant ainsi le coeur de la micelle tandis que la partie hydrophile se met en contact avec la phase aqueuse Figure I.5.3.

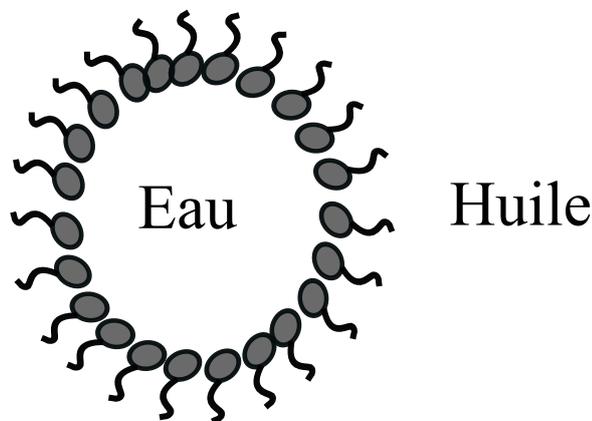


Figure I.5.3: Gouttelette d'eau stabilisée par un tensioactif dans la phase continue de l'huile .

I.5.2 Stabilisation des émulsions par les tensioactifs

Une émulsion est fondamentalement un système non stable, une bonne formulation consiste à chercher à minimiser les facteurs de déstabilisation en jouant sur plusieurs facteurs fondamentaux parmi lesquels, le rapport volumique eau/huile, la concentration en tensioactifs, en polymère et la température [87]. Ainsi, la préparation et la stabilisation d'une émulsion peuvent être réalisées par une agitation mécanique en présence de tensioactifs ou de

polymères qui tendent à s'adsorber à l'interface entre les gouttelettes en réduisant ainsi l'énergie interfaciale pour éviter le phénomène de coalescence [44, 88]. D'autres techniques ont montré que la stabilité d'une émulsion peut être obtenue par dispersion de particules solides qui vont jouer le rôle de barrière à l'interface eau/huile sous forme de couche dense qui empêche les phénomènes de floculation et de coalescence par effet stérique [88].

Cependant ces techniques utilisées pour stabiliser les émulsions peuvent, si elles sont mal contrôlées, engendrer la floculation des gouttes (attachement des chaînes polymères ou des particules chargées) et donc augmenter considérablement la vitesse de sédimentation.

I.6 Les fluides de forage de type émulsion inverse

Ce sont des fluides à base d'huile dont la phase continue est une huile minérale (pétrole brut, fuel, gasoil,...) et la phase dispersée est de l'eau. Par définition les fluides de forage à base d'huile contenant plus de 5% d'eau sont appelés boues de forage en émulsion inverse, avec moins de 5% d'eau, on a les boues à l'huile (IDF, 1988). Ces fluides sont souvent désignés par l'abréviation OBM (Oil-Based Muds). La phase continue la plus utilisée jusqu'à ces dernières années était le gasoil, mais actuellement la législation relative à la protection de l'environnement impose l'utilisation d'huiles minérales ou synthétiques ne contenant plus de composés aromatiques [3, 39]. Des agents émulsifiants et mouillants sont alors utilisés pour favoriser la stabilité de l'émulsion. Les propriétés rhéologiques (thixotropie) de cette émulsion sont ajustées par l'addition d'agents viscosifiants, généralement des argiles organophiles [84]. Les formulations peuvent contenir également des agents réducteurs de filtrat (composés asphalténiques et polymères) et d'autres additifs spéciaux [49]. Il faut signaler qu'aujourd'hui la plupart des travaux de recherche portent sur l'amélioration des boues inverses synthétiques, en raison de leurs avantages économiques et environnementaux, comparativement aux fluides classiques à base de gasoil.

I.6.1 Rhéologie des fluides de forage

La rhéologie est une science utilisée actuellement dans diverses applications dans le domaine industriel tels que l'industrie agro-alimentaire, en cosmétique, en génie civil et dans l'industrie pétrolière. C'est une science qui consiste à exprimer la relation entre les vitesses de cisaillement et les contraintes de déformations appliquées à divers matériaux. Cette relation peut être linéaire ou non linéaire lorsque la viscosité dépend de la vitesse de cisaillement. C'est le cas des fluides de forage qui sont des fluides complexes dont le comportement rhéologique est non newtonien [89]. En raison de l'importance de cette discipline dans le domaine des fluides de forage, il est utile de présenter les grandeurs

fondamentales de la rhéologie en citant quelques modèles les plus couramment utilisés [3, 47, 51].

I.6.1.1 La viscosité

C'est une caractéristique de la matière, quel que soit son état physique : gazeux, liquide ou à la limite solide, sans oublier tous les états polyphasiques. Elle intervient fréquemment dans les équations de la mécanique des fluides. Elle traduit la résistance d'un fluide à l'écoulement et elle exprime les forces attractives existant entre les molécules de la boue, ce sont les contraintes de cisaillement (τ). Lorsque le fluide est soumis à l'écoulement, les forces appliquées sont appelées force de cisaillement (γ). L'équation rhéologique générale pour un fluide newtonien s'écrit :

$$\tau = \eta * \gamma \quad (1)$$

Ou :

τ : La contrainte de cisaillement en (Pa).

γ : La déformation (s^{-1}).

η : la viscosité $Pa.s$.

Pour les fluides newtoniens, la viscosité reste constante durant la phase de test (Figure I.6.1). Pour les fluides non newtoniens, la viscosité varie pour des vitesses de cisaillement constantes et l'écoulement est caractérisé généralement par un modèle en loi de puissance donnée par Ostwald (1925) [76, 90] tel que :

$$\tau = K.\gamma^n \quad (2)$$

K et n sont des caractéristiques du matériau.

Ce type de fluide est caractérisé par l'existence d'une contrainte seuil d'écoulement τ_c , le matériau se comporte comme un fluide pour une contrainte supérieure à τ_c , alors qu'avec une contrainte inférieure à (τ_c), il se comporte comme un solide. Il existe différents modèles dépendant de la contrainte seuil, les plus couramment utilisés sont :

le Modèle de Bingham :

$$\tau = \tau_s + \eta_{pl}\gamma \quad (3)$$

le Modèle de Casson :

$$\sqrt{\tau} = \sqrt{\tau_s} + \sqrt{\beta\gamma} \quad (4)$$

le Modèle de Herschel-Bulkley :

$$\tau = \tau_s + K\gamma^n \quad (5)$$

Ou :

τ_s est la contrainte seuil

η_{pl} est la viscosité plastique

K, β, n : Paramètres intrinsèques du matériau.

Ces fluides sont soit plastiques (dit de Bingham), dilatants et pseudo-plastiques, la viscosité varie en fonction de la contrainte imposée (Figure I.6.1). Le comportement sous écoulement est obtenu grâce à des rhéomètres de type Couette, Fann et autres. En pratique, deux mesures sont nécessaires pour évaluer la viscosité : une viscosité apparente (VA) et une viscosité plastique (VP) liée à la taille des particules et à leur forme.

$$\begin{aligned} V_A &= L_{600}/2 \\ V_P &= L_{600} - L_{300} \end{aligned} \quad (6)$$

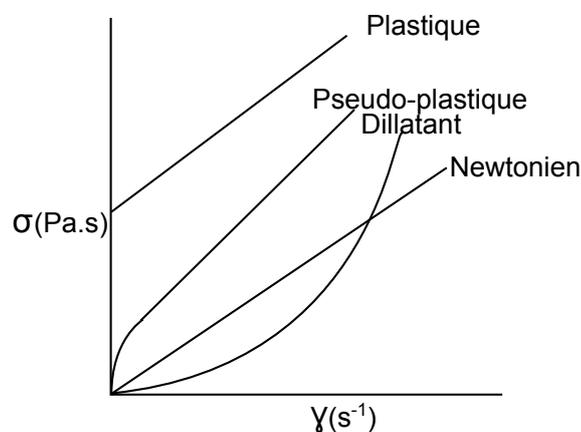


Figure I.6.1: Différent types de comportement thixotropiques pour les suspensions, [57, 91].

Au cours du forage, il est parfois nécessaire de maintenir la viscosité dans l'intervalle qui convient aux conditions de forage telles que pression, température, nature de la formation traversée [33].

I.6.1.2 Rhéologie des dispersions d'AO

En contraste avec des dispersions des AO, les propriétés de gonflement des argiles inorganiques sont largement étudiées dans la littérature du point de vue rhéologique et structural

[92]. Il a été établi que les dispersions des minéraux argileux dépendent de leurs concentration massique dans l'eau, du pH et de la force ionique. Ces facteurs permettent de modifier l'interaction électrostatique à l'interface et affectent ainsi la stabilité et la structure des minéraux argileux dans le solvant [92] et par conséquent la viscosité. Lorsque la quantité d'argile augmente, un comportement thixotropique est observé avec 0.2% d'argile et un comportement gel apparaît à 1% d'argile [93], ces dispersions présentent une contrainte seuil d'écoulement.

Les AO sont préparés à partir de la modification des smectites. Ces argiles sont composées par l'empilement des feuillets aluminosilicatés intercalés par des molécules de tensioactifs. Les propriétés rhéologiques des dispersions à base d'AO dans les solvants organiques dépendent de l'état de dispersion à l'échelle de la particule ou bien à celle du feuillet [53].

I.6.1.3 Rhéologie des émulsions Les émulsions direct H/E sont les plus étudiées dans la littérature. Plusieurs études ont montré que les propriétés rhéologiques de ces émulsions sont influencées par :

i) rapport de la phase organique/acqueuse *ii)* tensioactifs ajoutés comme émulsifiants *iii)* taille des gouttelettes *iv)* déformation des gouttelettes sous écoulement, [89, 94, 95].

Ces émulsions évoluent d'un comportement Newtonnien (Viscosité indépendante du cisaillement) à un comportement non-Newtonnien lorsque la fraction volumétrique augmente, [53]. Le comportement non-Newtonnien est caractérisé par une chute importante de la viscosité au dessus d'une valeur de la contrainte de cisaillement connu sous le nom de contrainte seuil (yield stress). La viscosité d'une émulsion diminue lorsque la distribution de la taille des gouttelettes est grande, mais cet effet est moins prononcé lorsque la taille des gouttelettes est petite. A la même fraction volumique, la viscosité et la contrainte seuil augmentent lorsque la taille des gouttelettes diminue [89, 94].

Pour des émulsions diluées, la viscosité est moins sensible à la taille des gouttelettes. L'évolution de la viscosité sous écoulement dépend du comportement des gouttelettes. Le comportement des émulsions Newtonnien apparaît au-delà d'un cisaillement critique lorsque la déformation sous écoulement suivi par l'éclatement des gouttelettes d'eau ou d'huile est observé [94]. Généralement, une émulsion est caractérisée par un nombre capillaire sans dimension exprimant le ratio entre la compétition des contraintes de cisaillement (de déformation) et les contraintes interfaciales. Le nombre capillaire (Ca) est donnée par la formule suivante :

$$Ca = \frac{\eta \dot{\gamma}}{\sigma} R \quad (7)$$

Ca , et par conséquent l'aptitude à l'allongement dans la direction d'écoulement, augmente

avec la viscosité (η) de la phase continue, avec la vitesse de cisaillement $\dot{\gamma}$ et aussi avec la taille des gouttelettes (R). Ce nombre diminue, par contre, lorsque la tension interfaciale des gouttelettes augmente, [89] La tension interfaciale augmente avec l'addition du surfactant ce qui conduit à la stabilisation de l'interface et au maintien de la forme sphérique des gouttelettes.

Les émulsions sont très utilisées dans différents domaines industriels et sont étudiées minutieusement du fait que les propriétés finales et l'aspect économique d'un processus dépend largement de la rhéologie de l'émulsion. Dans le domaine pétrolier, ces émulsions concentrées ont généralement le comportement d'un fluide visqueux à seuil d'écoulement qui est fonction de la dimension des gouttelettes formées [44, 96–99]. Leur comportement est représenté par un modèle d'écoulement de type Herschel-Bulkley. Ces émulsions concentrées sont du fait de leur formulation soumises la plupart du temps au phénomène de floculation des gouttes. Les systèmes de gouttes ainsi formés sont alors susceptibles d'être brisés sous cisaillement ce qui explique la partie rhéofluidifiante de leur comportement rhéologique [44].

La rhéologie des suspensions argileuses contenant une concentration relativement élevée en particules solides est décrite par un comportement binghamien [71]. Les suspensions colloïdales concentrées de particules présentent plusieurs modes de comportement rhéologiques dépendant de la nature et de la magnitude des interactions entre particules [100]. Ces interactions dépendent de plusieurs facteurs à savoir : les propriétés physicochimiques des particules, la nature du milieu [72, 73], la concentration des agents stabilisants [74, 75] et la température. Lorsque les forces attractives sont dominantes, les particules en suspension s'agglomèrent et la suspension devient ainsi un fluide non-newtonien, si par contre les forces répulsives sont importantes les particules s'éloignent en formant un réseaux [72]. Ces suspensions présentent deux propriétés importantes qui posent des problèmes théoriques et pratiques qui sont en lien direct avec la contrainte seuil et la thixotropie [72, 76, 77]. Le comportement rhéologique est régi par l'évolution de la micro-structure induite et par conséquent par la compétition entre rupture sous cisaillement et build-up au repos.

Les fluides de forage qu'ils soient émulsion, suspensions ou mousses doivent être thixotropes et présenter un caractère rhéofluidifiant [33, 101–103]. Dans les fluides de forage, le paramètre fondamental à mesurer est la viscosité qui mesure la résistance de la matière aux forces de déformations. Les fluides de forage à viscosité élevée et à forte vitesse de cisaillement ont tendance à présenter une meilleure rétention des débris (cuttings). L'eau ou d'autres additifs sont ajoutés pour diminuer la viscosité. [51]. Après agitation de la boue, la contrainte seuil et la viscosité plastique vont diminuer mais la boue reviendra à son état initial au repos. Après agitation, le fluide présente un comportement représenté par la courbe (2), après un temps de repos la courbe (1) est obtenue. Les fluides de forage

(suspensions) sont très sensibles aux cisaillements. Si la vitesse de cisaillement augmente dans le temps puis diminue immédiatement, la contrainte enregistrée pour chaque cisaillement sera inférieure et une courbe "boucle d'hystérésis" d'hystérésis fermée est obtenue courbe (3) [57, 76].

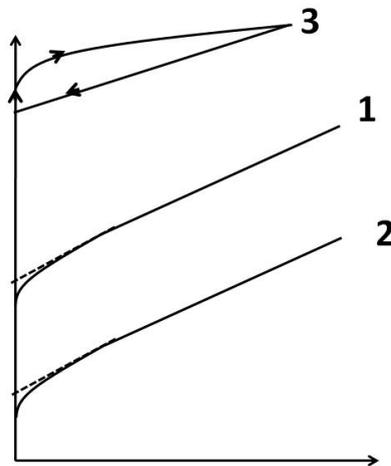


Figure I.6.2: Différent types de comportement thixotropiques pour les suspensions,[57] .

I.6.2 Autres caractéristiques physico-chimiques des boues de forage

Le contrôle et la caractérisation des boues de forage sont réalisés selon des normes précises éditées par l'API (API 13A, 2004). Les tests relatifs à l'étude des caractéristiques des fluides de forage sont généralement basés sur quatre paramètres : densité, viscosité, filtrat et réactivité. Les spécialistes du forage pétrolier dans le domaine de fluides de forage réalisent un certain nombre de tests afin de déterminer les propriétés rhéologiques de ces fluides et de faire quelques traitements selon les exigences si nécessaire en se basant sur les normes standards de l'API. Parmi les propriétés rhéologiques des fluides de forage on peut citer : la viscosité, la densité, les propriétés de gel et la filtration. Certaines mesures sont réalisées systématiquement sur tous les forages (viscosité, densité, filtration) et d'autres en fonction des besoins (taux de gaz, alcalinité)[33, 39, 104]. A partir des mesures réalisées et des connaissances acquises, on ajuste si nécessaire la composition de la boue en temps réel en ajoutant certains produits ou en reformulant la boue. Historiquement, face aux problèmes majeurs rencontrés dans les premiers forages, la densité est le premier paramètre fondamental pour la caractérisation des fluides de forage.

I.6.2.1 La densité La densité est un paramètre important des boues de forage. Elle doit être suffisamment élevée pour contrebalancer la pression exercée par les venues d'eau, d'huile et de gaz et par conséquent les éruptions. Cependant elle ne doit pas dépasser la

limite de résistance des parois du puits (formations traversées) pour ne pas les fracturer, ce qui provoquerait une perte de boue au cours de la circulation. Pour l'alourdissement de la boue, la barite (BaSO_4) et le carbonate de calcium CaCO_3 ont été utilisés dès 1922. Cette propriété peut affecter le taux d'avancement des travaux de forage (ROP).

I.6.2.2 Comportement de thixotropie Les fluides thixotropes ont une viscosité qui évolue au cours du temps. Ce phénomène apparaît aux faibles vitesses de cisaillement ou pendant l'arrêt des travaux de forage. La thixotropie est évaluée généralement par les équations de Bingham ou les lois en puissance. Lorsque ces fluides sont soumis à des forces de cisaillement, la structure de gel développée par les forces d'attraction entre les particules est rompue et le fluide devient liquide, alors qu'ils se restructurent au repos et un comportement viscoplastique apparaît [105, 106].

I.6.2.3 La contrainte seuil Cette propriété mesure la résistance interne du fluide à l'écoulement initial. Cette résistance est créée par des forces électriques entre les particules colloïdales et elle dépend du type, de la taille et de la quantité des particules. La contrainte seuil est une propriété importante qui conditionne l'efficacité de la boue à faire remonter en surface les débris forés au fond avant qu'ils soient dispersés dans la boue, et de la quantité et du type des matériaux ajoutés à la boue [46, 49].

Elle est évaluée par la formule suivante :

$$YP = L_{300} - VP = (VA - VP) * 2$$

I.6.2.4 Le gel Cette propriété mesure les forces électriques attractives entre les particules dans le fluide de forage sous conditions statiques, elle est évaluée à deux temps 10 s et 10 min sous les conditions spécifiées par l'API [46, 49]. Le gel doit être maintenu dans un intervalle favorable pour les raisons suivantes :

- Pour de faibles valeurs de gel, la boue de forage ne peut pas maintenir en suspension les débris, ce qui nécessite l'ajout d'autres additifs qui vont rendre la boue encore plus chère.
- Pour des valeurs élevées du gel une forte pression est nécessaire pour faire écouler la boue, ce qui peut engendrer des fractures au niveau des formations fragiles

I.6.2.5 La filtration des fluides La filtration est un phénomène qui a été largement discuté depuis le début des années 1930. L'ampleur de la filtration au cours des opérations de forage est liée directement au taux d'avancement, à la nature de la formation, à

l'endommagement de la formation dans les réservoirs sensibles à l'eau et à la différence de pression entre le fluide et la formation traversée. Deux types de filtration sont envisagés durant les opérations de forage à savoir : une filtration statique et une autre dynamique. Cette dernière a lieu lorsque la boue de forage est en circulation tandis que la filtration statique envahit les formations perméables en traversant un filtre cake. L'invasion des fluides de forage dans les formations traversées peut influencer négativement sur la stabilité des parois du forage, l'avancement de l'outil de forage, le coincement de la garniture par pression différentielle et l'endommagement de la formation réservoir en réduisant sa perméabilité ce qui influe considérablement sur la productivité du point de vue économique [39]. Les propriétés de filtration doivent être contrôlées par des tests selon les normes standard de l'API qui consistent à mesurer la filtration en régime statique en utilisant un filtre presse sous hautes température et pression [33, 46, 47, 49].

I.6.3 Rhéométrie et principe de fonctionnement :

Les appareils utilisés pour réaliser des mesures rhéologiques sont nombreux, dans notre cas nous nous intéressons uniquement aux écoulements de cisaillement simple qui se rapportent à la cellule de cisaillement de géométrie entre deux cylindres coaxiaux et qui est appelée géométrie ou cellule de Couette.

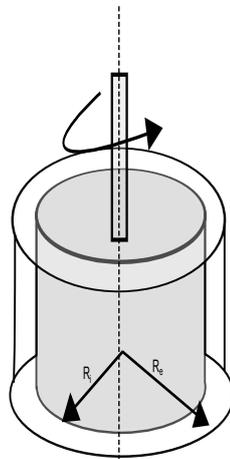


Figure I.6.3: Rhéomètre de type Couette

Le fluide est introduit entre deux cylindres coaxiaux de rayon R_1 et R_2 et de hauteur h selon la figure I.6.3. Le mouvement laminaire de cisaillement est obtenu en communiquant à l'un des cylindres un mouvement de rotation uniforme de vitesse angulaire ω_0 et l'autre cylindre demeure immobile.

I.7 Endommagement et modélisation

Dans le domaine du Reservoir Engineering, l'endommagement de la Formation est un concept générique traduisant des variations indésirables de la perméabilité de la roche réservoir par divers mécanismes adverses. 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 [107]. L'évaluation de l'endommagement de la formation, son contrôle et sa remédiation figurent donc parmi les questions qu'il faut résoudre pour assurer une exploitation pétrolière efficace. Les causes d'endommagement sont très nombreuses et plusieurs facteurs peuvent les déclencher. Parmi ces facteurs, citons les phénomènes physico-chimiques, chimiques, biologiques, hydrodynamiques, les interactions fluide-particules à l'intérieur de la roche et de la déformation de celle-ci en raison des contraintes et des forces de cisaillement du fluide [108–110]. Normalement, les fines particules minérales faiblement liées à la surface des pores sont en équilibre avec les fluides à l'intérieur des pores. Lorsque cet équilibre est rompu à la suite de variations de la composition chimique, de chocs thermiques, les particules peuvent se détacher et conduire à des phénomènes de précipitation. De même, lorsque les conditions d'équilibre existant entre la surface des pores de la roche et du fluide à l'intérieur des pores sont modifiées comme c'est le cas durant les opérations de récupération primaire ou assistée, les particules minérales peuvent se dissoudre et passer dans la phase fluide sous formes d'ions. C'est précisément les interactions nombreuses qu'il peut y avoir entre ces ions et les particules à l'intérieur des pores qui peuvent conduire à de sévères problèmes d'endommagement de la roche. Les indicateurs de l'endommagement de la formation sont une altération (diminution) de la perméabilité, un endommagement du " skin " et une diminution de la productivité du puits. Les phénomènes d'endommagement ne sont pas nécessairement réversibles et ce qui peut entrer dans un milieu poreux n'en ressort pas nécessairement [110]. Porter [111] a qualifié ce phénomène de " reverse funnel effect " (goulot d'étranglement inversé). Par conséquent, il est beaucoup plus avantageux de chercher à éviter les phénomènes d'endommagement qu'à devoir les réparer. Un bon modèle de simulation de l'endommagement associé à une batterie de tests laboratoire judicieusement planifiés et à des tests sur chantier peuvent servir de guide pour développer une stratégie visant à éviter, sinon, à réduire l'endommagement.

Les phénomènes d'endommagement de la roche réservoir sont toujours accompagnés d'une perte de productivité du puits de pétrole ou de gaz. Par conséquent, il est essentiel de développer des méthodes expérimentales et analytiques pour comprendre et prévenir ou du moins contrôler ces phénomènes. De gros efforts de recherche sont nécessaires pour parvenir à développer des modèles fiables à même de prédire l'endommagement. Ces modèles doivent être précédés d'expérimentations en laboratoire afin d'acquérir une meilleure compréhension des mécanismes physiques conduisant à l'endommagement de la formation.

Ces modèles doivent être accompagnés de tests sur site afin de vérifier la validité du modèle. Ce n'est qu'une fois cette étape de validation accomplie que l'on peut véritablement utiliser ces modèles pour simuler correctement l'endommagement de la formation et aussi pour prendre des mesures efficaces pour minimiser l'endommagement. Les modèles courants tiennent rarement compte de l'altération des caractéristiques de la roche réservoir durant les opérations de production. En réalité celles-ci varient et la prise en compte de ces variations apporterait beaucoup plus de précision pour la prédiction des performances futures. Il n'en demeure pas moins que c'est une tâche d'une grande complexité qui suppose une parfaite connaissance des interactions roche/fluide/particules en suspension et des mécanismes de déformation de la roche au cours des opérations. Ainsi, comme le définit Civan [110] un modèle d'endommagement de la formation est une relation dynamique complexe traduisant les phénomènes de transport dans un milieu poreux en train de subir de multiples altérations. C'est pour cette raison que les modèles d'endommagement existants ne sont pas applicables dans toutes les situations et qu'il faut encore tenir compte d'une dose d'empirisme et d'intuition acquises à l'issue d'observations expérimentales in situ.

I.7.1 Les mécanismes de l'endommagement

L'endommagement est causé par différents phénomènes à savoir [108, 109, 112–114] :

- Effets mécaniques : tel que mobilité des fines, invasion des solides, formations émulsionnées, etc...
- Effets chimiques : gonflement des argiles, défloculation des argiles, précipitation des solides, boues acidifiques, adsorption chimique, l'altération de la mobilité.

I.7.1.1 Endommagement mécanique Les mécanismes d'endommagement mécanique sont direct sans interactions chimiques entre les équipements et le fluide utilisé pour achever les travaux de forage, de completion ou de stimulation d'un forage. Parmi ces effets on peut citer :

I.7.1.1.1 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, anhydre...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 mouillante 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 due 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 completion 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.

I.7.1.1.2 Entraînement des solides externes :

Ce problème est lié à l'invasion des particules qui sont en suspension dans les fluides de forage ou autre fluide pouvant être injectés ou exposé 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.

I.7.1.1.3 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.

I.7.1.1.4 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.

I.7.1.1.5 Contraintes géomécaniques

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.

I.7.1.2 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 :

I.7.1.2.1 Gonflement des argiles

C'est un mécanisme classique de l'endommagement de la formation qui implique l'interaction et l'hydratation des matériaux hydrophiles (ex : 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.

I.7.1.2.2 Déflocculation des argiles

La déflocculation 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 déflocculation.

I.7.1.2.3 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.

I.7.1.2.4 Dissolution de la formation

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

I.7.1.2.5 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".

I.7.1.2.6 Altération de la mouillabilité

Plusieurs additifs des fluides de forage, en particulier les tensioactifs, les agents anti mous-sants, les inhibiteurs de corrosion ont une tendance à s'adsorber sur la roche, la ren-dant ainsi mouillable par l'huile dans la région du réservoir ou ils s'infiltrent. Les roches mouillées à l'eau ont une tendance à avoir une assez faible perméabilité relative ce qui est du 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.

I.7.1.3 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 des-sus de 90°C ce qui conduit à une déshydratation, un gonflement et une dégradation qui réduisent la perméabilité [115].

I.7.2 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 [110] :

- 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 ...

I.7.2.1 Le facteur de skin (skin factor) Le facteur de skin est un paramètre sans dimension reliant le rayon apparent r_w et le rayon effectif r_d du trou de forage (wellbore) selon les paramètres de la région d'endommagement (Figure I.7.1)

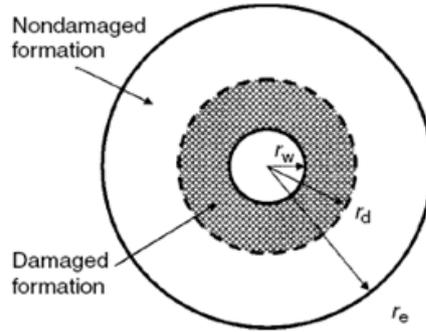


Figure I.7.1: Représentation schématique de la zone endommagée au voisinage du trou de forage [110, 116].

La relation qui lie ces deux rayons est la suivante :

$$(r_w)_{apparent} = e^{-s}(r_w)_{effectif} \quad (8)$$

Où s , le facteur de skin est un paramètre adimensionnel qui rend compte de la magnitude et de l'étendue de l'endommagement dans la région voisine du trou de forage. Dans l'analyse du réservoir et dans les interprétations des tests du puits, le concept de "skin factor" est le plus souvent préféré en raison de sa simplicité et d'autres considérations pratiques. Ainsi, beaucoup d'efforts ont été fait en vue d'exprimer ce paramètre d'après les solutions analytiques de modèles simplifiés reliant les débits d'écoulement aux conditions de la formation et du fluide. Le facteur de skin est utilisé généralement pour caractériser la zone productrice autour du puits. En fait, le skin traduit une multitude de variables. En général, tout phénomène provoquant une déformation des lignes d'écoulements peut se traduire par un changement du facteur skin.

Le facteur de skin traduit la différence de perte de charge qui existe aux abords du puits. En général, tout phénomène causant la déformation des lignes d'écoulement à partir de la normale vers la direction du puits engendre un skin positif. Un skin négatif indique une chute de pression dans les formations autour du puits. A titre indicatif, les différents types de skin sont donnés sur la Figure I.7.2.

Comme mentionné plus haut, le facteur de skin est un paramètre adimensionnel qui caractérise l'état du puits. Selon L.K.Thomas [117], le skin peut être considéré comme un ensemble de skins : skin de perforation, skin de la zone endommagée et skin de la zone effondrée entourant le forage [109, 118, 119].

$$S = S_p + S_d + S_{dp}$$

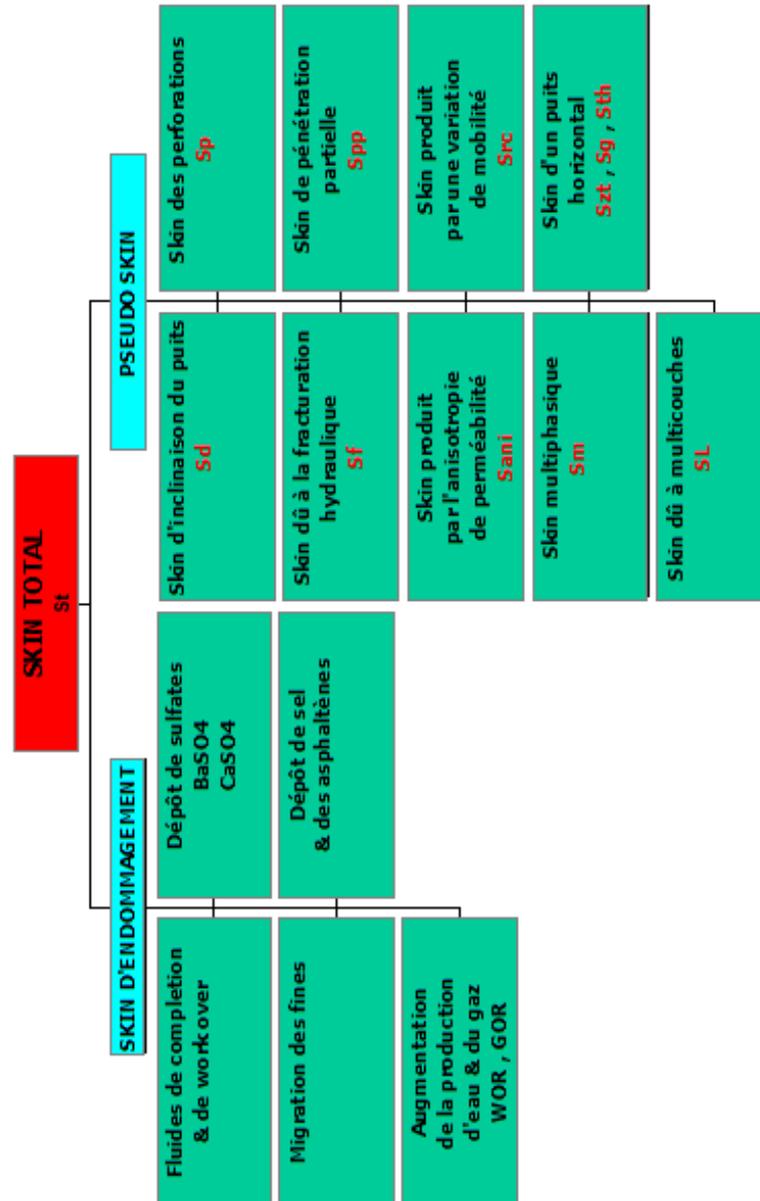


Figure I.7.2: Différents types de Skin.

Le skin de perforation (S_p) est généralement faible. Les valeurs de ce type de skin sont introduites en fonction de la fréquence de perforation, du diamètre, de la longueur et de l'angle de phase.

Le skin résultant de la circulation du fluide de forage (S_d) est estimé en fonction du rayon et de la perméabilité de la zone endommagée selon l'équation suivante :

$$S_d = \left(\frac{K}{K_d} - 1 \right) * \ln\left(\frac{r_d}{r_w} \right). \quad (9)$$

Le skin pour la zone effondrée et compactée (S_{dp}) est donné par la formule suivante :

$$S_{dp} = \frac{L}{L_p n_p} (\ln(\frac{r_{dp}}{r_p})) (\frac{k}{k_{dp}} - \frac{k}{k_d}). \quad (10)$$

I.7.2.2 Chute de la perméabilité 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 envahit la zone proche du forage. Ceci a un effet négatif qui se traduit par une réduction significative de la perméabilité relative apparente de l'huile [109].

Selon Civan [110], La variation relative de la perméabilité (RCP, Relative Change of Permeability) est exprimée par le rapport :

$$RCP = \frac{k - k_d}{K} = 1 - \frac{K_d}{K} \quad (11)$$

Où K et Kd représentent respectivement les perméabilités avant et après endommagement. On définit aussi un autre paramètre, le taux de variation de la perméabilité (PCP, Percent change of Permeability)[110] :

$$PCP = \left(1 - \frac{K_d}{K}\right) \times 100 \quad (12)$$

I.7.2.3 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 défini comme suit :

$$RCV = \frac{\mu - \mu_d}{\mu} = 1 - \frac{\mu_d}{\mu} \quad (13)$$

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

$$PVC = \left(1 - \frac{\mu_d}{\mu}\right) \times 100 \quad (14)$$

I.7.2.4 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 [113, 120]. 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) :

$$\lambda = \frac{K_e}{\mu} = \frac{Kk_r}{\mu} \quad (15)$$

Où K est la perméabilité de la formation poreuse, K_e , k_r et μ sont respectivement la perméabilité, 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 :

$$RCEM = \frac{\lambda - \lambda_d}{\lambda} = 1 - \frac{\lambda_d}{\lambda} \quad (16)$$

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

I.7.2.5 Variation relative du débit ou taux d'endommagement La variation relative du débit dans le puits (RCFR, Relative Change of Flow Rate) appelé encore taux d'endommagement (DR, Damage Ratio) est donnée par le rapport [113] :

$$DR = RCFR = \frac{q - q_d}{q} = 1 - \frac{q_d}{q} \quad (17)$$

Où q et q_d représentent respectivement les débits avant et après endommagement. On peut évaluer la perte de production suite à une altération des propriétés de la formation. Dans le cas d'un écoulement radial incompressible en condition stationnaire, les débits théoriques de fluide dans un milieu poreux homogène et isotropique sont donnés respectivement par [113, 121] :

$$q = \frac{2\pi Kh(p_e - p_w)}{\mu B \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (18)$$

$$q_d = \frac{2\pi Kh(p_e - p_w)}{\mu B \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_d}\right) + \left(\frac{K}{K_d}\right) \ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) \right]}$$

Où μ et B sont respectivement la viscosité du fluide et le facteur de volume de la formation (formation volume factor) ;

K et K_d les perméabilités effective avant et après endommagement ;

h est l'épaisseur effective de la zone saine "pay zone " ;

p_w et p_e sont les pressions respectivement du fluide dans le trou de forage et dans la zone

de drainage du réservoir (reservoir drainage boundary) ;

r_w , r_e et r_d sont respectivement les rayons du trou de forage, de la zone de drainage du réservoir et de la zone endommagée.

I.7.2.6 Efficacité de l'écoulement (Flow efficiency, FE) L'efficacité de l'écoulement est exprimé par le rapport des indices d'écoulement (flow indice : FI) de la formation avant et après endommagement

$$FE = \frac{FI_d}{FI} = \frac{\bar{p} - p_{wf} - \Delta p_s}{\bar{p} - p_{wf}} \quad (19)$$

Où \bar{p} et p_{wf} représentent respectivement les valeurs moyennes des pressions du fluide dans le réservoir et du fond de trou en écoulement (flowing well bottomhole pressure), Δp_s est la perte de pression additionnelle due à l'effet de skin.

I.7.3 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, stabilité électrique 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 régnent près de la zone forée telles que

l'invasion et la distribution du filtrat de fluide de forage ainsi que le cake formé [116].

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 [109, 114, 122–133]. 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 déplacement de différents fluides de forage à base d'huile pour simuler l'écoulement du fluide de forage dans les conditions naturelles de pression et température du réservoir. L'endommagement de la roche réservoir est traité en termes de ratio 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 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 scindée en deux parties, la 1ère traitant le modèle simulant l'écoulement longitudinal (linéaire) la deuxième traitant le cas de l'écoulement du fluide dans la direction radiale. Pour les deux modèles, nous traitons deux situations différentes avec et sans inertie en dynamique et en statique. 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 pétrophysiques de la roche...).

Chapitre II

II Relation structure-viscosité dans des fluides émulsionnés modèles

Introduction

Même si les fluides de forage à base d'huile (Oil Based Mud :OBM) sont de formulations complexes, la taille et la quantité d'eau, de même que l'état de dispersion des particules anisotropes d'argiles organophiles (AO) dans la phase continue jouent un rôle important sur la viscosité si bien que les propriétés rhéologiques des fluides sont principalement gouvernées par les interactions entre les trois composant majeures eau/huile/AO. Il existe beaucoup d'articles sur la rhéologie des émulsions et sur la rhéologie des dispersions d'argiles gonflantes [89, 94, 95, 134]. Par rapport aux dispersions aqueuses d'argiles, la structure des AO a beaucoup été étudiée dans des polymères fondus mais peu en solvant organique. Le développement récent de la technique Rhéo-SAXS sur les lignes Synchrotron permet de corréler l'état de dispersion des argiles et les propriétés rhéologiques du fluide sous cisaillement croissant. Ce genre d'approche n'a pourtant jamais été mené sur des émulsions chargées en argile. Il est connu que les émulsions pures et les dispersions argileuses peuvent présenter un comportement rhéofluidifiant. Plusieurs articles mettent en évidence les paramètres influençant le comportement rhéologique des émulsions pures [89, 94, 95] c'est-à-dire : i) le rapport des phases huile/eau ; ii) la taille des gouttelettes formées par la phase dispersée ; iii) l'aptitude à la déformation des gouttelettes sous cisaillement. Pour une émulsion pure de rapport phase dispersée/phase continue fixé, la viscosité a tendance à augmenter quand la taille des gouttelettes d'eau diminue. Mais ce comportement est de moins en moins marqué quand le rapport de phase devient faible (émulsion diluée). Un comportement rhéofluidisant apparaît au-delà d'un seuil de cisaillement. Il est expliqué par la déformation des gouttelettes puis la division des gouttelettes. L'addition de TA tend à stabiliser la surface (abaissement de la tension surfacique) et donc à maintenir la sphéricité des gouttelettes [95].

Le problème se pose donc pour un système à 3 phases E/H/AO : Comment se comporte-

t'il sous cisaillement et quels sont les facteurs influençant ce comportement ? C'est cette problématique qui est abordée dans ce chapitre. Nous avons considéré un système de fluide de forage simplifié en excluant de la formule les composants qui n'ont qu'un rôle mineur dans le comportement global du système. Les fluides à base d'huile étudiés seront donc constitués essentiellement d'argiles organophiles (AO), de tensioactifs (TA), d'eau et de gasoil. Pour certaines caractérisations, la phase organique (gasoil) a été simulée par un composé modèle représentatif de cette coupe d'hydrocarbure : le n-dodécane. Dans ce chapitre seront successivement abordées, la préparation et la caractérisation des argiles organophiles, puis la préparation des émulsions et enfin l'étude Rhéo-SAXS ciblé sur des émulsions E/H avec un rapport 10/90, contenant des AO de nature et en teneur variable.

II.1 Les argiles organophiles

II.1.1 Les argiles organophiles commerciales utilisées

Dans notre travail, nous avons utilisé trois types d'argiles organophiles commerciales, dénommées VG69, Bentone 38 VCG et Geltone. Ces argiles jouent le rôle de viscosifiants et contrôlent les propriétés des dispersions des fluides de forage à base d'huile. La Bentone 38 est une hectorite (smectite trioctaédrique) modifiée par échange cationique avec un tensioactif, le dialkyl diméthylammonium. Ce produit est utilisé comme additif rhéologique pour les composés de faible à moyenne polarité tels que les huiles minérales, les huiles végétales, les distillats pétroliers et les cyclométhicones dans le domaine cosmétique et sanitaire. La VG69 et la Geltone sont des argiles organophiles obtenues à partir d'une montmorillonite qui est une smectite dioctahédrique. Ces produits sont fournis par les sociétés MI SVACO et Haliburton.

La structure des argiles a été caractérisée par DRX, en utilisant un diffractomètre de poudre (Philips) en mode réflexion avec une anode de Cu ($K_{\alpha 1}, \lambda = 1.54\text{\AA}$) et leur densité mesurée à l'hélium (Accupyc 1330, Micromeritics). Les résultats sont donnés dans le tableau [II.1.1](#)

Tableau II.1.1: Résultats de DRX et de masse volumique des argiles commerciales.

| Argile | Masse volumique [g/cm ³] | d_{1001} [Å] | d_{2001} [Å] |
|---------|---|-------------------|-------------------|
| VG69 | 1.713 | 30.2 | 12.4 |
| Geltone | 1.632 | 33.8 | 19.8 |
| Bentone | 1.678 | 31.1 | 12.8 |

Les profils de DRX Figure [II.1.1](#) montrent deux périodicités $\langle d \rangle$. Les valeurs correspondent à celles observées dans les argiles organomodifiées pour d_1 et hydrophiles pour

d2. Les trois argiles commerciales étudiées ont bien été modifiées par échange cationique car elles montrent une périodicité d_1 correspondant à l'intercalation du surfactant dans l'espace interfoliaire. Si l'on considère que l'épaisseur de feuillet est d'environ 10 Å, les espaces interfoliaires sont de 20 Å pour VG69, 21.1 Å pour la Bentone et 23.8 pour la Geltone, compatibles avec la structure paraffinique du surfactant inséré (Figure I.4.3 : chapitre I.4). Cependant, l'observation d'une périodicité d_2 autour de 12 Å, montre que la modification n'est pas complète : il subsiste des régions hydrophiles. Ces argiles sont donc partiellement modifiées. La geltone a une densité inférieure (1.632 g/cm^3) car la modification a conduit à une distance d_{001} plus grande (33.8 Å) par rapport à VG69 (30.2 Å) mais aussi car la partie hydrophile est caractérisée par une $d(001)$ plus grande ($d_2=13.4$ Å). L'épaule visible sur la courbe à une distance $\langle d \rangle = 19.8$ Å et sans doute lié à un excès du surfactant. C'est peut-être également le cas pour VG69 et Bentone, mais l'épaule peut être masqué par la $\langle d_1 \rangle$ qui est plus large pour ces 2 AO. La Bentone présente des espaces interfoliaires intermédiaire (31.1 Å) en accord avec sa densité qui est comprise entre celle de la geltone et de la VG69.

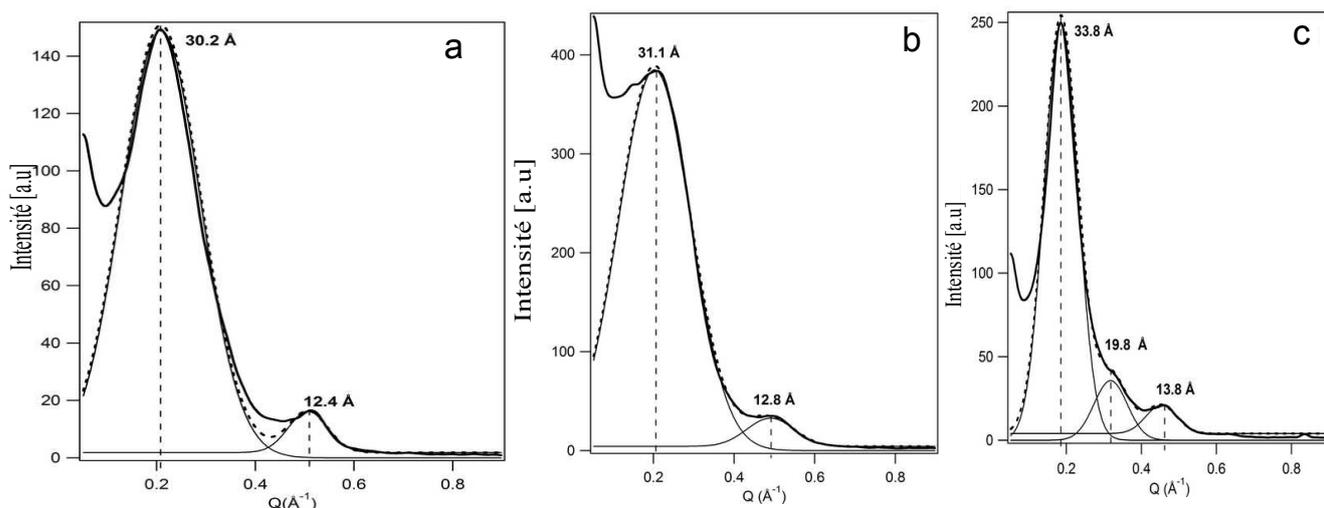


Figure II.1.1: Profil de DRX pour a) VG69 b) Bentone et c) Geltone.

En raison de la modification incomplète constatée sur les argiles organophiles commerciales, des argiles organophiles ont été préparées en laboratoire, à partir d'une montmorillonite sodique purifiée et d'une laponite naturellement sodique.

II.1.2 Traitement organophile d'argiles

Deux argiles ont été choisies, une Montmorillonite du Wyoming modifiée c-à-d sodique et une Laponite naturellement sodique. La Laponite est une smectite trioctahédrique de

couleur blanche. c'est une argile pure ne contenant pas d'impuretés. Cette argile présente une extension latérale de 200 - 300 Å et une épaisseur de 9.3 Å. Elle possède une CEC de 95 meq/100g et un déficit de charge de 0.72.

La Montmorillonite du Wyoming, est une smectite dioctahédrique de couleur grise. Elle contient des impuretés de type quartz et cristobalite qui gênent le processus de gonflement et d'adsorption du minéral. Cette argile a été purifiée au CRMD Orléans. Cette argile, se présente comme un ensemble de rubans souples de 1 μm de longueur et une épaisseur de 9.3 Å environ. La particule est formée d'empilement de feuillet favorisant les interactions face-face. Elle possède une CEC de 93 meq/100g et un déficit de charge de 0.673.

II.1.2.1 Préparation des argiles organophiles Les argiles organophiles ont été préparées en partant de dispersion aqueuse d'argiles respectivement à 20 g/l pour la montmorillonite et à 10 g/l pour la Laponite. Le tensioactif utilisé est le chlorure de benzyle diméthyle stéaryle ammonium monohydrate C₂₇H₅₀ClN de masse molaire de 442.18 g et de 90% de pureté. Pour tenir compte du degré d'impureté du TA, une solution de TA à 0.01M soit 4.86 g/l est préparée.

Préparation de la montmorillonite organophile

Une quantité de 20 g de Montmorillonite est dispersée dans un 1L d'eau et agitée pendant 24h. 500mL de cette dispersion sont prélevés puis ajoutés à 1L de la solution de TA 0.01M. Le rapport argile/TA est alors de 1 CEC :

$$\frac{Nb\ de\ mole\ d'\ argile}{Nb\ de\ mole\ de\ TA} = \frac{CEC_{mont} * masse\ d'\ argile}{Nb\ de\ mole\ de\ TA} = \frac{(95.10^{-3}/100) * (20 * 0.5)}{0.01} \approx 1$$

Une argile organophile à 2CEC est également préparée en mélangeant les autres 500mL à 2L d'une solution de TA 0.01M.

Les deux suspensions d'argiles sont agitées avec un barreau magnétique à une vitesse de 600 tr/min pendant 24h. Les produits obtenus sont centrifugés, à une vitesse de 5000 tr/min pendant 15 min. Après centrifugation, nous observons une séparation de phases, un surnageant clair et les particules d'argiles concentrées en bas du tube. La masse argileuse récupérée après centrifugation est dispersée à nouveau dans de l'eau distillée et mise sous agitation avec barreau magnétique pendant 30 min puis à nouveau centrifugée pendant 15 min avec la même vitesse de centrifugation. Le processus est répété 4 fois jusqu'à l'élimination totale des ions Cl⁻ vérifiée par addition d'une solution de nitrate d'argent. Les produits obtenus sont séchés dans une étuve à 105°C, après séchage les produits sont broyés finement sur mortier et tamisés.

Préparation de la laponite organophile

Une quantité de 1L d'une dispersion à 10g/L de Laponite est obtenue après agitation pendant 24h sans chauffage. La dispersion est stable et transparente. 500 mL de cette dispersion sont prélevés puis ajoutés à 250mL de la solution de TA 0.01M. Le rapport argile/TA est alors de 2 CEC :

$$\frac{Nb\ de\ mole\ d'\ argile}{Nb\ de\ mole\ de\ TA} = \frac{CEC_{Lap} * masse\ d'\ argile}{Nb\ de\ mole\ de\ TA} = \frac{(93.10^{-3}/100) * (10 * 0.5)}{0.0025} \approx 2$$

Une argile organophile à 4 CEC est également préparée en mélangeant les autres 500 mL à 125 mL d'une solution de TA 0.01M. Les solutions obtenues sont agitées à l'aide d'un agitateur à hélice pendant 24h pour assurer une bonne dispersion. L'argile organophile est récupérée après centrifugation puis séchée dans une étuve à 105°C.

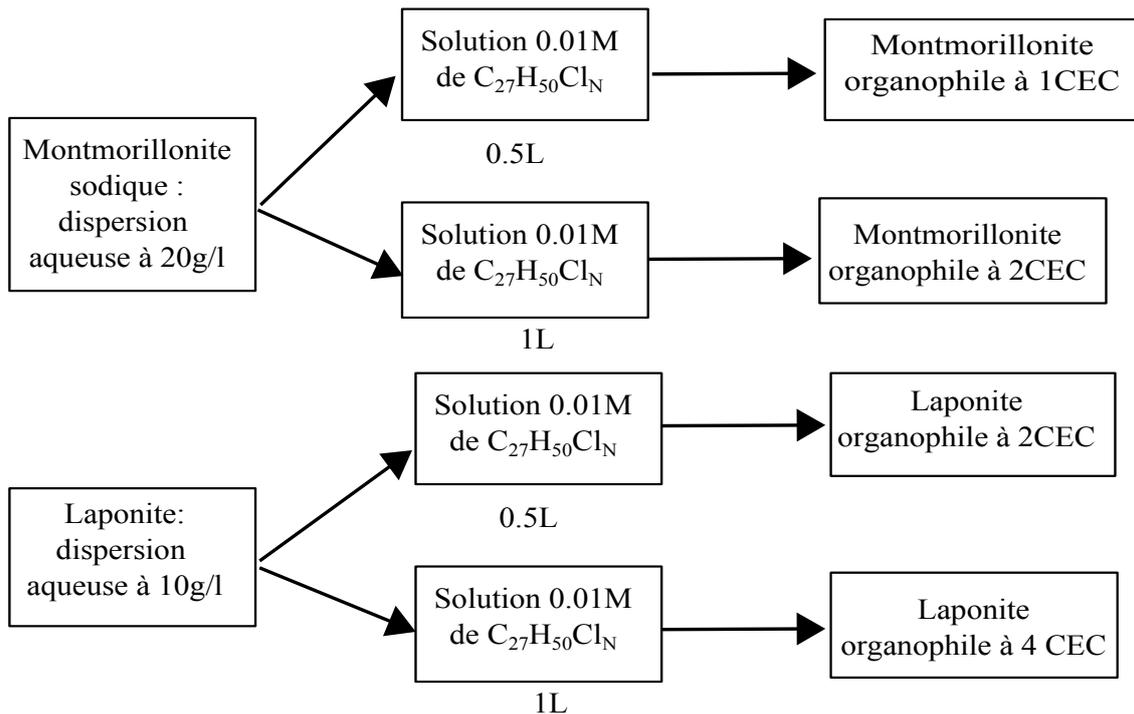


Figure II.1.2: Protocole de préparation des argiles organophiles.

Les mesures de densité des argiles organophiles ont été réalisées par pycnométrie à hélium (Accupyc 1330, Micromeritics). L'étude par diffraction des RX a été menée sur les argiles brutes, sur les argiles brutes dispersées dans l'eau et sur le mélange dispersion

Tableau II.1.2.1: Mesures de masse volumique ρ et des distances interfoliaires $d(001)$ par DRX

| Echantillon | Densité (g/cm ³) | Espacement entre feuillets $d_{(001)}$ |
|--------------------------|---------------------------------|---|
| Laponite | | |
| Laponite sèche | 1,32 | 13.14 |
| Laponite dans l'eau | | 17.82 |
| Laponite dans l'eau + TA | | 22.26 |
| Laponite + TA à 2 CEC | 1,72 | 18.84 |
| Laponite + TA à 4 CEC | 1,3 | 45.5 |
| Wyoming | | |
| Wyoming sèche | 1,836 | 12.35 |
| Wyoming dans l'eau | | 12.63 |
| Wyoming dans l'eau + TA | | 27.73 |
| Wyoming + TA à 1 CEC | 1,87 | 37.08 |
| Wyoming + TA 2CEC | 1,49 | 37.72 |

d'argile -solution de TA (0.01M), après centrifugation. Les résultats sont présentés dans le tableau [II.1.2.1](#).

Les Figure [II.1.3](#) et Figure [II.1.4](#) montrent les résultats de diffraction de rayons X (DRX) pour les deux types d'argiles modifiées au laboratoire. La dispersion de la Wyoming et de la Laponite dans l'eau conduit à l'écartement de l'espace entre les feuillets par rapport aux produits bruts. Ce premier stade de gonflement représente l'adsorption d'une couche d'eau. L'espacement des feuillets est plus régulier après insertion de molécules d'eau puisque la réflexion $d(001)$ est plus intense et que plusieurs ordres de cette réflexion sont observés après dispersion sur la Wyoming et sur la Laponite, ce qui n'est pas le cas sur l'argile sèche. L'ajout de tensio-actif à la suspension permet d'augmenter davantage l'espace interfoliaire. On constate également pour les deux argiles, la présence de plusieurs réflexions correspondant vraisemblablement à du TA cristallisé. Ce TA présent en excès peut se trouver ou bien dispersé dans la solution aqueuse ou bien fixé sur les particules d'argile.

Les diffractogrammes de la Figure [II.1.5](#) concernent les AO après séchage. Pour les particules de Wyoming, l'espacement $d(001)$ est situé vers 37Å, pour les 2 valeurs de CEC. La Laponite passe d'une $d_{(001)}$ de 18.84 Å à 2CEC à 23 Å et 45.5 Å pour 4CEC. Il est possible que le pic à 23 Å corresponde à un excès de TA cristallisé. A part pour la laponite à 2 CEC, toutes les autres AO obtenues, présentent un excès de TA, qui peut être situé dans la porosité des agrégats de particules ou bien fixé à la surface ou sur les bords des particules de la Laponite et de la Montmorillonite

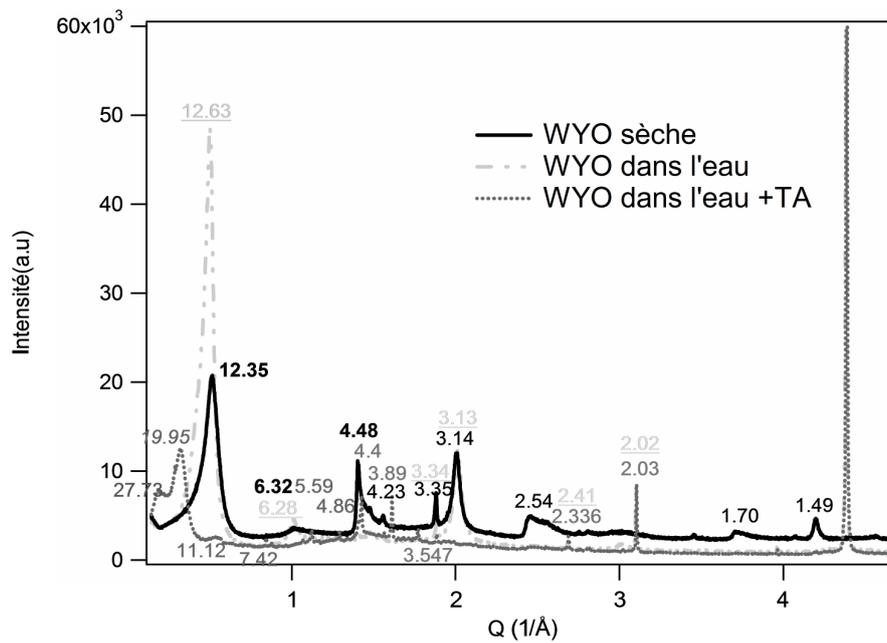


Figure II.1.3: Diffractogrammes de la Montmorillonite du Wyoming en poudre et en solution.

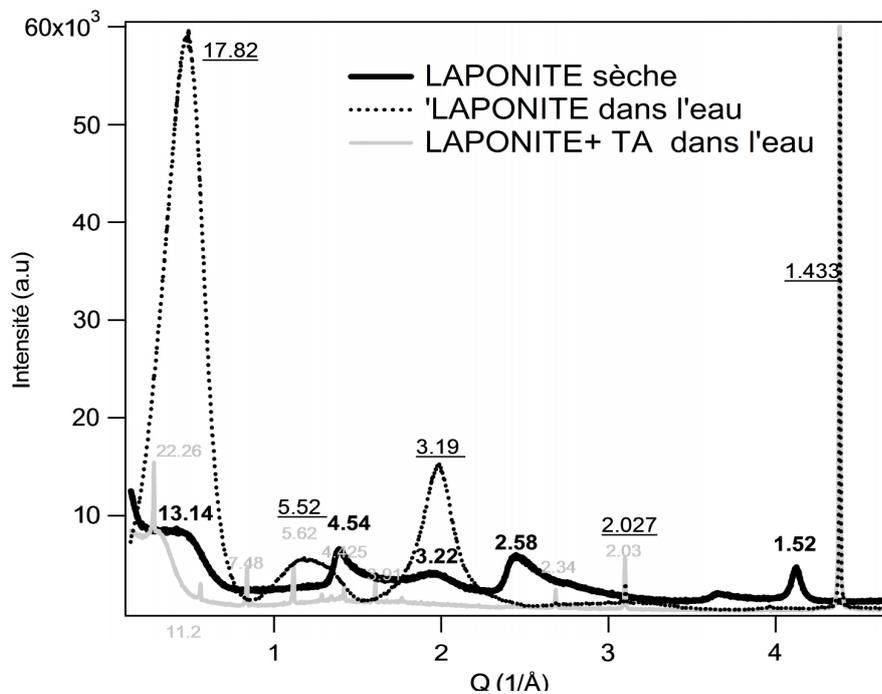


Figure II.1.4: Diffractogrammes de la Laponite en poudre et en solution.

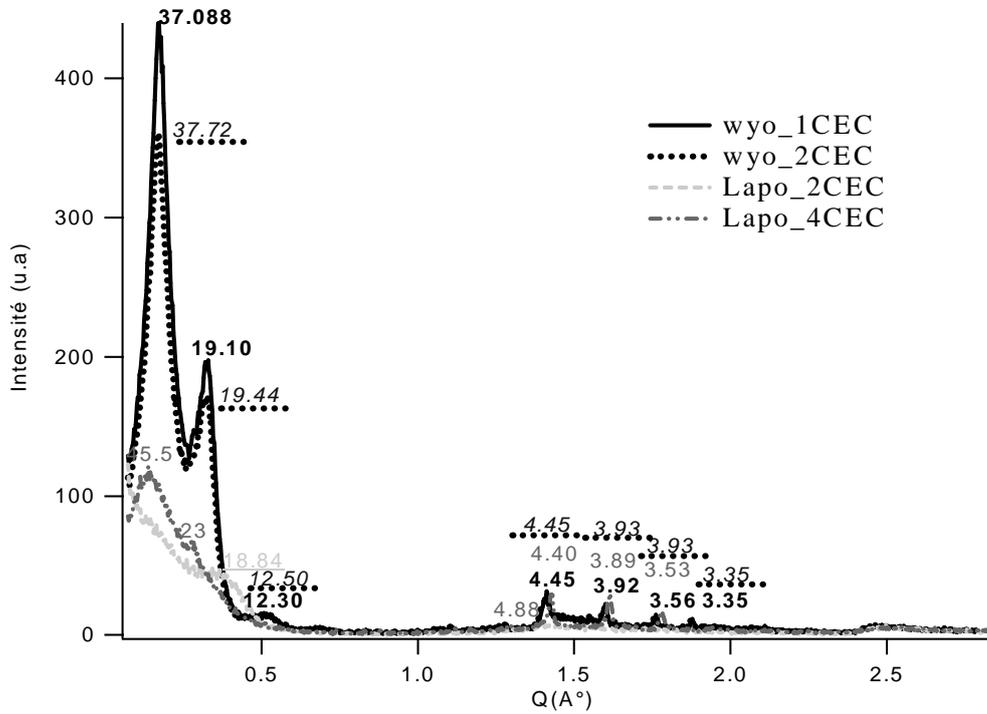


Figure II.1.5: Diffractogramme de la Wyoming et Laponite modifiées.

II.1.3 Conclusion

D'après les résultats de DRX et de densité à l'hélium présentés dans le tableau II.1.1 et le tableau II.1.2.1, les argiles modifiées au laboratoire (la Wyoming et la Laponite) possèdent un écartement de feuillets beaucoup plus important et des densités plus faibles comparés aux argiles commerciales, ce qui se traduit par une forte intercalation de la matière organique dans l'espace interfoliaire comparées à celles commerciales (VG69, la Geltone et la Bentone) présentant un espacement moins important avec des densités relativement élevées, Figure II.1.6

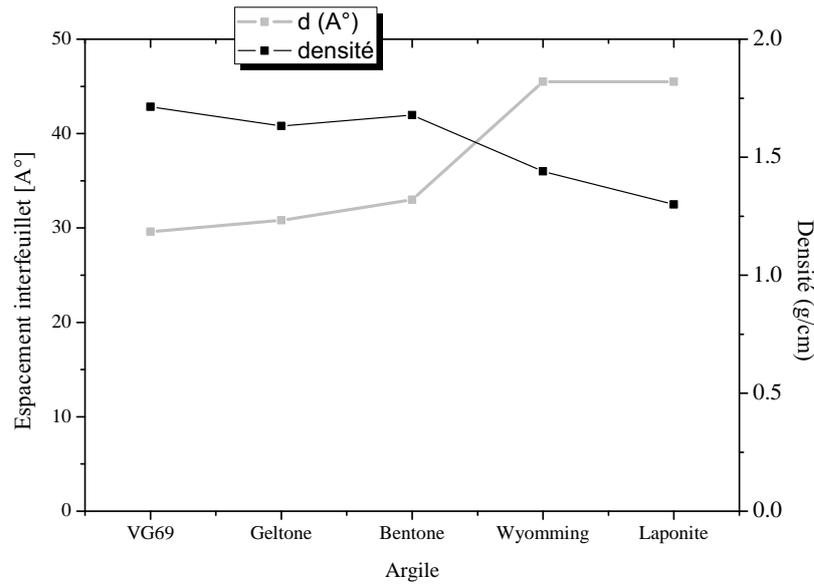


Figure II.1.6: Comparaison de la densité et de la d(001) pour les argiles étudiées.

II.2 Les émulsions inverses

II.2.1 Méthode de préparation

Dans cette partie nous avons préparé des émulsions inverses de type eau dans l'huile (E/H) en utilisant un émulsifiant et un agent mouillant à savoir un tensioactif non ionique commercial (Versacoat) et un tensioactif cationique (Versamul) dans un rapport 1/1. Ces produits utilisés dans la formulation des fluides de forage sont fournis par la société MI Swaco

Les phases continue et dispersée ont été fixées à 90% et 10% respectivement (E/H=10/90). Ces proportions correspondent à celles du forage de la roche réservoir car leur faible teneur en eau limite l'interaction avec la roche. Les argiles utilisées comme viscosifiants sont les AO modifiées au laboratoire, Wyoming (1CEC et 2 CEC) et Laponite (2CEC et 4CEC) et la VG69, une argile commerciale.

Afin d'obtenir une émulsion modèle, nous avons testé différents composés de la phase continue tels que le gasoil algérien et le dodécane dont les caractéristiques sont données dans le tableau II.2.1

Tableau II.2.1: Caractéristiques des composés utilisés pour la préparation des émulsions

| Produit | Densité [g/ml] |
|------------|----------------|
| Gasoil | 0,838 |
| N-Dodécane | 0,7487 |

Les émulsions ont été préparées selon le protocole illustré par la Figure II.2.1.

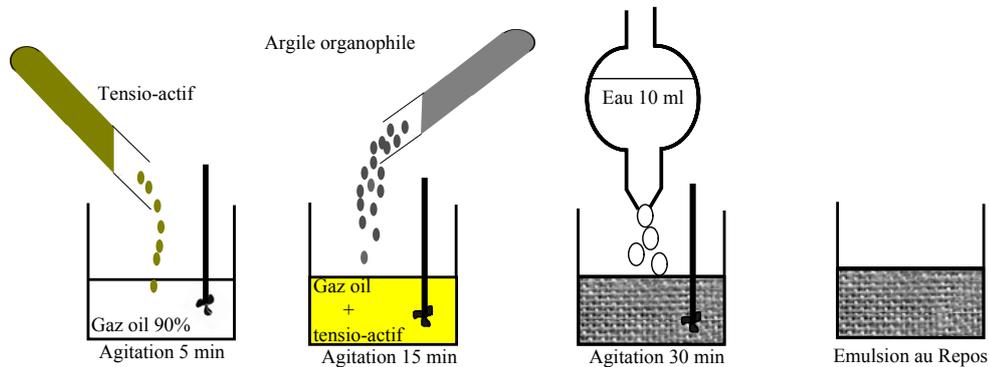


Figure II.2.1: Protocole de préparation des émulsions inverses.

L'émulsifiant et l'agent mouillant ont été progressivement ajouté sous agitation magnétique et pendant une durée de 5 minutes à 18 ml à la phase continue (gasoil ou dodécane). Une quantité d'argile a ensuite été ajoutée, le tout mis sous agitation avec barreau magnétique pendant quinze minutes (15 min). 2ml d'eau distillée (10% en volume) ont été ajoutés goutte à goutte pendant 30 min d'agitation puis laissé sous agitation pendant 15 min. Après agitation, les échantillons ont été laissés au repos et la stabilité notée 30 min plus tard. Après une agitation aux Ultraturrax pendant 5 min à 7200 tr/min, la stabilité a été observée après 30 min de repos. Les émulsions ont été préparées avec des rapports masse d'AO / masse des phases liquides variables : 0.5,0.75,1,1.5,2.5,3.75, 4.5 %

II.2.2 Stabilité des émulsions

Des tests de stabilité réalisés sur des mélanges E/H avec tensioactifs mais sans addition d'argiles organophiles ont montré que le mélange de phases est instable dès que l'agitation est stoppée. Les dispersions d'AO dans le gasoil ou le dodécane ne sont pas stables non plus, en effet les particules d'AO sédimentent rapidement. Les émulsions E/H chargées en AO mais sans TA ne sont pas stables non plus. La stabilité semble donc nécessiter 3 conditions : l'addition du TA, la présence de l'eau et l'addition d'une certaine quantité d'AO. Dans la suite, le rôle des différents additifs sur la stabilité des émulsions est étudié.

• Role du TA sur la stabilité des dispersions et des émulsions

Le rôle du mélange de TA sur la stabilité des dispersions a été étudié en ajoutant 3.75m/m de VG69 à une solution de dodécane contenant le mélange de TA. Une séparation de phase apparait progressivement 5h après agitation. Les images de microscopie

optique montrent que c'est la coexistence de larges agrégats et de petites particules qui doit être à l'origine de l'instabilité de la dispersion. Les particules sont mieux dispersées quand le TA est présent Figure II.2.2a et Figure II.2.2b. L'addition de l'eau renforce la stabilité de la dispersion Figure II.2.3.

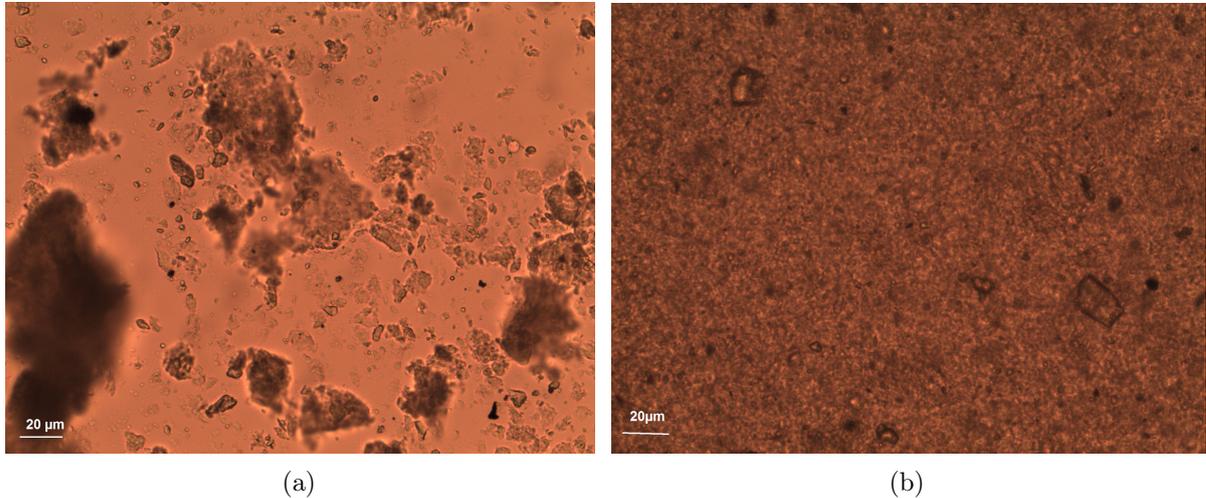


Figure II.2.2: Images de microscope optique des dispersions d'AO. (a) VG69-D (3.75%, m/m) ; et (b) VG69-T-D (3.75%, m/m)



Figure II.2.3: AO/T/D (gauche) et AO/T/-E/D(droite) avec AO =VG69, 5 jours au repos.

- **Role de la concentration en AO pour TA=1%**

La stabilité des émulsions contenant à la fois le TA et l'AO est comparée immédiatement après agitation Figure II.2.4a et 3 jours plus tard Figure II.2.4b pour les différentes AO commerciales et préparées au laboratoire. Le tableau II.2.2 montre la stabilité des émulsions en fonction de la nature de l'AO ,VG69, Wyoming et Laponite préparées au laboratoire. Seule la laponite 2CEC ne donne pas d'émulsions stables avec le mélange de TA Versamul/Versacoat.

Pour l'AO= 1%, une séparation de phases est observée dès que l'agitation est arrêtée. Au cours du temps. Dans ce cas la partie supérieure qui contient l'huile est colorée en

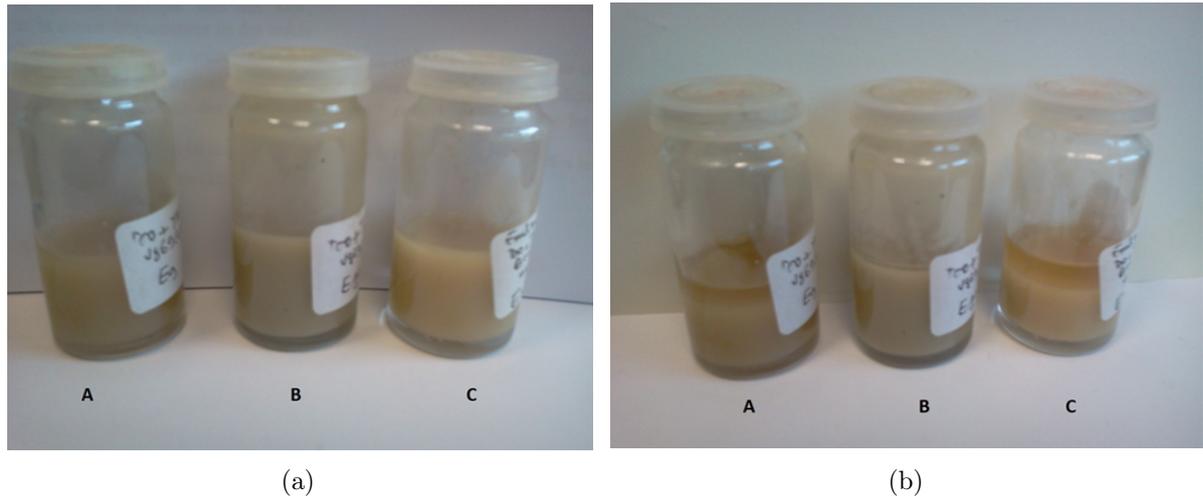


Figure II.2.4: Emulsions E/D chargées en AO contenant des émulsifiants a) après agitation et b) 3 jours après pour (A) VG69 (1%, m/m); (B) VG69 (2.5%, m/m); et (C) Bentone (1%, m/m)

Tableau II.2.1: Protocole de préparation pour différentes argiles

| Tensioactif(1%) \ Argile(3%) | Wyoming | Laponite 2 CEC | Laponite 4 CEC | VG69 | Bentone | Geltone |
|------------------------------|---------|-------------------|-------------------|------|---------|---------|
| <i>Versamul + Versacoat</i> | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ |

■ : Emulsion stable
 ■ : Emulsion moins stable

jaune par le tensioactif et la partie aqueuse inférieure contient l'argile organophile. Les émulsions deviennent stables pour une teneur en AO de 2.5% .

Sur les images de microscopie optique Figure II.2.5, l'émulsion contenant la Bentone montre une distribution en taille de gouttelette d'eau large, la taille maximale des gouttelettes est de 50 μ m. La distribution des particules d'argiles est hétérogène contrairement aux observations faites sur les émulsions à base de VG69 et de Geltone. La distribution en taille de gouttelettes d'eau est aussi moins large avec VG69 et Geltone ($d_{max} < 30 \mu$ m). L'homogénéité de l'émulsion est améliorée quand la teneur en Bentone est plus faible (1%) .

• **Influence de la concentration en TA Versamul/Versacoat sur la stabilité des émulsions à base de VG69.**

Le tableau II.2.2 donne un aperçu de la stabilité des émulsions eau - gasoil , en fonction du rapport Versamul/Versacoat ajouté à des émulsions chargées en VG69 à différentes concentrations.

Pour une teneur en AO fixée (Figure II.2.6), les différents rapport versamul/versacoat étudiés ne semblent pas améliorer la durée de stabilité des émulsions. C'est la teneur

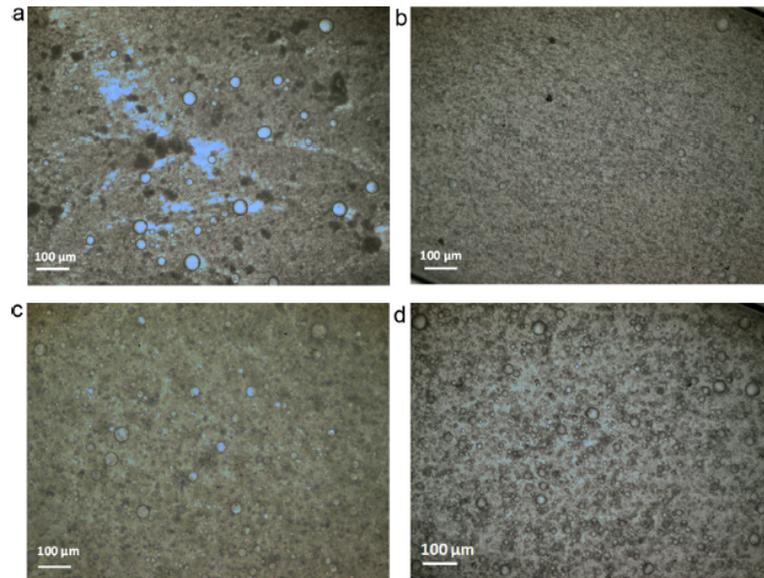


Figure II.2.5: Microscopie optique des émulsions AO-E/D ($E/D=10/90$), a) Bentone 3.75% m/m , b) VG69 3.75% m/m , c) Geltone 3.75% m/m , d) Bentone 1% m/m).

en argile qui a un effet prédominant sur la stabilité. Dans la suite, la quantité de TA dans les émulsions a donc été fixée à 1% pour Versamul et 1% pour Versacoat.

Tableau II.2.2: Stabilité des émulsions en fonction de la teneur en VG69 et en TA (versamul/versacoat).

| VG69(%) | Tensio-actif(%) | | | | | | | | | |
|---------|-------------------|-----------------|-------------------|---------------------|-------------------|---------------------|-------------------|-----------------|---------------|--|
| | $\frac{0.4}{0.4}$ | $\frac{0.4}{1}$ | $\frac{0.7}{0.7}$ | $\frac{0.195}{0.7}$ | $\frac{1.2}{0.7}$ | $\frac{0.7}{0.195}$ | $\frac{0.7}{1.2}$ | $\frac{1}{0.4}$ | $\frac{1}{1}$ | |
| 0.3 | | | ■ | | | | | | | |
| 1.0 | ■ | ■ | | | | | | ■ | ■ | |
| 2.0 | | | ■ | ■ | ■ | | ■ | ■ | | |
| 3.0 | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | |
| 3.6 | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | |

- : Emulsion stable
- : Emulsion moins stable
- : Emulsion non stable

II.2.3 Conclusion

La stabilité à long terme des dispersions et des émulsions n'est possible qu'avec ajout d'un mélange de TA et d'une quantité minimale d'AO estimée à 3% dans notre étude et cela quelque soit la nature de l'AO utilisée. L'addition de TA permet une dispersion plus homogène de l'AO au sein de la phase organique. La présence des gouttelettes d'eau de

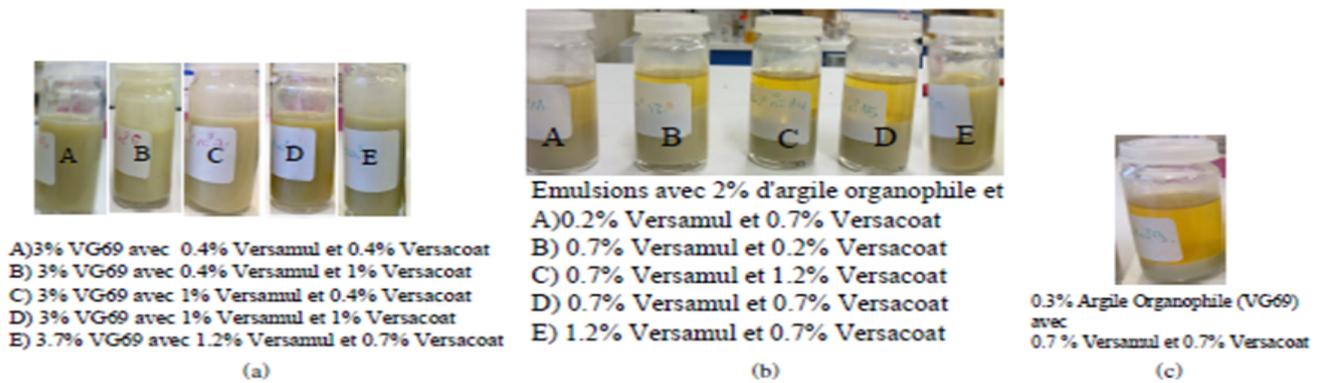


Figure II.2.6: Stabilité des émulsions après une semaine au repos : rôle du rapport émulsifiant/mouillant

taille micrométrique dans l'émulsion améliore encore la stabilité de la dispersion d'argile dans la phase organique. Néanmoins, les particules d'argiles ne semblent pas stabiliser l'interface eau/gasoil (non biréfringence des images de MO en lumière polarisée). Même si l'étude par DRX a montré que les argiles organophiles commerciales sont partiellement modifiées, elles sont pourtant aussi stables que les émulsions formées par ajout de la Wyoming et de la Laponite modifiées en laboratoire, sans doute en raison de la présence du TA émulsifiant qui doit s'insérer dans les parties hydrophiles. Pour preuve, les dispersions AO/D avec TA sont un peu plus stables que les dispersions sans TA.

II.3 Etude Rheo-SAXS

II.3.1 Dispositif expérimental

Des mesures de diffusion des rayons X aux petits angles (Small Angle X-Ray Scattering) ont été réalisées sous cisaillement afin d'étudier la relation entre la viscosité des émulsions obtenues et la structure et l'orientation des AO dispersées dans la phase organique. Les expériences ont été réalisées sur la ligne expérimentale SWING du synchrotron SOLEIL (Saint-Aubain-France) en utilisant un équipement Rhéo-SAXS composé d'un rhéomètre (Anton Paar MC 501) placé sur le trajet du faisceau du rayon X (Energie 11 KeV). Le rhéomètre est équipé d'une cellule de Couette (Figure II.3.1a) composé de deux cylindres concentriques (rayon interne 9.75 mm, rayon externe 10.25 mm, hauteur 16.25mm) avec une géométrie cône-plan (angle de 10°). La cellule utilisée est en polycarbonate, l'espace entre cylindres de 0.5 mm assure une capacité de 1ml de fluide. Le rhéomètre, thermostaté par une circulation d'air est piloté par le logiciel Rheoplus. La vitesse de rotation du cylindre interne est telle que la vitesse de cisaillement varie entre 0.1 et 1000 s^{-1} .

Les acquisitions ont été réalisées à deux distances échantillon-détecteur, 1.5 et 6m, pour couvrir une gamme du vecteur de diffusion q tel que $0.002 < q (\text{\AA}^{-1}) < 0.5$. Les données sont collectées avec un détecteur CCD (Aviex : 1024x1024). La translation latérale du rhéomètre par rapport à la direction du faisceau incident permet de diriger le faisceau ou bien parallèlement à la direction de l'écoulement (configuration tangentielle), ou bien perpendiculairement à la direction de l'écoulement (configuration radiale) Figure II.3.1b. Les acquisitions ont été enregistrées pour des taux de cisaillement décroissant, ($1000 > \dot{\gamma} > 0.1 \text{ s}^{-1}$). Le taux de cisaillement est maintenu pendant 30s. Pendant cette durée, le couple de torsion est mesuré toutes les secondes et 3 images SAXS sont enregistrées pendant 100 ou 200 ms.

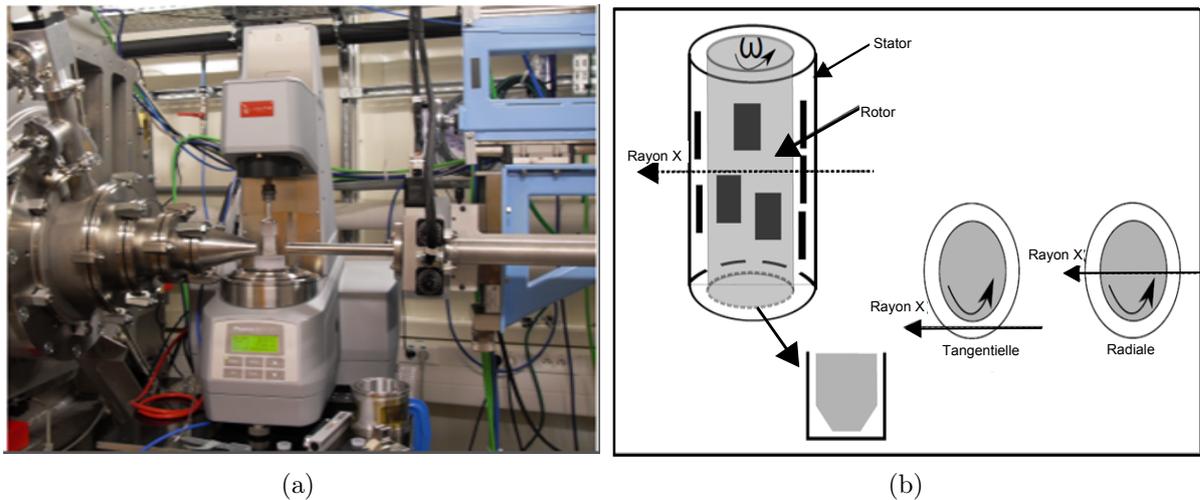


Figure II.3.1: a) Cellule de Couette cylindrique concentrique à un creuset mince avec géométrie à cône plat et b) Des positions radiale et tangentielle de Cellule de Couette indique l'orientation possible des feuillets de particules anisométriques sous écoulement cisailé.

II.3.2 Méthode d'interprétation des courbes SAXS

La méthode utilisée pour extraire les paramètres structuraux $\langle d \rangle$, $\langle D \rangle$ et $\langle N \rangle$ consiste à modéliser la courbe expérimentale SAXS avec un modèle décrivant la diffusion de particules dispersées dans un solvant, c'est-à-dire en négligeant les interactions entre les particules. Dans le modèle, la particule est considérée comme un empilement de N disques à structure cœur-couches (Figure II.3.2).

Le feuillet aluminosilicate constitue le cœur d'épaisseur H du disque, les espèces insérées (tensioactif + dodécane) constitue la couche d'épaisseur D répartie sur chaque face du feuillet. Dans ce modèle, la distance interlamellaire est donc $\langle d \rangle = H + 2D$.

L'intensité diffusée par une particule composée par l'empilement de N disques à structure cœur-couches dispersés dans un solvant est donnée par la relation suivante :

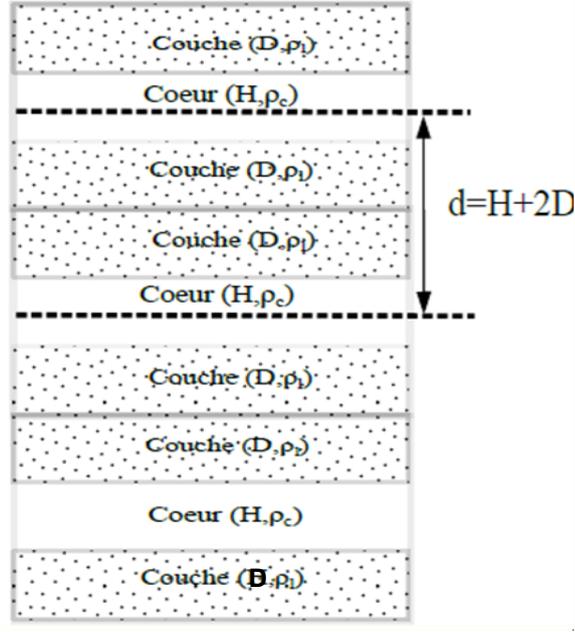


Figure II.3.2: : Intercalation de la matière organique entre feuillets argileux et empilement de feuillets dans un agrégat

$$\frac{d\sigma}{d\Omega}(q) = N \cdot \int_0^{\frac{\pi}{2}} [(\rho_l - \rho_s)(V_t \cdot f_t(q, \varphi) - V_c \cdot f_c(q, \varphi)) + (\rho_c - \rho_s) V_c \cdot f_c(q, \varphi)]^2 S(q) \sin \varphi d\varphi + bkg \quad (\text{I.20})$$

Ce modèle de diffusion fait partie des macros " Irena " comportant des modèles de diffusion utilisables avec le logiciel de traitement de données IGOR-PRO (Wavemetrics). Dans l'équation (I.20), $S(q)$ est la fonction d'interférence issue des corrélations disque-disque à l'intérieur d'une particule, elle décrit donc les corrélations de distance entre deux couches adjacentes à l'intérieur d'un empilement de N disques [135].

ρ_c, ρ_l et ρ_s sont les densités moyennes de longueur de diffusion respectivement dans le cœur, dans la couche et dans le solvant. V_t et V_c sont respectivement le volume total du disque et le volume du cœur. $f_c(q)$ est le facteur de structure du cœur silicaté et $f_t(q)$ le facteur de structure de toute la particule. Ces facteurs sont le produit d'une composante radiale et d'une composante tangentielle. La composante radiale contient la fonction de Bessel de 1^{er} ordre J_1 :

$$f_c(q, \phi) = \frac{\sin\left(q\frac{H}{2}\cos\phi\right)}{q\frac{H}{2}\cos\phi} \left[\frac{2J_1(qR\sin\phi)}{qR\sin\phi} \right] \quad (\text{I.21})$$

$$f_t(q, \phi) = \frac{\sin\left(q\left(D + \frac{H}{2}\right)\cos\phi\right)}{q\left(D + \frac{H}{2}\right)\cos\phi} \left[\frac{2J_1(qR\sin\phi)}{qR\sin\phi} \right] \quad (\text{I.22})$$

$$S(q) = 1 + \frac{2}{n} \sum_{k=1}^n (n-k) \cos(kDq\cos\phi) \exp\left[\frac{-k(q\cos\phi)^2\sigma_D^2}{2} \right] \quad (\text{I.23})$$

L'épaisseur du feuillet aluminosilicaté considéré comme le cœur dans le modèle est connue 1nm [58]. $\rho_s = 7.2 \times 10^{10} \text{ cm}^{-2}$ pour le dodécane et $\rho_c = 2.4 \times 10^{11} \text{ cm}^{-2}$ pour le feuillet sont calculés à partir de la densité et analyse élémentaire. Pour décrire la structure de l'argile dans la phase organique, le modèle doit tenir compte du gonflement des particules dû à l'insertion du dodécane entre les feuillets, dans ce cas ρ_l doit être considéré comme une moyenne entre la densité moyenne de longueur de diffusion du tensioactif de l'AO, et la densité moyenne de longueur de diffusion du solvant inséré dans l'espace interfeuillet. Dans l'émulsion, le paramètre D de l'équation (I.23) correspond donc à l'épaisseur tensioactif-solvant.

II.3.3 Rhéologie des émulsions

En raison de leur instabilité, les dispersions de VG69 dans le dodécane (VG69-D 3.75%) et les émulsions eau/dodécane (E/D) avec VG69 et sans tensioactif (TA) (VG69-E/D 3.75%) ont été étudiées à fort taux de cisaillement (2000 s^{-1}) pour éviter la sédimentation des particules. La viscosité de l'émulsion ($\eta = 5.12 \text{ Pa}\cdot\text{s}^{-1}$) est près de 2 fois supérieure à celle de la dispersion ($\eta = 2.9 \text{ Pa}\cdot\text{s}^{-1}$) et 2.5 fois plus élevée que celle du dodécane ($\eta = 1.9 \text{ Pa}\cdot\text{s}^{-1}$).

Les viscosités sous cisaillement des émulsions stabilisées avec TA et AO (AO-TA-E/D) sont représentées sur la Figure II.3.3. Au cours d'un maintien sous faible taux de cisaillement, la viscosité a tendance à diminuer, surtout pour les plus fortes teneurs en AO c'est-à-dire $>1.2\%$ pour Bentone et à 3.75% pour VG69. A $\dot{\gamma} = 0.1 \text{ s}^{-1}$ par exemple, une viscosité stable n'est pas atteinte au bout des 30 s de maintien.

La viscosité décroît sur 3 ordres de grandeur quand $\dot{\gamma}$ augmente jusqu'à 1000 s^{-1} . Les émulsions les moins visqueuses au repos subissent des fluctuations de viscosités importantes au cours du maintien à $\dot{\gamma}$ constant. Les viscosités varient aussi sensiblement selon l'AO ajoutées. La tendance est $\eta_{VG69} < \eta_{Gelltone} < \eta_{Bentone}$. La viscosité au repos augmente dans un rapport de 1 à 10 avec des teneurs croissantes en AO.

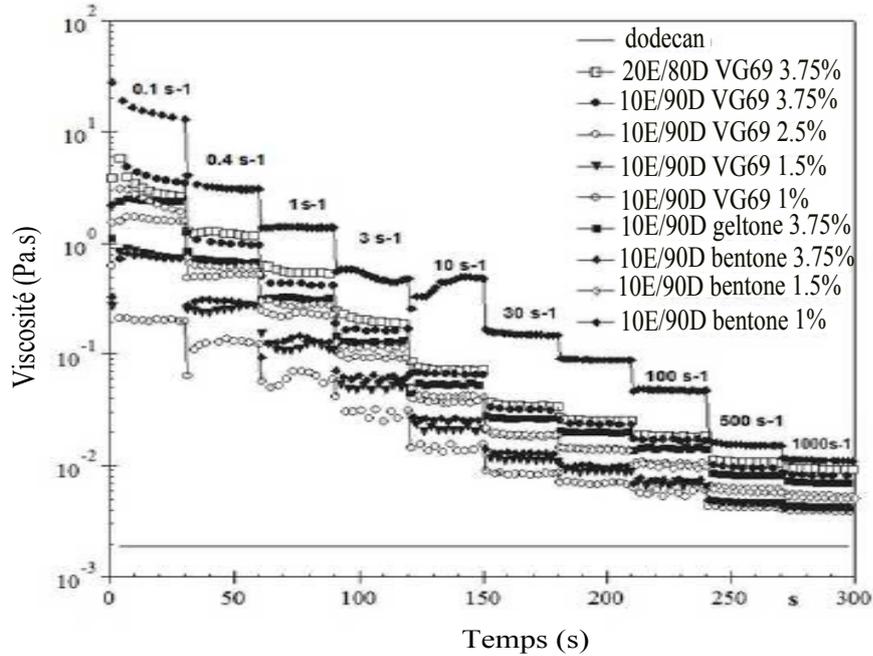


Figure II.3.3: Evolution de la viscosité en fonction du temps et de la vitesse de cisaillement pour des émulsions en AO avec tensioactif

Sur la Figure II.3.4 montrant l'évolution de la contrainte de cisaillement τ en fonction de $\dot{\gamma}$, un seuil de cisaillement apparaît pour les fortes teneurs en AO. La valeur de viscosité obtenue sur la dispersion est comparable à celles obtenues dans la littérature sur des dispersions de cloisite 6A dans le p-xylène [136]. Dans la littérature, un seuil de cisaillement est également observé sur des dispersions stables au-delà d'une certaine concentration en AO [136] mais également sur des dispersions aqueuses d'argile [134]. Ce phénomène est attribué à la formation d'un réseau 3D de type gel.

Comme les dispersions étudiées avec VG69 ne sont pas stables sans TA, la formation d'un réseau n'est pas envisageable dans ce cas. Nous avons montré dans la partie II.2.2 que les dispersions avec TA sont stables mais nous n'avons pas étudiés leur comportement sous cisaillement et donc nous ne pouvons pas prouver qu'il existe un seuil de cisaillement. En revanche, un seuil de cisaillement est observé pour les émulsions contenant le mélange de TA et les plus fortes concentrations en AO. Comme nous l'avons montré, la stabilité des émulsions avec TA est plus grande que celle de la dispersion qui contient la même teneur en AO, il est donc probable que la contrainte correspondant au seuil de cisaillement soit plus élevée dans l'émulsion.

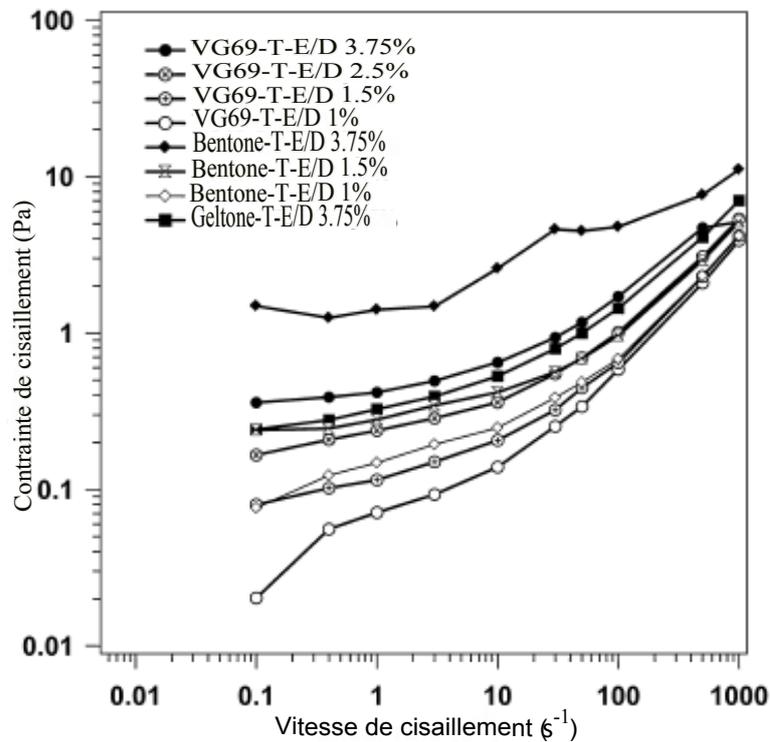


Figure II.3.4: Contrainte de cisaillement pour des fractions massiques d'AO dans des émulsions E/D

II.3.4 Etude structurale

Les images 2D obtenues successivement à $\dot{\gamma} = 2000, 5000$ puis 1000 s^{-1} sur les dispersions de VG69 sont de moins en moins intenses et prouvent la sédimentation des particules qui sont donc moins nombreuses sous le faisceau de RX (Figure II.3.5). Les images radiales sont légèrement allongées dans la direction verticale et les images tangentielles légèrement allongées dans le plan équatorial, ce qui traduit une légère tendance à l'orientation de certaines particules dans le sens du cisaillement mais avec une normale au plan des particules faiblement inclinée par rapport au plan contenant le faisceau. En comparaison, les images 2D des émulsions sans TA (VG69-E/D) sont plus stables au cours du temps (Figure II.3.6) comme le montre la superposition des courbes 1D radiales et tangentielles obtenues avec 2000 et 5000 s^{-1} (Figure II.3.7). Ce n'était pas le cas pour les dispersions. Une légère orientation des particules dans le sens de l'écoulement est également observée.

Les images SAXS des émulsions stables (avec TA et AO) restent quasiment isotropes quand $\dot{\gamma}$ augmente comme il est montré dans le cas de l'émulsion avec 1.2% de Bentone (Figure II.3.8) et à 3% de VG69 (Figure II.3.9) à deux distances échantillon-détecteur

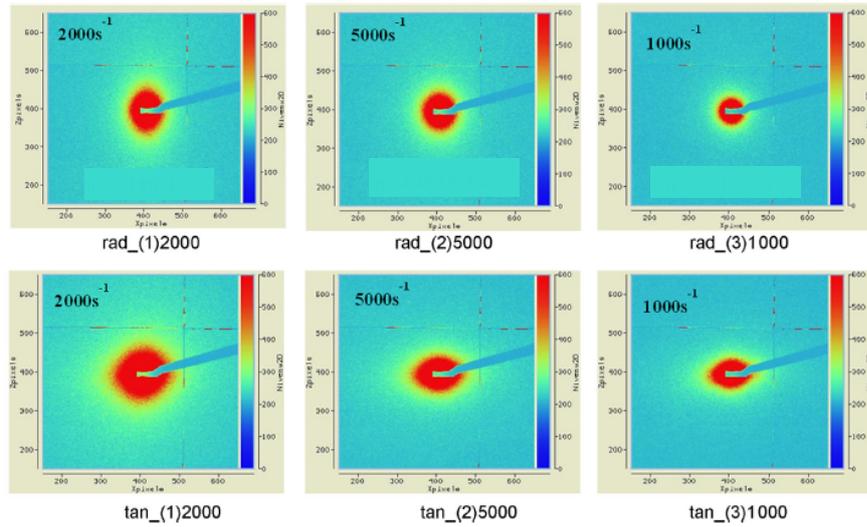


Figure II.3.5: Motifs SAXS en 2D pour des dispersions de VG69 (3.75%, m/m) en radiale (droite) et en tangentielle (gauche).

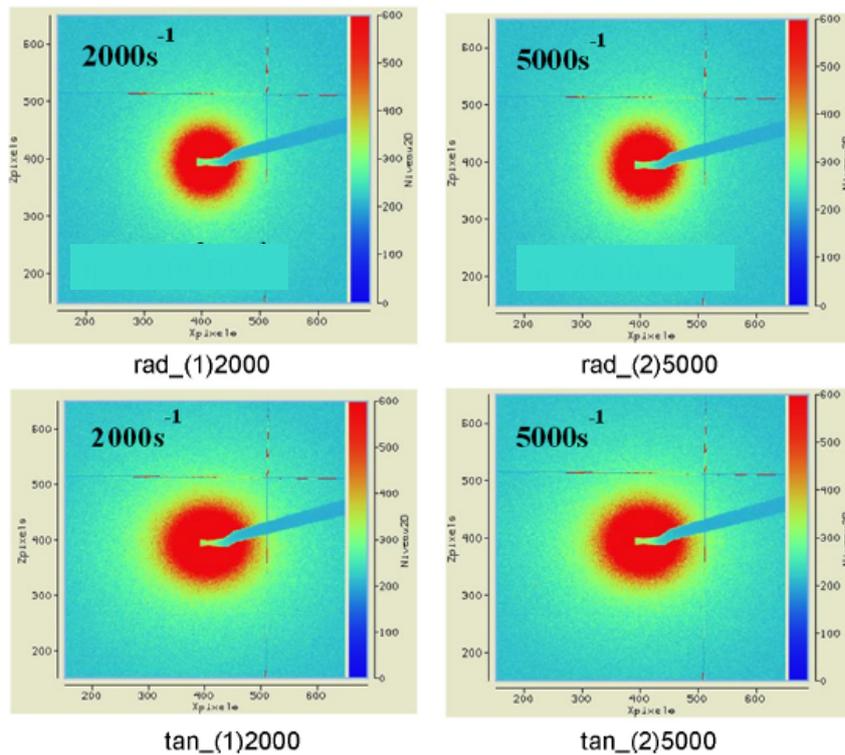


Figure II.3.6: Motifs SAXS en 2D pour des émulsions 10E/90D de VG69 (3.75%, m/m) sans TA en radiale (droite) et en tangentielle (gauche).

différentes, dans la configuration tangentielle. Les courbes $I(q)$ obtenues après regroupement des images réalisées aux 2 distances échantillon-détecteur sont données sur la Figure II.3.10 pour les différents teneurs en AO, a) VG69, b) Geltone et c) Bentone. Pour comparaison, le profil de diffraction X aux grands angles des AO en poudre a été ajouté.

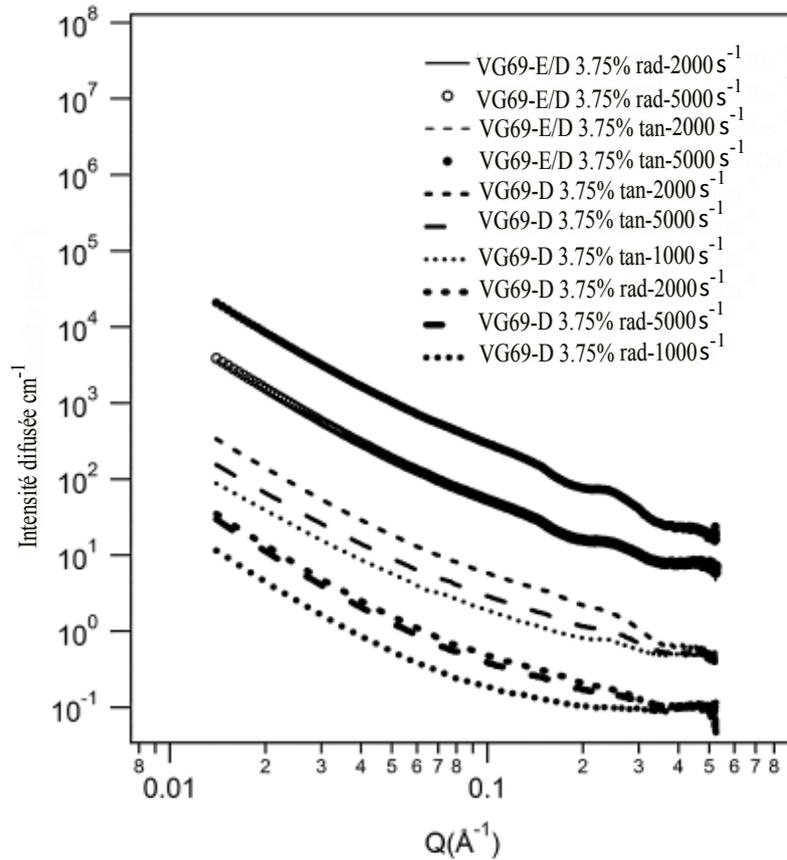


Figure II.3.7: Profils SAXS en 1D des dispersions VG69-D et des émulsions VG69-E/D (VG69 = 3.75%, m/m).

Quelque soit le type et la concentration en AO, $I(q)$ décroît en $q^{-2.5}$ jusqu'à $q \approx 0.05 \text{ \AA}^{-1}$ puis des modulations sont observées. Elles témoignent de la conservation d'empilement de feuillets au sein des particules et non pas d'une exfoliation complète des feuillets dans le dodécane.

Le premier maximum vers $q = 0.1 \text{ \AA}^{-1}$ correspond au gonflement des espaces interlamellaires de l'AO, dû à l'insertion de la chaîne carbonée du dodécane. Le second maximum ($q \approx 0.2 \text{ \AA}^{-1}$) correspondant à l'insertion de molécules du tensioactif utilisé pour rendre l'argile organophile. Le dernier ($q \approx 0.45 \text{ \AA}^{-1}$), visible uniquement avec la Geltone correspond aux espacements dans l'argile hydrophile donc sur des régions non modifiées de l'argile. VG69-T-E/H 3.75% et Geltone-T-E/H 3.75% sont très semblables bien que les 2 premières réflexions soient moins marquées pour VG69.

Dans la région $0.04 < q < 0.4 \text{ \AA}^{-1}$, la modélisation de $I(q)$ par le modèle d'empilement de disque cœur-couche est donné sur la Figure II.3.11 et les paramètres structuraux $\langle d \rangle$, $\langle N \rangle$ et $\langle R \rangle$ dans le tableau II.3.1.

Dans les AO en poudre, le TA forme une épaisseur $2D = 20 \text{ \AA}$ pour VG69 et Bentone, et

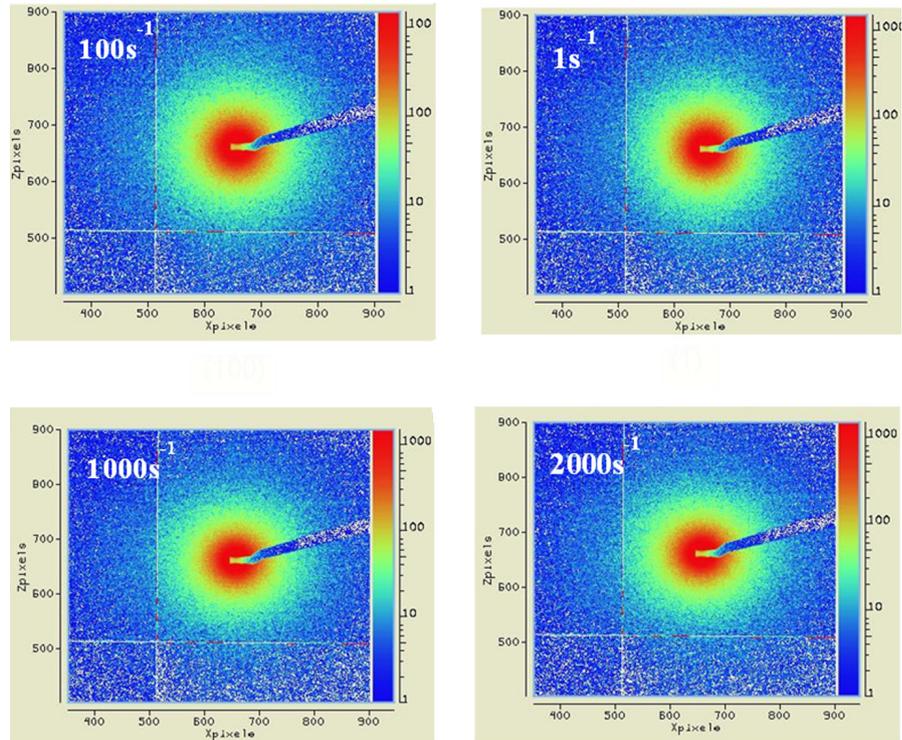


Figure II.3.8: Images SAXS en 2D des émulsions 10E/90D avec Bentone à 1.2% ($D = 1.5$ m).

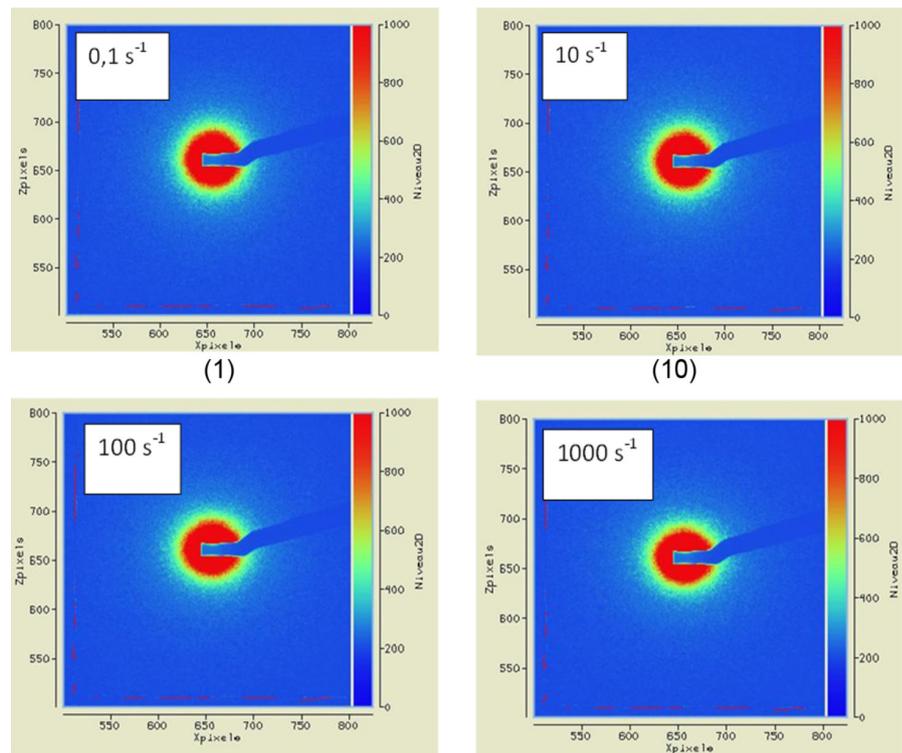


Figure II.3.9: Images SAXS en 2D sous écoulement des émulsions 10E/90D avec VG69 à 3% ($D = 6$ m).

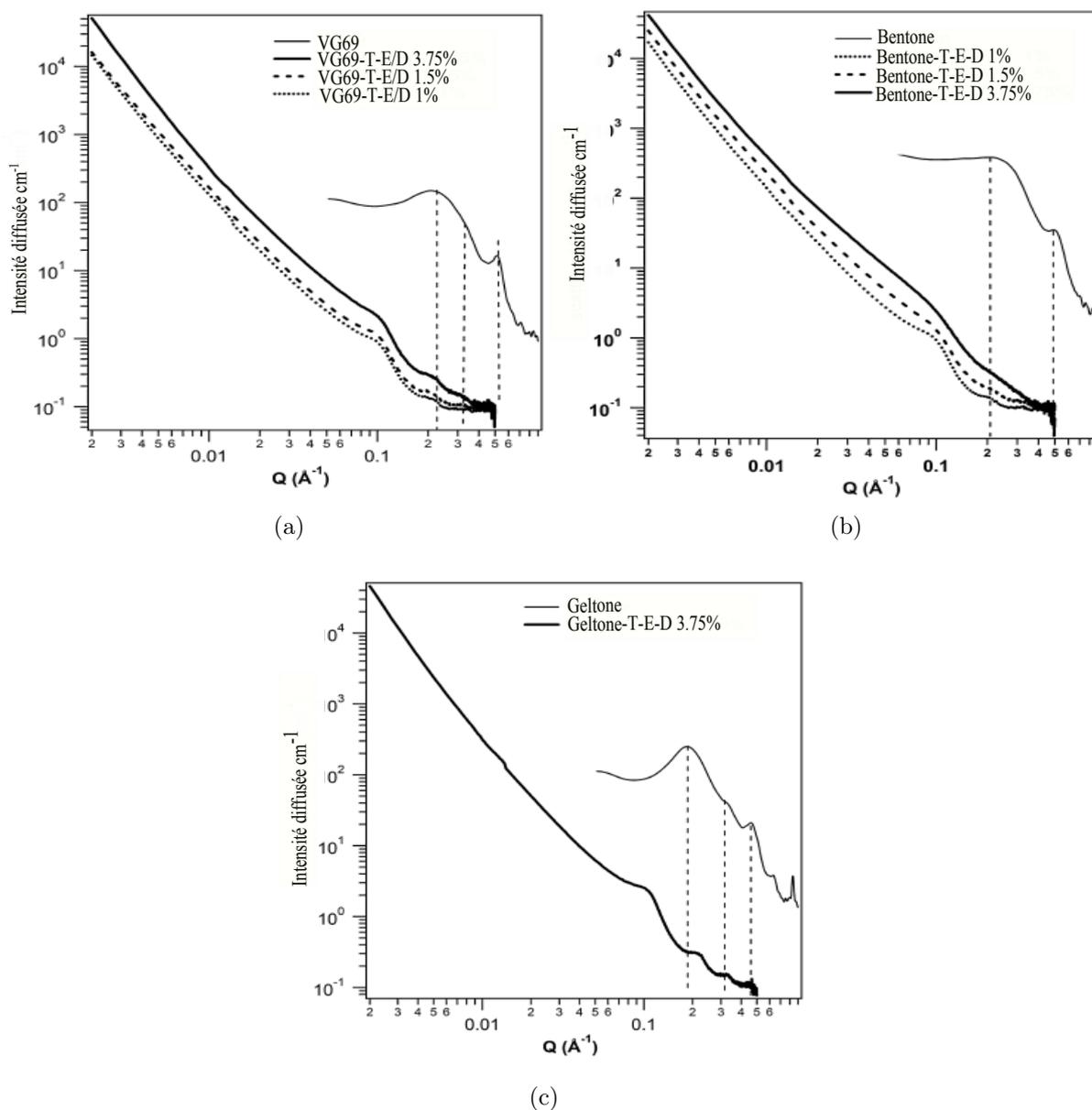


Figure II.3.10: Profils SAXS en 1D obtenus pour une sommation des motifs SAXS en 2D des émulsions 10E/90D avec a) VG69, b) Bentone (1, 1.5, et 3.75%, m/m) et c) Geltone (3.75%, m/m).

$2D=24 \text{ \AA}$ pour Geltone. Après dispersion dans le dodécane, $\langle d \rangle$ est 2 fois (VG69 et Bentone) ou 3 fois (Geltone) plus élevée que dans les AO et donc le mélange (TA+dodécane) occupe un espace entre feuillet de $2D= 54 \text{ \AA}$, 64 \AA et 58 \AA , respectivement pour VG69, Bentone et Geltone. C'est dans l'émulsion contenant la bentone que la dispersion des feuillets est la plus marquée : la distance interfoliaire est la plus élevée ($d(001) = 74 \text{ \AA}$) et le nombre de feuillets le plus faible ($\langle N \rangle = 1.3$).

L'extension latérale des feuillets donnés par le modèle est relativement faible ($\approx 60 \text{ \AA}$) comparée aux dimensions apparentes ($1/10 \text{ \mu m}$) mesurées par Microscopie Electronique

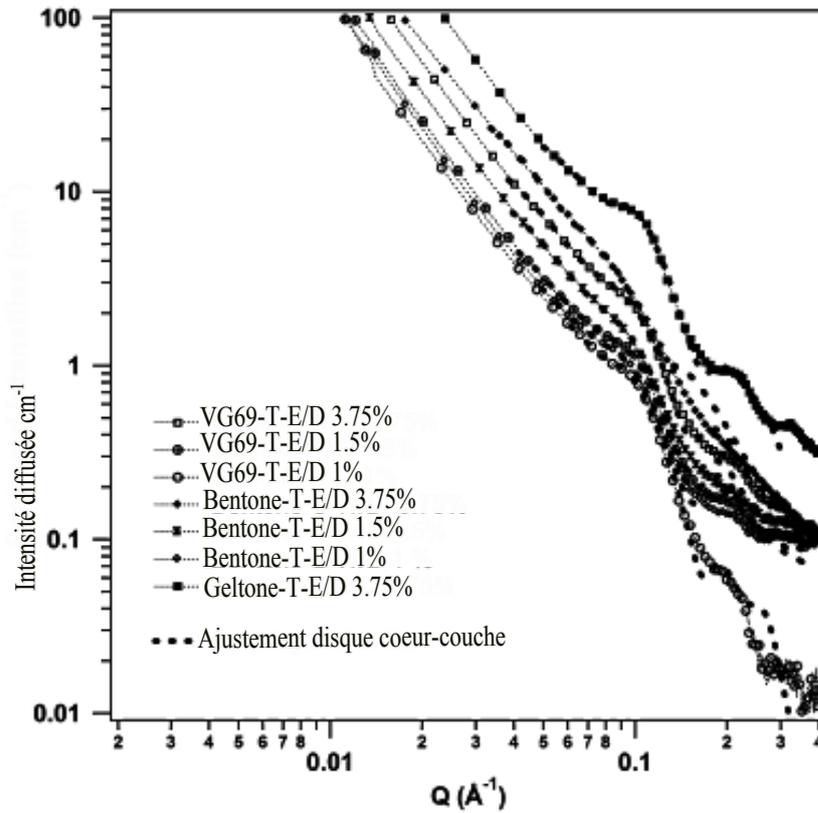


Figure II.3.11: Données de SAXS des émulsions AO-T-E-D et ajustement coeur-couche

Tableau II.3.1: Des paramètres fités obtenus sur des émulsions W/D chargées en AO (core-layer model).

| Quantité de l'argile organophile (% m/m) | $\langle R \rangle$ | $\langle d \rangle$ | $\langle N \rangle$ |
|--|---------------------|---------------------|---------------------|
| VG69 | | | |
| 3.75 | 30 | 64 | 2 |
| 1.5 | 28 | 66 | 2 |
| 1 | 29 | 66 | 2 |
| Bentone | | | |
| 3.75 | 45 | 74 | 1.3 |
| 1.5 | 29 | 62 | 2 |
| 1 | 27 | 68 | 2 |
| Geltone | | | |
| 3.75 | 22 | 68 | 4 |

en Transmission ou Microscopie Optique. En imposant dans le modèle une valeur $2R=1000 \text{ \AA}$, on obtient dans la région $q < 0.04 \text{ \AA}^{-1}$, des intensités bien supérieures aux valeurs expérimentales.

Comme proposé dans la littérature, il est possible que des empilements de feuillets ou bien

des feuillets isolés de taille submicrométrique ($0.1\mu\text{m}$) s'associent les uns aux autres pour former localement des empilements de quelques feuillets d'extension nanométrique. Ce modèle structural permet d'expliquer à la fois les valeurs élevées d'intensités pour $q < 0.04 \text{ \AA}^{-1}$ (interférence entre particules) et les modulations pour $q > 0.04 \text{ \AA}^{-1}$ (association des feuillets en empilement).

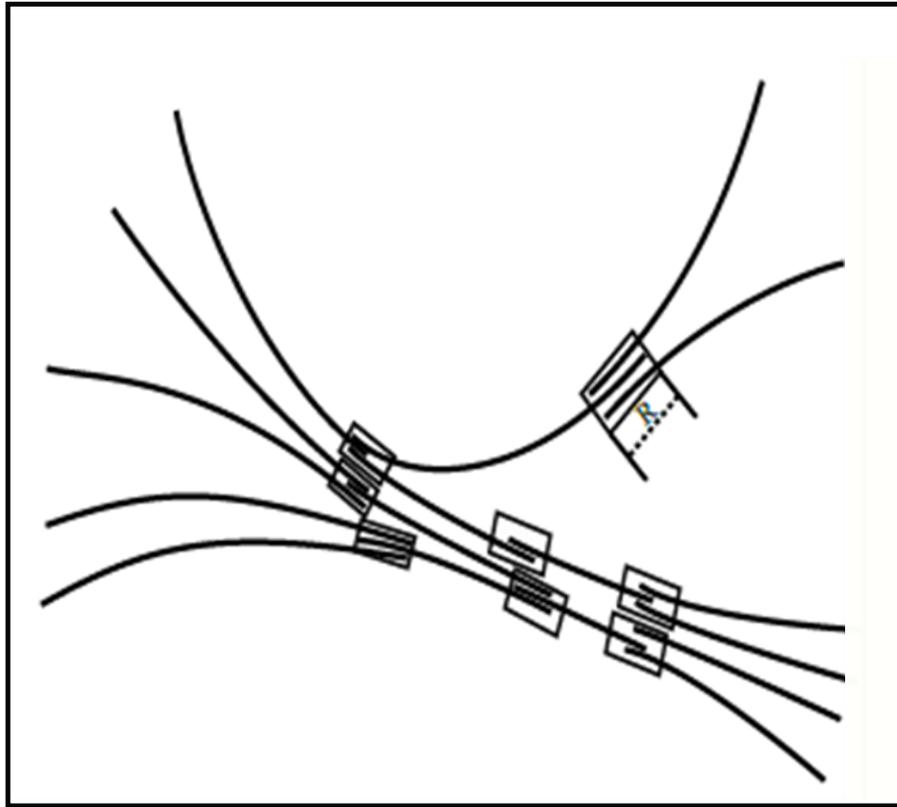


Figure II.3.12: Jonction des feuillets argileux

Il est à noter que la dispersion dans le dodécane ne peut être qu'hétérogène puisque les particules d'AO ne sont pas complètement modifiées et qu'il subsiste des régions hydrophiles. Les particules de Bentone présentent la meilleure aptitude au gonflement ($\langle d \rangle$ élevé) et à la dispersion ($\langle N \rangle$ faible) dans le dodécane.

II.3.5 Conclusion

L'étude rhéologique a montré qu'une contrainte seuil apparaît à faible vitesse de cisaillement pour les émulsions stabilisées avec TA et les plus fortes concentrations en AO. L'étude structurale sur des dispersions d'AO et des émulsions E/H sans TA sont instables au cours du temps. Les images 2D sont anisotropes ce qui prouve que certaines particules s'orientent dans le sens d'écoulement lorsqu'on augmente la vitesse de cisaillement. Les émulsions stabilisées par ajout d'AO et de TA sont stables au cours du temps expliquée par l'isotropie des images 2D SAXS.

La modélisation de $I(q)$ par le modèle cœur-couche a permis d'extraire des paramètres structuraux $\langle d \rangle$, $\langle N \rangle$ et $\langle R \rangle$. Cette modélisation a montré que la Bentone présente une meilleure dispersion dans le dodécane expliqué par l'espace interfeuillet $\langle d \rangle$ le plus élevé et un empilement $\langle N \rangle$ le plus faible.

II.4 Conclusion

Les argiles organophiles commerciales utilisées dans la formulation des boues ne sont que partiellement modifiées une partie hydrophile subsistant pour certaines particules. Il serait intéressant de savoir si cette modification partielle dépend de la taille des particules c'est-à-dire si elle peut être liée, lors de la modification, à une mauvaise accessibilité du tensioactif au cœur des particules fortement anisométrique. Il est également possible qu'elle soit apparue au cours du temps. Quelqu'en soit la raison, le mélange de TA versamul/versacoat ajouté réagit avec l'AO et permet de stabiliser la dispersion. Il est à noter que l'addition du mélange de TA ne suffit pas pour former des émulsions pures E/H stables, sans doute en raison de l'écart de densité important entre le dodécane et l'eau. Par rapport à la dispersion, l'ajout de gouttelettes d'eau augmente la viscosité du mélange, la stabilité au repos mais également sous cisaillement. Tandis que les particules ont tendance à s'orienter dans la direction du cisaillement à l'intérieur d'une dispersion, les particules restent réparties de façon isotrope même à fort taux de cisaillement.

Sous cisaillement, les émulsions stables étudiées se comportent comme des fluides non newtonien ce qui se traduit par un comportement rhéofluidifiant au-delà d'un seuil de cisaillement. Ce comportement est aussi une caractéristique des émulsions pures (sans particule solide) au-delà d'un rapport phase dispersée/phase continue [89, 94, 95] mais également de dispersions stables d'argiles (Montmorillonite, Beidellite) en milieu aqueux [93, 137–139] ou d'argiles organophiles en solvant organique (p-xylène) [136] au-delà d'une certaine teneur en argile. Comme le rapport phase dispersée/phase continue est relativement faible dans les émulsions étudiées, il semble que ce soit l'état de dispersion des argiles qui soit responsable de l'existence d'un seuil de cisaillement comme dans les dispersions. Pour justifier l'existence de cette contrainte seuil, certains auteurs suggèrent l'existence d'un réseau tridimensionnel de type gel formé par la connection possible des particules d'argiles de grande extension latérale. Des particules de taille submicrométrique sont visibles sur les images de MO. L'étude structurale des émulsions a montré qu'il existait des régions de faibles largeurs (60 Å) à l'intérieur desquelles les feuillets étaient associés pour former des empilements de 4 feuillets au plus. Ces domaines pourraient correspondre à des zones de jonction entre des régions monofeuillets. En revanche la diminution de la viscosité sous taux de cisaillement croissant ne peut pas être attribué comme dans les dispersions stables à une orientation préférentielle des particules dans la direction du cisaille-

ment puisque les images SAXS restent isotropes. Il est vraisemblable que les gouttelettes d'eau se comportant comme des obstacles, elles empêchent le changement d'orientation des particules contrairement à ce qui est possible dans une dispersion. Dans ce cas, quel phénomène est à l'origine de la baisse de la viscosité quand $\dot{\gamma}$ augmente ? Comme dans les émulsions pures, elle peut être due à une déformation accrue des gouttelettes quand $\dot{\gamma}$ augmente, même si on peut supposer que celle-ci est gênée par la dispersion d'argile dans la phase continue. On peut aussi penser que les zones de jonctions entre particules formant le gel ne sont pas brutalement brisées lorsque la contrainte correspondant au seuil de cisaillement est atteint. Dans ce cas, la rupture progressive de ces liaisons sous cisaillement croissant peut expliquer la chute de la viscosité. Il est également possible que l'un des phénomènes entraîne le second par exemple, la rupture progressive des interactions entre les particules peut faciliter la déformation des gouttelettes.

Chapitre III

III Etude de l'endommagement de la formation :

Introduction :

L'étude expérimentale de l'endommagement de la formation réservoir suite à la circulation de la boue de forage peut être effectuée sur des appareils de "déplacement" conçus spécialement pour ce type d'essais. Il n'est pas possible de voir l'intérieur des carottes (plugs) sur lesquelles se réalisent nos essais, cependant, l'écoulement du fluide de forage à travers celles-ci va provoquer un endommagement qui se traduit souvent par une réduction de la porosité et de la perméabilité. Ces deux paramètres donneront une idée sur l'invasion du fluide à travers l'échantillon avant et après la circulation dynamique du fluide. Plusieurs paramètres sont à prendre en compte durant les essais tels que la pression de confinement, la sus-pression et la déformation de la structure naturelle des argiles à haute température. Le transfert des carottes doit être faite avec précaution afin de ne pas endommager le cake formé à la surface de l'échantillon. 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 ou une saumure API
3. Mesure de perméabilité initiale (perméabilité de référence) avec une huile inerte(Soltrol 130)
4. Préparation et caractérisation physico-chimique du fluide de forage.
5. Injection du fluide de forage et endommagement de l'échantillon par la boue de forage.
6. Mesure de la perméabilité finale au Soltrol 130 et évaluation du taux d'endommagement.

III.1 Caractérisation petro-physique des échantillons

Les échantillons de roches réservoirs sélectionnés sont lavés par extraction au Soxhlet à l'aide d'un mélange de solvants méthanol/acétone/toluène : 15/ 15/ 70, pour extraire la matière organique (fluides hydrocarbonés) et les impuretés. Le lavage au Soxhlet est arrêté lorsque le solvant devient transparent. Il est suivi d'un second lavage par le méthanol seul pour dissoudre les sels contenu dans les pores. Le contrôle de la présence de sel dans la solution se fait par le test au nitrate d'argent. Après le lavage, les échantillons sont séchés dans une étuve à une température de 65°C jusqu'à stabilisation de leurs poids. Ensuite, ces derniers sont soumis aux mesures de porosité et perméabilités.

- Détermination de la porosité : La porosité est le rapport entre le volume poreux et le volume total exprimée en pourcent. Le volume total est mesuré par poussée d'Archimede ou par mensuration. Le volume poreux est obtenu par différence entre le volume total et le volume solide. Le volume solide est mesuré à l'aide d'un porosimètre de type Corelab basé sur la loi de Boyle Mariotte (Expansion d'hélium).
- Détermination de perméabilité : La perméabilité est définie comme étant l'aptitude d'une roche à laisser circuler un fluide à travers sa porosité. Elle est mesurée à l'aide d'un perméamètre à charge constante de type Corelab conçu sous le principe de la loi de Darcy appliquée aux gaz. La perméabilité au liquide est obtenu en corrigeant cette dernière de l'effet Klinkberg (Effet de glissement aux parois des molécules).

III.1.1 Saturation de l'échantillon par une eau de gisement :

La saturation de l'échantillon est réalisée avec une eau de gisement reconstituée ou par une saumure API (Eau distillée contenant 8.5% de NaCl et 2.5% KCl). Cette opération se fait après un vide poussé durant plus de 24h. Elle sert à remettre en place l'eau interstitielle par drainage d'huile avant la mesure de la perméabilité initiale. En effet on peut trouver dans les pores des hydrocarbures et de l'eau. Cette dernière est restée piégée après mise en place des hydrocarbures lors de leur migration vers la surface, arrêtée par une couverture imperméable. L'eau a en générale été repoussée contre les parois des pores et/ ou dans les petits pores (roche mouillable à l'eau) et constitue l'eau irréductible.

III.1.2 Mesure de la perméabilité initiale :

L'échantillon saturé en eau est monté dans une cellule Hassler puis confiné à une pression de 2500 psi et chauffé à une température de 80°C. Après stabilisation de ces deux paramètres, un drainage au soltrol 130 (solvant à base d'isoparaffines) est effectué dans le sens production. Durant nos essais, cette huile inerte a été remplacée par un solvant dont les caractéristiques physico-chimiques se rapprochent de cette dernière (Produit récupéré

de la Raffinerie d'Alger). La teneur en aromatiques de ce solvant n'excède pas 3%. La mesure de perméabilité initiale ou de référence s'effectue une fois que nous avons atteint la saturation irréductible en eau, en nous assurant que le régime est laminaire et que la pression différentielle ainsi que le débit sont stables. Tous ces paramètres sont enregistrés en temps réel pour suivre l'évolution de la perméabilité.

III.2 Préparation du fluide de forage et son injection dans l'échantillon

Après la saturation de l'échantillon, par de l'eau interstitielle et la mesure de perméabilité initiale, le fluide de forage préparé est injecté à travers la roche réservoir (échantillons de carottes provenant du champ de Hassi Messaoud et grès de Berea). Ce fluide est principalement composé d'une phase continue (gasoil ou n-dodécane), d'une phase discontinue (saumure), d'argile organophile, d'un agent mouillant et dispersant ainsi que d'autres additifs tels que le réducteur de filtrat, la chaux et le carbonate de calcium CaCO_3 . Ce fluide est préparé selon les recommandations API et caractérisé par différentes mesures (viscosité, contrainte seuil, densité et distillation). Le fluide est laissé au repos durant 16h avant d'effectuer ces mesures afin de simuler les conditions de circulation dans un puits de forage et pour stabiliser chimiquement l'émulsion. Les paramètres rhéologiques tels que la contrainte de cisaillement, la vitesse de cisaillement de toutes les boues préparées sont mesurées en utilisant un viscosimètre à vitesses imposées de type Fann 35. La viscosité apparente V_A , la viscosité plastique V_P et la contrainte seuil Y_p sont calculées. La densité est mesurée à l'aide d'un densimètre. Quatre types de fluides de forage ont été fabriqués dont les compositions sont données dans le tableau III.1. La formulation (I) est une émulsion de base contenant un rapport H/E stabilisée par des tensio-actifs (cationiques et non ioniques) et des argiles organophiles. La formulation (II), en plus de la composition du fluide (I), contient d'autres ingrédients comme la chaux et un réducteur de filtrat. La formulation (III) contient en outre du carbonate de calcium. La formulation (IV) contient la chaux par rapport au fluide (I).

Tableau III.1: Protocole de préparation des fluides de forage.

| Produit | Fluide 1 | Fluide 2 | Fluide 3 | Fluide 4 | Temps d'agitation (min) |
|---|----------|----------|----------|----------|-------------------------|
| Gas-oil | ■ | ■ | ■ | ■ | |
| Versamul (émulsifiant) | ■ | ■ | ■ | ■ | |
| Versacoat (agent mouillant) | ■ | ■ | ■ | ■ | 20 |
| Argile organophile VG69 | ■ | ■ | ■ | ■ | 40 |
| Eau salée | ■ | ■ | ■ | ■ | 30 |
| Versatrol (Réducteur de filtrate) | | ■ | ■ | ■ | 15 |
| Chaux | | ■ | ■ | | 15 |
| CaCO ₃ (agent alourdissant) | | | ■ | | 40 |

III.3 Caractérisation des fluides de forage

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. L'autre partie sera destinée aux tests de déplacements.

III.3.1 Mesures rhéologiques

La connaissance des caractéristiques rhéologiques de la boue de forage sont d'une importance capitale pour le bon déroulement du forage et l'exploitation d'un gisement de pétrole ou de gaz. Le viscosimètre FANN 35 est un appareil de chantier à cylindres coaxiaux conçu sous le principe de Couette et utilisé pour mesurer les propriétés rhéologiques des boues. Il est muni d'un positionneur de vitesses de rotation (600, 300, 200, 100, 6 et 3 tr/min). Même si cet appareil n'a pas une bonne précision, il est apprécié pour sa robustesse. Les normes de l'" American Petroleum Institute " (A.P.I.) le considèrent comme l'appareil de référence pour les tests rhéologiques. Le protocole A.P.I. est le suivant : L'opérateur doit réaliser les mesures de contraintes aux six vitesses de rotation, il en extrait un rhéogramme. A partir de ce rhéogramme et en appliquant un modèle de Bingham (fluide à seuil d'écoulement), il calcule la viscosité plastique V_P (pente du modèle de Bingham), la contrainte seuil Y_p (ordonnée à l'origine) et la viscosité apparente V_A (viscosité à 600

Tableau III.3.1.1: Fluide 1 avec différentes concentrations en TA

| Fluide | Argile | Tensioactif(%) | | Paramètres rhéologiques avant vieillissement | | | Paramètres rhéologiques après vieillissement | | | |
|--------------|--------|----------------|----------|--|---------|-------------|--|-----------|-------|-------|
| | | VG69(%) | Versamul | Versacoat | Densité | $V_A(Pa.S)$ | $V_P(Pa.S)$ | $Y_P(Pa)$ | V_A | V_P |
| Echantillon1 | 3 | 0.4 | 0.4 | 0.88 | 13.5 | 10.5 | 6 | 14.75 | 11.0 | 7.5 |
| Echantillon2 | 3 | 0.4 | 1 | 0.87 | 12.0 | 8.5 | 7.0 | 16.75 | 11.5 | 10.5 |
| Echantillon3 | 3 | 1 | 0.4 | 0.86 | 15.0 | 11.0 | 8.0 | 16.25 | 11.0 | 10.5 |
| Echantillon4 | 3 | 1 | 1 | 0.88 | 16.0 | 11 | 10 | 19.5 | 14 | 11 |

tr/min divisée par 2).

Les résultats rhéologiques des boues simplifiées (boues de base) sont obtenus dans un premier temps à différentes concentrations de tensioactifs (agents mouillants et dispersants) comme l'indique le tableau III.3.1.1. Ces mesures sont réalisées avant et après vieillissement. L'échantillon contenant le couple de tensioactif (versamul-versacoat) à parts égales avec un rapport de (1/1 %) exige une contrainte élevée pour s'écouler (cas de l'échantillon 4), l'échantillon 3 nécessite une contrainte moins importante pour qu'il commence à s'écouler, alors que les échantillons 1 et 2 montrent un comportement rhéologique très proche Figure III.3.1.1a. Ceci est expliqué par le fait que les propriétés rhéologiques V_A , V_P et Y_A augmentent avec la quantité de tensioactif ajoutée. Une quantité importante des tensioactifs permet de diminuer les forces d'attractions entre particules. (tableau III.3.1.1). Ces tensioactifs, à une plus grande influence sur les propriétés rhéologiques, en s'insérant dans les parties hydrophiles en améliorant la stabilité du fluide [53] et en diminuant la tensité interfaciale entre la phase dispersée et dispersante [33, 47, 140]

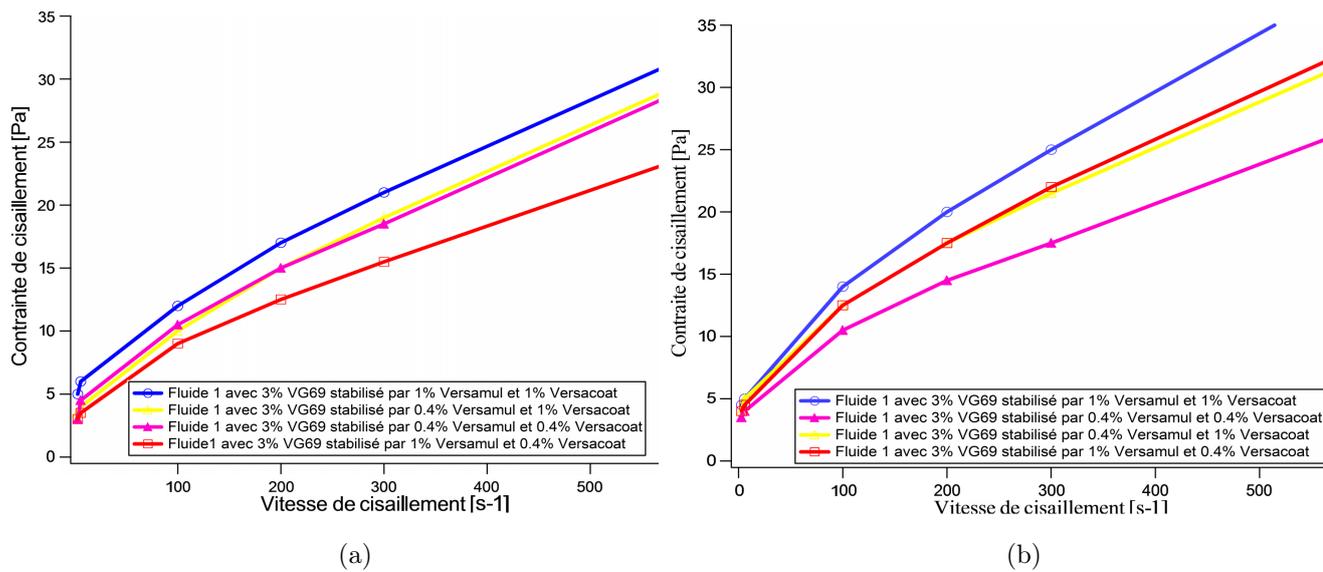


Figure III.3.1.1: Courbes rhéologiques du fluide 1 a) avant vieillissement et b) après vieillissement.

Après vieillissement, nous remarquons que l'échantillon 4 montre une augmentation de la contrainte seuil, des viscosités apparentes et plastiques. L'échantillon 1 devient moins visqueux, alors que les courbes des deux échantillons 2 et 3 sont pratiquement superposées avec également les mêmes contraintes seuil et viscosités plastiques et apparentes (figure III.3.1.1b). Ceci montre qu'une diminution de la quantité des couples de tensioactif à (0.4%) fait chuter les propriétés rhéologiques du fluide.

La figure III.3.1.2, montre le rhéogramme d'une boue simplifiée avec différents ingrédients. L'ajout du versatrol a montré un effet négatif sur les propriétés rhéologiques en diminuant la viscosité et la contrainte seuil. Par contre l'addition de chaux et de carbonate de calcium CaCO_3 a permis de changer les propriétés rhéologiques du fluide en augmentant les viscosités apparentes et plastiques et par la suite la contrainte seuil, ceci est expliqué par le fait que ces particules stabilisent l'émulsion et augmentent sa densité spécifique [32, 33].

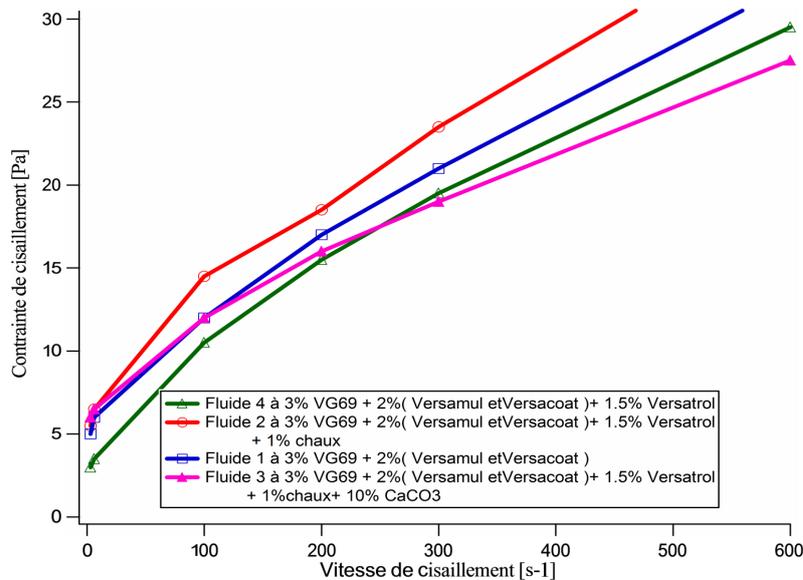


Figure III.3.1.2: Courbes rhéologiques des fluides de forage avec ajout de différents ingrédients.

Afin d'étudier l'effet de la nature de l'argile sur la stabilité du fluide de forage (tableau III.3.1.2), nous avons porté sur une même courbe les différents fluides formulés (Figure III.3.1.3). Le fluide 3* contenant de la bentone montre un comportement rhéologique caractérisé par une contrainte seuil ($y_p = 13.5Pa$) élevée comparée à celle du fluide 3 contenant l'argile (VG69) qui présente une contrainte seuil ($y_p = 10Pa$). Ceci est expliqué par le fait que la bentone présente une bonne dispersion dans le solvant conduisant à une meilleure stabilité du fluide (voir chapitre II.3.4) [53].

Ces mêmes fluides après vieillissement montrent un comportement plus visqueux marqué

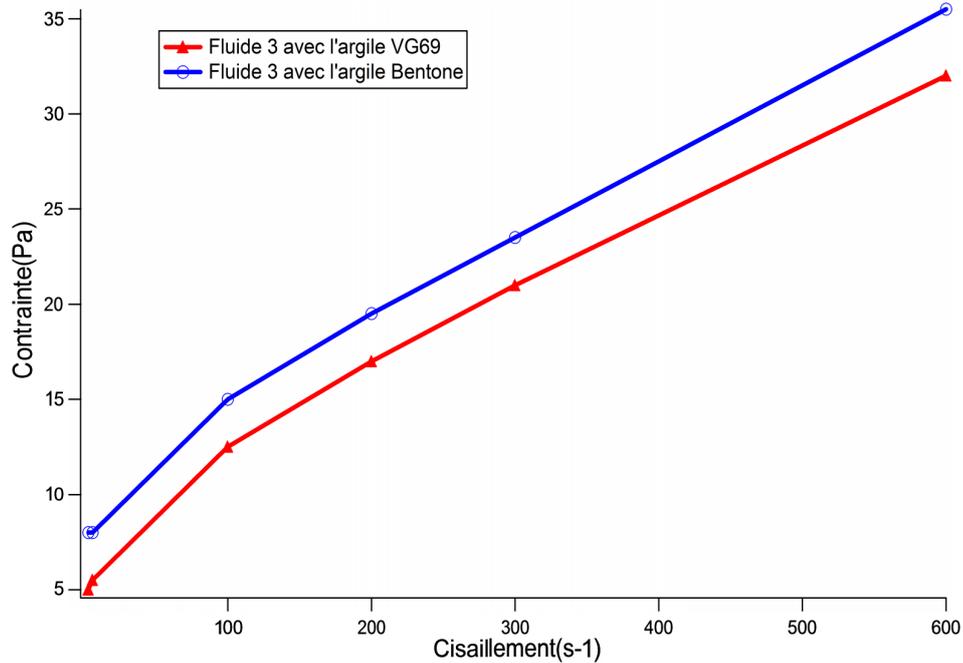


Figure III.3.1.3: Courbes rhéologiques du fluide 3 montrant l'effet du type d'argile et l'apport de TA.

Tableau III.3.1.2: Composition des fluides en fonction de la concentration de TA et du type d'AO.

| Echantillon | Argile (3%) | Tensio-actif(%) | | Paramètres rhéologiques | | | |
|-------------|-------------|-----------------|-----------|-------------------------|-------|-------|-------|
| | | Versamul | Versacoat | Densité | y_p | V_A | V_P |
| Fluide 3 | VG69 | 1 | 1 | 0.93 | 16 | 11 | 10 |
| Fluide 3* | Bentone | 1 | 1 | 0.91 | 17.75 | 11 | 13.5 |

par une augmentation des paramètres rhéologiques, les viscosités apparentes et plastiques. Le vieillissement semble aussi déterminant pour la stabilité du système.

III.3.2 Conclusion

D'après les résultats de rhéologie présentés précédemment, les fluides de bases ne peuvent être stables qu'avec un rapport de TA de 1 :1 de versamul et versacoat. L'ajout d'autres ingrédients (chaux et CaCO_3) a permis d'augmenter les paramètres rhéologiques (contrainte seuil, viscosité plastique (V_p) et viscosité apparente (V_A)).

Il est à noter que la Bentone à teneur équivalente augmente les différents paramètres rhéologiques V_p , V_A et Y_P par rapport à l'AO VG69. Ce résultat confirme, le résultat intéressant trouvé dans la partie II.3.4 (SAXS) [53]. Le vieillissement des fluides de forage

améliore la stabilité et donne une idée sur la dégradation de ces fluides.

III.3.3 Mesures de filtrats

Les phénomènes de filtration de la boue de forage sont extrêmement importants car ils conditionnent en partie la vitesse d'avancement du forage ; la tenue des terrains forés et l'envahissement des couches perméables. Les mesures de filtrat sont réalisées selon les spécifications API, à une température de 250°F et une pression de 500 psi. L'appareil de mesure est un filtre presse HPHT (haute pression, haute température), composé d'une enceinte chauffante thermostatée, d'une cellule de filtration d'une unité de pression, d'une unité de contre pression collectant le filtrat dont l'utilisation est indispensable au-delà de 200 °F, de joints résistants à haute température et d'un thermomètre. L'opération de filtration commence lorsque les conditions de filtration sont atteintes (500 Psi, 250°F). L'évolution du filtrat est suivi durant 30 minutes.

Les résultats de filtration des fluides de forage simplifiés préparés au laboratoire sont donnés sur la figure III.3.3.1. D'après ces résultats, une quantité à part égale de (1%) du couple de tensioactifs donne une filtration raisonnable autour de (25ml). Une diminution de la concentration de l'un des deux tensioactifs a pour effet d'accroître le volume de filtrat car le fluide est moins visqueux. Ce résultat est expliqué par le fait que moins de tensioactif conduit à l'instabilité du fluide et à la séparation des phases. A cet effet, ce qui est dense est retenu sur le filtre papier alors que le fluide passe.

Afin d'investiguer le rôle des autres additifs sur les propriétés de filtration, nous avons tracé la courbe de filtration API pour différents fluides en ajoutant un additif à chaque pas comme le montre la figure III.3.3.2. Selon cette figure, le fluide de base (fluide 1 contenant 1% de versamul et 1% versacoat) montre une filtration faible autour des (5ml) durant les 15 premières minutes avant de s'accroître rapidement pour atteindre 30 ml à la fin de l'essai.

L'ajout du versatrol, a permis de limiter le filtrat à environ 18 ml. L'ajout de la chaux a permis également d'obtenir un volume de filtration qui se stabilise aux alentours de 20 ml. L'ajout des carbonates de calcium montre une filtration inférieure à celle des fluides précédents (fluide 4 et fluide 2) au cours de la période du test d'API. Le versatrol est un réducteur de filtrat, l'ajout de ce produit a permis de diminuer la filtration. L'ajout de carbonate de calcium CaCO_3 pour rendre le fluide plus dense stabilise la filtration à partir de 18 min.

Afin d'étudier l'influence du type d'argile sur les tests de filtration, nous avons préparé un fluide (fluide 3 à VG69), sauf qu'on a remplacé l'argile VG69 par la bentone. On remarque que le volume de filtration a chuté en atteignant un volume de (8ml) au bout de 30 min

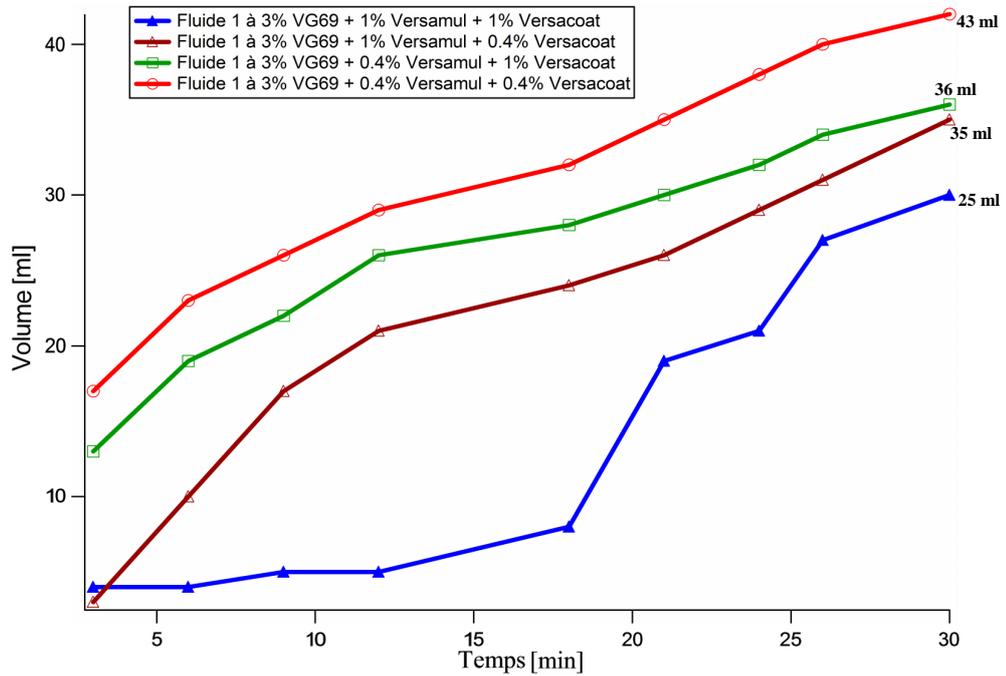


Figure III.3.3.1: Courbes de filtration du fluide 1 à différentes concentrations en TA.

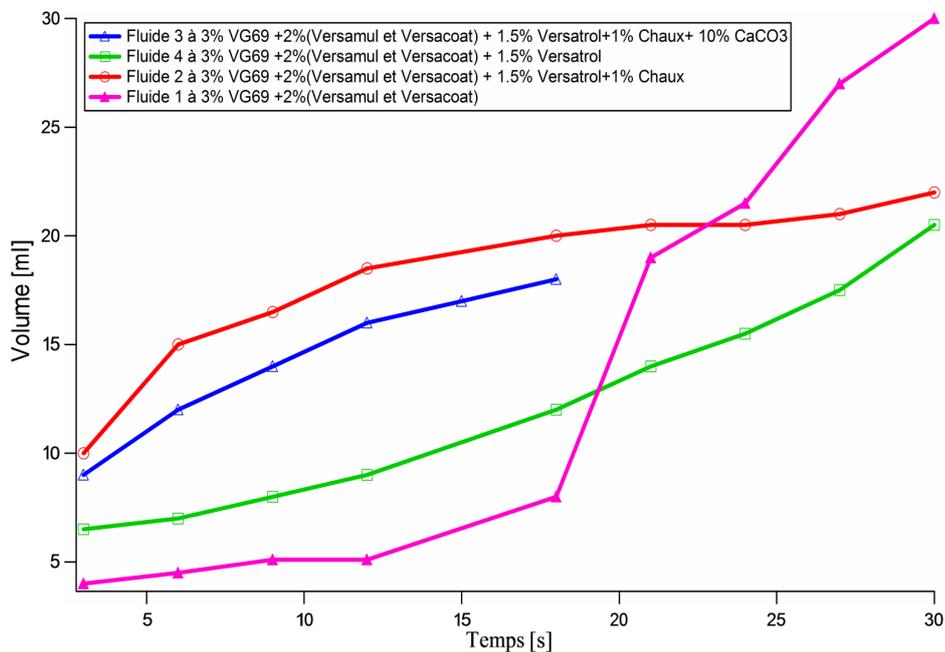


Figure III.3.3.2: Courbes de filtration des différents fluides.

(figure III.3.3.3), nous remarquons également que la diminution de la concentration en tensioactif de (0.5%) de l'un ou de l'autre (versacoat et versamul) (cas des deux fluides 2* et 2** : tableau III.3.3.1) a permis de donner moins de filtrat que le fluide 3. On peut

Tableau III.3.3.1: Volumes de filtration pour différents fluides à différentes compositions.

| Fluide de forage | Volume de filtrat (ml) |
|--|------------------------|
| Fluide 1 + Versatrol | 18 |
| Fluide 2 | 20.5 |
| Fluide 3 | 18 |
| Fluide 3 à Bentone | 9 |
| Fluide 2* à 1% versamul et 0.5% versacoat | 13 |
| Fluide 2** à 0.5% versamul et 1% versacoat | 10.5 |

dire donc que le fait de remplacer l'argile VG69 par la bentone améliore la filtration. La quantité du tensioactif ajouté à un effet considérable sur la filtration, le fait de diminuer la concentration de (0.5%) a permis de réduire la filtration, cas des deux fluides H et I (figure III.3.3.3).

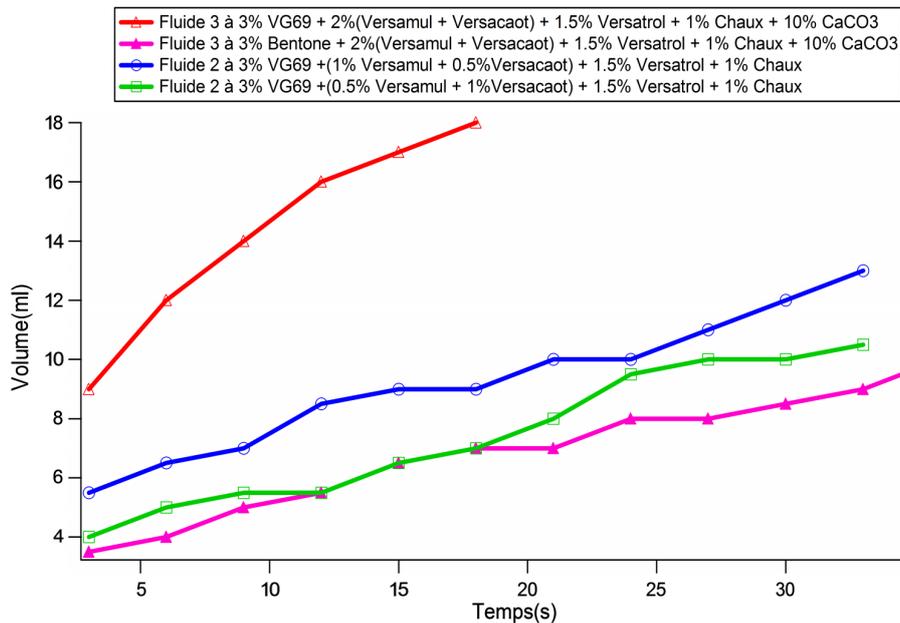


Figure III.3.3.3: Courbes de filtration montrant l'influence du type d'argile et de la quantité de TA sur le volume de filtration.

III.3.4 Mesures de distillation

Ces mesures sont effectuées pour déterminer les volumes en huile, en eau et en solides contenus dans la boue de forage. Un volume de 10cc de la boue est chauffé ,les vapeurs

d'eau et d'huile se condensent et sont récupérées dans une éprouvette graduée. La teneur en solide est obtenue par différence. Les mesures de distillation sur les boues formulées montrent bien que sur un volume total de 10 cc qui fait l'objet de distillation, le volume de l'eau récupérée est de 0.5-2 ml environ alors que le volume de l'huile est de 7-9 ml. Le reste représente les solides comme le montre la figure III.3.4.1. Ce qui montre que les fluides préparés sont bien reproduits. Ces tests de distillation ont été réalisés avant les essais d'endommagement.

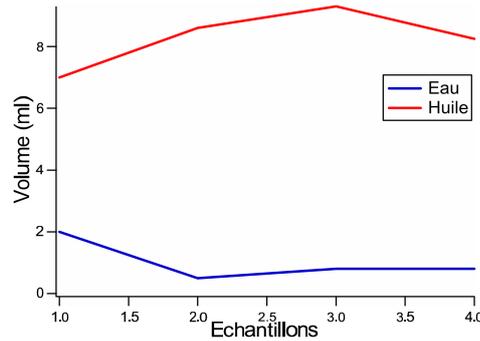


Figure III.3.4.1: Les mesures de distillation pour différents échantillons .

III.3.5 Mesures de la stabilité électrique

La mesure de la stabilité électrique (SE) d'une boue à émulsion inverse (eau dans l'huile) nous renseigne sur la stabilité de l'émulsion et la capacité de mouillabilité à l'huile [33, 47]. La stabilité électrique est mesurée en appliquant une tension alternative sinusoïdale entre deux électrodes plates submergées dans le fluide de forage. Le courant circulant restera très faible jusqu'à ce qu'une tension seuil soit atteinte. A cette dernière, la conductivité entre ces deux plaques sera établie et le courant augmentera en intensité. Une fois qu'il atteindra la valeur de 61 uA, le pic de tension sera mesuré et reporté comme stabilité électrique du fluide de forage.

La figure III.3.5.1 et tableau III.3.5.1 montrent la variation de la stabilité électrique en fonction de chaque boue formulée. Nous remarquons que les boues simplifiées ont pratiquement une stabilité électrique entre 800-1000 celle-ci augmente en fonction de l'ingrédient ajouté et atteint un maximum aux alentours de 1500. Les fluides présentant une stabilité électrique élevée sont généralement stables au cours du temps.

III.3.6 Conclusion

D'après les résultats de filtration, un rapport de TA de 1% donne un faible taux de filtration. en diminuant la concentration de TA, cela va augmenter le filtrat. L'ajout des

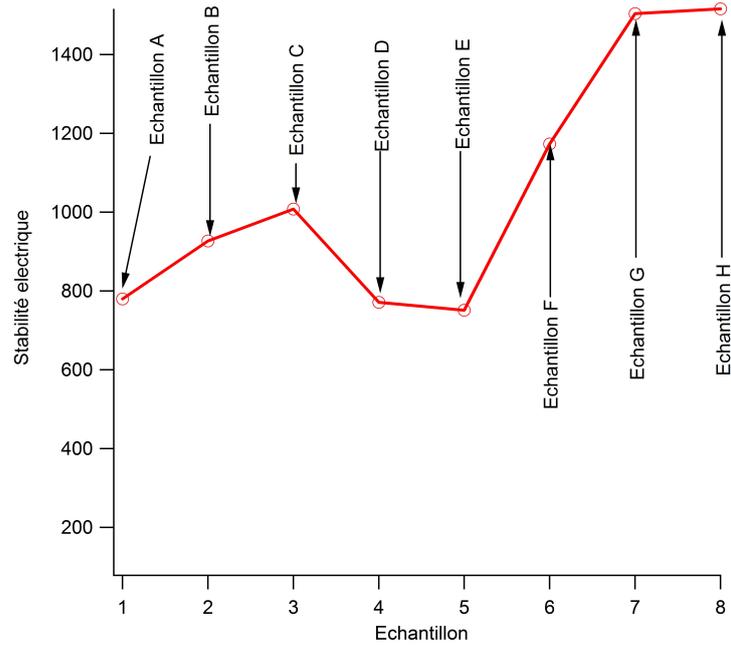


Figure III.3.5.1: La stabilité électrique en fonction des échantillons .

Tableau III.3.5.1: Désignation des échantillons soumis au test de la stabilité électrique.

| Désignation | Fluide de forage |
|---------------|--|
| Echantillon A | Fluide 1 + Versatrol |
| Echantillon B | Fluide 2 (Fluide1+ versatrol+ chaux) |
| Echantillon C | Fluide 3 à VG69 (Fluide1+ versatrol+ chaux + CaCO ₃) |
| Echantillon D | Fluide 3 à Bentone |
| Echantillon E | Fluide 3 à Bentone |
| Echantillon F | Fluide 3 à VG69 |
| Echantillon G | Fluide 2 à VG69 |
| Echantillon H | Fluide 2 à VG69 avec 1% versamul et 0.5% versacoat |

particules de CaCO₃ conduit à la réduction du volume du filtrat. Ceci est expliqué par le bouchage rapide des pores du papier filtre par les particules de CaCO₃ [141]. Le fluide de forage contenant l'AO Bentone donne un filtrat plus faible que celui formulé à base d'AO VG69.

III.4 Essais de déplacement

III.4.1 Procédure de déplacement

Les essais de déplacement sont réalisés après vieillissement des fluides préparés durant 16h et ce afin de retenir que les échantillons qui présentent une stabilité suffisante. L'étape de la circulation du fluide de forage est une étape cruciale dans la pratique expérimentale. L'échantillon de carottage doit être maintenu saturé en saumure afin de remettre l'eau interstitielle. L'installation de l'échantillon dans le porte échantillon exige un traitement spécial. Le fluide injecté doit être stable pour ne pas se décanter. La filtration dynamique à travers l'échantillon est montrée sur la Figure III.4.1.1a. Le chemin de circulation du fluide de forage est représenté sur la Figure III.4.1.2.

Les tests d'endommagement de la roche réservoir ont été réalisés en vue de simuler l'endommagement de la roche réservoir par l'invasion du fluide de forage. L'équipement utilisé est composé des éléments suivants (Figure III.4.1.1a) : Un porte échantillon de type cellule Hassler qui permet de garder l'échantillon sous les conditions naturelles de réservoir (de pression et de température).

- Le porte échantillon est composé d'un cylindre en acier spécial évidé pour recevoir l'échantillon enrobé dans un manchon en caoutchouc et de deux embouts permettant la circulation du fluide à travers l'échantillon. Le confinement se fait par l'injection d'eau à l'aide d'une pompe dans l'espace annulaire entre la cellule et le manchon. Un régulateur de pression permet de maintenir la pression à la valeur souhaitée. Trois accumulateurs (Cellules) à piston, de volume de un (01) litre chacun pour recevoir les différents fluides (Soltrol 130, boue de forage et autres) à injecter à travers l'échantillon.
- Une étuve dans laquelle sont placés les éléments suscités ainsi que les différents circuits hydrauliques (Tubings et vannes). Sur le côté droit, à l'extérieur sont fixés les différents capteurs de pression et les tubes de connexion. Deux pompes seringues de type ISCO placées en parallèles permettent de générer une pression allant jusqu'à 10000 psi et un débit de 36 cc/min. Ces pompes sont utilisées pour pousser le fluide désiré contenu dans l'un des accumulateurs dans l'échantillon. Un coffret de commande et de contrôle des différents paramètres (Pression et température).
- Un ordinateur permettant de gérer, de contrôler, de faire des calibrations, d'acquérir les différents paramètres en temps réel et de faire des simulations.

Après le montage de l'échantillon, confiné à une pression de 2500 psi, les cellules A et C sont remplies de Soltrol 130 dont les caractéristiques sont connues (Viscosité et densité) et la cellule B est remplie de boue. L'ensemble est porté à une température de 80 °C. Une fois les conditions de travail atteintes et les pompes seringues remplies, l'huile est

drainée pour la remise en place de l'eau interstitielle et la mesure de perméabilité initiale. Cette dernière est obtenue en injectant le fluide dans le sens production (du gisement vers le puits) en ouvrant les vannes pneumatiques (REV). S'assurer que le régime est laminaire et que la pression différentielle entre l'entrée et la sortie de l'échantillon est stable afin de pouvoir simuler un écoulement répondant à la loi de Darcy. L'endommagement s'effectue en injectant la boue dans le sens injection (du puits vers le gisement), ainsi, les vannes pneumatiques (FWD) sont ouvertes et les vannes (REV) fermées. Une pression différentielle de 350 psi est maintenue durant deux(02) heures et ce, pour reproduire les conditions réelles de forage. Une fois la phase d'endommagement terminée, on procède au décolmatage de l'échantillon, en faisant passer le Soltrol 130 dans le sens production jusqu'à stabilisation de la pression, on détermine ainsi la perméabilité finale (Kf) (Figure III.4.1.2).

L'essai d'endommagement terminé, l'échantillon est démonté et inspecté et l'épaisseur du cake mesurée. Le taux d'endommagement est calculé comme suit :

$$C\% = \frac{K_i - K_f}{K_i} \times 100 \quad (\text{II.24})$$

où K_i et K_f sont respectivement les perméabilités initiales et finales en mD.

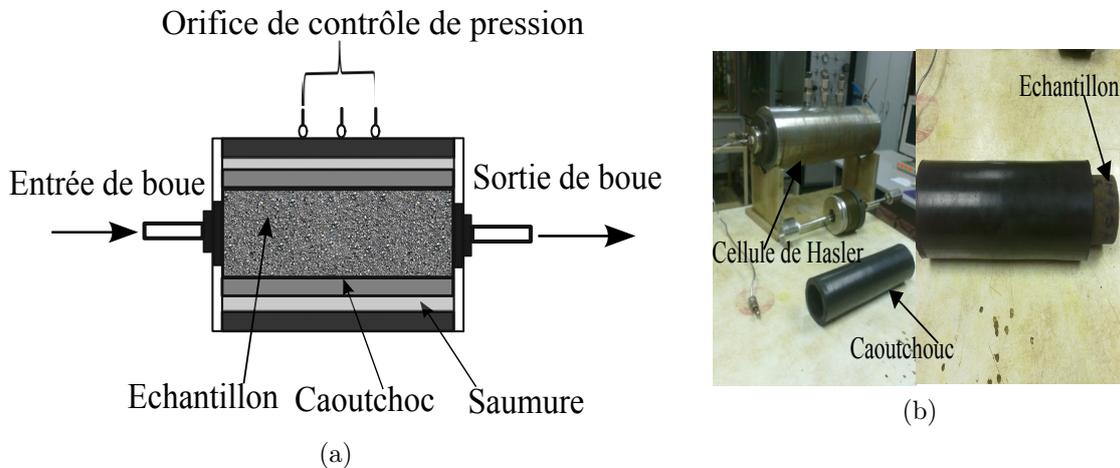


Figure III.4.1.1: Porte échantillon, a) Schéma du porte échantillon, b) Cellule Hasler.

III.4.2 Les carottes sélectionnés (plugs) :

Les propriétés pétrophysiques des échantillons sont déterminées par les méthodes de laboratoire décrites dans la section III.1. Les résultats obtenus sont présentés sur les tableaux III.4.2.1, III.4.2.2 et III.4.2.3. La famille 1 comprend des échantillons A(A₁,A₂), B(B₁,B₂) et C issus des puits de Hassi Messaoud présentant des perméabilités bonnes à très bonnes et des porosités moyennes à bonnes et rarement faibles. La famille 2 comprend les échantillons prélevés du puits D(D₁,D₂ et D₃) (Hassi-Méssaoud), les porosités et perméabilités

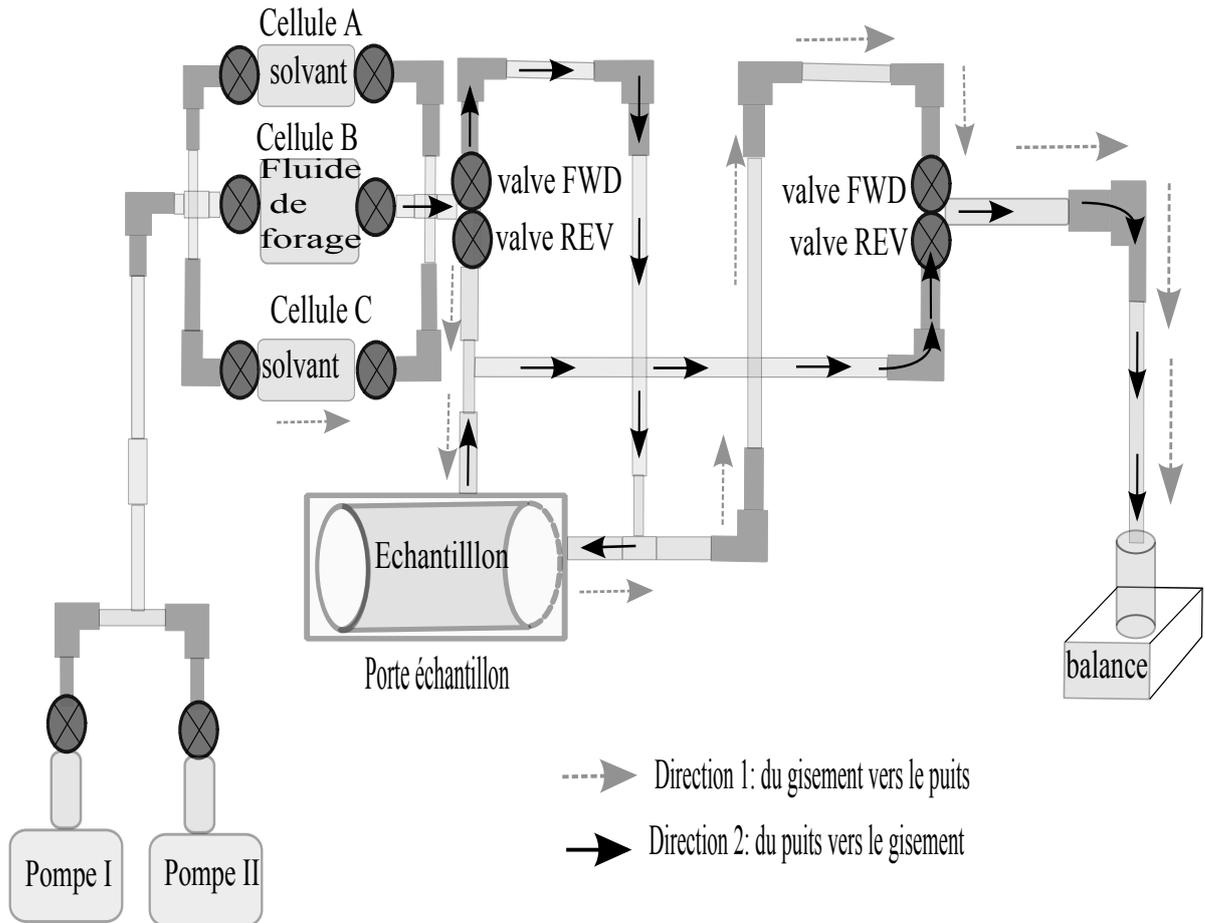


Figure III.4.1.2: Schéma montrant la circulation du fluide lors de l'essai de déplacement.

mesurées sont faibles à moyennes. La famille 3 contient les échantillons de grès homogène de BEREA (GB : GB₁, GB₂, GB₃, GB₄ et GB₅)(USA). Ils présentent des caractéristiques moyennes à bonnes : des perméabilités oscillant entre 70 et 110 mD avec une porosité moyenne de 18%. Ces échantillons (plugs) font l'objet des essais de déplacements utilisant les différents fluides préparés et caractérisés précédemment dans la section III.2

III.4.3 Résultats expérimentaux

Lors des essais de déplacement, nous avons obtenu des résultats présentés dans le tableau III.4.3.1. Ces résultats représentent, le débit du fluide de forage traversant l'échantillon (Q), la pression différentielles (ΔP) et la perméabilité finale (de retour : K_f). Le ratio d'endommagement (DR) est calculé par la formule Equation II.24.

III.4.3.1 Effet de la pression différentielle sur le ratio d'endommagement

Comme mentionné précédemment, l'endommagement d'un forage pétrolier est décrit en

Tableau III.4.2.1: Caractéristiques pétrophysiques des échantillons de Hassi Messaoud en provenance des puits A(A₁,A₂), B(B₁,B₂) et C.

| Carottes issues du puit | Diamètre [cm] | Longueur [cm] | Section [cm ²] | Poids [gr] | Porosité [%] | K.air [mD] | densité [gr/cm ³] |
|-------------------------|---------------|---------------|----------------------------|------------|--------------|------------|-------------------------------|
| A ₁ | 4,000 | 4,652 | 12,560 | 132,52 | 15,97 | 1318,625 | 2,70 |
| A ₂ | 4,009 | 4,562 | 12,617 | 132,17 | 14,00 | 86,457 | 2,67 |
| B ₁ | 3,810 | 4,350 | 11,395 | 99,54 | 24,15 | 385,118 | 2,65 |
| B ₂ | 3,807 | 4,575 | 11,377 | 113,58 | 17,39 | 82,567 | 2,64 |
| C | 3,990 | 4,815 | 12,497 | 146,78 | 10,26 | 452,711 | 2,72 |

Tableau III.4.2.2: Caractéristiques pétrophysiques des échantillons de Hassi Messaoud en provenance des puits D(D₁,D₂ et D₃).

| Carottes issues du puits D | Diamètre [cm] | Longueur [cm] | Section [cm ²] | Poids [gr] | porosité [%] | K.air [mD] | Densité [gr/cm ³] |
|----------------------------|---------------|---------------|----------------------------|------------|--------------|------------|-------------------------------|
| D ₁ | 3,990 | 4,580 | 12,497 | 132,18 | 11,60 | 64,082 | 2,61 |
| D ₂ | 4,000 | 5,020 | 12,560 | 145,42 | 12,45 | 91,631 | 2,63 |
| D ₃ | 3,990 | 4,806 | 12,497 | 143,07 | 9,76 | 16,736 | 2,64 |

Tableau III.4.2.3: Caractéristiques pétrophysiques des échantillons de Grès de Beréa (GB : GB₁, GB₂, GB₃, GB₄ et GB₅)(USA).

| Carottes issues des Grès Beréa (GB) | Porosité [%] | Perméabilité [mD] | Densité [g/cm ³] |
|-------------------------------------|--------------|-------------------|------------------------------|
| GB ₁ | 18,40 | 109,67 | 2,65 |
| GB ₂ | 18,40 | 99,64 | 2,66 |
| GB ₃ | 19,84 | 76,77 | 2,66 |
| GB ₄ | 18,90 | 70,02 | 2,67 |
| GB ₅ | 19,54 | 83,76 | 2,68 |

termes de réduction de la perméabilité de la formation réservoir exprimant la différence entre la perméabilité initiale et finale selon Equation II.24. Les résultats expérimentaux obtenus lors des tests de colmatages sur l'échantillon D₁ de Hassi-Messaoud et l'échantillon

Tableau III.4.3.1: Description des résultats expérimentaux incluant le nom d'échantillon, le fluide appliqué, le débit, la perméabilité, la porosité, ratio d'endommagement et la pression.

| Echantillon | Fluide No. | Débit Q [m^3/s] | Permeabilité k_f [m^2] | Porosité ϕ [%] | ratio d'endommagement DR [%] | Pression différentielle ΔP [MPa] |
|-----------------|------------|------------------------|---------------------------------|------------------------|---------------------------------|---|
| D ₂ | 3 | 26.70×10^{-9} | 9.04×10^{-14} | 12.45 | 67.61 | 0.128 |
| D ₁ | 2 | 3.10×10^{-9} | 6.32×10^{-14} | 11.60 | 20.40 | 2.36 |
| GB ₁ | 2 | 7.67×10^{-9} | 10.9×10^{-14} | 18.40 | 33.33 | 0.77 |
| GB ₂ | 2 | 1.14×10^{-9} | 9.84×10^{-14} | 18.40 | 33.33 | 0.48 |
| GB ₃ | 2 | 0.26×10^{-9} | 7.58×10^{-14} | 19.84 | 48.67 | 0.24 |
| GB ₄ | 2* | 1.39×10^{-9} | 6.92×10^{-14} | 18.90 | 42.86 | 0.96 |
| GB ₅ | 2** | 0.64×10^{-9} | 8.27×10^{-14} | 19.54 | 83.33 | 0.88 |

de Grés de Beréa GB₂ et Grés de Beréa GB₃ par le fluide de forage #2, nous permettent de conclure que le ratio d'endommagement augmente avec une diminution de la pression différentielle. Il est à noter que DR diminue quand ΔP augmente.

Une raison possible de cette diminution est qu'avec l'augmentation de ΔP , plus de force agissant sur les particules solides contenues dans le fluide de forage permettent de pénétrer dans les pores lorsque ces fluides traversent l'échantillon. En conséquence, les grosses particules qui sont plus grandes que la taille des pores se déposent sur ces dernières causant ainsi le colmatage de la roche réservoir [125]. Pour les petites valeurs de la pression différentielle, les particules solides ne sont pas fermement maintenues du fait que moins de force agissant sur eux et ils se détachent facilement au cours de l'écoulement de retour (solvant) par rapport à l'injection du fluide de forage.

Ces résultats sont très surprenant car il est reconnu que l'endommagement de la formation augmente avec la pression différentielle. Dans notre cas (pour quelques plugs suscités), nous avons trouvé un phénomène tout à fait inverse, due peut être à la nature du fluide utilisé dans le processus de colmatage de la roche réservoir. Les plugs cités dans cette section (effet de la pression différentielle) sont colmatés avec un fluide de forage ne contenant pas d'agent alourdissant $CaCO_3$. Pratiquement il y a de faibles quantités de particules solides qui s'infiltreront dans la formation avec l'augmentation de la pression. Dans le cas de l'échantillon D₂ de Hassi-Messaoud colmaté avec le fluide 3 contenant du carbonate de calcium $CaCO_3$ nous avons enregistré un accroissement de l'endommagement. Ces résultats obtenus dépendent aussi de la teneur en solide du fluide de forage [32, 142].

III.4.3.2 Effet des propriétés pétrophysiques sur le ratio d'endommagement

L'endommagement de la formation est étroitement lié aux propriétés pétrophysiques de la roche. Les roches les plus perméables montrent un endommagement important comparées avec celles qui le sont moins. Ce phénomène est remarqué sur les échantillons B₁ et A₁

issus du champ de Hassi Messaoud possédant des perméabilités supérieure à 380 mD. Ces échantillons ont donnés un ratio d'endommagement de 64% et 90.55% respectivement tableau III.4.3.3.

III.4.3.3 Effect du débit d'écoulement du fluide à travers la roche sur le ratio d'endommagement

Nous avons aussi remarqué que le ratio d'endommagement diminue avec l'augmentation du débit du fluide de forage. Ceci est observé pour les échantillons Hassi-Messaoud No D₁, Grés de Beréa No GB₂ et Grés de Beréa No GB₃ endommagés respectivement par le fluide de forage # 2 (tableau III.4.3.1). Comme indiqué précédemment, cela est en relation directe avec la pression différentielle. Pour les hautes pressions, les plus grosses particules sont retenues sur la surface de l'échantillon et, de ce fait, un grand volume de filtrat de fluide de forage peut circuler facilement à travers la formation. D'autre part une faible pression conduit à une faible vitesse d'écoulement de fluide de forage [143].

III.4.3.4 Effet de la nature du tensioactif sur le ratio d'endommagement

Fondamentalement, il est reconnu dans le domaine pétrolier que le ratio d'endommagement diffère d'une formation à une autre, même si ces formations présentent les mêmes paramètres pétrophysiques. Dans cette sous-section, nous avons sélectionné des échantillons avec des propriétés pétrophysiques similaires. Ces échantillons ont été endommagés par les fluides de forage de même composition mais contenant différents ratios de tensioactifs et désignés fluide # 2, fluide # 2* (fluide 2 avec 0.5% versamul et 1% versacoat) et fluide # 2** (fluide 2 avec 1% versamul et 0.5% versacoat) (tableau III.1 et tableau III.4.3.1). Il est utile de préciser que les échantillons de grès Berea sont bien connus pour être des roches homogènes. C'est pourquoi nous nous concentrons sur ces échantillons et ensuite on les compare à celles des échantillons de Hassi Messaoud. L'échantillon de grès Berea No GB₁ est colmaté par un fluide de forage # 2 contenant deux tensioactifs cationique et non-ionique (2 % de Versamul et de Versacoat). Le ratio d'endommagement obtenu est de l'ordre de 33 %. L'échantillon de grès Berea No GB₄ et grès Berea No GB₅ colmatés avec les fluides de forage # 2* et # 2** qui ont la même composition que le fluide 2 mais contenant respectivement (1% de Versamul et 0.5% Versacoat) et (0.5% de Versamul et 1% Versacoat) ont donnés des rapports d'endommagemnts de 42.86 % et 83,33 %, respectivement. Cette différence peut être expliquée par le fait que le fluide # 2 avait une meilleure stabilité que les fluides #2* et #2**. En effet ces fluides contiennent moins de tensioactif, ce qui favorise la séparation de phase et l'instabilité du fluide de forage. Ces tensioactifs libres seront préférentiellement adsorbés sur les surfaces de roche, en réduisant la perméabilité et en augmentant le ratio d'endommagement [144-146].

L'échantillon de grès Berea No GB₄ est colmaté avec un fluide le forage # 2* contenant 1 % de Versamul et 0,5 % de Versacoat donne un ratio d'endommagement de 42,86 % comparé à l'échantillon de grès Berea No GB₅ colmaté avec le fluide # 2** contenant 0.5 % de Versamul et 1 % de Versacoat. Ce dernier cas donne un rapport d'endommagement de 83,33%. Il est connu qu'une grande quantité d'agent mouillant conduit à de grande variations de la mouillabilité de la roche, ce qui augmente le taux d'endommagements [147]

III.4.3.5 Influence du gonflement des argiles sur le taux d'endommagement

Nos conclusions s'appuient sur les résultats de la technique SAXS présentés dans le chapitre précédent II.3.4. A cet effet, nous avons réalisés des essais d'endommagement en utilisant des fluides de composition similaire mais qui diffèrent par les agents viscosifiants ajoutés : l'argile VG69 ou la bentone (composition selon le fluide 3). Le colmatage des deux échantillons D₃ et D₂ issues du champs de Hassi Messaoud avec le fluide 3 contenant les deux argiles la bentone et la VG69 respectivement a conduit à des ratios d'endommagement de 15.15% et 67.61% respectivement (Figure III.4.3.1 et tableau III.4.3.2). Sur la base des résultats obtenus par la technique SAXS, la Bentone possède la meilleure aptitude au gonflement (l'espace interfeuille <d> élevé) et à la dispersion (le nombre de feuillets <N> faible) dans l'émulsion par rapport à la VG69 [53]. Selon la distribution du réseau poreux, les particules de grande taille se déposent dans les pores (cas de la Bentone), alors que celles de taille inférieure s'infiltreront plus profondément dans la formation et bloquent la communication entre les pores (cas de la VG69) [32, 110]. Lors des tests de retour de perméabilité, en phase back flow, le fluide à base de la Bentone se nettoie facilement par rapport à celui contenant l'argile VG69. Ce qui explique le taux de colmatage élevé lié à cette dernière. La même remarque est valable pour les échantillons du grès de beréa No GB₁ et No GB₃ colmaté avec le fluide 2 viscosifié avec la VG69 et la bentone respectivement qui ont donnés un ratio d'endommagement de 33.33% et 48.67% respectivement (tableau III.4.3.1, tableau III.4.3.2).

Tableau III.4.3.2: Ratios d'endommagement des échantillons issus des puits D₂, D₃ et de ceux de grés de Beréa (GB)

| Fluide de forage | Plug | DR(%) |
|--------------------|-----------------|-------|
| Fluide 3 à VG69 | D ₂ | 67.61 |
| Fluide 3 à Bentone | D ₃ | 15.15 |
| Fluide 2 à VG69 | GB ₁ | 48.67 |
| Fluide 2 à Bentone | GB ₃ | 33.33 |

III.4.3.6 Influence du volume de filtration L'endommagement de la formation est étroitement lié au volume de filtration du fluide de forage à travers la formation ré-

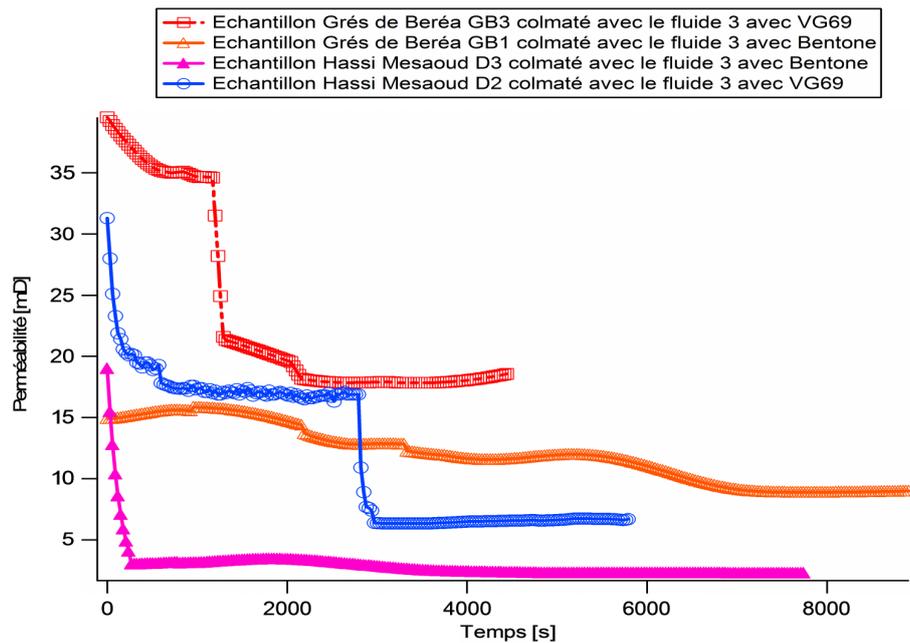


Figure III.4.3.1: Courbes de perméabilités initiales et finales pour les échantillons issus des puits D₂, D₃ et GB₁ et GB₃.

servoir. Pour cela nous allons faire un tour d'horizon sur les paramètres influençant le volume de filtration et par la suite sur l'endommagement de la formation en réduisant sa perméabilité finale. Nous avons sélectionnés alors quelques échantillons en provenance des différents puits colmatés par des fluides de forage de différentes compositions. Selon le tableau III.4.3.3, on remarque que plus le volume de filtrat du fluide de forage est important, plus le ratio d'endommagement est important et cela pour les deux échantillons A(A₁, A₂). Ceci est lié directement à la pression (ΔP) appliquée sur le fluide. Les pressions élevées conduisent à un volume de filtration important donnant ainsi un ratio d'endommagement important [125, 133]. Pour le cas des échantillons B(B₁, B₂), D₁ et D₃, le ratio d'endommagement diminue avec l'augmentation de la pression. Ceci est peut être lié aux types et composition du fluide de forage [32, 33] et aux propriétés pétrophysiques de la roche.

III.5 Conclusion

Dans la première partie de ce chapitre, nous avons étudié la caractérisation rhéologique ainsi que la filtration statique des fluides de forage formulés dans le but de réaliser des tests d'endommagement sur les roches réservoir. Une boue simplifiée selon le protocole de préparation(1), contenant des quantités de tensio-actif versamul et versacoat de (1%) et également avec (3%) d'argile VG69, a montré des propriétés rhéologiques meilleures avant

Tableau III.4.3.3: Paramètres d'endommagement des échantillons issus des puits A₁, A₂, B₁, B₂, D₁ et D₃

| Puits | Fluide | Volume ml | ΔP Pa | Perméabilité mD | DR % |
|----------------|--|-----------|---------------|-----------------|-------|
| B ₁ | Fluide 1 avec 0.4% versamul + versacoat | 10 | 1.08 | 385.118 | 64 |
| B ₂ | Fluide 1 avec 0.4% versamul + 1% versacoat | 4.86 | 0.79 | 82.56 | 72 |
| A ₁ | Fluide 1 avec 1% versamul + 1% versacoat | 12.48 | 2.70 | 1318.62 | 90.55 |
| A ₂ | Fluide 1 avec 1% versamul + 0.4%versacoat | 9.5 | 1.64 | 86.45 | 70.00 |
| D ₁ | Fluide 2 | 63.48 | 2.36 | 64.082 | 20.40 |
| D ₃ | Fluide 3 à Bentone | 13.5 | 0.409 | 16.73 | 30.30 |

et après vieillissement par rapport aux boues contenant moins de tensio-actif (versamul et versacoat). Cette même boue a montré la filtration statique la plus faible par rapport aux autres boues avec un volume de filtration de 20 ml. L'ajout d'additifs supplémentaires à cette boue simplifiée a permis d'améliorer les propriétés rhéologiques de contrainte seuil, viscosité et densité et ont donné des résultats similaires à ceux des fluides utilisés sur chantier. Enfin, nous avons évalué l'effet de la nature de l'argile sur le comportement rhéologique et sur la filtration. Pour cela, nous avons utilisé deux argiles VG69 et la bentone de nature et structure différente. Nous avons remarqué que la bentone donne des propriétés rhéologiques et de filtration nettement meilleures que celles obtenues avec l'argile VG69 conférant au fluide émulsionné une meilleure stabilité.

Dans la deuxième partie, nous avons utilisé ces boues formulées et caractérisées pour réaliser des tests d'endommagement sur des échantillons en provenance des différents sites de Hassi Messaoud. Nous avons analysé les résultats d'endommagement en terme de réduction de la perméabilité finale lors de la réinjection du fluide de forage dans le sens de production. Pour cela, nous avons fait un tour d'horizon afin de mieux comprendre les paramètres qui semblent être à l'origine de cet endommagement. En premier lieu, nous avons étudié l'effet de la composition du fluide de forage sur l'endommagement. Nous avons constaté que l'ajout des particules solides de viscosifiant, densifiant et réducteur de filtrat à chaque étape permet d'augmenter davantage le ratio d'endommagement. Dans la deuxième étape, nous avons mis en évidence l'effet des propriétés pétrophysiques (perméabilité et porosité) sur l'ampleur de l'endommagement. Nous avons remarqué que ces propriétés ont un effet majeur sur l'endommagement de la roche réservoir, les roches les plus perméables donnent un ratio d'endommagement plus important que celles qui le sont moins. Nous avons également étudié l'influence de la pression différentielle sur l'endommagement de la roche réservoir, et avons montré qu'une augmentation de la pression fait chuter le ratio d'endommagement. Ceci reste valable que pour les carottes endommagées par un fluide ne contenant pas des particules densifiants CaCO₃. Enfin, nous avons montré

en étudiant l'influence du volume de filtration sur l'endommagement que ce dernier est en lien direct avec la pression différentielle. Nous avons constaté qu'une forte pression conduit à un volume de filtration plus important et un ratio d'endommagement également plus important. Il a été remarqué que l'argile présentant une meilleure aptitude au gonflement et à la dispersion donne un endommagement faible.

Chapitre IV

IV Modélisation mathématique du phénomène d'endommagement :

Introduction :

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 perméabilité, l'épaisseur de cake, la concentration du filtrat de fluide, le facteur de skin et le rayon d'endommagement. L'endommagement de la roche réservoir a lieu lors de l'invasion du fluide de forage autour du puits durant les opérations de forage. Comme on l'avait déjà mentionné dans le chapitre III, l'injection du fluide de forage à pour but d'assurer certaines tâches principales tels que : le refroidissement de l'outil de forage, la lubrification de l'outil, la réduction des forces de frottements et le transport des débris broyés au fond du forage à la surface. Cependant, les particules fines ainsi que le filtrat du fluide peuvent envahir la zone autour du puits et endommager ainsi la formation réservoir. Les procédés de forage des puits pétroliers sont accomplis par des techniques de sus-pressions ou sous-pression. Les deux techniques ont des avantages et ou /inconvénients. Dans le cas de sus-pression, la pression du fond de puits est maintenue au dessus de celle du fluide de réservoir afin d'empêcher les venues des fluides de réservoir dans le puits. Par conséquent, une pression élevée va permettre aux particules solides et au filtrat d'envahir la zone autour du puits et endommager par la suite la formation avec la création d'une couche protectrice appelée filtre cake sur la face du puits. Ceci peut être

évitée en travaillant dans des conditions de sous-pressions. Cette technique est accomplie en utilisant un fluide de forage moins visqueux comme les fluides à base d'huile qui sont moins visqueux que les fluides à base d'eau et ou les fluides à mousse. Les puits forés avec les conditions de sous-pressions sont avantageux dans le cas des formations à perméabilité élevée, des zones fracturées naturellement, des formations hétérogènes, des formations argileuses sensibles aux différentes formulations chimiques [144, 148, 149]. Cependant, cette technique ne peut pas prévenir totalement la formation contre l'endommagement, car les conditions de sous-pressions ne peuvent pas être maintenues le long du processus de forage et de ce fait, certains fluides de forage peuvent envahir la zone productrice par les effets d'imbibition et endommager la formation. Pour cette raison, la couche protectrice formée sur la face du puits durant les conditions de sus-pressions est très bénéfique. La prédiction des conditions autour du puits telles que le filtrat du fluide de forage, l'invasion des particules fines est importante pour une estimation précise du contenu du réservoir pétrolier.

Lors de l'invasion du fluide de forage à travers la roche réservoir, le filtrat de fluide va se mélanger et/ ou va dépalcer le fluide de réservoir, ceci va créer une zone endommagée autour du puits [150–153]. Cette invasion augmentera la saturation en eau de la formation endommagée durant toute la durée d'exposition de cette zone au fluide de forage comme le montre la Figure IV.1. Par conséquent, la saturation en huile de cette zone diminuera, ce qui va diminuer la perméabilité effective et causera une sévère diminution de la productivité du puits [109, 148].

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 IV.2b). Le cake formé peut subir un processus de compaction sous l'effet des forces de frottement du fluide de forage [154–159] 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 IV.2a).

Deux types de filtrations peuvent être envisagés, la filtration statique et la filtration dynamique. La filtration statique a lieu, lorsque le fluide de forage est appliquée à la surface du cake sans qu'il y ait un écoulement transversal [160]. Cependant, les particules se déposent continuellement pour former un cake épais. La filtration dynamique, se produit lors de la circulation du fluide de forage dans le puits pétrolier. Durant ce temps, un cake va se former dont l'épaisseur et la structure dépendent de deux facteurs importants : la quantité de particules solides déposées et le taux d'érosion causé par les contraintes de cisaillement générées par l'écoulement de fluide de forage dans le puits pétrolier [110, 161]. Cependant l'épaisseur de cake varie et se stabilise lorsqu'un équilibre est atteint entre les forces d'érosion dues à l'outil de forage d'un côté et le dépôt des particules de l'autre.

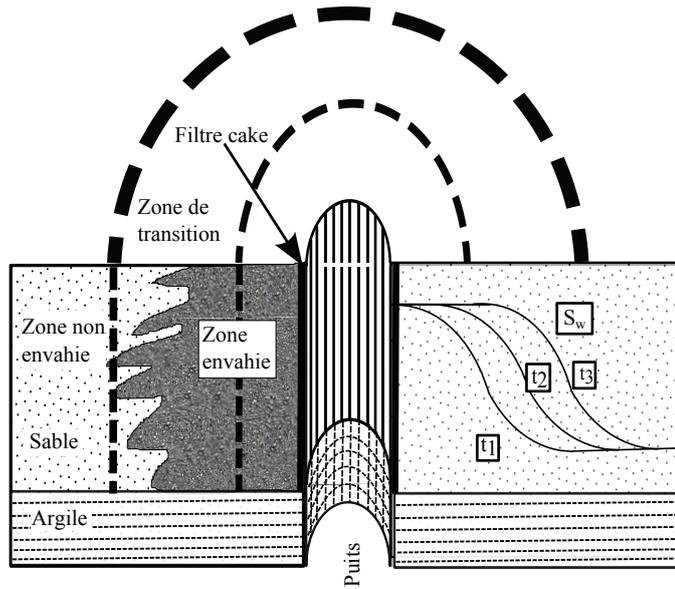


Figure IV.1: Représentation schématique détaillée des différentes zones et ainsi que les profils d'invasion du filtrat du fluide de forage dans la formation autour du puits à différents temps [116].

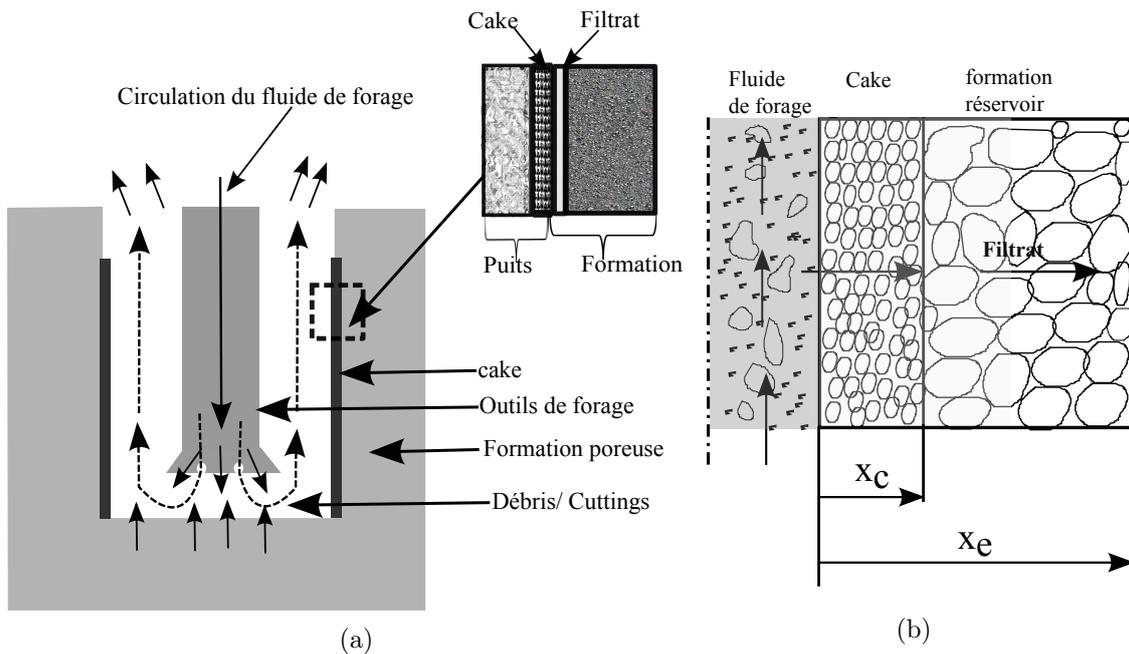


Figure IV.2: Processus de formation de cake dans le forage pétrolier a) Circulation du fluide de forage et formation du cake [162] b) Mécanismes de formation de cake [116, 161, 163]

Dans cette partie, un modèle mathématique a 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 et l'épaisseur du cake formé au cours du temps. A

partir de ces paramètres, on va pouvoir déterminer la concentration du fluide dans la roche, estimer le facteur de skin et enfin déterminer le rayon d'endommagement. Le modèle utilisé considère deux types d'écoulement : l'écoulement linéaire (longitudinal) et l'écoulement radial.

IV.1 Modèle mathématique

IV.1.1 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 ;

IV.1.2 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 IV.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 [152, 164]. Elle est donnée par la formule ci-dessous :

$$-\rho_p \varepsilon_s \frac{dx_c}{dt} = R_{ps} \quad (\text{III.25})$$

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 :

$$\varepsilon_s = 1 - \phi_c \quad (\text{III.26})$$

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 [152, 164] :

$$R_{ps} = K_d u_c c_p - k_e (\xi_s \rho_p)_c (\tau_s - \tau_{cr}) U(\tau_s - \tau_{cr}). \quad (\text{III.27})$$

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 :

$$u_c = \frac{q}{a} \quad (\text{III.28})$$

q : Débit du fluide traversant la roche réservoir ;

a : La section de l'échantillon.

Selon l'équation III.27, 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 [152, 164] :

$$\tau_s = K'(8v)^{-n'} \quad (\text{III.29})$$

K' : Coefficient de consistance ;
 n' : Indice d'écoulement ;
 v : Vitesse tangentielle du fluide sur la surface du filtre cake ;

Selon l'équation III.27, 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 [152, 164] :

$$\tau_{cr} = K' \left(\frac{H}{24.D.l^2} \right) \quad (\text{III.30})$$

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 :

$$\begin{cases} \text{[REDACTED]} \\ U(\tau_s - \tau_{cr}) = 1 \quad si \quad \tau_s \geq \tau_{cr}. \end{cases} \quad (\text{III.31})$$

$(\xi_s \rho_p)_c$: 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 [152, 164] :

$$\tilde{K}_e \equiv K_e (\xi_s \rho_p)_c \quad (\text{III.32})$$

De ce fait, l'équation III.27 est simplifié comme suit :

$$R_{ps} = K_d u_c c_p - \tilde{k}_e (\tau_s - \tau_{cr}) U(\tau_s - \tau_{cr}) H(\xi_s). \quad (\text{III.33})$$

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

$$\begin{cases} H(\xi_s) = 0 \quad si \quad \delta = 0; \\ H(\xi_s) = 1 \quad si \quad \delta > 0. \end{cases} \quad (\text{III.34})$$

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

$$\delta = x_w - xc \quad (\text{III.35})$$

Selon Civan [164], l'équation III.25 peut être reformulée comme suit :

$$\frac{d\delta}{dt} = Aq - B, \quad \delta \geq 0. \quad (\text{III.36})$$

$$A = \frac{K_d c_p}{(1 - \phi_c) \rho_p a} \quad (\text{III.37})$$

$$B = \frac{\tilde{K}_e (\tau_s - \tau_{cr}) U(\tau_s - \tau_{cr}) H(\delta)}{(1 - \phi_c) \rho_p} = K_e (\tau_s - \tau_{cr}) U(\tau_s - \tau_{cr}) H(\delta) \quad (\text{III.38})$$

Le filtre cake formé dépend du débit de filtration $q(t)$. Pour résoudre l'équation III.36, 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 :

$$\frac{\partial p}{\partial x} = -\frac{\mu_f u}{k} \quad (\text{III.39})$$

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

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{x=0} \quad P_{x=L}; \\ et \\ X = 0 \quad x = L \end{array} \right. \quad (\text{III.40})$$

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

$$P_{x=0} - P_{x=L} = -\frac{\mu_f q(0)L}{ka} \quad (\text{III.41})$$

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

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{x=-x_c} \quad P_{x=L}; \\ et \\ X = -x_c \quad x = L \end{array} \right. \quad (\text{III.42})$$

Cela nous donne l'équation suivante :

$$P_{x=-x_c} - P_{x=L} = \frac{q(t)\mu_f}{a} \left(\frac{x_c(t)}{k_c} + \frac{L}{k} \right) \quad (\text{III.43})$$

Comme la pression est supposée constante durant la formation du cake, les équations III.41 et III.43 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 :

$$q(t) = \frac{q(0)}{1 + \frac{k}{k_c} \frac{x_c(t)}{L}} = \frac{ka\Delta p}{\mu_f L} \frac{k_c/k}{\left(\frac{k}{k_c} + \frac{x_c(t)}{L} \right)} \quad (\text{III.44})$$

A partir des équations III.28 et III.44, on peut déterminer la vitesse de filtration $u(t)$ comme suit :

$$u(t) = \frac{k\Delta p}{\mu_f L} \frac{k_c/k}{\left(\frac{k}{k_c} + \frac{x_c(t)}{L} \right)} \quad (\text{III.45})$$

De l'équation III.44, le débit d'invasion est fonction du temps, par remplacement dans l'équation III.36, l'équation donnant le cake formé au cours du temps devient alors :

$$\frac{dx_c}{dt} = \frac{k_d c_p k \Delta p}{\mu_f L (1 - \phi_c) \rho_p} \frac{k_c/k}{\left(\frac{k}{k_c} + \frac{x_c(t)}{L} \right)} \quad (\text{III.46})$$

Dans le cas des écoulements non newtoniens, un nouveau terme est ajouté à l'équation de Darcy [116]. Selon Forchheimer, cette équation devient :

$$\frac{-dp}{dx} = \frac{\mu}{k} u + \rho \beta u^2, \quad (\text{III.47})$$

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

$$\beta = 1,92.10^4 \frac{\tau}{\phi k}, \quad (\text{III.48})$$

ou : τ est la tortuosité.

En remplaçant la vitesse de filtration (u) par sa valeur dans l'équation III.28, nous obte-

nous alors

$$-\frac{dp}{dx} = \frac{\mu}{ak}q + \frac{\rho\beta}{a^2}q^2; \quad (\text{III.49})$$

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

$$p_c - p_e = \frac{\mu L}{ak}q_0 + \frac{\rho\beta_f L}{a^2}q_0^2; \quad (\text{III.50})$$

$$p_c - p_e = \left(1 + \frac{k_f x_c}{k_c L}\right) \frac{\mu L}{ak}q + \left(1 + \frac{\beta_c x_c}{\beta_f L}\right) \frac{\rho\beta_f L}{a^2}q^2 \quad (\text{III.51})$$

L'égalité entre les équations III.50 et III.51 permet de calculer le débit :

$$q = \frac{-\tilde{\beta}^2 + \sqrt{\tilde{\beta}^2 - 4\tilde{\alpha}\tilde{\gamma}}}{2\tilde{\alpha}} \quad (\text{III.52})$$

Tel que :

$$\tilde{\alpha} = (\beta_f L_f + \beta_c x_c) \frac{\rho}{a^2} \quad (\text{III.53})$$

$$\tilde{\beta} = \left(1 + \frac{k_f x_c}{k_c L}\right) \frac{\mu L_f}{ak_f} \quad (\text{III.54})$$

$$\tilde{\gamma} = -\left(\frac{q_0 \mu L_f}{ak_f} + \frac{\rho\beta_f L_f q_0^2}{a^2}\right) \quad (\text{III.55})$$

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.

IV.1.3 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.

IV.1.4 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 [129, 164] :

$$\frac{\partial C}{\partial t} = D \frac{\partial^2 C}{\partial x^2} - \frac{u(t)}{(1 - S_{or})\phi} \frac{\partial C}{\partial x}, \quad t > 0, 0 < x < L \quad (\text{III.56})$$

Les conditions initiales à $t=0$

$$C(x, 0) = 0, 0 < x < L \quad (\text{III.57})$$

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

$$C(0, t) = C_f \quad (\text{III.58})$$

et

$$C(L, t) = 0 \quad (\text{III.59})$$

Dans l'équation (III.56), la vitesse de filtration $u(t)$ à été déterminée par les équations (III.45) et (III.46).

D : coefficient de diffusion.

Des études antérieures ont montré que ce coefficient de diffusion ai lieu lorsqu'un fluide traverse un milieu poreux [165–169].

Perkins, a traité la diffusion moléculaire dans les fluides miscibles. Celle-ci est composée de deux termes, la dispersion longitudinale et la dispersion transversale. Ces deux coefficients sont donnés par les formules III.60 et III.61 respectivement [165].

$$K_l = \frac{D_0}{F\phi} + 1.75Ud_p \quad (\text{III.60})$$

$$K_t = \frac{D_0}{F\phi} + 0.55Ud_p \quad (\text{III.61})$$

BAKER [166] à réalisé des essais de déplacements sur des fluides miscibles (benzène et metaxylène) de caractéristiques physiques différentes (viscosité et densité). Il a noté que le coefficient de dispersion augmente avec l'augmentation de la vitesse. Le coefficient de diffusion est donné par la formule III.62.

$$K = \alpha U^{1.0 \ 2.0} \quad (\text{III.62})$$

Ce phénomène a été confirmé par **Donaldson** [167], en utilisant une expérience simulant l'invasion du fluide de forage à travers la formation par un piston. Ce dernier permet de pousser le fluide de la formation par l'invasion du filtrat de fluide de forage. Il conclut que 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) :

$$D = D_e + D_m \quad (\text{III.63})$$

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 à été proposée [167–169] :

$$D_e = fu^g \quad (\text{III.64})$$

f et g sont des paramètres empiriques. Les valeurs moyennes de f et g sont 51.7 et 1.25 respectivement.

Le coefficient de diffusion intervient lorsque deux fluides sont en contact, l'un des fluides étant déplacé par l'autre. En général, trois mécanismes différents sont responsables du développement de la zone mixte (contact de deux fluides), la diffusion moléculaire, la dispersion microscopique convective et la dispersion macroscopique convective. La diffusion moléculaire représente le transport de la masse des différences concentrations spatiales, tandis que la dispersion convective macroscopique est le résultat du trajet d'écoulement due au changement de la perméabilité et la dispersion convective microscopique le mélange due à la variation de la vitesse microscopique dans chaque canal d'écoulement ainsi que d'un canal à un autre [170].

Plusieurs facteurs influent sur la dispersivité [165] :

- Ratio du diamètre des particules au diamètre de l'échantillon de la formation (plugs)
- La forme des particules,
- L'hétérogénéité de la perméabilité
- Distribution de la taille des particules
- Différences des viscosités des fluides
- Différences des densités des fluides
- Ecoulement non laminaire
- Phase immobile
- Mouillabilité
- Diffusivité

Des essais expérimentaux et des tests analytiques montrent que le coefficient de dispersion dépend en grande partie de la vitesse du fluide et de la taille effective des grains du milieu poreux [170]. Ce coefficient est donné par la formule III.65 :

$$D_L = \alpha_D V_e^{nv} \quad (\text{III.65})$$

Où

nv : Exposant de la vitesse compris entre 1 et 2 ;

α_D : représente la dispersivité. Cette dernière dépend étroitement des propriétés pétrophysiques de la roche telles que la perméabilité, la taille et la forme des grains ainsi que l'hétérogénéité de la formation. D'une façon générale le coefficient de dispersivité (α_D) est donné par la formule III.66 :

$$\alpha_D = 2.98 \star 10^{-5} C \sigma_H \tau \left(\frac{1 - \phi}{\phi} \right) \sqrt{\frac{K}{\phi}} \quad (\text{III.66})$$

C : Constante,

σ_H : Paramètre qui est en fonction du facteur d'hétérogénéité,

τ : Tortuosité,

ϕ : Porosité,

K : Perméabilité.

IV.1.5 Estimation de la réduction de la perméabilité :

La distribution de la concentration du filtrat dans la zone envahie au cours du temps de contact roche-fluide est estimée par une matrice contenant le temps et l'espace. Le fait que le fluide injecté contient de l'eau, la concentration du filtrat dans la formation poreuse se traduit par une augmentation de la saturation en eau. Ce qui va engendrer un endommagement dans la formation poreuse autour du puits et du coup il y aura une sévère réduction de la perméabilité relative de la phase déplacée. Cette endommagement va influencer la productivité du puits pétrolier [115].

Le changement de la saturation en eau est en fonction de la concentration du filtrat dans la formation et est lié à la saturation résiduelle de l'huile ainsi qu'à la saturation irréductible en eau. La saturation du fluide injecté dans la formation en fonction de la saturation en eau irréductible est donnée par la formule suivante [129] :

$$S_{mud}(x) = \frac{C_f(x)}{C_0} (S_{w,max} - S_{w,min}) + S_{w,min} \quad (\text{III.67})$$

Le degré de la réduction de la perméabilité reflète la magnitude de la réduction de la perméabilité relative de la phase hydrocarbonnée dans la zone envahie. La relation entre la perméabilité relative de l'huile et la saturation du filtrat du fluide de forage est donnée par la relation suivante :

$$\begin{aligned} k_{ro} &= k_{ro,max} \left(\frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^{no} \\ &= k_{ro,max} \left(\frac{1 - S_{mud} - S_{or}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^{no} \end{aligned} \quad (\text{III.68})$$

La perméabilité relative en fonction de la saturation en eau du fluide injecté est donnée par la relation suivante :

$$\begin{aligned} k_{ro} &= k_{rw,max} \left(\frac{S_{mud} - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^{nw} \\ &= k_{rw,max} \left(\frac{1 - S_{wi} - S_o}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^{nw} \end{aligned} \quad (\text{III.69})$$

Les deux relations (III.68) et (III.69), montrent clairement que le changement de la saturation de la perméabilité relative a des effets sur l'endommagement de la formation réservoir à cause du changement de mouillabilité ou du blockage des pores. Donc, la perméabilité de la zone endommagée varie en fonction de la saturation du filtrat de fluide de forage.

Comme nous l'avons déjà mentionné précédemment, l'évaluation de l'ampleur de l'endommagement de la formation est réalisée par l'estimation du paramètre du skin facteur (s). Ce dernier est lié à la réduction de la perméabilité et le rayon d'invasion (ou d'endommagement).

IV.1.6 Estimation du facteur de skin :

Le facteur de skin est la mesure de la diminution de la pression actuelle dans la zone perforée comparée avec la diminution de la pression prédite par la théorie de l'écoulement pour le même flux. En fait, il représente l'efficacité de l'écoulement (productivité) d'un forage en completion. Le skin facteur est un paramètre sans dimensions, sa valeur positive indiquant l'endommagement de la formation [116, 119, 171–173].

En se basant sur l'équation de Darcy pour un écoulement cylindrique, une perméabilité uniforme dans toutes les directions (Figure IV.1.6.1), le différentiel est donné par l'équation suivante :

$$\nu = \frac{qB}{2\pi rh} = \frac{k dp}{\mu dr} \quad (\text{III.70})$$

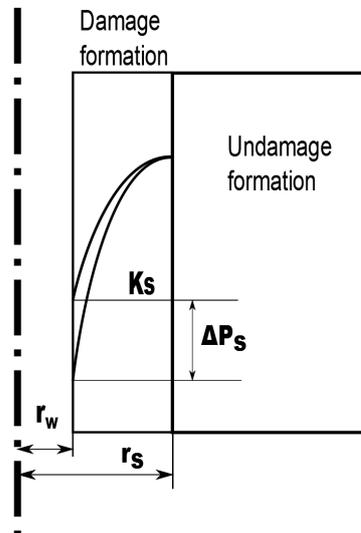


Figure IV.1.6.1: Effet de skin

La perméabilité de la formation réservoir (k) est supposée altérée et devient k_d dans la zone endommagée qui correspond à $r_w \leq r \leq r_d$. Dans le cas où ($k_d < k$), il y a chute de la pression différentielle (Δp_s). Cette dernière correspond au changement de la pression entre la formation altérée et celle non altérée. Pour des valeurs positives de (Δp_s), on est dans une situation endommageante, dans le cas contraire ($\Delta p_s < 0$), ceci correspond à la stimulation.

Selon Hawkins [174, 174], la chute de pression à travers la zone endommagée est décrite par une équation d'écoulement radiale comme suit :

$$\begin{aligned}\Delta p_{skin} &= dp_{actuel} - dp_{ideal} \\ &= \frac{qB}{2\pi hr} \frac{\mu}{k_d} dr - \frac{qB}{2\pi hr} \frac{\mu}{k} dr\end{aligned}\tag{III.71}$$

ou

$$\begin{aligned}\Delta p_{skin} &= \frac{qB}{2\pi hk} \frac{1}{r} \left(\frac{k}{k_d} - 1 \right) dr \\ \Delta p_{skin} &= \frac{qB}{2\pi hk} s\end{aligned}\tag{III.72}$$

Tel que

$$s = \frac{1}{r} \left(\frac{k}{k_d} - 1 \right) dr$$

Dans le cas d'une formation hétérogène du point de vue perméabilité, le skin devient :

$$s = \int_{r_w}^{r_d} \left(\frac{1}{r} \frac{k}{k_d(r)} - 1 \right) dr - \ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right)\tag{III.73}$$

IV.1.7 Formulation mathématique de l'écoulement radial

Dans le cas d'un écoulement radial, nous avons supposé que le puits à un rayon (r_w), un rayon du filtre cake (r_c) et un rayon d'endommagement (r_e) comme le montre la figure IV.1.7.1. L'équation III.25, devient alors :

$$-\rho_p \varepsilon_s \frac{dr_c}{dt} = R_{ps}\tag{III.74}$$

L'épaisseur du cake est donné par :

$$x_c = r_w - r_c\tag{III.75}$$

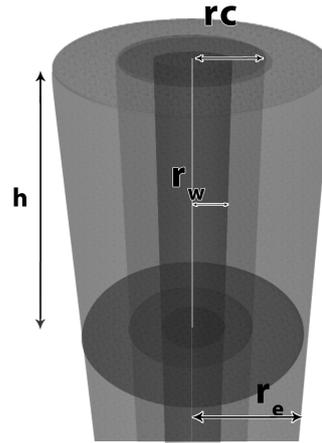


Figure IV.1.7.1: Formation du cake pour le modèle Radial.

Figure IV.1.7.1: Formation du cake pour le modèle Radial.

La contrainte de cisaillement appliquée à la surface du cake formé est décrite comme suit :

$$\tau_s = k' \left(\frac{4v}{r_c} \right)^{-n'} \quad (\text{III.76})$$

L'équation III.28 donnant la vitesse de filtration (u) dans le cas linéaire devient :

$$u_c = \frac{q}{2\pi r_c h} \quad (\text{III.77})$$

Où

h : représente la hauteur du réservoir.

Par remplacement des termes cités en haut, l'équation générale III.36 décrivant la variation de l'épaisseur du cake au cours du temps devient :

$$\frac{dx_c}{dt} = A \frac{q}{r_w - x_c} - B, \quad 0 \leq x_c \leq r_w \quad (\text{III.78})$$

Tel que :

$$A = \frac{k_d c_p}{2\pi h (1 - \phi) \rho_p} \quad (\text{III.79})$$

Le coefficient B est donné par l'équation III.38. Lors de l'injection du fluide de forage à travers la roche et en tenant compte des effets perturbateurs de l'écoulement, l'équation

pour un écoulement radial est donné comme suit (selon Forchheimer 1901) [110, 116] :

$$-\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\mu}{k}u + \beta\rho u^2 \quad (\text{III.80})$$

En remplaçant (u) par sa valeur dans l'équation (III.80), nous obtenons ce qui suit :

$$-\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\mu}{k} \left(\frac{q}{r}\right) + \beta\rho \left(\frac{q}{r}\right)^2 \quad (\text{III.81})$$

L'intégration de l'équation III.81 avant et durant la formation du cake aboutit à :

$$p_c - p_e = \frac{q_0\mu}{2\pi hk_f} \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + \frac{\rho\beta_f q_0^2}{(2\pi h)^2} \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e}\right) \quad (\text{III.82})$$

Durant la formation du cake on aura l'équation suivante :

$$p_c - p_e = \frac{q\mu}{2\pi hk_f} \ln\left[\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + \frac{k_f}{k_c} \ln\left(\frac{r_w}{r_c}\right)\right] + \frac{\rho\beta_f q_0^2}{(2\pi h)^2} \left[\left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e} + \frac{\beta_c}{\beta_f} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{r_w}\right)\right)\right] \quad (\text{III.83})$$

Par substitution entre l'équation III.82 et III.83, le débit du filtrat pour un écoulement radial non newtonien est donnée par l'équation III.84.

$$q = \frac{-\tilde{\beta}^2 + \sqrt{\tilde{\beta}^2 - 4\tilde{\alpha}\tilde{\gamma}}}{2\tilde{\alpha}} \quad (\text{III.84})$$

Tel que :

$$\tilde{\alpha} = \frac{\rho}{(2\pi h)^2} \left[\left(\beta_f \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e} \right) + \beta_c \left(\frac{1}{r_w - x_c} - \frac{1}{r_w} \right) \right) \right] \quad (\text{III.85})$$

$$\tilde{\beta} = \frac{\mu}{2\pi hk_f} \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + \frac{k_f}{k_c} \ln\left(\frac{r_w}{r_w - x_c}\right) \right] \quad (\text{III.86})$$

$$\tilde{\gamma} = - \left[\frac{q_0\mu}{2\pi hk_f} \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + \frac{\rho\beta_f q_0^2}{(2\pi h)^2} \ln\left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e}\right) \right] \quad (\text{III.87})$$

Pour des écoulements de type newtonien, le débit de filtrat devient alors :

$$q = -\frac{\tilde{\gamma}}{\tilde{\beta}} \quad (\text{III.88})$$

IV.1.7.1 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.

IV.1.7.2 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 ;
- Une porosité homogène

Le modèle décrivant la distribution de la concentration du filtrat du fluide pour un système d'écoulement radial est donné par l'équation suivante[129, 164] :

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(rD \frac{\partial C}{\partial r} \right) - \frac{u}{\phi(1 - S_{or})} \frac{\partial C}{\partial r} = \frac{\partial C}{\partial t} \quad (\text{III.89})$$

Les conditions initiales à $t=0$

$$C(r_w, 0) = C_f, 0 < r < r_e \quad (\text{III.90})$$

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

$$C(0, t) = C_f \quad (\text{III.91})$$

et

$$C(r_e, t) = 0 \quad (\text{III.92})$$

Dans l'équation III.89, la vitesse de filtration à été déterminée par les équations III.84 et III.88.

IV.2 Simulation numérique

Dans cette partie, nous présentons les deux approches permettant de simuler l'écoulement du filtrat du fluide de forage à travers la formation réservoir pour le cas radiale et logitudinal (linéaire) avec et sans inertie (en présence ou non du coefficient d'inertie donner par l'équation de Forchheimer Equation III.47) en mode statique et dynamique (ces deux modes statiques et dynamiques correspondant à l'annulation ou non du deuxième (B) terme des deux équations III.39 et III.78). Dans les deux cas, nous avons utilisé deux approches différentes pour valider le modèle décrit en haut. La 1^{er} approche est basée sur la méthode des éléments finis (Comsol Multiphysics), et la 2^{me} approche est basée sur la méthode des différences finies (Matlab). Les deux modes radiale et linéaire permettent d'estimer des paramètres fondamentaux qui vont servir à évaluer l'endommagement de la roche réservoir, en se basant sur les essais réalisées au laboratoire (les paramètres obtenus expérimentalement sont : les propriétés de la roche : porosité et perméabilité, la pression différentielle, le débit et le volume de filtrat du fluide de forage). Ces paramètres estimés sont l'épaisseur de cake (x_c) formé lors de l'écoulement du fluide à travers la roche, le débit d'écoulement du fluide $Q(m^3/s)$, le volume de filtrat de fluide, la concentration du filtrat envahissant la roche (plug).

Dans le modèle présenté ci-dessus, nous avons injecté des paramètres obtenus lors de la réalisation des essais d'endommagement au laboratoire. ces paramètres sont : les propriétés pétrophysique de la roche (K et ϕ), les dimensions de la roches (longueur et section), la pression différentielle, la vitesse d'écoulement du fluide à travers la roche et les données rhéologiques du fluide utilisé (consistance, indice d'écoulement, contrainte seuil).

IV.2.1 Modélisation analytique en mode dynamique

Dans cette partie, nous décrivons la modélisation analytique en tenant compte de la circulation du fluide de forage c-à-d que le 2^{me} terme des deux équations III.36 et III.78 est non nul ($B \neq 0$).

1. Modèle de filtration du filtrat de fluide en mode radial

Afin de simuler l'écoulement du fluide de forage à travers la formation réservoir, pour le cas de l'écoulement radial avec et sans inertie (c-à-d en la présence ou non de l'effet de forchheimer 1901 (Equation III.47), les équations citées précédemment sont utilisées (Equation III.78 et Equation III.84). Les schémas numériques utilisés sont basés sur les deux méthodes différences finies (Code Matlab) et éléments finis (Code Comsol Multiphysics). Les données utilisées dans cette étude sont basées sur les travaux de Jiao et Sharma [175] pour le modèle linéaire et ceux de Fisk et al.

Tableau IV.2.1: Données utilisées pour valider le modèle selon [175] et [176]

| Paramètres du modèle | 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 | 0.4 [m^3/m^3] |
| ϕ_f | Porosité de la formation | 0.8 [m^3/m^3] |
| h | Epaisseur de la couche | 9 [m] |
| k_d | Taux de déposition du cake | 1.1 [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 | 1.33235×10^{-18} [m^2] |
| k_e | Taux d'érosion | 3×10^{-4} [s/m] |
| $\tau_c r$ | Contrainte de cisaillement | 0.5 [Kg/ms^2] |
| μ | Viscosité | 1E-3 [Pa.s] |
| n^{prime} | Indice d'écoulement | 0.319 [-] |
| k^{prime} | Coefficient de consistance | 0.8 |
| stv | Vitesse tangentielle | 1.25 [m/s] |
| p_c | Pression appliquée par le fluide de forage | 34.45050×10^5 [Pa] |
| p_e | Pression atmosphérique | 1.01325×10^5 [Pa] |
| ρ_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_{or} | Saturation résiduelle en huile | 0.3 [-] |
| s_{wi} | Saturation résiduelle en eau | 0.25 [-] |

[176] pour le modèle radial comme le montre le tableau IV.2.1.

Les résultats de la simulation numérique pour l'épaisseur du cake formé et le volume de filtration du fluide durant la période de test sont donnés sur la Figure IV.2.1.1 et Figure IV.2.1.2.

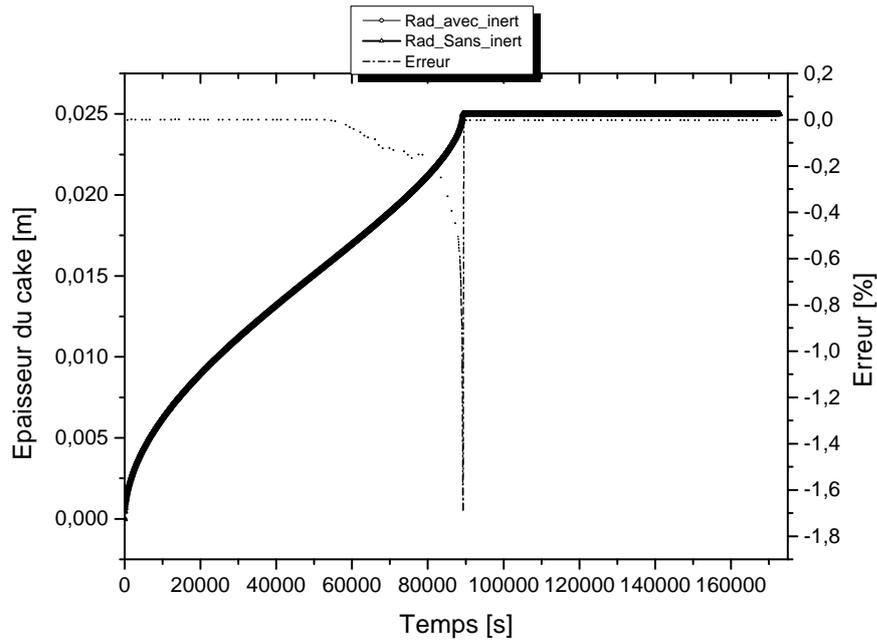


Figure IV.2.1.1: Epaisseur du cake pour le modèle de l'écoulement radial avec et sans inertie avec l'erreur commise entre les deux cas.

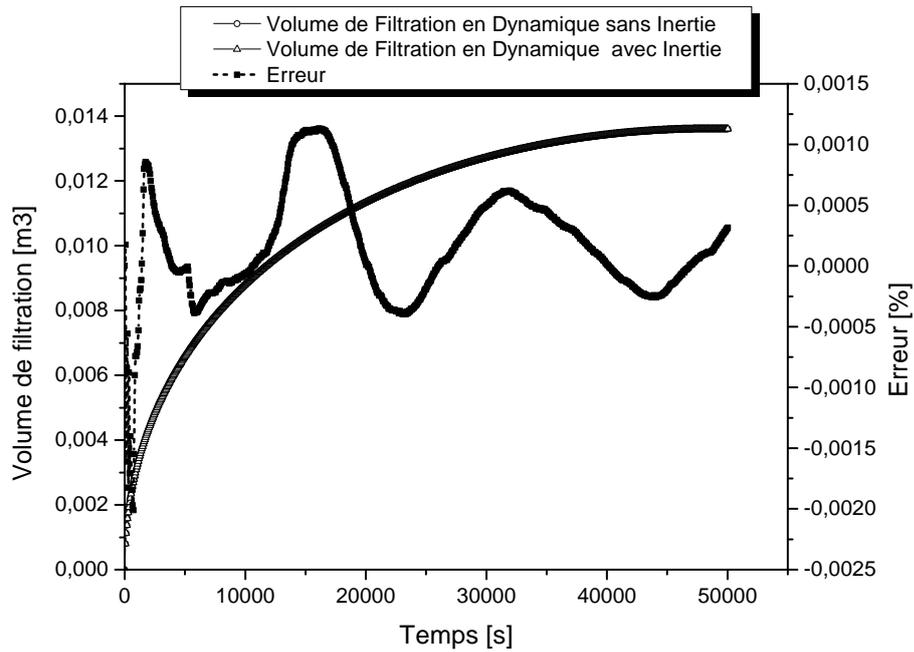


Figure IV.2.1.2: Volume de filtration pour le modèle de l'écoulement radial avec et sans inertie ainsi que l'erreur entre les deux cas.

La Figure IV.2.1.1, montre que l'épaisseur du cake augmente avec le temps pour les deux cas avec inertie et sans inertie jusqu'à une valeur de 2,5 cm après 1 jour. L'épaisseur du cake formée est exactement la même pour les deux cas. Ceci explique que l'effet de l'inertie donné par l'équation III.80 est négligeable. Cependant, après

1 jour de simulation, l'épaisseur du cake devient constante pour les deux modes avec et sans inertie. Il est à noter que l'erreur entre les deux modes d'écoulement est négligeable.

La Figure IV.2.1.2, montre que le volume de filtration augmente avec le temps pour les deux cas avec et sans inertie. Cette augmentation est exponentielle et rapide, cependant, le volume de filtration devient presque stable à partir d'environ de 2.5 jours de simulation. Ceci est expliqué par le fait que le fluide traversant la roche durant les premières heures est turbulent ensuite, après 2.5 jours l'écoulement devient laminaire suivant un modèle Darcien. L'erreur entre les deux cas est négligeable, de l'ordre de $5.10^{-4}(\%)$.

L'évolution de la concentration du filtrat du fluide de forage ainsi que à différents temps de simulation numérique est donnée sur la Figure IV.2.1.3.

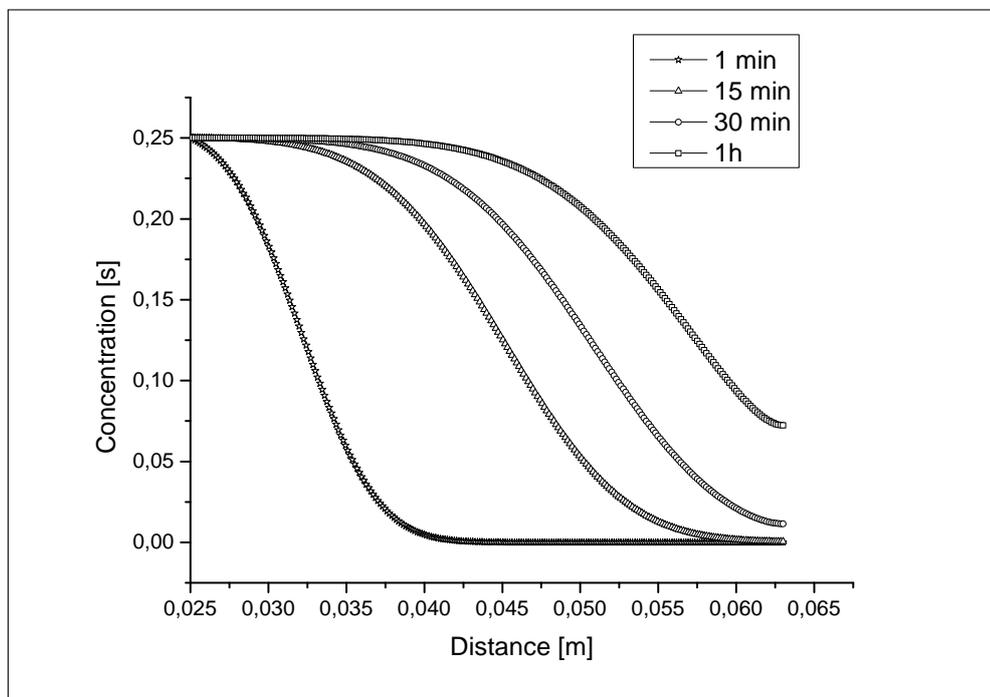


Figure IV.2.1.3: Evolution de la concentration du filtrat de fluide en fonction du temps et de la distance pour l'écoulement radial.

La Figure IV.2.1.3 le front d'invasion augmente avec le temps de simulation ce qui conduit à une augmentation du rayon d'endommagement (rayon d'invasion) et de la concentration du filtrat du fluide [133]. Ces observations sont dues à plusieurs causes ; la pression overbalancée entre le puits et la formation réservoir, le type de fluide de forage et de sa formulation et l'interaction entre les particules de la formation et celles du fluide de forage [110].

La validation du modèle par les données présentées dans le tableau tableau IV.2.1

par les deux approches (Matlab et Comsol) à permis de donner les mêmes résultats comme le montre la Figure IV.2.1.4.

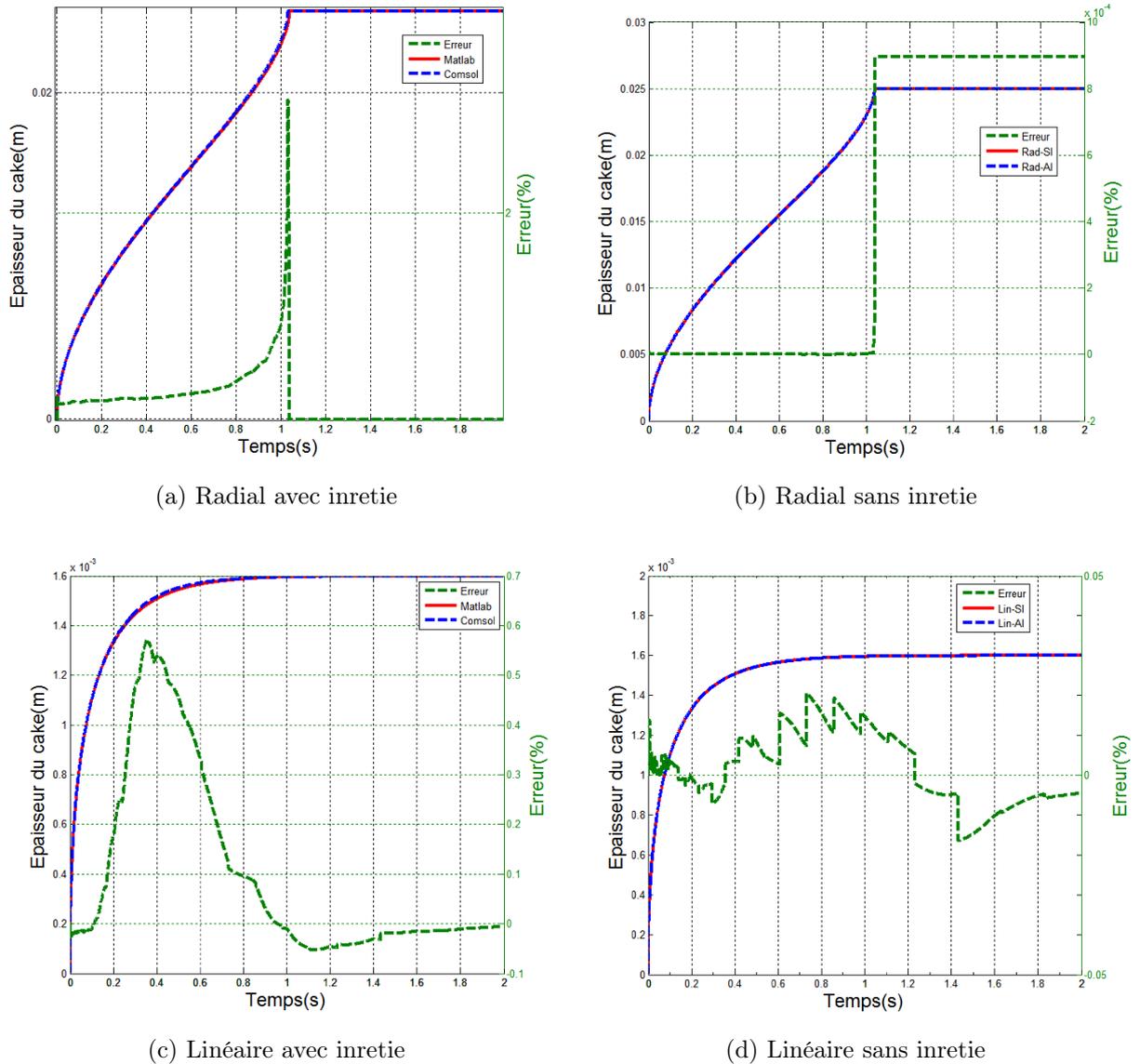


Figure IV.2.1.4: Simulation numérique pour le cas radial et linéaire en dynamique et statique avec et sans inertie.

La simulation numérique de l'écoulement à travers la roche réservoir des deux cas radial et linéaire avec et sans inertie est présentée sur la figure IV.2.1.4.

Il est à remarquer que le cake formé pour les deux cas radiale et linéaire avec et sans inertie par les deux approches (différences finies et éléments finis) est le même avec une erreur de ($\approx 0.7\%$) pour le cas linéaire et $\approx 2.5\%$ pour le cas radial.

2. Modèle de filtration du filtrat de fluide en mode linéaire

Afin de simuler l'écoulement du fluide de forage à travers la formation réservoir, les équations, décrivant le modèle linéaire avec et sans inertie, présentées précédemment

sont utilisées (Equation III.36 et Equation III.52). Les mêmes schémas numériques ont été utilisés (le code Matlab et le code Comsol multiphysics). Les résultats de simulation pour l'épaisseur du cake et le volume de filtration durant la période du test sont montrés sur la Figure IV.2.1.5 et la Figure IV.2.1.6.

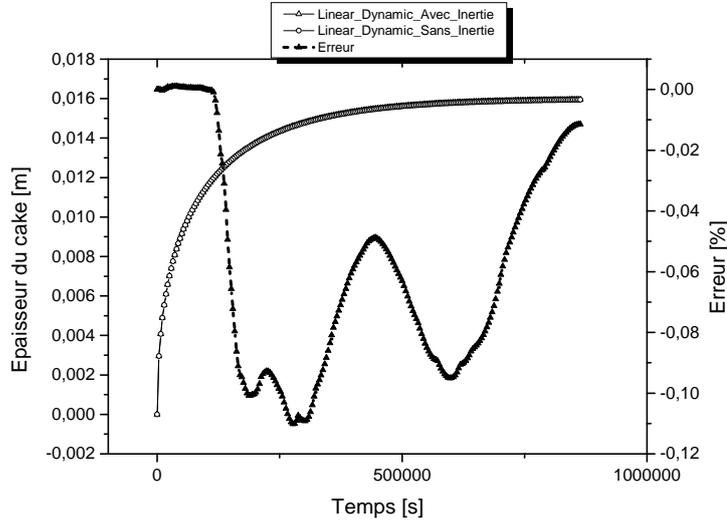


Figure IV.2.1.5: Epaisseur de cake pour le modèle en écoulement linéaire avec et sans inertie.

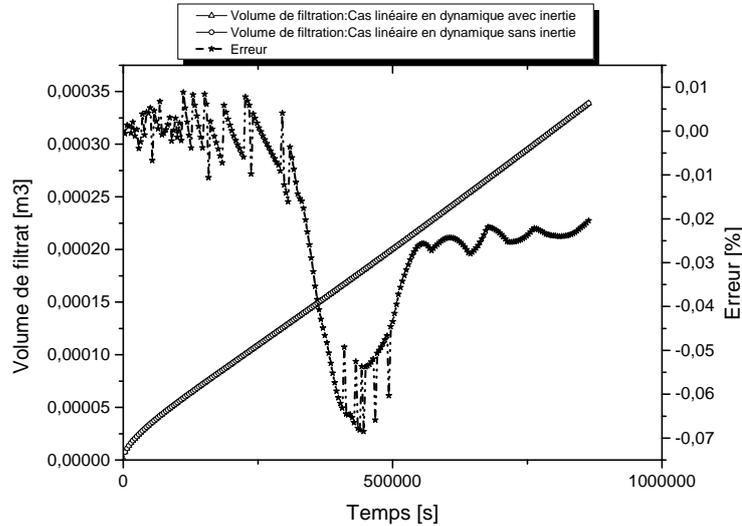


Figure IV.2.1.6: Volume de filtration pour le modèle en écoulement linéaire avec et sans inertie.

Selon la Figure IV.2.1.5, l'épaisseur de cake augmente avec le temps pour les deux cas avec et sans inertie. L'augmentation est significative et non linéaire pour les deux cas. Cependant, le cake formé atteint un palier après environ ≈ 7 h (250000s) durant lequel l'épaisseur du cake devient stable. L'erreur entre les deux cas est minimale et est de l'ordre de 0.1%.

Le volume de filtration augmente avec le temps pour les deux cas avec et sans inertie comme le montre la Figure IV.2.1.6. Cette augmentation est linéaire.

Les résultats relatifs à la concentration du filtrat du fluide et au rayon d'endommagement à différents temps de simulation sont présentés sur la figure Figure IV.2.1.7.

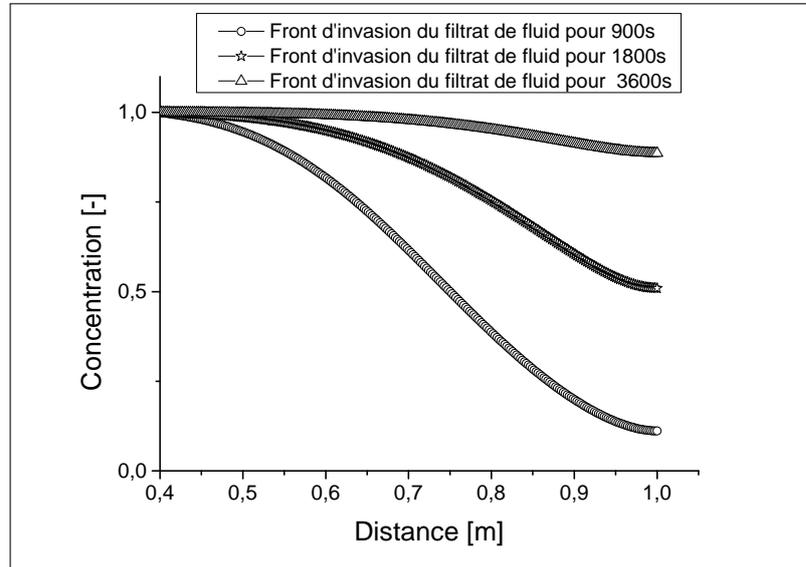


Figure IV.2.1.7: Evolution de la concentration du filtrat de fluide en fonction du temps et de la distance pour l'écoulement linéaire.

La variation du front d'invasion du filtrat du fluide de forage est similaire pour les deux conditions d'écoulement dynamique avec et sans inertie comme le montre la figure Figure IV.2.1.7. Il est à remarquer aussi que le rayon d'endommagement et la concentration du filtrat du fluide augmentent lorsque le front d'invasion augmente. Ceci est dû, comme indiqué plus haut, à la pression appliquée, au type de fluide de forage et à l'interaction entre les particules du fluide de forage et celles de la formation.

IV.2.2 Modélisation analytique en mode statique

Dans cette partie, les modèles linéaire et radial sont présentés dans les conditions statiques de la même manière que dans la section précédente. Dans ce qui suit, dans l'Equation III.36, nous supposons que l'effet dû aux forces de cisaillement est négligeable ($\tau = 0$), ce qui conduit à l'élimination du deuxième terme de l'équation ($B=0$).

- Modélisation analytique pour le cas de l'écoulement radial

Les mêmes démarches ont été suivies pour le cas dynamique, en simulant le cas lorsqu'on tient compte du coefficient de Forchheimer (avec inertie) et lorsque ce coefficient est négligé (sans inertie) . La Figure IV.2.2.1 montre que l'épaisseur de

cake formé pour les deux cas (avec et sans inertie) est quasiment le même avec également une erreur négligeable.

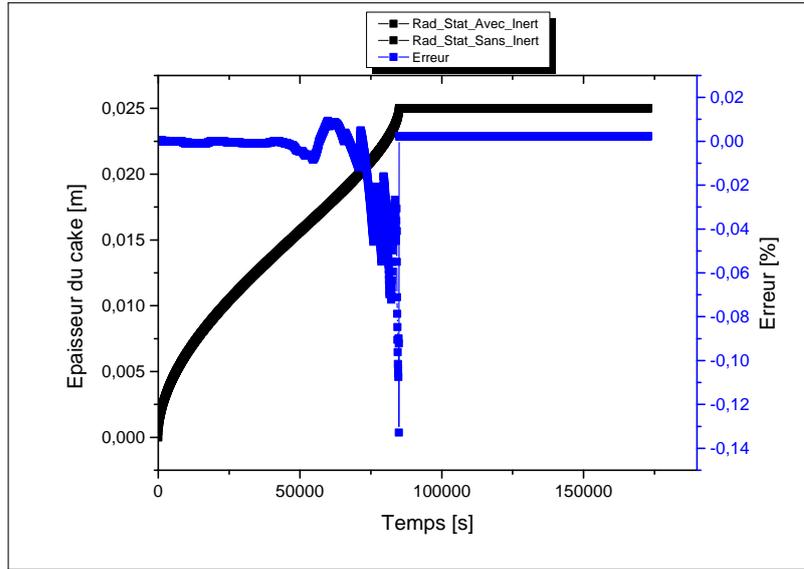


Figure IV.2.2.1: Evolution de l'épaisseur de cake en fonction du temps pour le cas de l'écoulement radial statique.

- Modélisation analytique pour les cas linéaire

La Figure IV.2.2.2 montre l'évolution de l'épaisseur de cake en fonction du temps pour le cas de l'écoulement linéaire. Il est à remarquer que le cake formé est identique pour les deux modes avec et sans inertie avec également une erreur négligeable.

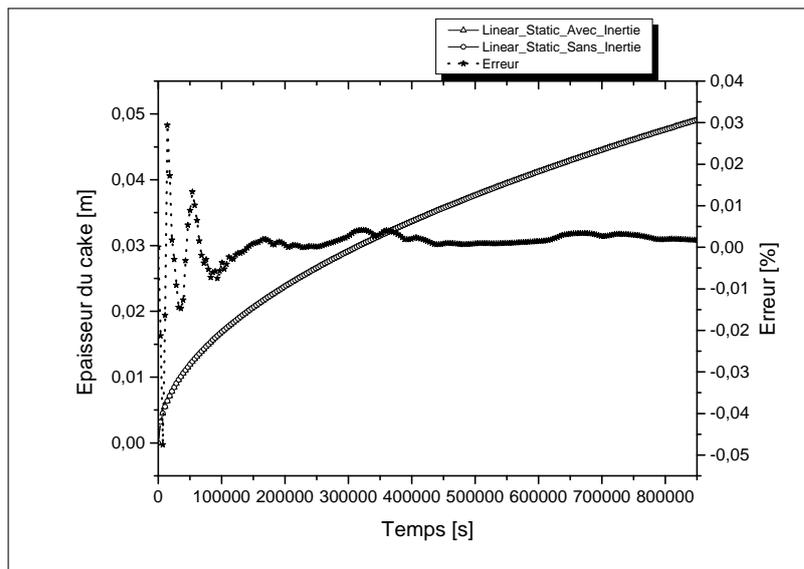


Figure IV.2.2.2: Evolution de l'épaisseur de cake en fonction du temps pour le cas de l'écoulement linéaire statique.

IV.2.3 Conclusion

A travers les résultats de la simulation numérique pour les deux modes radial et linéaire en présence de l'effet de l'inertie (coefficient de Forchheimer) ou pas, nous remarquons que les résultats sont pratiquement les mêmes. Ceci montre que l'effet de l'inertie est négligeable. La comparaison entre le mode dynamique et statique, a montré que le cake formé est également le même pour les deux modes dynamique et statiques même si nous négligeons. Ceci est expliqué par le fait que ces tests sont supposés réalisés sur des échantillons petits au laboratoire.

IV.2.4 Modélisation numérique en utilisant des résultats expérimentaux

Dans cette partie, nous utilisons les paramètres et résultats expérimentaux issus des essais de déplacement on l'injectant dans le modèle en écoulement longitudinal (linéaire) sans inertie (coefficient de Forchheimer) présentés dans la section IV.1.2. Ceci peut élucider l'impact des différents paramètres sur l'endommagement de la roche réservoir. Comme nous l'avons déjà annoncé précédemment, nous ajustons en premier lieu le débit obtenu lors des tests expérimentaux avec celui de la modélisation numérique afin d'extraire la perméabilité du cake formé dont l'évaluation au laboratoire est cruciale. Le modèle linéaire présenté en haut tient compte d'autres paramètres déterminés durant les essais d'endommagement tels que les propriétés pétrophysiques, la perméabilité de la formation (k_f), la porosité ϕ , le débit d'écoulement (Q), la pression différentielle (ΔP) et les propriétés rhéologiques du fluide (indice d'écoulement, consistance et contrainte seuil).

IV.2.4.1 Effect de la pression différentielle sur l'épaisseur du cake Afin d'investiguer le rôle de la pression différentielle, nous avons sélectionnés des échantillons de propriétés pétrophysiques identiques. A cet effet, trois échantillons de grès de Berea GB₁, GB₂ et GB₃ (tableau III.4.3.1) colmatés avec le même fluide # 2 (tableau III.3.1.2). Comme le montre la Figure IV.2.4.1, la formation du filtre cake au cours du temps dépend étroitement de la pression différentielle appliquée [154].

Comme cela était prévu, l'épaisseur de filtre cake augmente avec l'augmentation de la pression différentielle ΔP . Cela est dû aux particules fines ainsi qu'au 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 [110, 116, 128].

IV.2.4.2 Effect des propriétés pétrophysiques sur l'épaisseur du cake Afin d'étudier le rôle des propriétés pétrophysiques sur la formation du filtre cake, l'échantillon

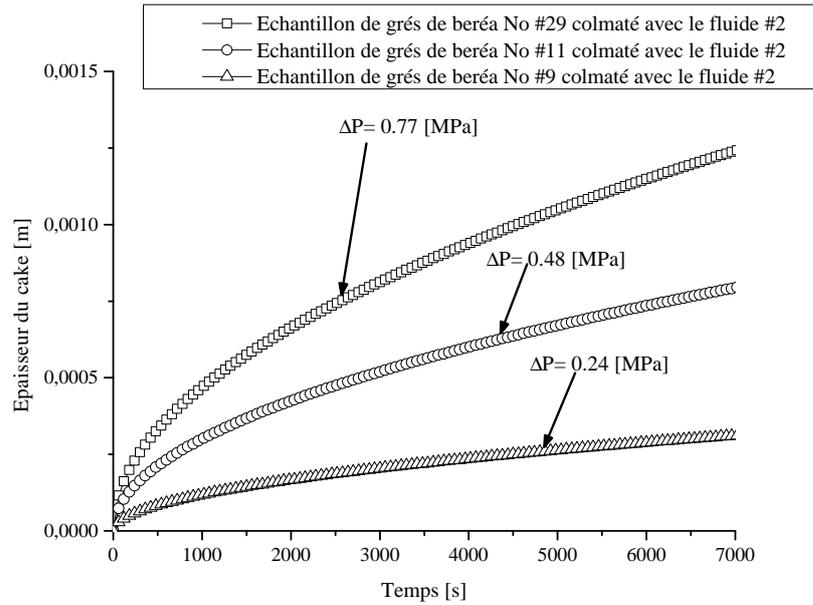


Figure IV.2.4.1: Epaisseur du cake en fonction du temps montrant l'effet de la pression différentielle sur la formation du cake.

de grès de Beréa GB₃ et celui de l'échantillon de Hassi Messaoud D₁ sont colmatés avec le même fluide de forage # 2.

Le cake formé pour l'échantillon de Hassi Messaoud D₁ est plus épais que celui obtenu avec l'échantillon de grès de Beréa GB₃ (Figure IV.2.4.2). Ceci peut être expliqué par, d'une part, la différence entre les propriétés pétrophysiques des roches. Les échantillons de grès Berea sont plus poreux et plus perméables que les échantillons Hassi Messaoud (Figure IV.2.4.2). En outre, la pression différentielle (ΔP), appliquée avec l'échantillon de Hassi Messaoud D₁ (2,36 [MPa]) est supérieure à celle appliquée avec l'échantillon de grès de Beréa GB₃ (0,24 [MPa]) (tableau III.4.3.1) [160].

IV.2.4.3 Effet des carbonates de calcium CaCO₃ sur l'épaisseur du cake Pour étudier l'effet des particules solides sur le filtre cake, nous présentons l'évolution du filtre cake au cours du temps des deux échantillons D₂ et D₁ en provenance de Hassi Messaoud (voir tableau III.4.3.1). Ces échantillons sont colmatés avec le fluide de forage #3 contenant du carbonate de calcium CaCO₃ et avec le fluide de forage #2 sans carbonate de calcium CaCO₃ (tableau III.3.1.2). Comme le montre la Figure IV.2.4.3, on constate que l'ajout de particules solides conduit à l'augmentation de l'épaisseur du filtre cake durant l'essai de déplacement. L'ajout de particules solides influence les propriétés physiques du filtre cake telles que la densité, la porosité et la perméabilité. En outre, la porosité diminue lorsque la pression différentielle ΔP est augmentée [160] (tableau III.4.3.1 et Figure IV.2.4.3).

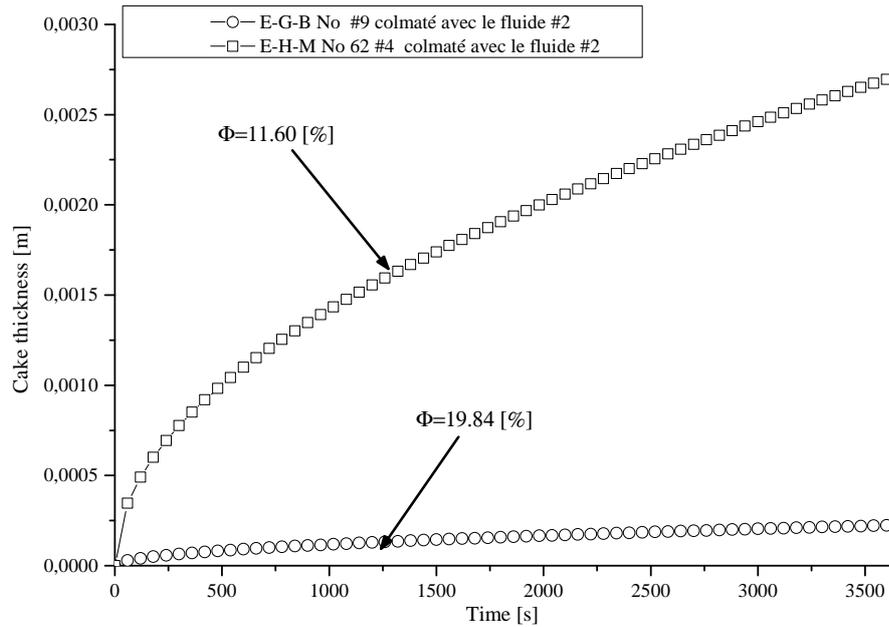


Figure IV.2.4.2: Epaisseur du cake en fonction du temps montrant l'impact des propriétés pétrophysiques sur la formation du cake.

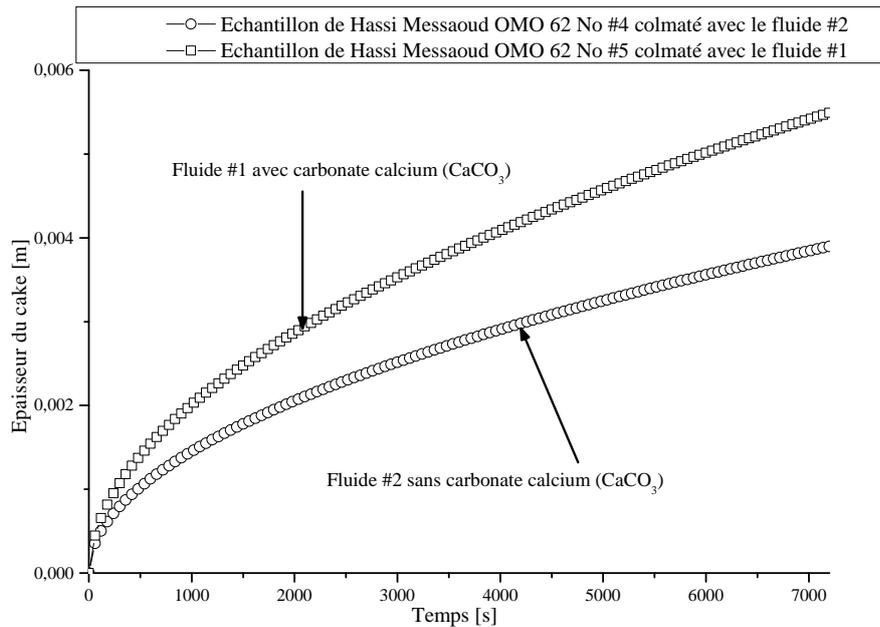


Figure IV.2.4.3: Epaisseur du cake en fonction du temps indiquant l'impact du carbonate de calcium sur la formation du cake.

IV.2.4.4 Effect du tensio-actif sur la concentration du filtrat. Afin d'étudier le rôle du tensio-actif sur l'invasion du filtrat de fluide de la formation réservoir, nous avons sélectionné des roches identiques, à savoir les échantillons de grès Berea GB₂, GB₄ et GB₅ (tableau III.4.3.1). Ces échantillons sont colmatés avec les fluides de forage # 2, 2* et 2** avec différentes concentrations de tensioactifs comme le montre la Figure IV.2.4.4. Le fluide de forage 2* contient 1% de versamul (tensioactif cationique) et 0.5% de versacoat

(tensioactif non ionique). Ce fluide a donné un ratio d'endommagement de 42,86%. Ce ratio d'endommagement est relativement plus important que celui obtenu avec le fluide # 2 (33.33 %), qui contient 1 % de chacun des deux tensioactifs. Le fluide # 2 présente une invasion du filtrat de fluide plus faible par rapport à celle obtenue avec le fluide 2*. Ceci est dû, d'une part, comme décrit précédemment à la différence de la pression différentielle et, d'autre part, à un excès de tensioactif cationique (Versamul) dans le fluide 2* qui a conduit davantage à une altération de la perméabilité de la formation [122, 160, 175].

L'échantillon de grès de Beréa GB₅ colmaté avec le fluide de forage 2**, qui contient plus de tensioactif non ionique (1 % Versacoat) que de tensioactif cationique (0.5%) a altéré davantage la perméabilité de la formation en donnant un rapport d'endommagement de l'ordre de (83,33 %) avec un faible front d'invasion du filtrat de fluide comme le montre la Figure IV.2.4.4.

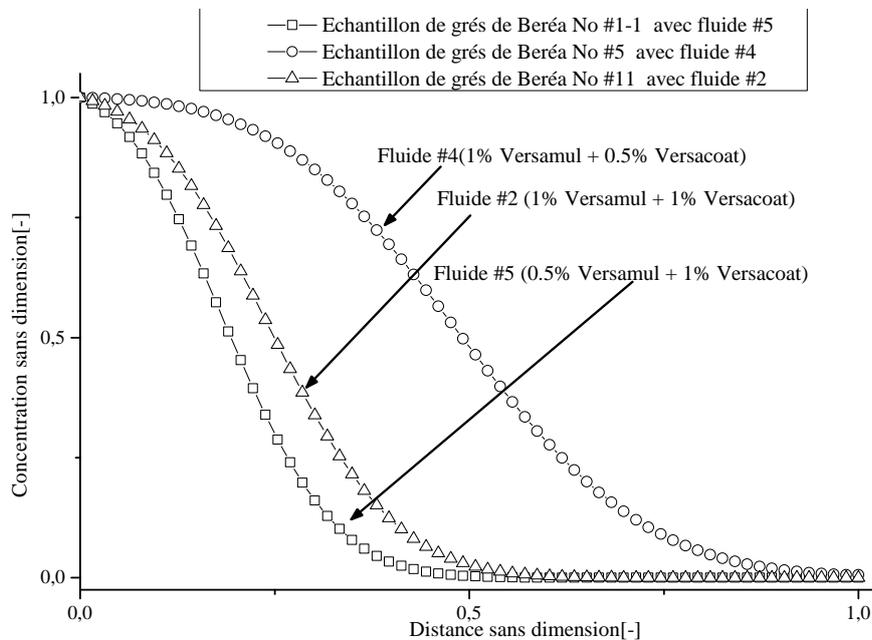


Figure IV.2.4.4: Effet du tensioactif sur la concentration du filtrat.

IV.2.4.5 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 considéré les échantillons de Hassi Messaoud D₁ et de grès de berés GB₃ qui ont des propriétés pétrophysiques (porosité et perméabilité) voisins (12-18 %) et $0,631 \times 10^{-13} - 0,986 \times 10^{-13} [m^2]$ ($64 - 100 [mD]$) respectivement . Comme l'indique la Figure IV.2.4.5, une pression différentielle importante conduit à un front d'invasion important. Une pression élevée pousse davantage le fluide filtré et les particules fines dans la formation et produit de grands rayons d'invasion [125].

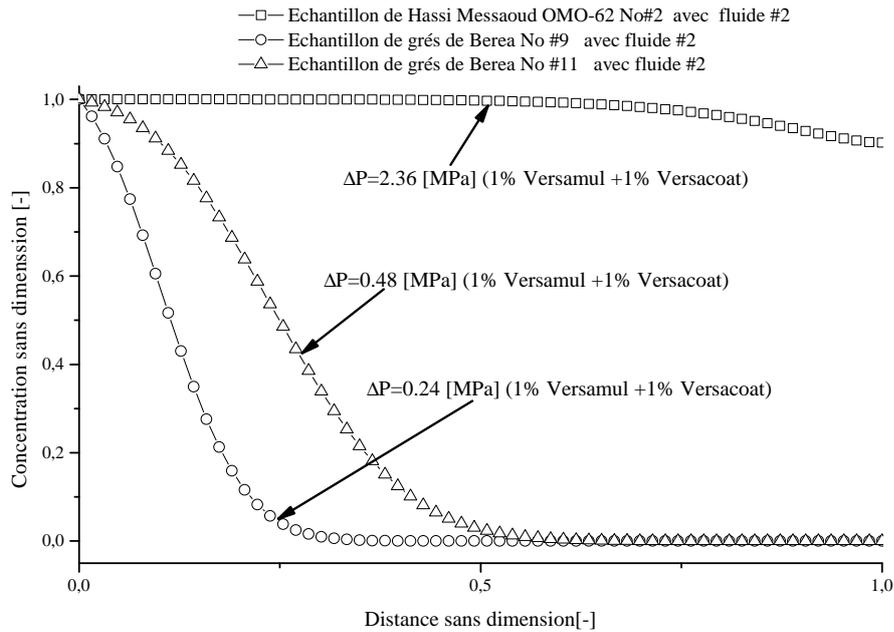


Figure IV.2.4.5: Effet de la pression différentielle sur la concentration de filtrat.

L'extension du front d'invasion du filtrat de fluide est également fortement liée aux propriétés du filtre cake, par exemple, la perméabilité et la porosité. L'échantillon D₁ de Hassi Messaoud et les deux échantillons de grès Berea GB₂ du et GB₃ colmatés avec le fluide # 2, ont donné une perméabilité du filtre cake autour de $31.69 \times 10^{-19} [m^2]$, $6.76 \times 10^{-19} [m^2]$ et $2.2 \times 10^{-19} [m^2]$ respectivement . Comme le montre la Figure IV.2.4.5, le front d'invasion diminue avec la diminution de la perméabilité du filtre cake [133].

IV.2.5 Conclusion

L'impact de la composition du fluide de forage et leurs stabilités au cours du temps en raison des caractéristiques rhéologiques sur l'invasion du filtrat de fluide à travers la roche réservoir a été étudié. Selon les résultats obtenus, les concentrations de 3 % et 1 % pour l'argile organophile VG69 et de tensioactif (Versamul et Versacoat) sont suffisantes pour donner des propriétés rhéologiques similaires à celles utilisées sur champ de Hassi Messaoud. Ces fluides de forage sont stables dans le temps et ont donné des rapports d'endommagements autour de 20 % - 40 %, qui sont des valeurs assez faibles. L'effet de carbonate de calcium CaCO₃ sur le ratio d'endommagement est également étudié pour les échantillons Hassi Messaoud colmatés avec deux fluides de forage (avec et sans carbonate de calcium). Fondamentalement, l'ajout de carbonate de calcium augmente le ratio d'endommagement jusqu'à 70 % environ.

En tirant profit de la modélisation numérique, nous avons combiné les résultats expérimentaux avec l'approche de modélisation pour comprendre les phénomènes qui influencent

l'invasion du filtrat de fluide de forage dans la formation réservoir. L'approche appliquée nous aide à évaluer la formation du filtre cake et de ses propriétés telles que la perméabilité K_c . Ces deux paramètres sont très dépendantes des conditions de pression différentielle ΔP et de la composition de fluide de forage. Nous avons conclu que l'effet d'inertie est négligeable dans les deux régimes d'écoulement statiques et dynamiques pour nos tests d'endommagements. Cette question découle du fait que les tailles d'échantillons sont relativement faibles comparés aux cas réels d'un puits pétrolier.

Dans la deuxième étape, nous utilisons les propriétés du filtre cake ainsi que le débit dans le modèle longitudinal pour étudier l'invasion du filtrat du fluide de forage selon le modèle de diffusion-advection. Les résultats obtenus montrent que l'ampleur de diffusion de filtrat dépend largement de la pression différentielle ΔP , la perméabilité du filtre cake K_c et de la formulation de fluide de forage.

Selon nos résultats, nous avons constaté qu'il y a une quantité minimale de tensio-actif, au-delà de laquelle le ratio d'endommagement augmente considérablement. Les fluides de forage contenant 3 % d'argile organophile et 2 % de couple de tensio-actif Versamul et Versacoat présentent une meilleure stabilité par rapport à ceux contenues moins de tensio-actif de 1,5 %. C'est absolument un résultat essentiel dans le sens que l'on peut estimer l'invasion de filtrat du fluide en utilisant la modélisation numérique, les tests d'endommagements et les essais rhéologiques. Ce qui soutiendra le choix le plus approprié et réalisable pour les fluides de forage d'une manière virtuelle et il peut ensuite être simulé et vérifié pour les puits de pétrole réels.

Conclusion générale

Ce travail de thèse s'est voulu aborder la problématique générale de l'optimisation du forage pétrolier. Le forage optimisé est le résultat d'une sélection judicieuse des conditions opératoires qui nécessiteront le plus faible coût pour atteindre une profondeur donnée (désirée) sans sacrifier pour autant des impératifs de sécurité du personnel ou d'environnement tout en obtenant des informations adéquates des formations traversées [116]. Il y a un consensus généralement admis qui indique que le fluide de forage est probablement la variable la plus importante à considérer dans le processus d'optimisation, les aspects purement hydrauliques venant en deuxième position. La sélection du fluide de forage est basée sur son aptitude relative à forer les formations géologiques anticipées tout en assurant le nettoyage du trou et sa stabilisation. Outre la nature géologique variable, voire complexe des formations traversées, le travail entrepris dans le cadre de cette thèse a été d'identifier les variables les plus significatives pour tenter cette optimisation. Des approches plus ou moins fructueuses ont été tentées dans les années 70 faisant le lien entre les caractéristiques de la boue, son régime d'écoulement et la performance optimale. Des exemples de réductions importantes des coûts de forage à l'aide de techniques d'optimisation sont par ailleurs rapportés dans la littérature [177]. Notre contribution dans ce domaine a été de chercher à élucider les relations et interactions complexes entre le fluide de forage et la formation rencontrée. Dans une première partie, nous avons fait une étude systématique sur un fluide de forage à base d'huile en cherchant à comprendre et établir les corrélations entre la structure et la rhéologie des émulsions Eau dans Huile chargées en minéraux argileux. L'objectif assigné à cette partie était double : trouver les formules de boues les plus stables et trouver parmi ces dernières celles qui provoquent le moins d'endommagement à la formation traversée. C'est précisément dans cet attribut que réside " l'optimisation " du fluide de forage. Pour atteindre ces objectifs, des particules d'argile dispersées dans des émulsions ont été caractérisées en utilisant la technique de diffusion des rayons X aux petits angles (Small Angle X-ray Scattering). Couplée à la rhéologie (mesure sous cisaillement), elle nous permettra en particulier d'élucider la relation entre les caractéristiques rhéologiques et la taille, la forme, la distribution et l'arrangement spatial des argiles étudiées. Dans une deuxième étape, nous avons élaboré un modèle mathématique d'écoulement du fluide à travers la roche. Ce modèle permet de prédire des paramètres

fondamentaux qui sont corrélés avec le ratio d'endommagement, permettant ainsi de cibler les conditions de travail qui minimisent l'endommagement. Ce modèle a été validé par des tests de déplacement à l'échelle laboratoire au niveau du CRD de Boumerdès. Les résultats de ces investigations ont permis de conclure que le TA seul avec un rapport 1/1 ne suffit pas pour stabiliser les émulsions E/H. L'ajout des gouttelettes d'eau (10%), par rapport à la dispersion, permet d'augmenter la viscosité du mélange, la stabilité au repos et également sous cisaillement. Alors que dans une dispersion de particules d'argile dans l'huile, ces particules ont tendance à s'orienter dans la direction du cisaillement, elles restent isotropes dans les émulsions eau/huile même à fort taux de cisaillement. Nous avons également constaté que les émulsions sont stables pour des teneurs 3% d'AO avec 1% d'agent émulsifiant et 1% d'agent mouillant. Ces émulsions se comportent comme des fluides non newtoniens avec un comportement rhéofluidifiant au dessus d'un seuil de cisaillement. Pour expliquer ce caractère rhéofluidifiant (baisse de la viscosité), nous nous sommes basés sur l'étude structurale (technique SAXS en combinaison avec la modélisation) qui a montré l'existence de zones de jonctions entre particules dont les ruptures sont responsables de la chute de viscosité sous cisaillement croissant. Nous avons pensé aussi que la déformation accrue des gouttelettes quand le cisaillement augmente contribue aussi à cette baisse de la viscosité. Parmi les argiles étudiées, nous avons obtenu de meilleurs résultats avec la Bentone qui donne un gonflement plus important avec un nombre de feuillets moindre.

Dans une deuxième phase, où l'effet des fluides de forage sur l'endommagement de la roche réservoir. Les résultats montrent que les fluides de forage obtenus sont stables dans le temps et ont donné des rapports d'endommagement compris entre 20 % et 40 %, qui sont des valeurs assez faibles. L'effet du carbonate de calcium CaCO_3 sur le ratio d'endommagement a également été étudié pour les échantillons de Hassi Messaoud colmatés avec deux fluides de forage (avec et sans CaCO_3). Globalement, l'ajout de carbonate de calcium augmente le ratio d'endommagement jusqu'à 70% environ. En tirant profit de la modélisation numérique, nous avons alors combiné les résultats expérimentaux avec la modélisation pour comprendre les phénomènes qui influencent l'invasion du filtrat de fluide de forage dans la formation réservoir. L'approche appliquée nous aide à évaluer l'épaisseur du filtre cake et ses propriétés telles que sa perméabilité, K_c . Celles-ci sont très dépendantes des conditions de pression différentielle ΔP et de la composition de fluide de forage. Nous avons conclu que l'effet d'inertie (écoulement de Forschheimer) est négligeable dans les deux cas statiques (effet de la contrainte appliquée par le fluide de forage négligeable) et dynamiques (ces contraintes subsistent) lors des tests d'endommagement. Cela s'explique par le fait que les tailles des échantillons sont relativement faibles comparés aux cas réels d'un forage d'un puits pétrolier. Dans la deuxième étape, nous utilisons les propriétés du filtre cake ainsi que le débit dans le modèle d'écoulement longitudinal

pour étudier l'invasion du filtrat du fluide de forage selon le modèle de diffusion-advection. Les résultats obtenus montrent également que l'ampleur de la diffusion de filtrat dépend largement de la pression différentielle ΔP , de la perméabilité du filtre cake K_c et de la composition du fluide de forage. L'ampleur de l'invasion de filtrat augmente aussi avec la pression et la perméabilité du filtre cake. Nous avons également constaté qu'il y a une quantité minimale de tensio-actif, au-delà de laquelle, le ratio d'endommagement augmente considérablement. Les fluides de forage contenant 3 % d'argile organophile et 2 % de tensio-actif (Versamul + Versacoat) exigent une pression élevée pour s'écouler ce qui conduit à une invasion importante du filtrat de fluide par rapport aux systèmes émulsionnés contenant moins de tensio-actifs (1,5 %). Ce sont là des résultats importants dans le sens qu'ils nous permettent d'estimer l'invasion de filtrat du fluide en utilisant la modélisation numérique, les tests d'endommagements et les essais rhéologiques. Ils permettront de faire les choix le plus appropriés pour la composition des fluides de forage en vue de les tester sur les puits grandeur réelle.

En définitive, les résultats de notre travail montrent bien la complexité du processus de forage eu égard au nombre élevé de paramètres qui peuvent influencer la stabilité et les rapports d'endommagement de la roche. Le modèle élaboré permet certes de faire des prédictions du rapport d'endommagement que les ingénieurs s'efforcent de réduire au maximum. Les interactions " fluide de forage-formation traversée " sont également complexes et souvent imprévisibles. C'est donc, de notre point de vue, largement partagé par la communauté scientifique du forage pétrolier, la formation qui commande l'issue d'un forage, le fluide de forage, sur lequel les ingénieurs ont un certain contrôle ne sert qu'à palier les différents problèmes qui surviennent d'un gisement à un autre, d'une formation à une autre. Il reste beaucoup de chemin à faire dans la connaissance des mécanismes d'interactions fluide-formation pour mettre au service des pétroliers des modèles plus précis à même de rendre les opérations de forage plus sûres et plus fiables.

Ce travail pourrait être approfondi et complété, notamment dans deux directions : la première concernant l'optimisation des émulsions inverses en faisant varier la concentration de la phase dispersée (gouttelettes d'eau), la deuxième est liée à la modélisation de l'endommagement de la formation portant les points essentiels suivants :

- Validation du modèle radial présenté dans le chapitre IV en utilisant des données réelles du chantier, estimation du rayon d'endommagement qui va nous servir à calculer le " facteur de skin", ce dernier est un paramètre essentiel pour déterminer l'endommagement et la productivité du puits de pétrole
- Proposition d'un modèle d'optimisation multicritère en définissant les variables d'optimisation et la fonction objective. Ensuite une analyse de sensibilité sera nécessaire afin d'évaluer les variables dominantes pour la productivité
- Réalisation d'une modélisation tridimensionnelle de ces phénomènes (transfert de fluide

type Forchheimer linéaire ou non-linéaire) en conjonction avec la poro-mécanique et l'introduction, si possible, de l'effet de la température dans le modèle numérique. Ceci est très crucial afin de tenir en compte des variations drastiques de viscosité et densité du fluide de forage avec la température.

Références

- [1] Lummus.J.L and Azar.J.J. *Drilling fluids optimization : a practical field approach*. PennWell Pub. Co., 1986. [4](#)
- [2] Larry.W.L and Robert.F.M. *Petroleum Engineering Handbook. Vol II*. Society of Petroleum Engineers, 2007. [4](#), [5](#), [6](#), [8](#)
- [3] Khodja.M, Khodja-Saber.M, Canselier.J.P, Cohaut.N, and Bergaya.F. *Drilling Fluid Technology : Performances and Environmental Considerations*. Products and Services, from R&D to Final Solutions, Igor Fuerstner (Ed.), 2010. [4](#), [19](#), [31](#), [32](#)
- [4] Gentzis.T, Deisman.N, and Chalaturnyk.R.J. Effect of drilling fluids on coal permeability : Impact on horizontal wellbore stability. *International Journal of Coal Geology*, 78(3) :177 – 191, 2009. [5](#)
- [5] Aston.M.S, Alberty.M.W, McLean.M.R, de Jong.H.J, and Armagost.K. BP Exploration. Drilling fluids for wellbore strengthening. *IADC/SPE Drilling Conference. 2-4 March 2004. Dallas. Texas*, page 8, 2004. [6](#)
- [6] Davison.J.M, Leaper.R, Cauley.M.B, Bennett.B, Mackenzie.A, Higgins.C.J, and Wilkinson.D. Extending the drilling operating window in brent : Solutions for infill drilling in depleting reservoirs. In *IADC/SPE Drilling Conference, 2-4 March 2004, Dallas, Texas*, 2004. [6](#)
- [7] Azar.J.J and Samuel.G.R. *Drilling engineering*. Pennwell Corporation, 2007. [6](#)
- [8] Brown.E.T, Green.S.J, and Sinha.K.P. The influence of rock anisotropy on hole deviation in rotary drilling-a review. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, 18(5) :387–401, 1981. [6](#)
- [9] ET.Brown, Green.S J, and Sinha.K P. Influence of rock anisotropy of hole deviation in rotary drilling - a review. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, 18(5) :387–401, Oct 1981 1982. [6](#)
- [10] Perneder.L, Detournay.E, and Downton.G. Bit/rock interface laws in directional drilling. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 51(0) :81 – 90, 2012. [6](#)
- [11] Njobuenwu.D.O and Wobo.C.A. Effect of drilled solids on drilling rate and performance. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 55(3-4) :271 – 276, 2007. [6](#), [11](#)
- [12] Zhang.J. Borehole stability analysis accounting for anisotropies in drilling to weak bedding planes. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 60(0) :160 – 170, 2013. [7](#)
- [13] Fjær.E, Holt.R.M, Horsrud.P, Raaen.A.M, and Risnes.R. Chapter 9 stability during drilling. In E. Fjær, R.M. Holt, P. Horsrud, A.M. Raaen, and R. Risnes, editors, *Petroleum Related Rock Mechanics 2nd Edition*, volume 53 of *Developments in Petroleum Science*, pages 309 – 339. Elsevier, 2008. [7](#)
- [14] Zare-Reisabadi.M.R, Kaffash.A, and Shadizadeh.S.R. Determination of optimal well trajectory during drilling and production based on borehole stability. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 56(0) :77 – 87, 2012. [8](#), [9](#), [11](#)
- [15] Fjær.E, Holt .R.M, Horsrud.P, Raaen.A.M, and Risnes.R, editors. *Chapter 9 Stability during drilling*, volume 33 of *Developments in Petroleum Science*. Elsevier, 1992. [8](#)
- [16] Chang.C and Haimson.B. Effect of fluid pressure on rock compressive failure in a nearly imper-

- meable crystalline rock : Implication on mechanism of borehole breakouts. *Engineering Geology*, 89(3-4) :230 – 242, 2007. [8](#), [11](#)
- [17] Aadnoy.B and Looyeh.R. Chapter 11 - wellbore instability analysis. In *Petroleum Rock Mechanics*, pages 173 – 255. Gulf Professional Publishing, Boston, 2011. [8](#)
- [18] Yu.M, Chenevert.M.E, and Sharma.M.M. Chemical-mechanical wellbore instability model for shales : accounting for solute diffusion. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 38(3-4) :131 – 143, 2003. Borehole Stability. [8](#), [9](#), [11](#)
- [19] Adel.M.Al-Ajmi and Robert.W.Zimmerman. A new well path optimization model for increased mechanical borehole stability. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 69(1-2) :53 – 62, 2009. [8](#)
- [20] Zeynali.M.E. Mechanical and physico-chemical aspects of wellbore stability during drilling operations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 82-83(0) :120 – 124, 2012. [8](#), [11](#)
- [21] Chen.X, Tan.C.P, and Haberfield.C.M. Guidelines for efficient wellbore stability analysis. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 34(3-4) :50.e1 – 50.e14, 1997. ISRM International Symposium 36th U.S. Rock Mechanics Symposium. [8](#)
- [22] Younessi.A and Rasouli.V. A fracture sliding potential index for wellbore stability analysis. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 47(6) :927 – 939, 2010. [8](#)
- [23] Salehi.S, Hareland.G, and Nygaard.R. Numerical simulations of wellbore stability in under-balanced-drilling wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 72(3-4) :229 – 235, 2010. [9](#)
- [24] Tao.Q and Ghassemi.A. Poro-thermoelastic borehole stress analysis for determination of the in situ stress and rock strength. *Geothermics*, 39(3) :250 – 259, 2010. [9](#)
- [25] Guilherme.I.R, Marana.A.N, Papa.P.J, Chiachia.G, Afonso.L.C.S, Miura.K, Ferreira.M.V.D, and Torres.F. Petroleum well drilling monitoring through cutting image analysis and artificial intelligence techniques. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, 24(1) :201 – 207, 2011. [9](#)
- [26] Zhu.X and Liu.W. Research on the effect of drill string impact on wellbore stability. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, (0), 2013. [9](#), [11](#)
- [27] AL-Bazali.T.M. The consequences of using concentrated salt solutions for mitigating wellbore instability in shales. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 80(1) :94 – 101, 2011. [9](#), [11](#)
- [28] Anderson.R.L, Ratcliffe.I, Greenwell.H.C, Williams.P.A, Cliffe.S, and Coveney.P.V. Clay swelling-a challenge in the oilfield. *Earth-Science Reviews*, 98(3-4) :201 – 216, 2010. [9](#)
- [29] Schoonheydt.R.A and Johnston.C.T. Chapter 5 - surface and interface chemistry of clay minerals. In Faïza Bergaya and Gerhard Lagaly, editors, *Handbook of Clay Science Fundamentals*, volume 5 of *Developments in Clay Science*, pages 139 – 172. Elsevier, 2013. [9](#)
- [30] Patel.A.D, Stamatakis.E, Davis.E, and Friedheim.J. High performance water based drilling fluids and method of use. In *US Patent 7 250 390*. (Houston, TX), July 31 2007., 2007. [10](#)
- [31] Fink.J.K. Chapter 3 - clay stabilization. In *Oil Field Chemicals*, pages 58 – 64. Gulf Professional Publishing, Burlington, 2003. [10](#)
- [32] Fink.J.K. Chapter 3 - clay stabilization. In *Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids*, pages 125 – 148. Gulf Professional Publishing, Boston, 2012. [10](#), [82](#), [93](#), [95](#), [96](#)

- [33] Caenn.R, Darley.H.C.H, and Gray.G.R. Chapter 11 - drilling fluid components. In *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids (Sixth Edition)*, pages 535 – 616. Gulf Professional Publishing, Boston, sixth edition edition, 2011. [11](#), [20](#), [33](#), [35](#), [36](#), [38](#), [81](#), [82](#), [87](#), [96](#)
- [34] Zhang.X, Last.N, Powrie.W, and Harkness.R. Numerical modelling of wellbore behaviour in fractured rock masses. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 23(2) :95 – 115, 1999. [11](#)
- [35] Meier.T, Rybacki.E, Reinicke.A, and Dresen.G. Influence of borehole diameter on the formation of borehole breakouts in black shale. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 62(0) :74 – 85, 2013. [11](#)
- [36] McGowen.J.M, Benani.A, and Ziada.A. Increasing oil production by hydraulic fracturing in the hassi messaoud cambrian formation - algeria. *SPE Petroleum Conference-SPE 36904*, pages 303–320, 1996. [vi](#), [13](#), [15](#)
- [37] Rossi.C, Kälin.O, Arribas.J, and Tortosa.A. 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. [14](#)
- [38] El-Ouahed.A.K, Tiab.D, and Mazouzi.A. Application of artificial intelligence to characterize naturally fractured zones in hassi messaoud oil field, algeria. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 49(3-4) :122 – 141, 2005. An Introduction to Artificial Intelligence Applications in Petroleum Exploration and Production. [14](#)
- [39] Khodja.M. *Les fluides de forage : Etude des performances et considérations environnementales*. PhD thesis, Institut National Polytechnique De Toulouse, 2008. [vi](#), [14](#), [16](#), [17](#), [19](#), [21](#), [31](#), [36](#), [38](#)
- [40] Sabaou.N, Ait-Salem.H, and Zazoun.R.S. Chemostratigraphy, tectonic setting and provenance of the cambro-ordovician clastic deposits of the subsurface algerian sahara. *Journal of African Earth Sciences*, 55(3-4) :158 – 174, 2009. [14](#)
- [41] Balducci.A and Pommier.G. *Camabrian oil field of Hassi Messaoud Algeria*. Number No 14. Halbouty.M.T.ed, 1970. [vi](#), [15](#)
- [42] Kadi.K, Kichou.Y, and Doumaz.N. Pertes de boue lors du forage des drains horizontaux sur le champ de hassi messaoud. causes, conséquences et recommandations. In *6èmes Journées Scientifiques et Techniques de Sonatrach*. Alger, 20-22 juin 2004. [17](#)
- [43] Fink.J.K. *Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids*. Elsevier Science, 2011. [18](#), [19](#), [20](#)
- [44] Alexandre.M.R. *Etudes rhéophysiques de systèmes d'émulsions inverses / argile organophile. Applications aux boues de forage pétroliers*. PhD thesis, Université pierre et marie curie, 17 Septembre 2007. [x](#), [19](#), [21](#), [22](#), [31](#), [35](#)
- [45] Garcia.C. and Parigot.P. *Boues de forage*. Publications de l'IFP. Technip, 1968. [19](#)
- [46] Chilingarian.G.V. and Vorabutr.P. *Drilling and drilling fluids*. Number Size : Pages : 802 in Developments in petroleum science. Elsevier Science Pub. Co.Inc.New York.NY, 1980. [19](#), [37](#), [38](#)
- [47] Gray.G.R and Darley.H.C.H. *Composition and Properties of Oil Well Drilling Fluids*. Elsevier, 1988. [19](#), [32](#), [38](#), [81](#), [87](#)
- [48] Growcock.F and Harvey.T. Chapter 2 - drilling fluids. In *Drilling Fluids Processing Handbook*, pages 15 – 68. Gulf Professional Publishing, Burlington, 2005. [19](#), [20](#), [21](#)

- [49] Caenn.R and Chillingar.G.V. Drilling fluids : State of the art. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 14(3-4) :221 – 230, 1996. [20](#), [31](#), [37](#), [38](#)
- [50] Caenn.R, Darley.H.C.H, and Gray.G.R. Chapter 10 - completion, reservoir drilling, workover, and packer fluids. In *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids (Sixth Edition)*, pages 477 – 533. Gulf Professional Publishing, Boston, sixth edition edition, 2011. [20](#)
- [51] ASME. *Drilling fluids processing handbook*. Elsevier, 2004. [21](#), [32](#), [35](#)
- [52] Abid.D. *Synthèse sur les fluides de forage*. Sonatrach-CRD Boumerdès, Algérie, rapport 419-94 edition, 1995. [21](#)
- [53] Akkal.R, Cohaut.N, Khodja.M, Ahmed-Zaid.T, and Bergaya.F. Rheo-saxs investigation of organoclay water in oil emulsions. *Colloids and Surfaces A : Physicochemical and Engineering Aspects*, 436(0) :751 – 762, 2013. [22](#), [27](#), [34](#), [81](#), [82](#), [83](#), [95](#)
- [54] Meunier.A. *Clays*. Springer, 2005. [22](#), [23](#), [24](#)
- [55] Brigatti.M.F, Galan.E, and Theng.B.K.G. Chapter 2 structures and mineralogy of clay minerals. In Benny K.G. Theng Faiza Bergaya and Gerhard Lagaly, editors, *Handbook of Clay Science*, volume 1 of *Developments in Clay Science*, pages 19 – 86. Elsevier, 2006. [22](#), [23](#), [26](#)
- [56] Zhou.C.H and Keeling.J. Fundamental and applied research on clay minerals : From climate and environment to nanotechnology. *Applied Clay Science*, 74(0) :3 – 9, 2013. *Clays and clay minerals : geology, properties and uses*. [22](#)
- [57] Luckham.P.F and Rossi.S. The colloidal and rheological properties of bentonite suspensions. *Advances in Colloid and Interface Science*, 82(1-3) :43 – 92, 1999. [vi](#), [23](#), [33](#), [36](#)
- [58] Bergaya.F, Theng.B.K.G., and Lagaly.G. *Handbook of clay science*. Developments in clay science. Elsevier, 2006. [23](#), [24](#), [25](#), [66](#)
- [59] Benchabane.A. *Etude du comportement rhéologique de mélanges argiles - polymères. Effets de l'ajout de polymères*. PhD thesis, Université Louis Pasteur-Strasbourg I, 2006. [vi](#), [23](#), [27](#)
- [60] Vaccari.A. Preparation and catalytic properties of cationic and anionic clays. *Catalysis Today*, 41(1-3) :53 – 71, 1998. [24](#)
- [61] Bergaya.F, Lagaly.G, and Vayer.M. Chapter 12.10 cation and anion exchange. In Benny K.G. Theng Faiza Bergaya and Gerhard Lagaly, editors, *Handbook of Clay Science*, volume 1 of *Developments in Clay Science*, pages 979 – 1001. Elsevier, 2006. [24](#)
- [62] Viallis-Terrisse.H. *Interaction des Silicates de Calcium Hydratés, principaux constituants du ciment, avec les chlorures d'alcalins. Analogie avec les argiles*. PhD thesis, Université de Bourgogne, 6 octobre 2000 2000. [24](#), [25](#)
- [63] Dixon.J.B. and Weed.S.B. *Minerals in Soil Environments*. SSSA. Book Series. Soil Science Society of America, 1989. [24](#)
- [64] Thomas.F, Michot.L.J, Vantelon.D, Montargès.E, Prélot.B, Cruchaudet.M, and Delon.J.F. Layer charge and electrophoretic mobility of smectites. *Colloids and Surfaces A : Physicochemical and Engineering Aspects*, 159(2-3) :351 – 358, 1999. [24](#)
- [65] Gherardi.B. *Organisation multiéchelle et stabilité colloïdale de suspensions d'argiles organophiles en milieu organique*. PhD thesis, Université d'Orléans, 19 mars 1998 1998. [24](#), [25](#), [26](#), [27](#)
- [66] CaiCaill.S and Hénin.S. *Minéralogie des argiles*. Masson et Cie, 1963. [24](#)
- [67] De-Paiva.L.B, Morales.A.R, and Valenzuela-Díaz.F.R. Organoclays : Properties, preparation and

- applications. *Applied Clay Science*, 42(1-2) :8 – 24, 2008. [25](#)
- [68] Lagaly.G. Interaction of alkylamines with different types of layered compounds. *Solid State Ionics*, 22(1) :43 – 51, 1986. [vi](#), [26](#)
- [69] Mourchid.A., Delville.A., Lambard.J., LeColier.E., and Levitz.P. Phase diagram of colloidal dispersions of anisotropic charged particles : Equilibrium properties, structure, and rheology of laponite suspensions. *Langmuir*, 11(6) :1942–1950, 1995. [27](#)
- [70] Levitz.P, Lecolier.E, Mourchid.A, Delville.A, and Lyonard.S. Liquid-solid transition of laponite suspensions at very low ionic strength : Long-range electrostatic stabilisation of anisotropic colloids. *EPL (Europhysics Letters)*, 49(5) :672, 2000. [27](#)
- [71] Bingham.E.C. *Fluidity and Plasticity*. N.Y. McGraw-Hill Book Company, 1922. [27](#), [35](#)
- [72] Yziquel.F, Carreau.P. J, and Tanguy.P. A. Non-linear viscoelastic behavior of fumed silica suspensions. *Rheologica Acta*, 38 :14–25, 1999. 10.1007/s003970050152. [28](#), [35](#)
- [73] Khan-Saad.A and Zoeller.N.J. Dynamic rheological behavior of flocculated fumed silica suspensions. *Journal of Rheology*, 37 :1225–1235, 11/1993. [28](#), [35](#)
- [74] Cabane.B, Wong.K, Lindner.P, and Lafuma.F. Shear induced gelation of colloidal dispersions. *Journal of Rheology*, 41 :17, 1997. [28](#), [35](#)
- [75] Zaman.A.A, Fricke.A.L, Moudgil.B.M, and El-Shall.H. Rheological behavior of highly concentrated aqueous silica suspensions in the presence of sodium nitrate and polyethylene oxide. *Journal of Rheology*, 40 :20, 1996. [28](#), [35](#)
- [76] Luckham1983. *Initiation a la rheologie*. Technique et documentation lavoisier, 1983. [28](#), [32](#), [35](#), [36](#)
- [77] Olphen.H.Van. *An Introduction to Clay Colloid Chemistry*, volume 97. London Interscience Publishers, April 1964. [28](#), [35](#)
- [78] Schramm.L.L. *Emulsions : Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry*. Number 231 in Advances in Chemistry Series. American Chemical Society, 1992. [28](#)
- [79] Walstra.P. Principles of emulsion formation. *Chemical Engineering Science*, 48(2) :333 – 349, 1993. [28](#)
- [80] Abdel-Raouf.M.E. Crude oil emulsions-composition stability and characterization-. *InTech Jazneza Trdine 9, 51000 Rijeka, Croatia*, 2012. [28](#)
- [81] Isaacs.E.E and Chow.R.S. *Practical Aspects of Emulsion Stability*, chapter 3, pages 51–77. American Chemical Society, 5 mai 1992 1992. [28](#)
- [82] Yang.F, Liu.S, Xu.J, Lan.Q, Wei.F, and Sun.D. Pickering emulsions stabilized solely by layered double hydroxides particles : The effect of salt on emulsion formation and stability. *Journal of Colloid and Interface Science*, 302(1) :159 – 169, 2006. [28](#)
- [83] Pichot.R, Spyropoulos.F, and Norton.I.T. O/w emulsions stabilised by both low molecular weight surfactants and colloidal particles : The effect of surfactant type and concentration. *Journal of Colloid and Interface Science*, 352(1) :128 – 135, 2010. [28](#)
- [84] Schramm.L.L. *Surfactants : Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry*. Surfactants : Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry. Cambridge University Press, 2000. [29](#), [31](#)
- [85] Schmitt.T.M. *Analysis of Surfactants*. Surfactant science series. CRC Press LLC, 2001. [29](#)

- [86] González.J.M, Quintero.F, J.E. Arellano, Márquez.R.L, Sánchez.C, and Pernía.D. Effects of interactions between solids and surfactants on the tribological properties of water-based drilling fluids. *Colloids and Surfaces A : Physicochemical and Engineering Aspects*, 391(1-3) :216 – 223, 2011. 18th International Symposium on Surfactants in Solution (SIS). 30
- [87] Ghannam.M.T. Water-in-crude oil emulsion stability investigation. *Petroleum Science and Technology*, 23 : 649-667, 2005. 30
- [88] Tzoumaki.M.V, Moschakis.T, Kiosseoglou.V, and Biliaderis.C.G. Oil-in-water emulsions stabilized by chitin nanocrystal particles. *Food Hydrocolloids*, 25 :1521 – 152, 2011. 31
- [89] Barnes.H.A. Rheology of emulsions - a review. *Colloids and Surfaces A : Physicochemical and Engineering Aspects*, 91(0) :89 – 95, 1994. A selection of papers presented at the First World Congress on Emulsions. 31, 34, 35, 50, 75
- [90] Otswald.W. *About the rate of the viscosity of dispersed systems*, volume 36. Kolloid-Z, 1925. 32
- [91] Tadros.T.F. *Rheology of Dispersions : Principles and Applications*. Wiley, 2010. vi, 33
- [92] Lagaly.G, Ogawa.M, and Dékány.I. Chapter 7.3 clay mineral organic interactions. In Benny K.G. Theng Faiza Bergaya, B. K. T.za Bergaya and Gerhard Lagaly, editors, *Handbook of Clay Science*, volume 1 of *Developments in Clay Science*, pages 309 – 377. Elsevier, 2006. 34
- [93] Isabelle.B, Christophe.B, Erwan.D.J.P, Florian.M, Pierre.L, Patrick.D.J, Patrick.D, and Laurent J..M. Orientational order of colloidal disk-shaped particles under shear-flow conditions : a rheological-small-angle x-ray scattering study. *The Journal of Physical Chemistry B*, 114(49) :16347–16355, 2010. 34, 75
- [94] Derkach.S.R. Rheology of emulsions. *Advances in Colloid and Interface Science*, 151(1-2) :1 – 23, 2009. 34, 50, 75
- [95] Pal.R. Rheology of simple and multiple emulsions. *Current Opinion in Colloid & Interface Science*, Volume 16(Number 1) :pages 41 – 60, 2011. 34, 50, 75
- [96] Princen.H.M. Rheology of foams and highly concentrated emulsions. ii. experimental study of the yield stress and wall effects for concentrated oil-in-water emulsions. *Journal of Colloid and Interface Science*, 105(1) :150 – 171, 1985. 35
- [97] Princen.H.M and Kiss.A.D. Rheology of foams and highly concentrated emulsions : Iii. static shear modulus. *Journal of Colloid and Interface Science*, 112(2) :427 – 437, 1986. 35
- [98] Princen.H.M and Kiss.A.D. Rheology of foams and highly concentrated emulsions : Iv. an experimental study of the shear viscosity and yield stress of concentrated emulsions. *Journal of Colloid and Interface Science*, 128(1) :176 – 187, 1989. 35
- [99] Bezerril.L.M, de Vasconcelos.C.L, Dantas.T.N.C, Pereira.M.R, and Fonseca.J.L.C. Rheology of chitosan-kaolin dispersions. *Colloids and Surfaces A : Physicochemical and Engineering Aspects*, 287(1-3) :24 – 28, 2006. 35
- [100] Yziquel.F, Carreau.P.J, Moan.M, and Tanguy.P.A. Rheological modeling of concentrated colloidal suspensions. *Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics*, 86(1-2) :133 – 155, 1999. 35
- [101] Hemphill.T. Low shear rate rheology : Clarifying muddied water-paper aade-02-dfwm-ho-14. *AADE Technology Conference*, page 7, 2002. 35
- [102] Kelessidis.V.C, Maglione.R, Tsamantaki.C, and Aspirtakis.Y. Optimal determination of rheological parameters for herschel-bulkley drilling fluids and impact on pressure drop, velocity profiles

- and penetration rates during drilling. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 53(3-4) :203 – 224, 2006. [35](#)
- [103] Auvray.L and Brûlet.A. Diffusion de neutrons aux petits angles appliquée aux études d’interfaces et de systèmes confinés. *École Thématique Surfaces, Interfaces, Milieux Confinés par Diffusion de Neutrons*, 8 :179–205, 2007. [35](#)
- [104] Khodja Mohamed, Jean Paul Canselier, Faiza Bergaya, Karim Fourar, Malika Khodja, Nathalie Cohaut, and Abdelbaki Benmounah. Shale problems and water-based drilling fluid optimisation in the hassi messaoud algerian oil field. *Applied Clay Science*, 49(4) :383 – 393, 2010. Fourth Mediterranean Clay Meeting-Selected papers from the meeting in Ankara, Turkey, 5-10 September 2006. [36](#)
- [105] Maxey.J and Hughes.B. Thixotropy and yield stress behavior in drilling fluids. *American association of drilling engineers*, 37 :10, 2007. [37](#)
- [106] Tehrani.A. Thixotropy in water-based drilling fluids. *Annual transactions of the nordic rheology society*, 16 :13, 2008. [37](#)
- [107] Civan.F and Nguyen.V. *Modeling Particle Migration and Deposition in Porous Media by Parallel Pathways with Exchange*, volume 457-484. Taylor & Francis Group, LLC, Boca Raton.CRC Press, 2005. [39](#)
- [108] Bennion.D.W. Bennion.D.B., Thomas.F.B. and Bietz.R.F. Mechanisms of formation damage and permeability impairment associated with the drilling, completion and production of low api gravity oil reservoirs. *SPE International Heavy Oil Symposium*, 19-21 :19, 1995. [39](#), [40](#)
- [109] Bennion.D.B, Thomas.F.B, and Hycal Energy Research Laboratories Ltd. Bietz.R.F. Formation damage and horizontal wells - a productivity killer? *Society of Petroleum Engineers*, page 14, 1996. [39](#), [40](#), [44](#), [46](#), [49](#), [100](#)
- [110] Civan.F. *Reservoir Formation Damage*. Gulf Professional Publishing.Elsevier Science, 2011. [vi](#), [39](#), [40](#), [43](#), [44](#), [46](#), [95](#), [100](#), [115](#), [120](#), [125](#)
- [111] Porter.K.E. An overview of formation damage. *SPE, Society of Petroleum Engineers*, 41(8) :780–786, 1989. [39](#)
- [112] Barkman.J.H. and Davidson.D.H. Measuring water quality and predicting well impairment. *Society of Petroleum Engineers*, 24(7) :865–873, July 1972. [40](#)
- [113] Amaerule.J.O, Kersey.D.G, Norman.D.K, and Shannon.P.M. Advances in formation damage assessment and control strategies. In *Annual Technical Meeting*, volume 88-39-65, page 37, Calgary, Alberta, 12-16 June 1988. [40](#), [46](#), [47](#)
- [114] Iscan.A.G, Civan.F, and Kok.M.V. Alteration of permeability by drilling fluid invasion and flow reversal. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 58(1-2) :227 – 244, 2007. [40](#), [49](#)
- [115] Bennion.B. Formation damage-the impairment of the invisible, by the inevitable and uncontrollable, resulting in an indeterminate reduction of the unquantifiable! *Energy Research Laboratories Ltd.SPE, Journal of Canadian Petroleum Technology*, Volume 38, Number 2(Nombres of pages 6), 1999. [43](#), [111](#)
- [116] Civan.F. *Reservoir Formation Damage, Second Edition Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation*. Gulf Professional Publishing, 2007. [vi](#), [viii](#), [44](#), [49](#), [101](#), [106](#), [112](#), [115](#), [125](#), [131](#)
- [117] Thomas.L.K, Todd.B.J, Evans.C.E, and Pierson.R.G. Horizontal well ipr calculations. In *SPE*

- Annual Technical Conference and Exhibition*, volume 36753-MS, page 11, Denver, Colorado, 6-9 October 1996 1996. [44](#)
- [118] Rahman.M.A, Mustafiz.S, M. Koksai.M, and Islam.M.R. Quantifying the skin factor for estimating the completion efficiency of perforation tunnels in petroleum wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 58(1-2) :99 – 110, 2007. [44](#)
- [119] Verga.F, Viberti.D, and Serazio.C. Estimation of skin components for a partially completed damaged well from injection tests. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 90-91(0) :165 – 174, 2012. [44](#), [112](#)
- [120] Leontaritis.K.J. Asphaltene near-wellbore formation damage modeling. *SPE,Society of Petroleum Engineers*, page 12, 1998. [46](#)
- [121] Muskat.M. *Physical principles of oil production*. International series in pure and applied physics. McGraw-Hill Book Co., 1949. [47](#)
- [122] Jiao.D and Sharma.M.M. Mechanism of buildup in crossflow filtration of colloidal suspensions. *Journal of Colloid and Interface Science*, 162 :454–462, 1994. [49](#), [128](#)
- [123] Bimal.T and Sharma.M.M. Distribution of mud induced damage around horizontal wellbores. *Society of Petroleum Engineers., University of Texas at Austin*, page 8, 1998. [49](#)
- [124] Civan.F. Modeling well performance under nonequilibrium deposition conditions. *Society of Petroleum Engineers*, page 6, 2001. [49](#)
- [125] Jilani.S.Z, Jilani.H, Al-Majed.A.A, and Khan.M.A. Effect of overbalance pressure on formation damage. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 36(1-2) :97 – 109, 2002. [49](#), [93](#), [96](#), [128](#)
- [126] Ding.Y and Renard.G. Modelling of near-wellbore formation damage for open hole horizontal wells in anisotropic media. *Society of Petroleum Engineers. Institut Français du Pétrole*, 2003. [49](#)
- [127] Furui.K, Zhu.D, and Hill.A.D. A rigorous formation damage skin factor and reservoir inflow model for a horizontal well. *Society of Petroleum Engineers.U. of Texas at Austin*, Volume 18, Number 3 :151–157, 2003. [49](#)
- [128] Ding.Y, D. Longeron, G. Renard, and A. Audibert. Modeling of both near-wellbore damage and natural cleanup of horizontal wells drilled with water-based drilling fluids. *Inst. Français du Pétrole*, SPE 88807, 2004. [49](#), [125](#)
- [129] 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. [49](#), [108](#), [111](#), [116](#)
- [130] Suryanarayana.P.V, Wu.Z, Ramalho.J, and Himes.R. Dynamic modeling of invasion damage and impact on production in horizontal wells. *SPE Drilling Engineering*, 10(4) :348–358, August 2007. [49](#)
- [131] Jin.L. Quantitative formation damage evaluation using dynamic/static drill-in fluid filtration tests data. *SPE, Shell International E&P, Asia Pacific*, page 8, 2009. [49](#)
- [132] Lohne.A, Han.L, Zwaag.C.V, van Velzen.H, Mathisen.A.M, Twynam.A, Hendriks.W, Bulgachev.R, and Hatzignatiou. Formation-damage and well-productivity simulation. *SPE Journal*, 15(3) :751–769, 2010. [49](#)
- [133] Gunawan.A.Y, Sukarno.P, and Soewono.E. Modeling of mud filtrate invasion and damage zone

- formation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 77(3-4) :359 – 364, 2011. [49](#), [96](#), [120](#), [129](#)
- [134] Moan.M. *Rheological properties of montmorillonite suspensions in oil production*. Physical Chemistry of Colloids and Interfaces in : H. Toulhoat.J. Lecourtier (Eds.), 1992. [50](#), [67](#)
- [135] Kratky.O and Porod.G. Diffuse small-angle scattering of x-rays in colloid systems. *Journal of colloid science*, 4(1) :35–70, 1949. [65](#)
- [136] King.H.E, Milner.Scott.T, Lin.Min.Y, Singh.John P, and Mason.T.G. Structure and rheology of organoclay suspensions. *Phys. Rev. E*, 75 :021403, Feb 2007. [67](#), [75](#)
- [137] Ramsay.J.D.F and Lindner.P. Small-angle neutron scattering investigations of the structure of thixotropic dispersions of smectite clay colloids. *J. Chem. Soc. Faraday Trans.*, 89 :4207–4214, 1993. [75](#)
- [138] De-Silva.J.P, Petermann.D, Kasmi.B, Clerc.M.I, Davidson.P, Pansu.B, Meneau.F, Perez.J, Paineau.E, Bihannic.I, Michot.L.J, and Baravian.C. Rheo-saxs studies of anisotropic complex fluids under shear. *Journal of Physics : Conference Series*, 247(1) :012052, 2010. [75](#)
- [139] Philippe.A.M, Baravian.C, Clerc.M.I, De-Silva.J, Paineau.E, Bihannic.I, Davidson.P, F Meneau.F, Levitz.P, and Michot.J.L. Rheo-saxs investigation of shear-thinning behaviour of very anisometric repulsive disc-like clay suspensions. *Journal of Physics : Condensed Matter*, 23(19) :194112, 2011. [75](#)
- [140] Ryen.Caenn, H.C.H. Darley, and George R. Gray. Chapter 1 - introduction to drilling fluids. In Ryen Caenn, H.C.H. Darley, and George R. Gray, editors, *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids (Sixth Edition)*, pages 1 – 37. Gulf Professional Publishing, Boston, sixth edition edition, 2011. [81](#)
- [141] Mahto.V. Effect of activated charcoal on the rheological and filtration properties of water based drilling fluids. *International Journal of Chemical Kinetics& Petrochemical Technology (IJCPT)*, 3 :6, 2013. [88](#)
- [142] Ryen.Caenn, H.C.H. Darley, and George R. Gray. Chapter 6 - the filtration properties of drilling fluids. In Ryen Caenn, H.C.H. Darley, and George R. Gray, editors, *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids (Sixth Edition)*, pages 271 – 306. Gulf Professional Publishing, Boston, sixth edition edition, 2011. [93](#)
- [143] Jiao.D and Sharma.M.M. Investigation of dynamic mud cake formation : The concept of minimum overbalance pressure. *Society of Petroleum Engineers*, page 12, 1993. (Document ID : 26323-MS). [94](#)
- [144] Bennion.D.B, Thomas.F.B, Jamaluddin.AK.M, Ma.T, and Agnew.C. Formation damage and reservoir considerations for overbalanced and underbalanced operations. In *Prepared for presentation at the 6th International Conference on Coiled Tubing Technologies to be held in Houston, Texa, Oct. 27-29, 1997*. [94](#), [100](#)
- [145] Menezes.J.L. and Sharma.Y.J. The mechanism of wettability alteration due to surfactants in oil-based muds. *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, 8-10 February 1989, Houston, Texas*, page 16, 1989. [94](#)
- [146] Audibert-Hayet.A and Dalmazzone.C. Surfactant system for water-based well fluids. *Colloids and Surfaces A : Physicochemical and Engineering Aspects*, 288(1-3) :113 – 120, 2006. (Papers

- from Formula IV : Frontiers in Formulation science, an International conference organised by the RSC, held in London, July 4-7th 2005). [94](#)
- [147] Yan.J.N, Monezes.J.L, and Sharma.M.M. Wettability alteration caused by oil-based muds and mud components. *Society of Petroleum Engineers*, 8(1) :35–44, 1993. [95](#)
- [148] Bennion.D.B, Thomas.E.B, Bennion.D.W, and Bietz.R.E. Underbalanced drilling and formation damage - is it a total solution? *Society of Petroleum Engineers [successor to Petroleum Society of Canada]*, page 20, 1994. [100](#)
- [149] Bennion.D.B, Thomas.F.B, and Bietz.R.F. Formation damage and horizontal wells - a productivity killer? *SPE,Society of Petroleum Engineers*, page 14, November 1996. [100](#)
- [150] Civan.F. A multi-phase mud filtrate invasion and wellbore filter cake formation model. *SPE,International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico, 10-13 October 1994, Veracruz, Mexico*, (Nombres de pages 14), 1994. [100](#)
- [151] Yao.C.Y. and Holditch.S.A. Reservoir permeability estimation from time-lapse log data. *Society of Petroleum Engineers.Texas A and M U.*, Volume 11, Number 2(Number of Pages 6) :69–74, 1996. [100](#)
- [152] 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. [100](#), [102](#), [103](#), [104](#)
- [153] Civan.F. Interactions of the horizontal wellbore hydraulics and formation damage. *SPE, Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, 27-29 March 1996, Midland, Texas*, (Nombres de pages 9), 1996. [100](#)
- [154] Sherwood.J.D and Meeten.G.H. The filtration properties of compressible mud filtercakes. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 18(1-2) :73 – 81, 1997. [100](#), [125](#)
- [155] Tien.C, Renbi.B, and Ramarao.B.V. Analysis of cake growth in cake filtration : Effect of fine particle retention. *AIChE Journal*, 43(1) :33–44, 1997. [100](#)
- [156] Bai.R and Tien.C. Further work on cake filtration analysis. *Chemical Engineering Science*, 60(2) :301 – 313, 2005. [100](#)
- [157] Ni.L.A, Yu.A.B, Lu.G.Q, and Howes.T. Simulation of the cake formation and growth in cake filtration. *Minerals Engineering*, 19(10) :1084 – 1097, 2006. <ce :title>Selected papers from Computational Modelling Š05, Cape Town, South Africa. [100](#)
- [158] Chen.y and Hsiau.S. Cake formation and growth in cake filtration. *Powder Technology*, 192(2) :217 – 224, 2009. [100](#)
- [159] Wan.T, Yao.J, Zishun.S, Wang.L, and Wang.J. Solution and drilling fluid properties of water soluble am-aa-sss copolymers by inverse microemulsion. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 78(2) :334 – 337, 2011. [100](#)
- [160] Jiao.Di and Sharma.M.M. Formation damage due to static and dynamic filtration of water-based muds. *SPE Formation Damage Control Symposium, 26-27 February 1992, Lafayette, U. of TexasLouisiana*, (Nombres de pages 11), 1992. [100](#), [126](#), [128](#)
- [161] Civan.F. Chapter 12 - cake filtration : Mechanism, parameters, and modeling. pages 341 – 404, 2007. [viii](#), [100](#), [101](#)
- [162] 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. [viii](#), [101](#)
- [163] Civan.F. *Reservoir formation damage : fundamentals, modeling, assessment, and mitigation*. Petroleum Engineering. Gulf Pub. Co., 2000. [viii](#), [101](#)
- [164] Civan.F. Incompressible cake filtration : Mechanism, parameters, and modeling. *AIChE Journal*, 44(11) :2379–2387, 1998. [102](#), [103](#), [104](#), [105](#), [108](#), [116](#)
- [165] Perkins.T.K. and Johnston.O.C. A review of diffusion and dispersion in porous media. *SPE Journal*, Volume 3, Number 1 :15, 1963. [108](#), [110](#)
- [166] Baker.L.E. Effects of dispersion and dead-end pore volume in miscible flooding. *AMOCO PRODUCTION CO.SPE Journal*, Volume 17, Number 3 :9, 1977. [108](#), [109](#)
- [167] Donaldson.E.C and Chernoglazov.V. Characterization of drilling mud fluid invasion. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1(1) :3 – 13, 1987. [108](#), [109](#)
- [168] Chen.J.S, Liu.C.W, and Liang.C.P. Evaluation of longitudinal and transverse dispersivities/distance ratios for tracer test in a radially convergent flow field with scale-dependent dispersion. *Advances in Water Resources*, 29(6) :887 – 898, 2006. [108](#), [109](#)
- [169] Zahedzadeh.M, Abbasi.S, Dadvar.M, and Shadizadeh.S.R. An improved model to simulate mud (drilling fluid) dispersion through porous media. *Iran. J. Chem. Chem. Eng.Improved Oil Recovery Research Center.NIOC.TEHRAN.I.R. IRAN*, Vol. 29, No. 1 :8, 2010. [108](#), [109](#)
- [170] Chen.S. *Investigation of dispersivity as a reservoir rock character and its determination from well logs*. PhD thesis, The University of Oclahoma, 1991. [109](#), [110](#)
- [171] Pasandi.M, Samani.N, and Barry.D.A. Effect of wellbore storage and finite thickness skin on flow to a partially penetrating well in a phreatic aquifer. *Advances in Water Resources*, 31(2) :383 – 398, 2008. [112](#)
- [172] Lin.C, Kuo.T, Fan.K, Chen.Y, Su.C, Tong.L, Lee.C, Hu.K, Liu.C, Liang.H, Tsai.C, and Chiang.C. Characterization of well skin using buildup test and radon as a tracer. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 78(2) :201 – 207, 2011. [112](#)
- [173] Dumkwu.F.A, Akand Islam.A.W, and Carlson.E.S. Review of well models and assessment of their impacts on numerical reservoir simulation performance. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 82-83(0) :174 – 186, 2012. [112](#)
- [174] Louisiana State U Murray F. Hawkins Jr. A note on the skin effect. *SPE,Society of Petroleum Engineers*, Volume 8, Number 12 :Pages65–66, December 1956. [113](#)
- [175] 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. [x](#), [117](#), [118](#), [128](#)
- [176] 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. [x](#), [118](#)
- [177] J.L. Lummus and J.J. Azar. Drilling fluids optimization : A practical field approach. *Pennwell Books, P.O. Box 1260, Tulsa, OK 74101.*, 2008. [131](#)